



# Instytut Energetyki Oddział Gdańsk

## Jednostka Badawczo-Rozwojowa

ul. Mikołaja Reja 27  
80-870 Gdańsk  
e-mail: oga@ien.gda.pl

Tel: 058 349-81-00  
Fax: 058 341-76-85  
GSM: 602 639 079

Nr ewid.: OG - 80/10

## Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce

### Zamawiający

PTPIREE  
60-637 Poznań, ul. Wołyńska 22

### Wykonawca

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk  
Jednostka Badawczo Rozwojowa  
80-870 GDAŃSK, ul. Mikołaja Reja 27

### Podwykonawca:

Ernst & Young Business Advisory spółka z ograniczoną odpowiedzialnością i Wspólnicy Sp k. - Warszawa

Gdańsk, 6 maja 2010

Wersja ostateczna  
korekta 11 czerwca 2010

Bank: PKO Bank Polski S.A.  
Konto: 9410201811-0000050200147918  
NIP: 525-00-08-761 Regon: 000020586-00046  
KRS: 0000088963

PN-EN 9001:2009  
Certyfikat nr  
368/4/2009 w PCBC  
S.A.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk  
Zakład Urządzeń Energoelektronicznych  
tel.: (058) 349-81-00, fax: (058) 341-76-85  
e-mail: oga@ien.gda.pl

**Zawartość**

1	Wstęp - cel i zakres studium	7
1.1	Cel i zakres prac	7
1.2	Zastrzeżenia i ograniczenia odpowiedzialności	8
2	Słownik pojęć	10
3	Ogólne założenia odnośnie wdrażania inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce	14
3.1	Cel wdrożenia inteligentnego pomiaru	14
3.2	Koncepcja krajowego inteligentnego systemu pomiarowego	14
3.3	Struktura inteligentnego systemu pomiarowego AMI w OSD	25
4	Korzyści i beneficjenci wdrożenia inteligentnego pomiaru	31
4.1	Specyfikacja beneficjentów	31
4.2	Specyfikacja korzyści	33
5	Wymagania techniczne dla systemów inteligentnego pomiaru	47
5.1	Przegląd reprezentatywnych wdrożeń systemów inteligentnego pomiaru w Europie	47
5.2	Przegląd ofert reprezentatywnych dostawców systemów inteligentnego pomiaru	64
5.3	Specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej	87
5.4	Specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu	94
5.5	Specyfikacja i rekomendacja interfejsów i protokołów komunikacyjnych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu	98
5.6	Analiza przydatności i rekomendacje wykorzystania infrastruktury systemów inteligentnego pomiaru do sterowania siecią (smart grid)	114
6	Wybrane aspekty prawne dotyczące wdrożenia AMI	115
6.1	Przepisy określające wymóg wprowadzenia AMI	115
6.2	Przepisy metrologiczne	119
6.3	Regulacje dotyczące urządzeń pomiarowych w branży energetycznej	121
6.4	Własność urządzeń pomiarowych oraz prawo dostępu do urządzeń pomiarowych	124
6.5	Kwestie prawne związane z wyznaczeniem operatora pomiarów	126
6.6	Wpływ wdrożenia inteligentnego pomiaru na umowy z odbiorcami	126
6.7	Możliwości prawne w zakresie pozyskania preferencyjnych źródeł finansowania (w tym pomocy publicznej)	127
6.8	Prawne aspekty związane z ochroną danych osobowych	130
6.9	Analiza wdrożenia inteligentnego pomiaru w kontekście procedury zmiany sprzedawcy	134
6.10	Harmonogram zmian dotyczących AMI w oparciu o obowiązujące przepisy prawa	135
6.11	Regulacje dotyczące taryfowania działalności dystrybucyjnej	136
6.12	Obszary wymaganych zmian prawnych	137
7	Wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych a regulacja elektroenergetyki	139
7.1	Wpływ wdrożenia inteligentnego pomiaru na kształtowanie taryf dystrybucyjnych	139
7.2	Sposób uwzględnienia nakładów na inteligentny pomiar w taryfie (zwrot z kapitału i amortyzacja)	142
7.3	Implikacja dla kosztów operacyjnych	148
7.4	Sposób kalkulacji stawek opłat taryfowych po wdrożeniu inteligentnego pomiaru	150
7.5	Pozostałe kwestie związane z kalkulacją taryfy dystrybucyjnej	153
7.6	Koszty osierococone powstałe w wyniku wdrożenia inteligentnego pomiaru i sposoby ich minimalizacji i pokrycia	155
7.7	Zarysowanie niezbędnych zmian w funkcjonowaniu i regulacji obrotu energią elektryczną	161
8	Rozwiązania w okresie przejściowym	163
8.1	Rozwiązania regulacyjno-prawne w okresie przejściowym	163
8.2	Organizacja i logistyka wdrożenia AMI	166

9	Szacunek nakładów inwestycyjnych do wdrożenia inteligentnego pomiaru w Polsce i propozycja ich alokacji	170
9.1	Opis założeń do oszacowania nakładów inwestycyjnych	170
9.2	Propozycje w zakresie ogólnego harmonogramu wdrożenia inteligentnego pomiaru	172
9.3	Szacunki nakładów inwestycyjnych dla założeń opisanych we wcześniejszej części studium	173
9.4	Symulacje wpływu wdrożenia na plany rozwoju i taryfę	177
10	Wytoczne do analiz ekonomicznych OSD	183
10.1	Opis funkcjonalności narzędzia informatycznego do analiz ekonomicznych	183
10.2	Możliwości rozbudowy narzędzia informatycznego na potrzeby poszczególnych OSD	190
11	Literatura	191

## Spis rysunków

Rysunek 3.1 Przykładowe aspekty koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego (modelu rynku) .....	15
Rysunek 3.2 Przykładowy podział możliwych koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego.....	17
Rysunek 3.3 Przykładowe warianty koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego .....	18
Rysunek 3.4 Struktura systemu scentralizowanego zakładająca istnienie CRD (NOP).....	24
Rysunek 3.5 Krajowy system opomiarowania - wersja zdecentralizowana .....	24
Rysunek 3.6 Przykładowa struktura systemu AMI.....	25
Rysunek 3.7 Przykładowa struktura systemu informatycznego (zaznaczony linią przerywaną) w OSD....	27
Rysunek 3.8 Przykład architektury inteligentnego opomiarowania AMI zrealizowanej przez IBM.....	28
Rysunek 3.9 Przykład systemu AMI: Itron Enterprise Edition .....	30
Rysunek 5.1 Planowana architektura systemu AMI we Francji (na podst. prezentacji Atos Origin).....	51
Rysunek 5.2 Schemat ideowy systemu Telegestore .....	55
Rysunek 5.3 Architektura systemu ADDAX (źródło: prezentacja T-Matic) .....	64
Rysunek 5.4. Liczniki systemu ADDAX: trójfazowy, przedpłatowy, połowy .....	65
Rysunek 5.5 Architektura systemu firmy ITRON .....	68
Rysunek 5.6 Architektura systemu firmy APATOR.....	73
Rysunek 5.7. Liczniki systemu APATOR: LEW101, LEW 301, 12EA5, 16EC3.....	73
Rysunek 5.8 Architektura systemu firmy Elster .....	78
Rysunek 5.9 Liczniki firmy Elster oferowane w ramach systemu AMI: AS220, AS1440 .....	80
Rysunek 5.10 Wyświetlacz domowy IHD.....	81
Rysunek 5.11 Struktura systemu firmy Landis+Gyr .....	82
Rysunek 5.12 Jednofazowy licznik ZCF100AC i trójfazowy licznik ZMF100AC .....	84
Rysunek 5.13 Koncentrator DC200 .....	86
Rysunek 7.1 Wyliczenie wielkości przychodu regulowanego OSD .....	139
Rysunek 7.2 Alokacja przychodu regulowanego na stawki taryfowe .....	141
Rysunek 7.3 Proces zmiany składowych kosztów operacyjnych OSD przenoszonych w taryfie .....	149
Rysunek 7.4 Szacunek łącznych kosztów osieroconych u wszystkich OSD w zależności od czasu trwania wdrożenia, z wyróżnieniem 8-letniego wariantu wdrożenia. ....	156
Rysunek 7.5 Wpływ możliwych rozwiązań na przychód OSD powstający u klientów na nn w porównaniu z sytuacją, gdyby nie nastąpiło wdrożenie AMI. ....	157
Rysunek 7.6 Założenia do analiz kosztów osieroconych nowych liczników .....	158
Rysunek 7.7 Koszty osierocone nowych liczników u wszystkich OSD w zależności od scenariusza optymalizacji .....	159
Rysunek 7.8 Wpływ zastosowania przyspieszonej amortyzacji dla nowych liczników tradycyjnych na przychód OSD powstający u klientów na nn (bez przedłużenia okresu legalizacji).....	159
Rysunek 7.9 Wpływ zastosowania przyspieszonej amortyzacji dla nowych liczników tradycyjnych na przychód OSD powstający u klientów na nn (z przedłużeniem okresu legalizacji) .....	160
Rysunek 7.10 Średnia godzinowa cena MWh energii elektrycznej ważona obrotem (dane za 2009).....	162
Rysunek 8.1 Koszty ponoszone przez odbiorcę w przypadku jednej wspólnej taryfy.....	163
Rysunek 8.2 Koszty ponoszone przez odbiorców w przypadku dwóch odrębnych taryf.....	164
Rysunek 9.1 Proponowane modelowe harmonogramy wdrożenia AMI. ....	173
Rysunek 9.2 Łączne nakłady inwestycyjne związane z wdrożeniem AMI w rozbiu na najważniejsze kategorie kosztowe w scenariuszu optymistycznym oraz pesymistycznym [mln PLN].....	174
Rysunek 9.3 Rozkład nakładów inwestycyjnych związanych z wdrożeniem AMI w poszczególnych latach wdrożenia (ceny stałe z 2010 roku). ....	174
Rysunek 9.4 Procentowy udział najważniejszych pozycji kosztowych w nakładach inwestycyjnych związanych z wdrożeniem AMI w poszczególnych latach wdrożenia.....	175
Rysunek 9.5 Wpływ wdrożenia AMI na plan rozwoju dla poszczególnych wariantów scenariuszy i harmonogramów. ....	177



Rysunek 9.6 Procentowy wpływ wdrożenia AMI na plan rozwoju dla poszczególnych wariantów scenariuszy i harmonogramów. ....	177
Rysunek 9.7 Łączny wpływ wdrożenia AMI na przychód OSD powstający u klientów na nn w mld PLN. ....	179
Rysunek 9.8 Łączny procentowy wpływ wdrożenia AMI na przychód OSD powstający u klientów na nn.....	180
Rysunek 9.9 Skumulowany wzrost przychodu powstającego u klientów na nn według scenariusza optymistycznego (ceny stałe z 2010 roku). ....	181
Rysunek 9.10 Skumulowany wzrost przychodu powstającego u klientów na nn według scenariusza pesymistycznego (ceny stałe z 2010 roku).....	181
Rysunek 9.11 Wzrost poziomu opłat za usługę dystrybucji u klientów na nn rok do roku według scenariusza optymistycznego.....	182
Rysunek 9.12 Wzrost poziomu opłat za usługę dystrybucji u klientów na nn rok do roku według scenariusza pesymistycznego. ....	182
Rysunek 10.1 Funkcjonalność części „Zbiorcze wyniki kalkulacji i sterowanie harmonogramem wdrożenia AMI” .....	186
Rysunek 10.2 Funkcjonalność części „Nakłady inwestycyjne”.....	187
Rysunek 10.3 Funkcjonalność części „Korzyści z wdrożenia AMI” .....	188
Rysunek 10.4 Funkcjonalność części „Wpływ wdrożenia AMI na taryfę” .....	189

**Spis tablic**

Tabela 3.1 Składowe decyzji dotyczących wyboru koncepcji inteligentnego pomiaru dla przykładowych wariantów.	18
Tabela 4.1 Specyfikacja beneficjentów wdrożenia AMI w Polsce.	31
Tabela 4.2 Korzyści makroekonomiczne z wdrożenia AMI w Polsce.	34
Tabela 4.3 Korzyści makroekonomiczne wynikające z wdrożenia idei inteligentnych sieci.	35
Tabela 4.4 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.	36
Tabela 4.5 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla Operatora Systemu Przesyłowego.	40
Tabela 4.6 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla odbiorców energii elektrycznej.	41
Tabela 4.7 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla sprzedawców energii elektrycznej.	44
Tabela 4.8 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla systemowych wytwórców energii elektrycznej.	45
Tabela 4.9 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla niezależnych wytwórców energii elektrycznej:	46
Tabela 5.1 Terminy zakończenia powszechnego wdrożenia systemów AMI w wybranych krajach UE.	48
Tabela 5.2 Funkcje liczników	88
Tabela 5.3 Informacje wymieniane pomiędzy licznikiem a systemem odczytowym	94
Tabela 5.4 Informacje wymieniane pomiędzy systemem odczytowym a systemem centralnym	95
Tabela 5.5 Szybkość transmisji w [kb/s] w zależności od sposobu modulacji i kodowania	108
Tabela 6.1 Kwestia własności urządzeń pomiarowych w wybranych krajach europejskich.	126
Tabela 6.2 Obligatoryjne ramy czasowe zdarzeń związanych z wdrożeniem AMI.	135
Tabela 7.1 Oszczędność dla odbiorcy z grupy taryfowej G12 z przeniesienia 10% poboru energii elektrycznej poza szczyt.	161
Tabela 9.1 Założenia makroekonomiczne.	170
Tabela 9.2 Średnioważony koszt kapitału.	171
Tabela 9.3 Liczba liczników oraz liczba nowych przyłączy.	171
Tabela 9.4 Jednostkowe nakłady na AMI w scenariuszu optymistycznym i pesymistycznym.	171
Tabela 10.1 Elementy arkusza „Założenia”.	184
Tabela 10.2 Elementy arkusza „Ster”.	185
Tabela 10.3 Definiowalne elementy narzędzia informatycznego.	190

## 1 WSTĘP - CEL I ZAKRES STUDIUM

### 1.1 Cel i zakres prac

Niniejsze studium zostało przygotowane na podstawie umowy OGA – 525/10 z dnia 18 stycznia 2010 roku zawartej pomiędzy Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE, Zamawiający), a Instytutem Energetyki Jednostka Badawczo Rozwojowa, Oddział Gdańsk (Instytut Energetyki).

Studium stanowi podsumowanie prac zespołu składającego się z pracowników Instytutu Energetyki w Gdańsku, Ernst & Young Business Advisory, kancelarii prawnej DLA Piper Wiater oraz przedstawicieli PTPiREE.

Głównym wykonawcą niniejszego studium jest Instytut Energetyki Jednostka Badawczo Rozwojowa, Oddział Gdańsk. Ernst & Young Business Advisory spółka z ograniczoną odpowiedzialnością i Wspólnicy sp. k. (Ernst & Young) jako podwykonawca Instytutu Energetyki odpowiedzialny był za wykonanie części ekonomicznej, prawnej oraz regulacyjnej. Analiza prawna została przez Ernst & Young dodatkowo podzlecona kancelarii prawnej DLA Piper Wiater sp. k.

Zakres tematyczny studium zgodnie z umową obejmuje:

- ▶ opracowanie jednolitych definicji,
- ▶ identyfikacja beneficjentów i korzyści z wdrożenia inteligentnego pomiaru,
- ▶ standardy techniczne związane z wdrożeniem inteligentnego pomiaru,
- ▶ wymagania prawne i rekomendacje odnośnie koniecznych zmian w prawie,
- ▶ rekomendacje odnośnie zmian w systemie regulacji elektroenergetyki,
- ▶ propozycje rozwiązania problemu kosztów osieroconych, które powstaną w wyniku wdrażania inteligentnego pomiaru,
- ▶ propozycje rozwiązań w okresie przejściowym (regulacyjnych i prawnych),
- ▶ 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 AMI – opracowanie narzędzia informatycznego do symulacji wariantów kosztowych (modeli) wdrożenia.

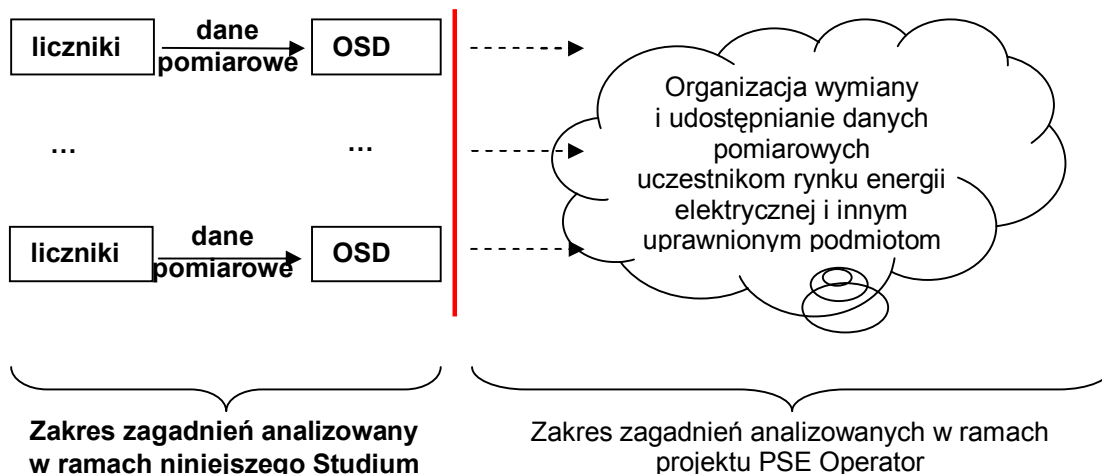
Wskazane w ostatnim punkcie narzędzie informatyczne zostało przygotowane w formie arkusza Excel i zostało załączone do niniejszego studium na płycie CD, a jego opis został przedstawiony w Rozdziale 10 studium. Bazując na tym arkuszu, poszczególni OSD będą mogli przygotowywać analizy ekonomiczne wdrożenia inteligentnego pomiaru. Przygotowanie pełnego modelu finansowego oceny opłacalności wdrożenia u poszczególnych OSD lub w skali kraju leży poza zakresem prac studium.

Rozwiązania przedstawione w studium dotyczą odbiorców należących do grupy taryfowej G i C1, przyłączonych do sieci nn.

W trakcie realizacji prac projektowych Zamawiający podjął decyzję o koordynacji prac z innym projektem o podobnej tematyce realizowanym równolegle na zlecenie spółki PSE Operator S.A. (PSE Operator).

W niniejszym studium zostały przedstawione zagadnienia dotyczące inteligentnych systemów pomiarowych planowanych do wdrożenia przez OSD, natomiast w projekcie realizowanym dla PSE Operator zostanie przedstawiony sposób i organizacja wymiany danych pomiarowych na szczeblu krajowym.

Podział zakresu projektów PSE Operator i PTPIREE przedstawia Rysunek 1.1.



Rysunek 1.1 Podział zakresu projektów PSE Operator i PTPIREE

## 1.2 Zastrzeżenia i ograniczenia odpowiedzialności

### Niezależność

Ani Wykonawca ani Podwykonawcy lub inne osoby pracujące nad studium nie są w jakikolwiek sposób powiązane z Zamawiającym oraz dostawcami infrastruktury, sprzętu a także oprogramowania AMI i w związku z tym mają pełną zdolność świadczenia niezależnych usług doradczych.

### Należyta staranność

Niniejsze studium zostało przygotowane z należytą starannością. Jednakże Wykonawca ani Podwykonawcy nie ponoszą odpowiedzialności za ewentualne błędy i pominięcia (wyłączając odpowiedzialność za szkodę wyrządzoną umyślnie, jak również na skutek istotnego niedbalstwa).

### Wystarczalność procedur

Wykonawca ani Podwykonawcy nie ponoszą odpowiedzialności z tytułu braku wystarczalności zastosowanych procedur dla celu, dla którego powstało niniejsze studium lub dla jakichkolwiek innych celów. Ocena wystarczalności zastosowanych procedur leży po stronie użytkowników studium.

### Wykorzystanie Studium

Studium nie stanowi analizy opłacalności wdrożenia AMI w Polsce wymaganej przez Dyrektywę 2009/72/WE w terminie do dnia 3 września 2012 roku.

Celem studium jest wskazanie możliwego sposobu wdrożenia AMI przy obecnym stanie wiedzy technicznej, a nie przesądzenie o optymalnym sposobie wdrożenia dla każdej z możliwych funkcji celu.

Studium zostało przygotowane przy założeniu, że będzie wykorzystywane przez osoby kompetentne merytorycznie oraz wyłącznie dla celów w nim określonych. Niniejsze studium powinno być czytane i analizowane w całości z uwagi na fakt, iż wnioski formułowane na podstawie oderwanych części mogą być niewłaściwe. Wykonawca oraz Podwykonawcy są dostępni w celu wyjaśnienia wszelkich aspektów zawartych w tym studium i zakłada się, że w przypadku wystąpienia jakichkolwiek pytań jego użytkownicy zwrócą się do Wykonawcy oraz Podwykonawców, aby takie wyjaśnienia otrzymać.

### **Weryfikacja informacji**

Wykonawca ani Podwykonawcy nie ponoszą odpowiedzialności za rzetelność i poprawność danych oraz założeń otrzymanych od członków zespołu projektowego PTPIREE na potrzeby przygotowania niniejszego studium.

### **Aktualizacja Studium i dalsze świadczenie usług**

Wykonawca ani Podwykonawcy nie ponoszą odpowiedzialności za żadne wydarzenia lub zmiany w założeniach i warunkach gospodarowania oraz aktualizację niniejszego studium, w szczególności w przypadku wystąpienia nowych zdarzeń lub okoliczności zaistniałych po dacie sporządzenia niniejszego studium. Ani Wykonawca ani Podwykonawcy, ani żaden pracownik Wykonawcy czy Podwykonawców sporządzający studium nie będzie świadczył dalszych usług doradczych (innych od zakresu prac opisanego w Umowie), zeznawał przed sądem lub występował w innych rodzajach postępowań, chyba, że zostanie zawarta w tym przedmiocie odrębna umowa lub występowanie przed sądem będzie wymagane przez prawo.

## 2 SŁOWNIK POJĘĆ

Nie ukształtowała się w Polsce jednolita terminologia w dziedzinie nowoczesnych systemów pomiaru energii elektrycznej. Często przyjmuje się bezpośrednio tłumaczenia terminów angielskich. Zdecydowano się, aby wprowadzić następujące terminy i skróty, przy czym przyjęto zasadę nie tworzenia nowych polskich akronimów.

**Studium** – niniejszy dokument: „Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce”.

**Zamawiający** – Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

**Wykonawca** – Instytut Energetyki Jednostka Badawczo Rozwojowa Oddział Gdańsk.

**Podwykonawcy** – Ernst & Young Business Advisory spółka z ograniczoną odpowiedzialnością i Wspólnicy sp. k. (część ekonomiczna oraz regulacyjna studium), DLA Piper Wiater sp. k. (część prawną studium).

### Terminy techniczne

**Inteligentny system pomiarowy AMI** (*ang. AMI = Advanced Metering Infrastructure*) – kompletna infrastruktura obejmująca urządzenia pomiarowe (liczniki), sieci, systemy komputerowe, protokoły komunikacyjne oraz procesy organizacyjne przeznaczone do pozyskiwania przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne danych o zużyciu energii przez każdego odbiorcę oraz umożliwiające oddziaływanie na odbiorcę poprzez sterowanie tym zużyciem energii w sposób celowy i akceptowany przez odbiorcę.

Taka infrastruktura powinna umożliwiać zbieranie danych od klienta w sposób bezpieczny, pewny i w określonym trybie czasowym oraz umożliwić prostą rozbudowę i rozwój systemu. Inteligentny system pomiarowy AMI powinien umożliwić przedsiębiorstwom energetycznym korzystanie z takich funkcji jak: różnicowanie taryf, sterowanie popytem (DSM), wykrywanie niedostarczenia energii, wykrycie kradzieży, optymalizację struktury sieci i działania na rynku energii.

W skład tak zdefiniowanej infrastruktury wchodzi:

1. Liczniki energii elektrycznej, zdolne wymieniać dane z koncentratorem lub systemem odczytowym przy wykorzystaniu określonego medium transmisyjnego. Podstawowa funkcjonalność liczników w systemie AMI sprowadza się do rejestracji zużycia energii z podziałem na odcinki czasu (np. godzinowe) oraz możliwości dwukierunkowej transmisji danych do i z licznika.
2. Infrastruktura transmisyjna – sieć komunikacyjna wykorzystuje różne media transmisyjne (PLC, BLC, radio, sieć telefoniczna, LAN, WAN) do przesyłu informacji pomiędzy licznikiem a koncentratorem oraz transmisję radiową GPRS lub sieć komputerową do transmisji danych do zarządzania danymi pomiarowymi. Infrastruktura transmisyjna może obejmować również koncentratory danych zbierające dane z kilkudziesięciu liczników zgrupowanych terytorialnie i przesyłające je do systemu zarządzania danymi pomiarowymi, najczęściej z wykorzystaniem transmisji GPRS.
3. System zarządzania danymi pomiarowymi MDM (*ang. AMM = Automated Metering Management lub MDM = Meter Data Management*) – system informatyczny odpowiedzialny za akwizycję danych z urządzeń pośredniczących (koncentratorów) i/lub systemów odczytowych, przetwarzanie i magazynowanie danych oraz ich udostępnianie innym podmiotom na określonych zasadach.

**Transmisja danych z wykorzystaniem sieci rozdzielczej niskiego napięcia PLC** (*ang. PLC - Power Line Carrier lub Power Line Communication*) – w odniesieniu do odczytu liczników oznacza wykorzystanie sieci rozdzielczej niskiego napięcia jako medium transmisji danych pomiarowych. Zazwyczaj wykorzystuje się specjalizowane układy, które poprzez nałożenie na przebieg sinusoidalny (50 Hz) napięcia lub prądu sygnału o częstotliwości w zakresie 3-95 kHz umożliwiają dwukierunkową transmisję danych, w tym informacji pomiarowych.





**Sieć inteligentna** (ang. smart grid) - system elektroenergetyczny integrujący w sposób inteligentny działania wszystkich uczestników procesów generacji, transmisji, dystrybucji i użytkowania, w celu dostarczania energii elektrycznej w sposób ekonomiczny, trwały i bezpieczny.

**Sieć domowa HAN** (ang. HAN- Home Area Network) – lokalna sieć teleinformatyczna obejmująca swoim zasięgiem obszar ograniczony do gospodarstwa domowego. Jest ona używana do komunikacji pomiędzy urządzeniami aktywnymi znajdującymi się w gospodarstwie domowym i obejmuje zwykle niewielką liczbę komputerów i innych urządzeń, takich jak np. drukarki.

**Sieć WAN** (ang. Wide Area Network) - rozległa sieć teleinformatyczna, w szczególności umożliwiająca łączenie wzajemnie odległych sieci lokalnych LAN.

**Odbiorca** – każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym

**Sieć dystrybucyjna** – sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego

**Taryfa** – zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą

**Nielegalny pobór energii** – pobieranie energii bez zawarcia umowy, z całkowitym albo częściowym pominięciem układu pomiarowo-rozliczeniowego lub poprzez ingerencję w ten układ mającą wpływ na zafałszowanie pomiarów dokonywanych przez układ pomiarowo-rozliczeniowy

**Operator systemu przesyłowego (OSP)** – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi

**Operator systemu dystrybucyjnego (OSD)** – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi

**Centralne repozytorium danych (CRD)** – termin roboczy przyjęty w niniejszym studium na określenie wydzielonego finansowo, organizacyjnie oraz prawnie od OSD podmiotu, podlegającego kontroli Regulatora rynku, odpowiedzialnego m.in. za przechowywanie i udostępnianie danych pomiarowych

**Dobowy profil zużycia energii** – zbiór danych o zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych okresach (15 min, 60 min.) doby przez odbiorcę

**Grupa taryfowa** - grupa odbiorców pobierających energię lub korzystających z usług związanych z zaopatrzeniem w tą energię, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania

**Miejsce dostarczenia energii elektrycznej (Punkt Poboru Energii - PPE)** - punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane dostarczać energię, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług przesyłowych albo w umowie sprzedaży energii

**Moc maksymalna 15-minutowa** - największy 15-minutowy pobór mocy czynnej z sieci w przyjętym okresie

**Moc przyłączeniowa** - moc czynna planowana do pobrania lub wprowadzenia do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłącza



**Moc umowna** - moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, określona w umowie o świadczenie usług przesyłowych lub umowie sprzedaży energii jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut lub, w okresie 60 minut - jeżeli urządzenia pomiarowe na to pozwalają

**Okres rozliczeniowy** - ustalony w umowie sprzedaży energii elektrycznej przedział czasowy pomiędzy dwoma kolejnymi odczytami rozliczeniowymi wskaźników układu pomiarowo-rozliczeniowego.

**Układ pomiarowo-rozliczeniowy** - liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub rozliczeniowo pomiarowe, a także układy połączeń między nimi służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów i rozliczeń (np. zegary sterujące, przekładniki prądowe itd.).

**Interfejs** - styk lub punkt, w którym jest zlokalizowane fizyczne/logiczne połączenie komunikacyjne między dwoma urządzeniami/programami

**Kanał komunikacyjny** - zespół środków technicznych służących do jednokierunkowego przesyłania informacji między urządzeniami

**Łącze komunikacyjne** - zestaw dwóch kanałów komunikacyjnych służący do dwukierunkowego przesyłania informacji między urządzeniami

**Protokół komunikacyjny** - zestaw usług i procedur zarządzających komunikacją (wymiana informacji) między urządzeniami

**Stos protokołów** - często określany jako profil komunikacyjny - kilka kaskadowych warstw oprogramowania, które specyfikują odpowiednie protokoły komunikacyjne w zakresie wymiany między urządzeniami

**Architektura komunikacyjna (sieciowa)** - projekt sieci teleinformatycznej uwzględniający wszystkie zasoby sieciowe tej sieci ze szczególnym uwzględnieniem wykorzystywanego/wykorzystywanych w tej sieci stosu/stosów protokołów komunikacyjnych.

**Intranet** - działająca w obrębie przedsiębiorstwa sieć teleinformatyczna, wykorzystująca stosy komunikacyjne typowo wykorzystywane w ramach publicznej sieci internet

**COSEM** - COmpanion Specification for Energy Metering - zbiór specyfikacji opracowanych przez DLMS User Association definiujących model informatyczny m.in. liczników energii elektrycznej, a także protokół warstwy aplikacji DLMS wykorzystywany do komunikacji m.in. z licznikami energii elektrycznej. Zgodnie z koncepcją modelu COSEM funkcjonalność licznika "widziana" z perspektywy koncentratora lub systemu odczytowego jest reprezentowana przez tzw. interfejsy COSEM. Każdy z interfejsów zawiera zdefiniowane dane w postaci atrybutów danych oraz funkcje, zwane metodami, które mogą na tych atrybutach operować. Interfejsy COSEM są w istocie wzorcami (klasami), w oparciu o które mogą być definiowane obiekty COSEM. Tak więc licznik jest reprezentowany przez zestaw obiektów COSEM, którym mogą być przypisywane, zgodnie ze ściśle określonymi regułami, identyfikujące je kody OBIS.

**DLMS** (*Distribution Line Message Specification*) - zorientowany połączeniowo protokół warstwy aplikacji służący m.in. do dwukierunkowej wymiany danych z licznikami. Protokół DLMS funkcjonujący w trybie "klient-serwer" na obiektach COSEM może dokonywać zapisu/odczytu atrybutów obiektów lub wywoływać działanie określonych metod (funkcji) na atrybutach. Niezależnie od trybu komunikacji "klient-serwer" jest możliwość spontanicznego wysyłania przez licznik komunikatów (zdarzeń).

### Terminy ekonomiczne

**CAPEX** (ang. capital expenditures) – koszty kapitałowe związane z inwestycją rozumiane jako nakłady inwestycyjne na rozwój produktu lub wdrożenie systemu.

**OPEX** (ang. operating expenditures) – oznacza koszty utrzymania produktu, przedsiębiorstwa czy systemu.

**Koszty osierocone** (ang. stranded costs) – koszty inwestycji i zobowiązań poniesione w przeszłości lub wynikające z przeszłych zdarzeń (koszty historyczne), które nie zostały jeszcze odzyskane przez inwestorów i nie będą możliwe do odzyskania w ramach ich działalności, a które nie zostałyby poniesione gdyby nowe regulacje obowiązywały od zawsze.

**Przychód regulowany** – poziom przychodu OSD zatwierdzany przez Regulatora (URE) obecnie obliczany jako suma kosztów uzasadnionych, amortyzacji, zwrotu z zaangażowanego kapitału, kosztów usług przesyłowych, opłaty przejściowej.

**WRA** – Wartość Regulacyjna Aktywów – wartość inwestycji zrealizowanych przez OSD zatwierdzona przez Regulatora, od której OSD należny jest zwrot z zaangażowanego kapitału.

## Terminy i akty prawne

**URE** – Urząd Regulacji Energetyki.

**Regulator** – Podmiot odpowiedzialny za regulację sektora energetycznego w danym państwie lub regionie administracyjnym (w Polsce URE).

**NFOŚiGW** – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

**POIiŚ** – Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko.

**Dyrektywa 2004/22/WE** – Dyrektywa 2004/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. w sprawie przyrządów pomiarowych (Dz. Urz. UE L z dnia 30 kwietnia 2004 r.).

**Dyrektywa 2009/72/WE** – Dyrektywa 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE.

**Dyrektywa 2006/32/WE** – Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. o efektywności końcowej wykorzystania energii i usługach energetycznych, zastępującej dyrektywę Rady 93/76/EWG (Dz. Urz. UE L 114, s. 64 z 27.04.2006 r.).

**Prawo energetyczne** – Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U.06.89.625 z późniejszymi zmianami).

**Polityka energetyczna** – Polityka energetyczna Polski do 2030 roku (załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r.).

**Ustawa o ocenie zgodności** – Ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. 2004r. Nr 204 poz. 2087 ze zmianami).

**Rozporządzenie pomiarowe** – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 grudnia 2006 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (Dz. U. z dnia 10 stycznia 2007 r.).

**Prawo o miarach** – Prawo o miarach Ustawa z dnia 11 maja 2001 r. Prawo o miarach (Dz. U. 2004 r. Nr 243 poz. 2441 ze zmianami).

**Rozporządzenie w sprawie liczników energii** – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 r. w sprawie wymagań, którym powinny odpowiadać liczniki energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego oraz szczegółowego zakresu sprawdzeń wykonywanych podczas prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych (Dz. U. z dnia 23 stycznia 2008 r.).

**Rozporządzenie systemowe** – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U.07.93.623 z późniejszymi zmianami).

**Rozporządzenie taryfowe** – Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U.07.128.895 z późniejszymi zmianami).



### 3 OGÓLNE ZAŁOŻENIA ODNOŚNIE WDRAŻANIA INTELIGENTNYCH SYSTEMÓW POMIAROWYCH W POLSCE

#### 3.1 Cel wdrożenia inteligentnego pomiaru

Na potrzeby niniejszego studium przyjmuje się, że podstawowym celem wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce **jest spełnienie wymagań dyrektyw UE przy najmniejszym koszcie społecznym.**

Poprzez koszt społeczny rozumie się sumę kosztów netto, jakie będą musieli ponieść odbiorcy końcowi energii elektrycznej zarówno na sfinansowanie inwestycji jak i późniejsze koszty eksploatacyjne.

Uzasadnienie ekonomiczne wdrożenia jak również szczegółowa analiza i kwantyfikacja korzyści wdrożenia dla różnych stron nie leżała w zakresie prac wykonawcy. W studium dokonano ogólnej identyfikacji korzyści z wdrożenia inteligentnego pomiaru i tylko w takim zakresie korzyści te są brane pod uwagę przy specyfikacji zakresu i sposobu wdrożenia.

**Zgodnie z dyrektywami UE każdy kraj członkowski ma obowiązek przeprowadzenia w terminie do dnia 3 września 2012 roku analizy ekonomicznej wdrożenia AMI, zawierającej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta a także oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.**

Na podstawie przeprowadzonych analiz Regulator rynku (Ministerstwo Gospodarki wspólnie z Urzędem Regulacji Energetyki) powinien określić konkretne i mierzalne cele wdrożenia inteligentnego pomiaru w Polsce.

#### 3.2 Koncepcja krajowego inteligentnego systemu pomiarowego

##### 3.2.1 Warianty inteligentnego systemu pomiarowego

W niniejszym studium analizom technicznym, ekonomicznym, regulacyjnym i prawnym została poddana jedna z możliwych koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego, zakładająca powstanie krajowego repozytorium danych pomiarowych (CRD). Podmiot ten niezależny finansowo, organizacyjnie oraz prawnie od OSD, podlegałby kontroli Regulatora rynku (rozwiązanie podobne do rozwiązania przyjętego przy wdrażaniu AMI w prowincji Ontario w Kanadzie [52]).

W trakcie realizacji pracy podczas spotkań z przedstawicielami OSD uzgodniono, że w ramach niniejszego studium przeprowadzona zostanie ogólna analiza SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*) dla koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego zakładającej istnienie CRD jak też dla koncepcji bez CRD.

Przyjęcie koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego z formalnie wydzielonym CRD lub bez formalnie wydzielonego CRD ma wpływ jedynie na wyniki analizy prawnej przedstawionej w niniejszym studium, natomiast nie ma wpływu na pozostałe obszary analizowane w studium.

W warunkach krajowych można sformułować więcej koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego. Wynika to ze złożoności i wielopłaszczyznowości projektu wdrożenia inteligentnego opomiarowania (płaszczyzna technologiczna oraz organizacyjna, kwestie związane z licznikami, infrastrukturą komunikacyjną oraz danymi pomiarowymi) oraz ilości zaangażowanych w niego interesariuszy i beneficjentów.

Przyszły kształt inteligentnego systemu pomiarowego (Rysunek 3.1) będzie zależał od decyzji w kilku niezależnych od siebie obszarach: regulacji wdrożenia (dobrowolność), zagadnienia związane z urządzeniami pomiarowymi i specyfikacją wymogów technicznych dla tych urządzeń, kwestie infrastruktury i technologii przesyłu danych oraz wszystkie aspekty związane z akwizycją, zarządzaniem, agregowaniem i udostępnianiem danych pomiarowych.

Zaprezentowane aspekty innej koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego nie stanowią zbioru zamkniętego i mogą zostać uzupełnione / rozszerzone w zależności od przyjętych założeń oraz poziomu szczegółowości analiz. Zakres prac przy przygotowaniu studium nie obejmował oceny innej koncepcji / koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego, jakie mogłyby zostać wdrożone w Polsce.



Rysunek 3.1 Przykładowe aspekty koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego (modelu rynku).

Pierwszą fundamentalną decyzją jest określenie liczby podmiotów odpowiedzialnych za dane pomiarowe (model monopolistyczny czy wolnorynkowy).

Podmiotom zainteresowanym danymi pomiarowymi w ramach każdego z przedstawionych powyżej obszarów można przydzielić pewne zakresy odpowiedzialności i uprawnień (wpływających zarówno na specyfikę całego inteligentnego systemu pomiarowego jak i podział kosztów i korzyści wdrożenia AMI pomiędzy poszczególnymi interesariuszami). Przykładowo, rozważając tylko zagadnienia dotyczące liczników konieczne jest podjęcie decyzji, komu zostaną przypisane:

- ▶ określenie wytycznych do specyfikacji technicznej i funkcjonalnej dla liczników,
- ▶ odpowiedzialność za instalację liczników,
- ▶ własność liczników,
- ▶ kontrola nad licznikami,
- ▶ dostęp do liczników.

Podobny zestaw odpowiedzialności można rozpiąć dla innych głównych elementów koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego takich jak np. dane pomiarowe:

- ▶ określenie protokołów zapisu i wymiany danych pomiarowych,
- ▶ zdefiniowanie protokołu / protokołów komunikacyjnych,
- ▶ własność danych pomiarowych,
- ▶ dostęp do danych pomiarowych,

- ▶ akwizycja danych pomiarowych,
- ▶ zarządzanie danymi pomiarowymi (przetwarzanie, przechowywanie i archiwizacja),
- ▶ udostępnianie danych pomiarowych.

W założonej na potrzeby studium koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego z formalnie wydzielonym CRD:

- ▶ obowiązuje model monopolistyczny rynku danych pomiarowych,
- ▶ wszystkie czynności związane z licznikami (tj. instalacja, własność, kontrola oraz dostęp) przypisane są do OSD,
- ▶ za akwizycję danych pomiarowych odpowiada OSD,
- ▶ funkcja zarządzania danymi jest podzielona pomiędzy OSD oraz CRD,
- ▶ za agregację i udostępnianie danych uprawnionym stronom trzecim odpowiada wyłącznie CRD.

**Niezmiernie ważnym aspektem wdrożenia AMI jest dostosowanie przyszłej koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego do specyfiki kraju.** Żadne z przedstawionych w dalszej części niniejszego studium rozwiązań (Rozdział 7) nie spotkało się z ogólną międzynarodową akceptacją i każdy z krajów wdrażających AMI decydował się na inne rozwiązanie najlepiej odpowiadające lokalnym uwarunkowaniom.

Założona koncepcja inteligentnego systemu pomiarowego zbliżona do rozwiązania zastosowanego w Ontario może nie okazać się najlepszym możliwym rozwiązaniem do zaimplementowania na polskim gruncie. Należy brać pod uwagę fakt, że przypadek Ontario jest dość szczególny – w momencie podejmowania decyzji o wprowadzeniu AMI funkcjonowało tam ponad 90 firm dystrybucyjnych, więc korzyść kosztowa stworzenia jednego, wspólnego organu do zarządzania danymi pomiarowymi wydawała się decydująca.

Z doświadczeń międzynarodowych jak również z zapisów Dyrektywy 2009/72/WE wynika, że przy wyborze koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego przeprowadzić należy wnikliwą analizę kosztów i korzyści dla kilku wariantów różnych koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego. Dobrym przykładem jest tutaj rynek brytyjski, gdzie wdrożenie AMI napotkało szereg trudności z przesyłem danych pomiędzy wieloma podmiotami uczestniczącymi w rynku (sprzedawcy, OSD, operatorzy pomiarów, dostawcy liczników). W Wielkiej Brytanii [72] przeprowadzono więc szczegółową analizę trzech koncepcji (modeli) inteligentnego systemu pomiarowego po wdrożeniu AMI:

- ▶ Model Scentralizowany – stworzenie Centralnego Operatora Komunikacyjnego, który ma za zadanie określenie strategii instalacji liczników, ich specyfikacji, wybór grupy dostawców liczników oraz infrastruktury komunikacyjnej (operator jest odpowiedzialny za instalację i zarządzanie infrastrukturą komunikacyjną), sprzedawca natomiast jest odpowiedzialny za wybór jednego z sugerowanych przez Centralnego Operatora Komunikacyjnego dostawcy liczników, ich instalację oraz konserwację.
- ▶ Model Centralnej Komunikacji – podobnie jak w modelu Scentralizowanym Centralny Operator Komunikacyjny odpowiedzialny jest za akwizycję danych pomiarowych i ich przetwarzanie oraz określenie specyfiki i funkcji liczników, sprzedawca natomiast jest odpowiedzialny za instalację i konserwację liczników oraz instalację infrastruktury komunikacyjnej w domach w imieniu Centralnego Operatora Komunikacyjnego – pozostawia się dowolność sprzedawcy w zakresie strategii instalacji liczników i wyboru ich dostawcy (zgodnie z określoną specyfikacją).

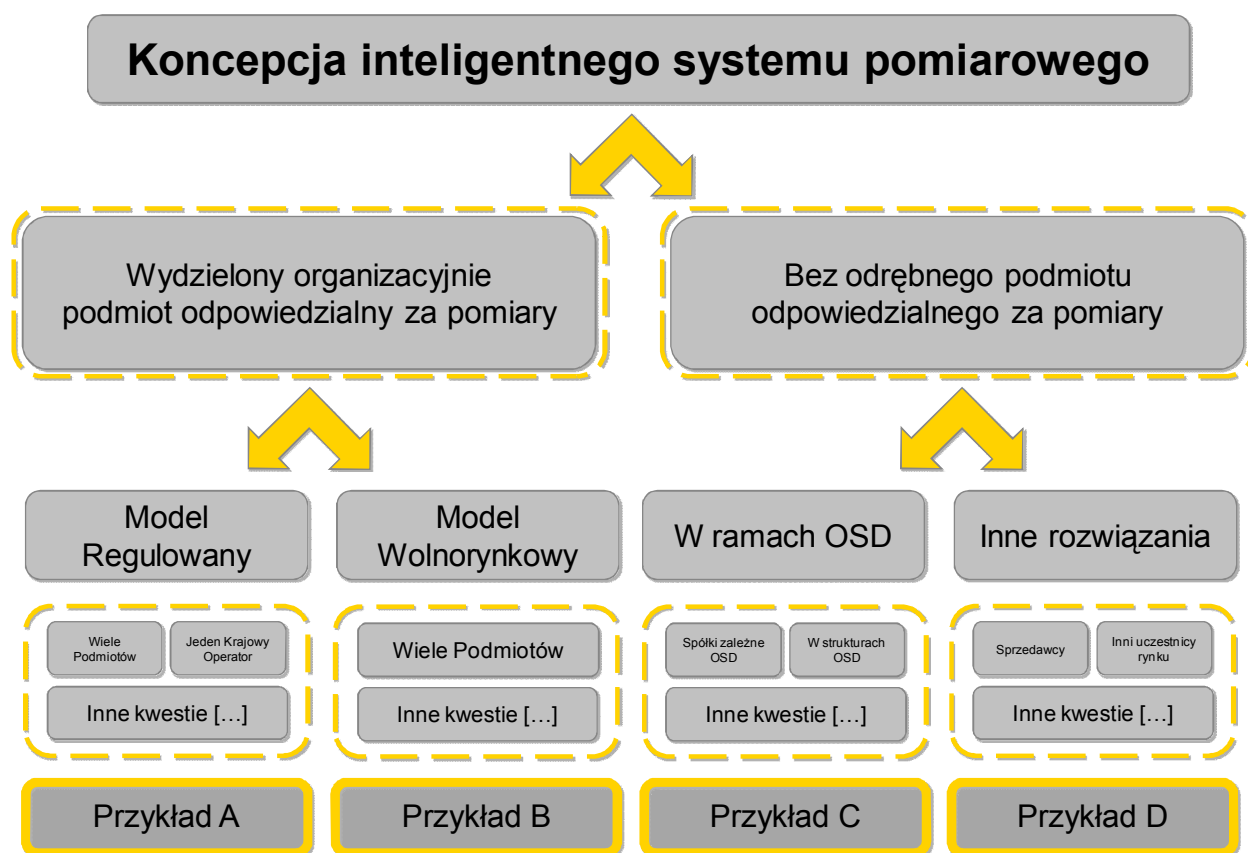


- ▶ Model Konkurencyjny – model oparty na obecnym modelu rynku inteligentnego pomiaru – sprzedawcy mają dowolność w określeniu specyfiki liczników i wszelkich związanych z nimi usług, w tym komunikacji, strategii instalacji, segmentację klientów itp. (ustalone mają być jedynie minimalne wymagania co do funkcjonalności liczników i ich współpracy ze sobą). Sprzedawcy są odpowiedzialni za instalację, konserwację, pobieranie i agregację danych pomiarowych.

Dla tych trzech koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego zestawiono szacowane koszty i korzyści, ich podział pomiędzy poszczególnych interesariuszy oraz korzyść netto dla całego rynku. Ostatecznie został wybrany (rekomendowany jako wynik konsultacji) Model Centralnej Komunikacji (Centralnego Operatora Komunikacyjnego - *Centralized Communication Provider*) jako model wdrożenia inteligentnego pomiaru w Wielkiej Brytanii.

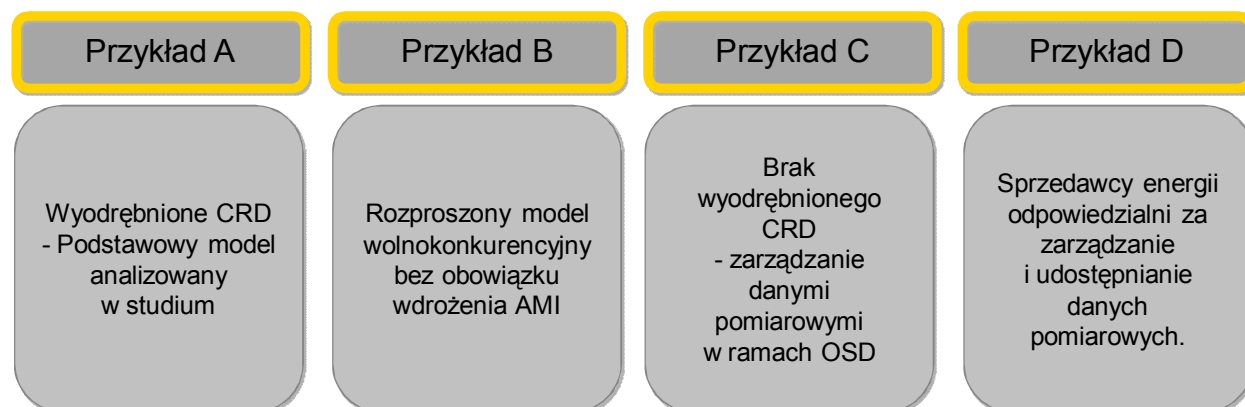
**Z wymienionych wyżej względów oraz ograniczonego zakresu prac w ramach przygotowania niniejszego studium rekomenduje się przeprowadzenie dalszych bardziej szczegółowych analiz mających na celu wybór najbardziej optymalnych dla Polski koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego** (tak jak miało to miejsce w przypadku Wielkiej Brytanii). Wybrane koncepcje inteligentnego systemu pomiarowego mogłyby stanowić przedmiot analizy opłacalności wdrożenia AMI w Polsce (wymaganej przez Dyrektywę 2009/72/WE w terminie do dnia 3 września 2012 roku).

W niniejszym studium w ramach uzgodnionej z zamawiającym dodatkowej analizy SWOT postanowiono przedstawić zarys najważniejszych składowych wyborów koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego oraz najważniejszych wad i zalet wybranych rozwiązań kierunkowych. Rysunek 3.2 przedstawia przykładowy podział możliwych koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego na cztery wyczerpujące i wzajemnie się wykluczające grupy.



Rysunek 3.2 Przykładowy podział możliwych koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego

Dla każdej z grup zaproponowano jeden przykładowy wariant koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego. Zaprezentowane przykłady są jedynie czterema z wielu możliwych wariantów, które mogą być przedmiotem analizy koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego w Polsce.



Rysunek 3.3 Przykładowe warianty koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego

Na podstawie wcześniej wymienionych składowych decyzji dotyczących wyboru koncepcji inteligentnego systemu pomiarowego można powyższe przykładowe warianty opisać za pomocą zestawienia w formie tabelarycznej.

Tabela 3.1 Składowe decyzji dotyczących wyboru koncepcji inteligentnego pomiaru dla przykładowych wariantów.

Koncepcja systemu pomiarowego	Model wdrożenia	Odpowiedzialność za instalację urządzeń pomiarowych	Własność urządzeń pomiarowych	Odpowiedzialność za akwizycję danych pomiarowych oraz utrzymanie systemów akwizycji danych	Utrzymanie i udostępnianie odpowiedniej infrastruktury telekomunikacyjnej	Odpowiedzialność za przetwarzanie danych pomiarowych, ich agregowanie i udostępnianie uczestnikom rynku
Przykład A	Regulowany	OSD	OSD	OSD	Zależnie od wybranej technologii telekomunikacyjnej (PLC/GPRS/Mesh Radio): OSD / Firmy Telekomunikacyjne / Dostawcy technologii	Jeden krajowy podmiot - będący operatorem danych pomiarowych. Podmiot ten jest niezależny prawnie i właścicielsko od OSD.
Przykład B	Dobrowolny	Sprzedawca / OSD	Sprzedawca / OSD / Klient	OSD / operator pomiarów	Zależnie od wybranej technologii telekomunikacyjnej (PLC/GPRS/Mesh Radio): OSD / Firmy Telekomunikacyjne / Dostawcy technologii	Operator pomiarów - jako podmiot trzeciej strony na zlecenie klienta.
Przykład C	Regulowany	OSD	OSD	OSD	Zależnie od wybranej technologii telekomunikacyjnej (PLC/GPRS/Mesh Radio): OSD / Firmy Telekomunikacyjne / Dostawcy technologii	OSD – centralne repozytorium danych.
Przykład D	Regulowany / Dobrowolny	Sprzedawca / OSD	Sprzedawca	Sprzedawca	Zależnie od wybranej technologii telekomunikacyjnej (PLC/GPRS/Mesh Radio): OSD / Firmy Telekomunikacyjne / Dostawcy technologii	Departamenty pomiarów w ramach spółek obrotu.

Jak pokazuje Tabela 3.1 aspekt utrzymania i udostępniania infrastruktury telekomunikacyjnej jest silnie uwarunkowany możliwościami rozwiązań technicznych i będzie w większej części niezależny od wyboru koncepcji inteligentnego systemu opomiarowania.



Rozważając powyższe aspekty zaproponowanych koncepcji inteligentnego systemu pomiarowania można wyszczególnić następujące wady i zalety dla każdej z nich.

## Przykład A

### CRD - Podstawowa koncepcja AMI analizowana w Raporcie

Mocne strony	Słabe strony
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zagwarantowane prawem wdrożenie – szybsze i w większym zakresie niż w systemie dobrowolnym (większe korzyści dla OSD)</li> <li>▶ Gwarancja równego dostępu dla wszystkich uprawnionych podmiotów do danych pomiarowych</li> <li>▶ Możliwość stworzenia jednolitych standardów formatu danych oraz protokołu komunikacyjnego (zarówno na poziomie pozyskiwania danych z liczników oraz ich udostępniania uczestnikom rynku)</li> <li>▶ Niższe koszty związane z budową systemu zarządzania danymi pomiarowymi w skali kraju – wykorzystanie efektu skali</li> <li>▶ Łatwa możliwość wdrożenia systemu zarządzania popytem przez OSP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Konieczność fundamentalnych zmian w relacjach umownych między OSD a sprzedawcami</li> <li>▶ Konieczność ponoszenia kosztów związanych z budową NOP</li> <li>▶ Większe koszty osierocone niż przy dobrowolnym modelu wdrożenia AMI</li> <li>▶ Ponoszenie kosztów wdrożenia AMI przez odbiorców w tarifie niezależnie od ich preferencji co do instalacji inteligentnych liczników</li> <li>▶ Konieczność szczegółowej regulacji i kontroli efektywności dodatkowego podmiotu</li> <li>▶ Brak konkurencji na rynku usług zarządzania danymi pomiarowymi</li> </ul>
Szanse	Zagrożenia
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Większa skala wdrożenia może przynieść większe korzyści makroekonomiczne</li> <li>▶ Szansa na wzrost świadomości społecznej dotyczącej kosztów poboru energii</li> <li>▶ Potencjalna redukcja kosztów wdrożenia AMI (masowe wdrożenie, skoordynowane czasowo i terytorialnie)</li> <li>▶ Możliwość przyłączenia nowych mediów do istniejącego systemu zarządzania danymi (podmiot odpowiedzialny za dane pomiarowe niezależny od sektora działalności)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zagrożenie braku dostatecznej ochrony prywatności klientów – dane o wszystkich odbiorcach będą zgromadzone u jednego podmiotu</li> <li>▶ Wdrożenie AMI u wszystkich odbiorców również tych, gdzie nie jest to uzasadnione ekonomicznie</li> <li>▶ Rozwiązanie monopolistyczne, w przypadku niewystarczającej kontroli Regulatora koszty utrzymania i działania systemu AMI (koszty operacyjne) mogą nadmiernie wzrosnąć</li> <li>▶ Duża skala wdrożenia systemu AMI może stanowić znaczne wyzwanie organizacyjno-operacyjne, ryzyko opóźnień</li> </ul>

## Przykład B

### Koncepcja dobrowolnego wdrożenia z wolnokonkurencyjnymi operatorami pomiarów

Mocne strony	Słabe strony
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Gwarancja równego dostępu do danych dla wszystkich uprawnionych podmiotów do danych pomiarowych</li> <li>▶ Wdrożenie AMI jedynie tam gdzie jest to ekonomicznie uzasadnione – weryfikacja przez rynek</li> <li>▶ Dodatkowe koszty związane z AMI ponoszone jedynie przez beneficjentów</li> <li>▶ Obsługa systemu opomiarowania na zasadach rynkowych</li> <li>▶ Ograniczony stopień ingerencji regulatora w rynek – regulator tworzy jedynie specyfikacje techniczne i funkcjonalne dla liczników oraz ustala zasady dostępu do danych pomiarowych</li> <li>▶ Każdy odbiorca może wybrać Operatora Danych Pomiarowych według swoich preferencji</li> <li>▶ Ograniczenie kosztów osieroconych związanych z wdrożeniem AMI</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Brak ogólnokrajowego, obligatoryjnego harmonogramu wdrożenia AMI</li> <li>▶ Wysokie koszty wdrożenia wynikające z małej i różnorodnej skali zakupów</li> <li>▶ Znaczna liczba podmiotów uprawnionych do zarządzania danymi komplikuje system relacji i przesyłu danych pomiarowych</li> <li>▶ Zróżnicowane standardy jakości usług u różnych podmiotów odpowiedzialnych za zarządzanie danymi pomiarowymi</li> <li>▶ Problemy ze standaryzacją formatu danych oraz protokołu komunikacyjnego</li> <li>▶ Konieczność stworzenia odrębnych procedur zmiany operatora danych pomiarowych (tak jak dla procesu zmiany sprzedawcy energii)</li> <li>▶ Ograniczone możliwości wdrożenia systemu zarządzania popytem przez OSP</li> </ul>
Szanse	Zagrożenia
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ W wyniku konkurencji koszty operacyjne, jakimi będą obciążeni klienci mogą być niższe niż w modelu monopolistycznym (Przykład A)</li> <li>▶ Możliwość przyłączenia nowych mediów do istniejącego systemu zarządzania danymi (podmiot odpowiedzialny za dane pomiarowe niezależny od sektora działalności), aczkolwiek jest to trudniejsze niż w Przykładzie A</li> <li>▶ Możliwość stworzenia konkurencyjnego rynku danych pomiarowych</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Skrajne rozdzielenie sektora – mnogość podmiotów działających w charakterze operatorów danych pomiarowych może skomplikować relacje klient-sprzedawca na rynku energii elektrycznej</li> <li>▶ Brak nakazu wdrożenia AMI - wolne tempo wdrożenia AMI</li> <li>▶ Brak podmiotów aktywnie działających na rzecz wdrożenia AMI - ograniczona szansa na wzrost świadomości społecznej dotyczącej kosztów poboru energii u niektórych grup odbiorców</li> <li>▶ Niedostateczny stopień wdrożenia AMI może uniemożliwić uzyskanie pewnych korzyści z działania systemu Smart Grid</li> <li>▶ Brak koordynacji czasowej i terenowej wdrożenia – ryzyko ponoszenia wysokiego kosztu komunikacji (duży udział GPRS)</li> </ul>

## Przykład C

### Brak CRD - zarządzanie danymi pomiarowymi w ramach OSD

Mocne strony	Słabe strony
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zagwarantowane prawem wdrożenie – szybsze i w większym zakresie niż w systemie dobrowolnym (większe korzyści dla OSD)</li> <li>▶ Brak konieczności tworzenia nowego podmiotu działającego na rynku energii (obniżenie kosztów wdrożenia)</li> <li>▶ Możliwe pełne wykorzystanie istniejących struktur i zasobów ludzkich w ramach OSD</li> <li>▶ Możliwość stworzenia jednolitych standardów formatu danych oraz protokołu komunikacyjnego na poziomie pozyskania danych z liczników</li> <li>▶ Najmniejsze ryzyko braku dostatecznej ochrony prywatności klienta – te same podmioty i w takim samym zakresie posiadają dostęp do danych co obecnie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Większe koszty osierocone niż przy dobrowolnym modelu wdrożenia AMI</li> <li>▶ Ponoszenie kosztów wdrożenia AMI przez odbiorców w taryfie niezależnie od ich preferencji co do instalacji inteligentnych liczników</li> <li>▶ Podnoszenie zarzutu o faworyzowanie własnych spółek obrotu (w ramach grup energetycznych) w dostępie do danych</li> <li>▶ Większe problemy ze standaryzacją formatu danych oraz protokołu komunikacyjnego na poziomie udostępniania danych uczestnikom rynku</li> <li>▶ Wyższe koszty związane z budową systemu zarządzania danymi pomiarowymi w skali kraju – „duplikowanie” systemów u wszystkich OSD</li> <li>▶ Trudniejsza niż w Przykładzie A możliwość wdrożenia zarządzania popytem przez OSP</li> </ul>
Szanse	Zagrożenia
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Większa skala wdrożenia może przynieść większe korzyści makroekonomiczne</li> <li>▶ Szansa na wzrost świadomości społecznej dotyczącej kosztów poboru energii</li> <li>▶ Potencjalna redukcja kosztów wdrożenia AMI (masowe wdrożenie, skoordynowane czasowo i terytorialnie)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zaangażowanie podmiotu działającego w sektorze elektroenergetycznym w roli operatora danych pomiarowych może utrudnić podłączanie do systemu AMI innych mediów w przyszłości</li> <li>▶ Wdrożenie AMI u wszystkich odbiorców również tych, gdzie nie jest to uzasadnione ekonomicznie</li> <li>▶ Duża skala wdrożenia systemu AMI może stanowić znaczne wyzwanie organizacyjno-operacyjne, ryzyko opóźnień</li> </ul>

## Przykład D

### Operatorzy pomiarów w ramach struktur poszczególnych sprzedawców energii

Mocne strony	Słabe strony
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Brak konieczności tworzenia nowego podmiotu działającego na rynku energii</li> <li>▶ Dana pomiarowe zbierane przez sprzedawcę mogą łatwiej być wykorzystywane jako impuls cenowy dla klientów</li> <li>▶ Sprzedawcy w naturalny wolnorynkowy sposób przenoszą nakłady inwestycyjne na swoich klientów – kontrolę wydatków na wdrożenie i zarządzanie systemem AMI zapewni wolny rynek</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Spółki obrotu (w ramach grup energetycznych) jako podmiot bezpośrednio zaangażowane w działalność konkurencyjną mogą nie być uznane jako obiektywni i niezależni operatorzy danych pomiarowych</li> <li>▶ Wysokie koszty wdrożenia wynikające z małej i różnorodnej skali zakupów</li> <li>▶ Znaczna liczba podmiotów uprawnionych do zarządzania danymi komplikuje system relacji i przesyłu danych pomiarowych</li> <li>▶ Zróżnicowane standardy jakości usług u różnych podmiotów odpowiedzialnych za zarządzanie danymi pomiarowymi</li> <li>▶ Największe problemy ze standaryzacją formatu danych oraz protokołu komunikacyjnego – spółki sprzedaży nie będą zainteresowane wdrożeniem standaryzacji</li> <li>▶ Ograniczone możliwości wdrożenia systemu zarządzania popytem przez OSP</li> </ul>
Szanse	Zagrożenia
<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Szansa na wzrost świadomości społecznej dotyczącej kosztów poboru energii</li> <li>▶ Możliwość podziału nakładów inwestycyjnych w zależności od spodziewanych korzyści ponoszonych przez interesariuszy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Duże rozdrobnienie sektora</li> <li>▶ Utrudnienie konkurencji na rynku sprzedaży energii elektrycznej – zagrożenie dla dostępu do danych pomiarowych przez konkurencyjne spółki sprzedaży</li> <li>▶ Zagrożenie braku dostatecznej ochrony prywatności klientów</li> <li>▶ Niedostateczny stopień wdrożenia AMI może uniemożliwić uzyskanie pewnych korzyści z działania systemu Smart Grid</li> <li>▶ Brak koordynacji czasowej i terenowej wdrożenia – ryzyko ponoszenia wysokiego kosztu komunikacji (duży udział GPRS)</li> </ul>

Przeprowadzona analiza SWOT ma charakter ogólny i nie powinna być traktowana jako wyczerpująca i kompleksowa analiza czterech możliwych koncepcji systemu inteligentnego pomiaru. W celu wyboru rozwiązania optymalnego dla kraju rekomenduje się przeprowadzenie dalszych analiz, które mogłyby objąć m.in. koncepcje wskazane w niniejszym rozdziale studium.

### 3.2.2 Wymagania funkcjonalne

Pomiar energii z podziałem godzinowym jest warunkiem poprawnego rozliczania odbiorcy przez firmę zajmującą się sprzedażą energii. Zarejestrowany pomiar konkretnego odbiorcy powinien być dostępny dla podmiotu zajmującego się sprzedażą energii dla tego odbiorcy i wykorzystywany do fakturowania, prognozowania i składania zamówień. Odbiorca energii również ma pełne i dające się łatwo zrealizować prawo dostępu do swoich danych o zużyciu energii.

Pomiar powinien być dostępny dla firmy dystrybucyjnej rozliczającej konkretnego odbiorcę za usługi dystrybucyjne oraz dla celów prowadzenia działalności dystrybucyjnej, takiej jak np. wykrywanie i minimalizowanie strat, zarządzanie jakością, fakturowanie odbiorców i dostawców (sprzedawców) za usługi dystrybucyjne, obsługa związana ze zmianą dostawców przez konsumentów oraz prognozowanie realizowane przez służby prowadzenia ruchu sieci dystrybucyjnej. Ponadto pomiary w postaci zagregowanej wg określonych kryteriów powinny być dostępne dla:

- ▶ producentów energii (w zakresie planowania produkcji),
- ▶ Regulatora dla celów ochrony konkurencji, statystyki, ochrony konsumenta,
- ▶ innych podmiotów (w zakresie działań efektywnościowych i rozwoju technologii).

Tak zdefiniowane funkcje (cele) wymagają uregulowań technicznych (standardy) i organizacyjnych przekazywania danych pomiędzy podmiotem dokonującym odczytu a podmiotem zainteresowanym wynikami odczytu. W zakres tych uregulowań wchodzi również a może przede wszystkim cena uzyskania tych informacji, zwłaszcza, że sama czynność pomiaru ze względów technicznych ma charakter działalności monopolistycznej związanej niejako z działalnością operatora sieci dystrybucyjnej.

Innym niezmiernie istotnym czynnikiem jest tryb udostępnienia pomiarów i pewność przekazywania pomiarów. Ma to znaczenie dla tych sprzedawców energii, którzy działając na rynku energii zobowiązani są do zgłaszania zapotrzebowania w formie grafików a dane o zużyciu np. za poprzednią dobę mogą mieć duże znaczenia dla prognozowania tego zużycia.

Systemy AMI w OSD mogą umożliwić sprzedawcom zainteresowanym interaktywnym kontaktem ze swoim klientem informowanie go np. o stanie rachunku za energię (wraz z cenami przesyłu), zaległościach w płatności, propozycjach taryfowych czy ograniczeniu poboru ze względu na zaległości płatnicze.

Działania wchodzące w zakres zarządzania popytem (DSM) będą mogły być realizowane poprzez przekazywanie odbiorcom informacji cenowych następującymi kanałami:

- ▶ wyświetlanie informacji o cenie energii na wyświetlaczu inteligentnego licznika,
- ▶ wyświetlenie informacji cenowej na terminalu domowym współpracującym z licznikiem,
- ▶ dostęp do serwisów internetowych.

Podstawowe cechy krajowego systemu opomiarowania są zatem następujące:

1. Integracja systemów centralnych tworzonych przez Operatorów SD, które to systemy są źródłem informacji pomiarowych dotyczących indywidualnych odbiorców.

2. Użytkownikami (klientami) systemu krajowego będą: sprzedawcy, OSP, instytucje centralne (URE, GUS), producenci energii i inni. Z punktu widzenia użytkownika krajowy system opomiarowania tworzy wspólną całość i umożliwi autoryzowanym użytkownikom dostęp do danych pomiarowych ok. 16 mln odbiorców.
3. Uprawnieni użytkownicy mogą wysyłać odbiorcom polecenia (np. wyłączyć/ załączyć) a pożądaną czas ich realizacji wynosić powinien ok. 5 min dla 16 mln odbiorców.
4. System winien umożliwić sprzedawcom wysyłanie do swoich klientów danych handlowych a systemy AMI w OSD byłyby jedynie narzędziem do przesłania tego typu informacji do licznika wyposażonego w możliwość odbioru tej informacji (np. za pomocą dodatkowego panelu).
5. System powinien zapewniać bezpieczeństwo danych zarówno w zakresie dostępu do danych, przechowywania danych jak i ich przesyłu pomiędzy uprawnionymi stronami wymiany danych.

### 3.2.2.1 Wykorzystanie systemów AMI do poprawy bezpieczeństwa KSE

Nowoczesne systemy zarządzania pomiarami umożliwiają realizację przez nich funkcji, które nie są związane bezpośrednio z pomiarami energii tj. rozliczaniem odbiorców, redukcją strat czy funkcjami związanymi z DSM. Przykładem takiej funkcji może być działanie na rzecz bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego poprzez aktywne wprowadzanie ograniczeń zużycia energii w sytuacji zagrożenia awarią katastrofalną systemu. Środkiem realizacji może być wykorzystanie dwukierunkowej łączności z nowoczesnym licznikiem energii, który będąc wyposażony w układ ograniczający pobieraną moc może ograniczyć jej zużycie w skali masowej dla całego obszaru. Funkcja ta wymaga oczywiście centralnego dostępu do systemu AMI i z tego też względu powinna być dostępna dla Operatora Sieci Dystrybucyjnej i/lub Operatora Sieci Przesyłowej.

Działanie związane z wprowadzaniem ograniczeń zostało przewidziane w planach ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowywanych zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. (Dz. U. Nr 133, poz. 924 z dnia 24 lipca 2007 r.) w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (tzw. ograniczenia deficytowe). Ograniczenia te, z uwagi na tryb wprowadzania (czasochłonne uzgodnienia z organami regulacyjnymi), są jednakże do zastosowania jedynie w przypadku dającego się przewidzieć ze znacznym wyprzedzeniem, deficytu mocy wytwarzanej w obszarze KSE i w związku z tym brakiem możliwości zbilansowania wytwarzania i zapotrzebowania (oczywiście po wyczerpaniu przez OSP i OSD wszystkich innych dostępnych środków). Wprowadzanie ograniczeń w tym trybie zwalnia operatorów systemów z odpowiedzialności za potencjalne straty materialne odbiorców.

Innym środkiem technicznym obrony dostępnym dla operatorów są ograniczenia awaryjne i katastrofalne uregulowane zapisami Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej - Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (IRiESP). Ograniczenia awaryjne (określone w stopniach A1-A9) zakładają możliwość wyłączenia 15% zapotrzebowania w czasie 1 godziny od wydania stosownego polecenia. Ograniczenia katastrofalne (określone w stopniach SK1-SK3) także pozwalają wyłączyć 15% zapotrzebowania ale w czasie 30 minut od wydania polecenia. Obydwa wymienione rodzaje ograniczeń należy traktować rozłącznie. Zgodnie z zapisami IRiESP ograniczenia awaryjne i katastrofalne mogą zostać wprowadzone w przypadku wystąpienia lub możliwości wystąpienia awarii w systemie, awarii sieciowej, zagrożenia życia i mienia ludzi, możliwości zniszczenia urządzeń istotnych dla bezpiecznej pracy KSE lub możliwości wystąpienia stanu zagrożenia KSE. Wyłączenia awaryjne i katastrofalne są realizowane przez OSD, na polecenie OSP lub z inicjatywy własnej.

Najdalej idącym sposobem ograniczeń zapotrzebowania KSE możliwym do realizacji po wyczerpaniu wszystkich innych dostępnych środków technicznych i organizacyjnych są wyłączenia odpowiednio zbilansowanych całych fragmentów sieci 110kV wg tzw. planu „wyspy”.

Plany dotyczące wszystkich wymienionych tu ograniczeń (oraz automatyki SCO również instalowanej i eksploatowanej przez OSD) są corocznie opracowywane (aktualizowane) i uzgadniane przez OSP i OSD.

W przypadku wystąpienia zjawisk o charakterze dynamicznym, krytycznym czynnikiem jest szybkość podejmowanych działań a tym samym wykorzystywanie dostępnych środków technicznych poprzez aktywację automatyczną z pominięciem czynnika ludzkiego. Informacje pozyskiwane drogą operatywnej współpracy dyspozytorskiej - w przeciwieństwie do rejestrowanych wielkości fizycznych - mogą zostać przekazywane z dużym opóźnieniem, nawet kilkunastominutowym lub też przekazanie informacji ruchowej o przyczynie i miejscu awarii nie nastąpi ze względu na uszkodzenie systemów łączności.

Oddziaływanie bezpośrednio na odbiorców komunalno bytowych ma tę przewagę nad systemami SCO, że ograniczenia mocy wprowadzane są selektywnie i nie pozbawiają odbiorców możliwości zasilania wybranych odbiorników domowych (oświetlenie, radio+TV, lodówka). Dodatkową zaletą jest fakt, że redukcja obciążenia będzie następowała łagodnie i również odbudowa obciążenia nie będzie procesem nagłym. Wydaje się, że w nowoczesnych systemach szybkość wprowadzenia tego typu ograniczeń nie powinna przekroczyć kilku sekund. Wymagania systemowe dotyczące szybkości wprowadzanych ograniczeń (redukcji obciążenia) są zazwyczaj łagodniejsze – do kilku minut. Już obecnie niektórym z wdrażanych systemów AMI stawia się wymagania wyłączenia (ograniczenia mocy) określonej liczby odbiorców (np. jednego miliona) w określonym czasie (np. jedna minuta).

### 3.2.3 Koncepcja rozwiązania technicznego

Podstawowe determinanty wdrożenia w najbliższych latach ogólnokrajowego systemu zarządzania pomiarami są następujące:

- ▶ dostępność systemów i rozwiązań informatycznych dedykowanych dla dużej ilości danych (około 15 mln odbiorców) powiązanych z innymi systemami wewnątrz OSD jak i poza OSD,
- ▶ wymagania co do infrastruktury informatycznej, telekomunikacyjnej oraz sposobu zarządzania takim systemem w skali kraju.

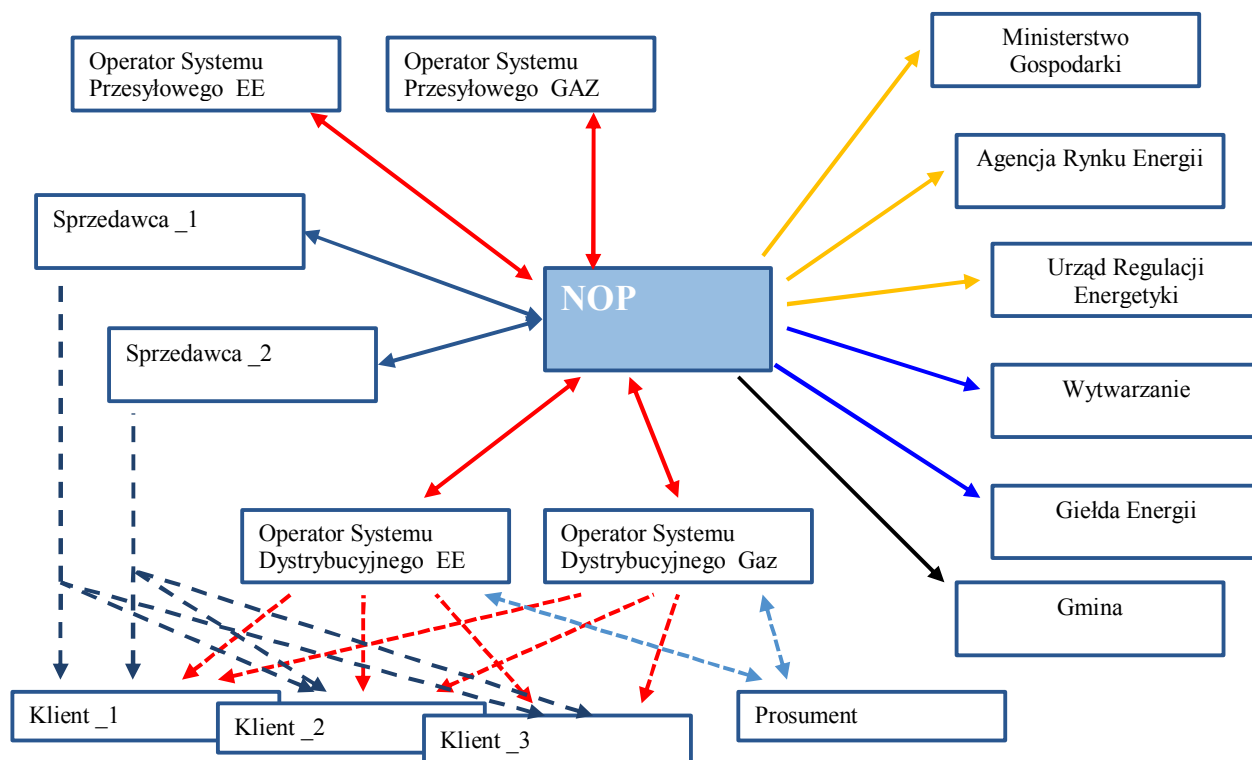
Projekt krajowego systemu opomiarowania powinien uwzględniać uwarunkowania techniczne procesu pomiarowego, transmisji danych i niezbędnej infrastruktury technicznej w tym informatycznej. W istocie jest to projekt dużego systemu informatycznego o ściśle zdefiniowanych źródłach informacji, sposobach ich przetwarzania i udostępniania zdefiniowanym podmiotom.

Wybór rozwiązania technicznego może być dokonany pomiędzy dwoma rozwiązaniami:

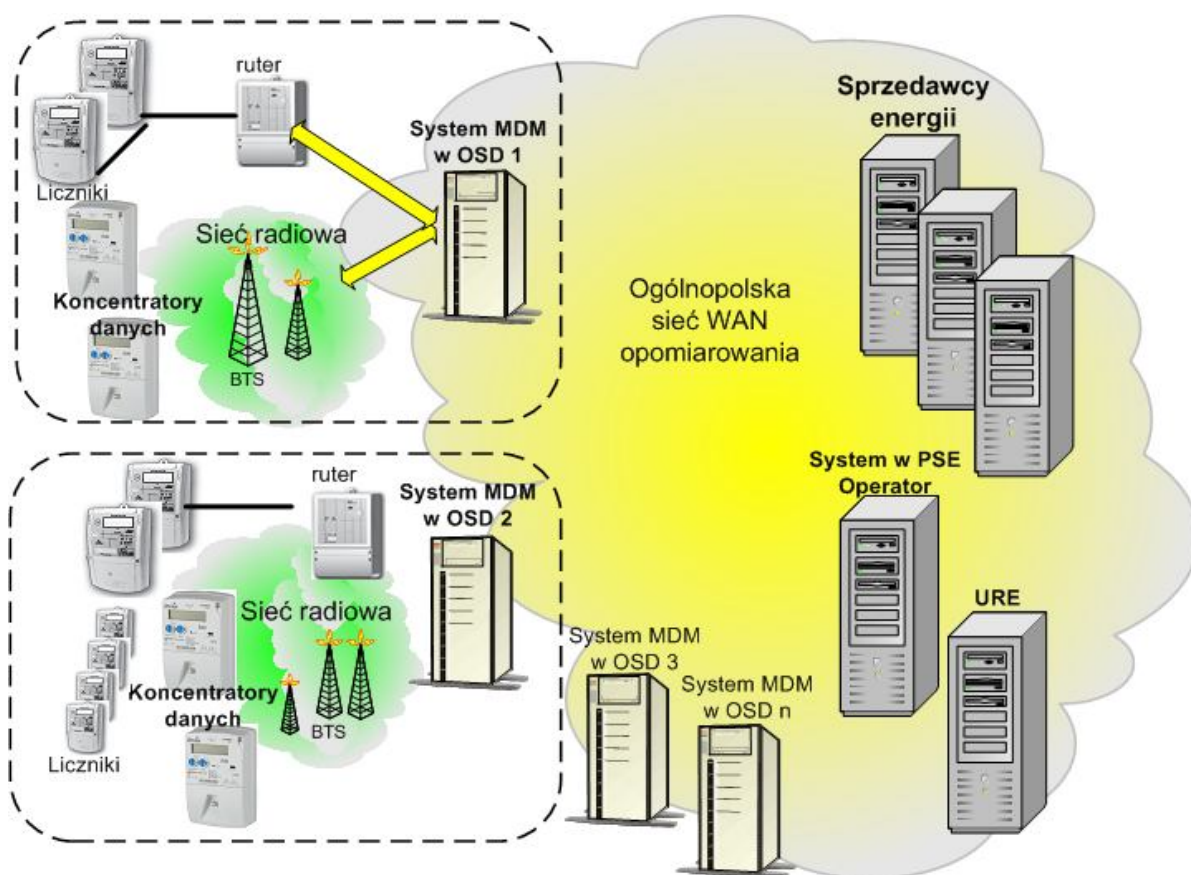
- ▶ Struktura zcentralizowana - jeden centralny system pośredniczący w wymianie danych pomiędzy stronami (Rysunek 3.4);
- ▶ Struktura rozproszona (Rysunek 3.5) - rozproszona sieć informatyczna, której węzłami będą systemy informatyczne stron wyposażone w interfejsy umożliwiające autoryzowaną wymianę danych pomiędzy stronami.

W ramach niniejszego studium nie przewiduje się opracowania bardziej szczegółowych założeń takiego systemu, przyjmując, że założenia takiego systemu zostaną opracowane w ramach projektu PSE Operator (Rysunek 1.1).





Rysunek 3.4 Struktura systemu scentralizowanego zakładająca istnienie CRD (NOP) (źródło: prezentacja firmy HP na spotkaniu Komitetu Sterującego projektu zleconego przez PSE Operator)

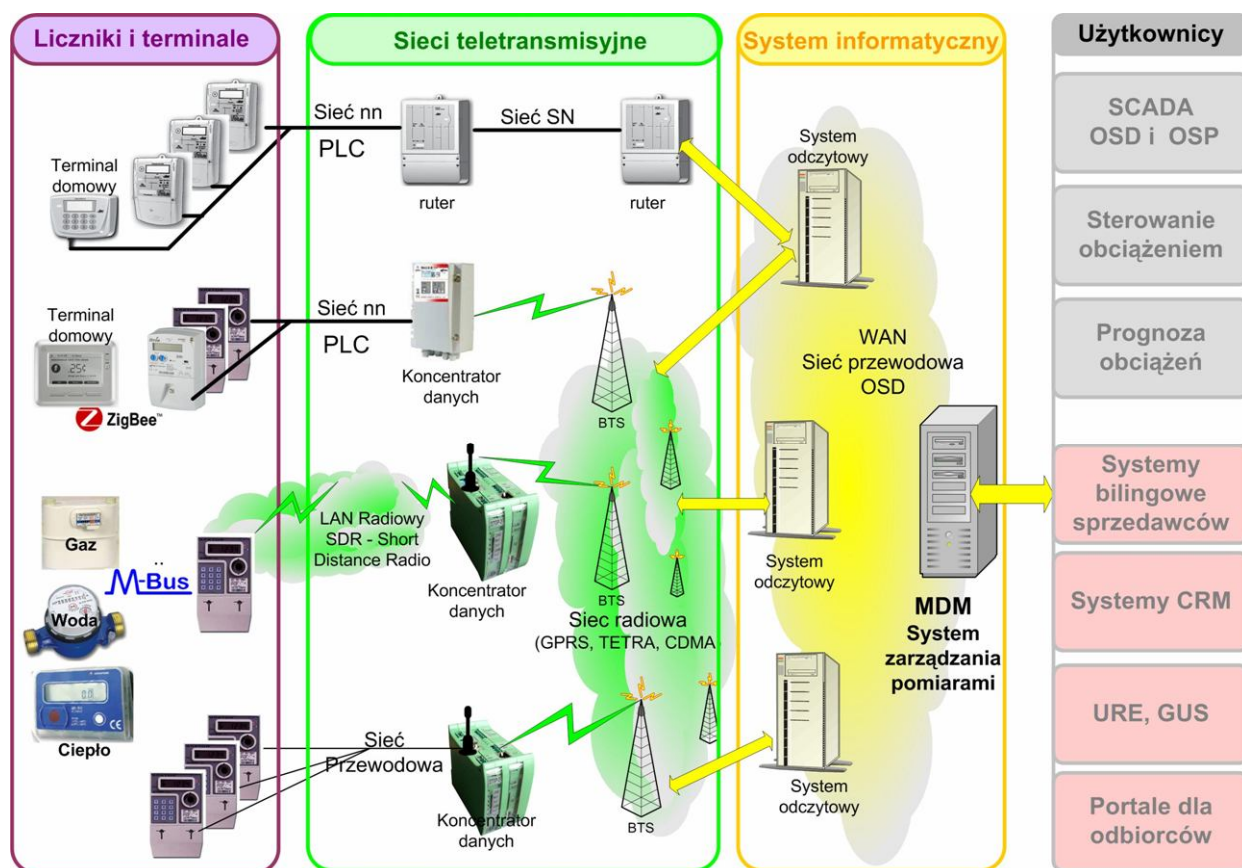


Rysunek 3.5 Krajowy system opomiarowania - wersja zdecentralizowana

### 3.3 Struktura inteligentnego systemu pomiarowego AMI w OSD

W systemie AMI wyróżnia się trzy warstwy funkcjonalne (Rysunek 3.6):

- ▶ warstwa pomiarowa - liczniki energii elektrycznej, zdolne wymieniać dane z koncentratorem lub systemem odczytowym przy wykorzystaniu określonego medium transmisyjnego,
- ▶ warstwa komunikacji z licznikami – obejmującą pasywną i aktywną infrastrukturę komunikacyjną. Aktywna to koncentratory zbierające dane z grupy dołączonych do niej liczników oraz routery zapewniające odczyt danych przez systemy odczytowe bezpośrednio z liczników.
- ▶ warstwa systemów informatycznych w której można wyróżnić: systemy odczytowe i system zarządzania pomiarami MDM. Funkcje lokalnych systemów odczytowych może pełnić jeden centralny system odpowiedzialny za akwizycję danych. Doświadczenia zagraniczne wskazują, że systemy AMI mogą mieć strukturę scentralizowaną, bez systemów odczytowych, np. Niemcy, lub strukturę rozproszoną z wieloma systemami odczytowymi, np. Holandia i Włochy (Rysunek 5.2).



Rysunek 3.6 Przykładowa struktura systemu AMI



### 3.3.1 Wymagania dla systemu informatycznego AMI

System informatyczny, obejmujący system zarządzania pomiarami MDM i systemy odczytowe, którego zadaniem jest pozyskiwanie informacji z liczników i udostępnianie ich dedykowanym aplikacjom jest najbardziej istotnym elementem inteligentnego systemu pomiarowego AMI (Rysunek 3.6). Struktura takiego systemu może być scentralizowana bądź rozproszona.

W pierwszym przypadku system informatyczny pełni funkcje zarządzania pomiarami i odpowiada za wymianę danych z koncentratorami lub ruterami komunikacyjnymi.

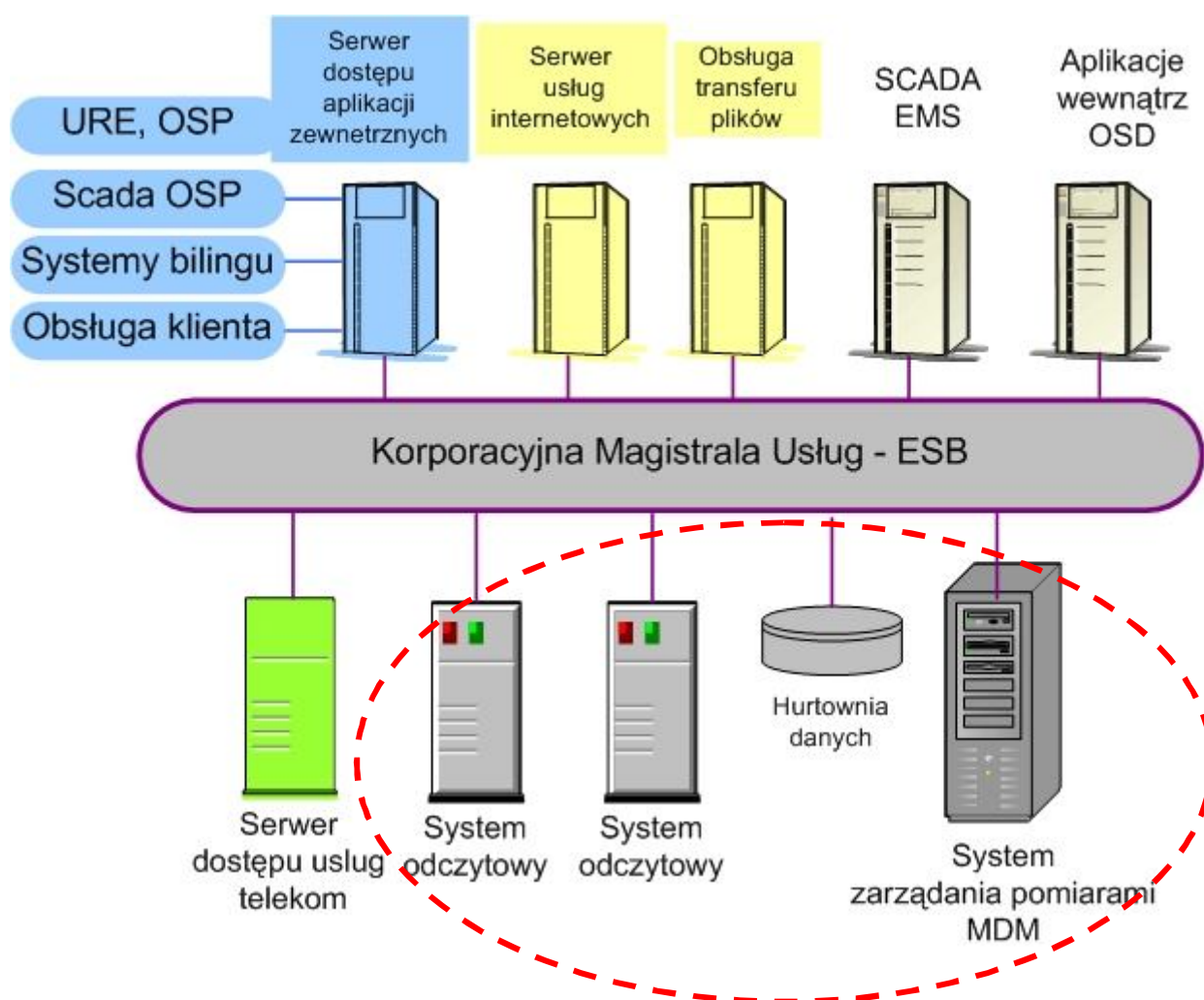
W drugim wypadku w skład systemu o strukturze rozproszonej wchodzi system zarządzania pomiarami MDM i pewna liczba systemów odczytowych (Rysunek 3.6) Systemy odczytowe instalowane są np. w regionalnych centrach obsługi klientów. System odczytowy rozumiany jest jako sprzęt komputerowy wyposażony w odpowiednie oprogramowanie służące do komunikacji z licznikami z wykorzystaniem infrastruktury komunikacyjnej. System odczytowy stanowi pierwszy element, gdzie dane pomiarowe są magazynowane i udostępniane dla systemu centralnego. Często w literaturze angielskojęzycznej określa się go nazwą „back office”. Tak zdefiniowany system odczytowy jest najmniejszym fragmentem systemu AMI, który może być objęty dostawą od jednego producenta. Wymiana danych pomiędzy systemem odczytowym a systemem centralnym może i powinna być objęta standardem wymiany danych – ogólnym lub firmowym. Historycznie ukształtowała się praktyka, że OSD ma kilka systemów odczytowych. W warunkach krajowych systemy te zawsze były własnością OSD i nie są znane przypadki ich outsourcingu.

Jednym z celów systemu informatycznego AMI jest stworzenie wspólnego repozytorium danych dostępnego dla innych aplikacji wewnątrz OSD.. System ten wykonuje następujące funkcje:

- ▶ obsługa odczytów pomiaru energii, walidacja odczytów i ich dystrybucja,
- ▶ zapewnienie bezpieczeństwa dostępu do przechowywanych danych,
- ▶ obsługa zdarzeń związanych z licznikami,
- ▶ obsługa poleceń związanych z zarządzaniem mocą,
- ▶ obsługa techniczna liczników (np. zdalna wymiana oprogramowania firmowego licznika),
- ▶ zarządzanie infrastrukturą liczników,
- ▶ zmiana opcji płacenia z kredytowej na przedpłatową realizowane na polecenie sprzedawcy,
- ▶ wykrycie braku zasilania na określonym obszarze i możliwość szybszego jego przywrócenia.

Istotna część decyzyjna dla tych funkcji leży poza systemem informatycznym AMI - w systemach prowadzenia ruchu (SCADA) lub w systemach sprzedawcy. Współpraca z ogólnokrajowym systemem CRD zwiększa zakres tej integracji przy jednoczesnym wyeliminowaniu współpracy (integracji) z systemami sprzedawcy.

Właściwe zaprojektowanie systemu informatycznego AMI, zwłaszcza w aspekcie współpracy (integracji) MDM z systemami odczytowymi, jest kluczowym elementem powodzenia wdrożenia całego systemu.



Rysunek 3.7 Przykładowa struktura systemu informatycznego (zaznaczony linią przerywaną) w OSD

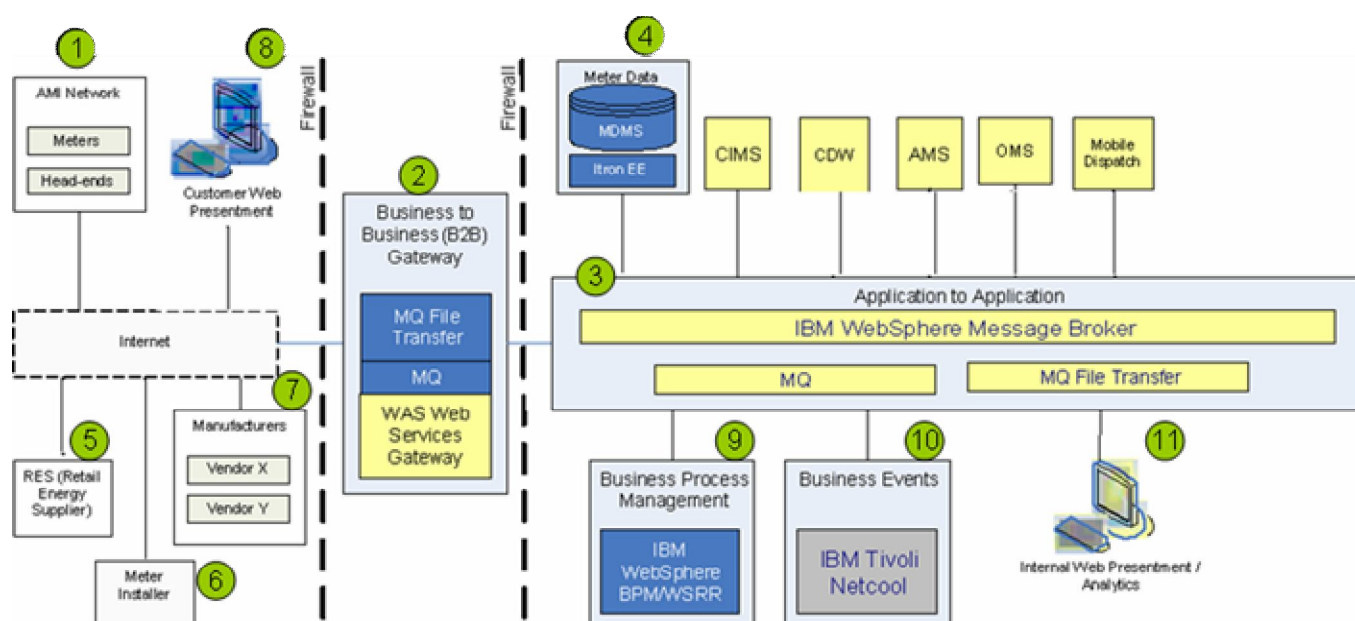
Rysunek 3.7 przedstawia rozproszony system informatyczny AMI zintegrowany z innymi systemami informatycznymi OSD przy wykorzystaniu korporacyjnej magistrali usługowej ESB (rozdz. 5.5.1.1.4).

Ze względu na fakt, że w większości przypadków system MDM (jako istotny element systemu informatycznego AMI) będzie tworzony od podstaw, celowe jest rozważanie możliwości zastosowania modelu danych pomiarowych zgodnego z normą: *IEC 61968-11 Ed.1: Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution*. Model ten zawiera klasy które ułatwiają integrację systemu zarządzania pomiarami z innymi systemami w ramach OSD. W szczególności model logiczny licznika jest opisany w części MeterAsset przywołanej normy Model ten przewiduje obsługę zdarzeń, raportowanie oraz sterowanie tym urządzeniem (licznikiem). W ramach tego modelu odczyty pomiarów mają zdefiniowany typ danych i mogą być powiązane ze zdefiniowanym okresem odczytu.

### 3.3.2 Realizacja techniczna systemów AMI - przykłady

Funkcjonalność i strukturę systemu informatycznego AMI zilustrowano rozwiązaniem oferowanym przez IBM (Rysunek 3.8). Zazwyczaj w zakres dostaw wchodzi takie elementy systemu jak:

- ▶ całościowy projekt architektury rozwiązania,
- ▶ współpraca z dostawcami liczników do systemu,
- ▶ platforma IBM SOA (*Service Oriented Architecture*) umożliwiająca szybką i elastyczną integrację komponentów inteligentnego opomiarowania,
- ▶ analiza i dostosowanie/modernizację procesów operatora do możliwości oferowanych przez rozwiązanie inteligentnych pomiarów.



Rysunek 3.8 Przykład architektury inteligentnego opomiarowania AMI zrealizowanej przez IBM

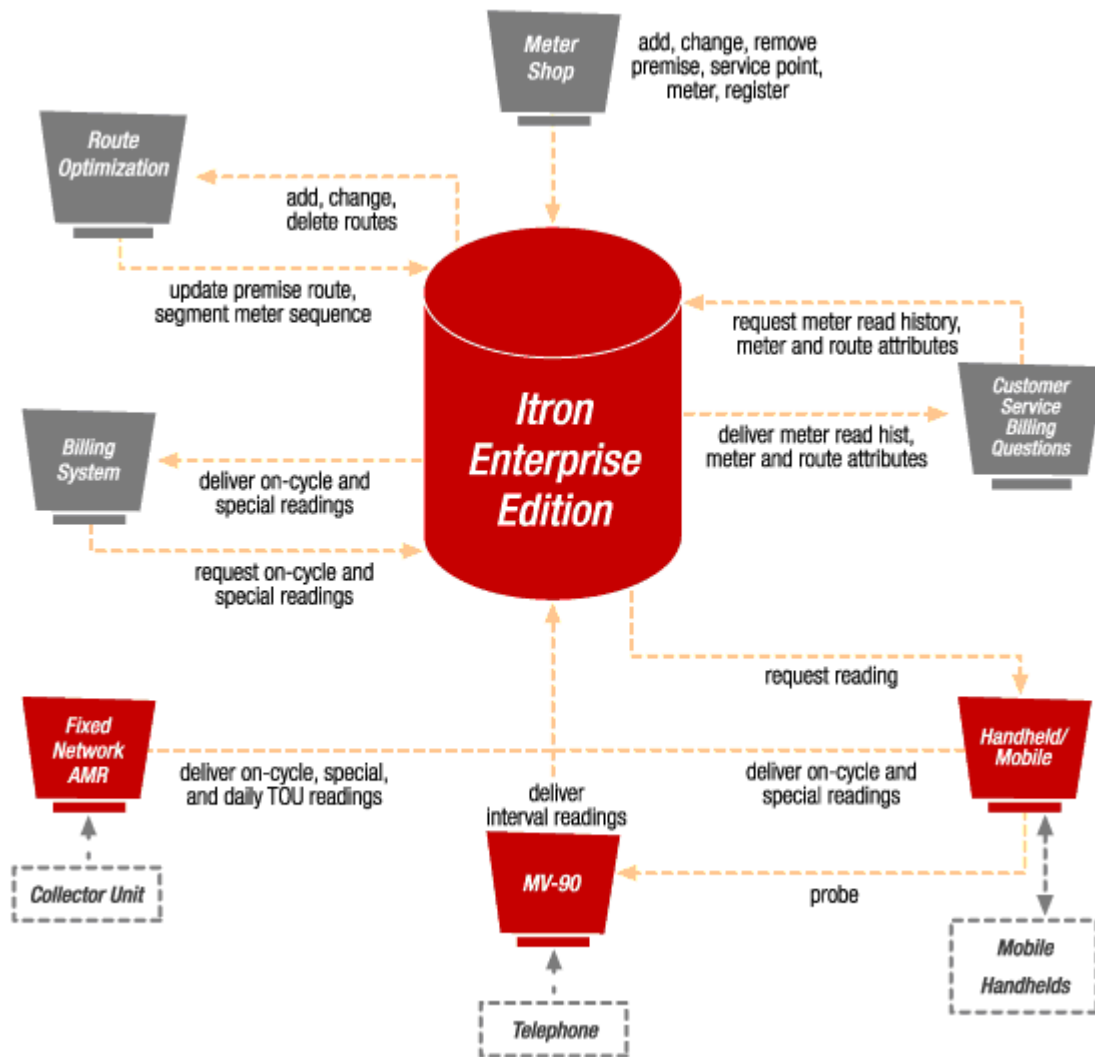
W ramach architektury wyróżniono następujące komponenty:

- ▶ AMI network, meters, head-ends (1) – warstwa pomiarowa i rejestracji pomiarów,
- ▶ Business to Business Gateway (2) – produkt IBM MQ File transfer zapewnia bezpieczny sposób transferu odczytów w formie plików lub komunikatów XML z „AMI Network” do centralnego systemu zarządzania pomiarami MDMS (4). W tym obszarze w różnych krajach przyjęto różne rozwiązania w zakresie transportu danych pomiarowych. Poza transferem plików w Niemczech IBM testuje pilotażowo rozwiązanie sprzętowe IBM Datapower, które zapewnia odczyt binarnych wiadomości SML (Smart Message Language) z liczników Landis+Gyr z przepustowością 128,6 kb/s i zapisywanie ich w centralnym repozytorium MDMS,
- ▶ IBM Websphere Message Broker (3) – umożliwia integrację aplikacji po stronie operatora zarządzającego centralnym systemem pomiarów MDMS w oparciu o nowoczesny standard SOA oraz IEC CIM (Common Information Model). W ramach infrastruktury pomiarowej dane są udostępniane w różnych formatach i zadaniem tego komponentu jest automatyczna konwersja do ujednoczonego formatu np. CIM i zapisanie danych w MDMS,

- ▶ MDMS (4) – centralny system zarządzania danymi pomiarowymi. IBM współpracuje w tym obszarze z partnerami takimi jak Itron, eMeter, Winuel,
- ▶ Retail Energy Supplier, RES (5) – sprzedawca energii, który poprzez moduł Business to Business gateway otrzymuje od operatora niezbędne dane o zużyciu energii i prognozach,
- ▶ Meter Installer (6) – firma zewnętrzna zajmująca się instalacją liczników i wymianą tych, które uległy awarii. Przyjęta architektura umożliwi automatyzację procesu współpracy z firmą lub departamentem odpowiedzialnym za instalacje/wymianę liczników. W wyniku dokonania zmian w infrastrukturze pomiarowej system MDMS musi zostać zaktualizowany i jest to realizowane automatycznie w tej architekturze,
- ▶ Producent liczników (7) – przyjęta architektura umożliwia w bezpieczny sposób automatyzację procesu zamówień kolejnych liczników jak również obsługi gwarancyjnej tych zainstalowanych,
- ▶ Customer Web Presentment (8) – przyjęta architektura umożliwia w bezpieczny sposób prezentację danych pomiarowych klientom poprzez Internet i aplikację Web'ową,
- ▶ Business Process Management (9) – moduł IBM Websphere Process Server umożliwia automatyzację i monitorowanie procesów biznesowych związanych z funkcjonowaniem systemu AML. Przykładowo standard OpenAMI wyróżnia kilkanaście takich procesów. Każdy z wymienionych procesów aktualizuje dane konfiguracyjne takich elementów rozwiązania jak licznik, head-end, MDMS, etc. Moduł IBM zapewnia automatyzację i monitorowanie czy zmiany w przebiegu procesów wykonują się poprawnie,
- ▶ Business Events (10) – moduł IBM Tivoli Netcool zapewnia bieżące monitorowanie zdarzeń alarmów z poszczególnych liczników, korelację alarmów i wnioskowanie, zarządzanie wyłączeniami lub wykrywanie nielegalnego poboru,
- ▶ Internal Web Presentment/Analytics (11) – umożliwia operatorowi centralnego systemu zarządzania pomiarami wewnętrzną analizę danych pomiarowych na bazie narzędzi IBM Cognos.

Dostawcą tej klasy systemów jest również firma Itron Inc. Produkt tej firmy o nazwie Itron Enterprise Edition (IEE) (Rysunek 3.9) stanowi system zarządzania danymi i platformę do analizy danych. W skład tego pakietu wchodzi takie moduły jak: moduł zarządzania pomiarami, moduł usług sieciowych (*Web services*) umożliwiający dwukierunkową komunikację z operatorem. Ten pakiet oprogramowania umożliwia centralne zbieranie danych, przetwarzanie, zapisywanie i analizę danych pomiarowych. System może być instalowany na dwóch platformach pomiarowych: Microsoft® SQL Server® i Oracle®. System ten może być wykorzystywany przez operatora systemu pomiarowego umożliwiając integrację różnych aplikacji a zwłaszcza powinien być zaimplementowany przy masowym wdrożeniu systemu liczników inteligentnych. System umożliwia integrację danych pochodzących z różnych systemów odczytowych, co może mieć duże znaczenie w sytuacji różnych dostawców systemów odczytowych. Opisany system umożliwia również łatwą integrację z systemem bilingowym. Podstawowe cechy systemu to:

- ▶ możliwość zarządzania danymi w jednym miejscu za pomocą jednego systemu,
- ▶ redukcja czasu wdrożenia poprzez wykorzystanie możliwości współpracy z innymi istniejącymi systemami,
- ▶ poprawa wiarygodności danych,
- ▶ wsparcie dla procesu masowego wdrożenia liczników.



Rysunek 3.9 Przykład systemu AMI: Itron Enterprise Edition



## 4 KORZYŚCI I BENEFICJENCI WDROŻENIA INTELIGENTNEGO POMIARU

### 4.1 Specyfikacja beneficjentów

Poniżej w tabelarycznej formie zaprezentowano zestawienie potencjalnych beneficjentów i interesariuszy wdrożenia AMI w Polsce. Profile poszczególnych beneficjentów zostały przedstawione zgodnie z formatem: Nazwa beneficjenta \ rola i oczekiwania.

W sekcji poświęconej roli i oczekiwaniom beneficjenta zawarto:

- ▶ główny cel, którym beneficjent powinien się kierować w kontekście projektu wdrożenia AMI w Polsce,
- ▶ rolę, jaką odgrywa beneficjent w procesie wdrożenia i późniejszej eksploatacji systemu AMI,
- ▶ oczekiwania beneficjenta odnośnie wdrożenia systemu AMI - cząstkowe cele jakie chciałby zrealizować poprzez to wdrożenie.

Tabela 4.1 Specyfikacja beneficjentów wdrożenia AMI w Polsce.

Lp.	Nazwa beneficjenta	Rola i oczekiwania
1.	Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD)	<p><b>CEL:</b> Spełnienie wymogów regulacji. Wdrożenie systemu AMI u odbiorców na nn bez przeniesienia tych nakładów w taryfie dystrybucyjnej może nie być przedsięwzięciem opłacalnym dla OSD.</p> <p>Podmioty, które będą wdrażać system i ponosić koszty z tym związane (w całości lub istotnej części, w zależności od modelu biznesowego wdrożenia systemów AMI u poszczególnych podmiotów).</p> <p>Po wdrożeniu będą odpowiedzialne za utrzymanie systemów AMI.</p> <p>Oczekiwaniem OSD jest uzyskanie zwrotu z inwestycji, liczonego z uwzględnieniem nakładów, kosztów oraz korzyści osiąganych przez samych OSD, na poziomie wyższym od zera. Wdrażanie AMI powinno być realizowane w zakresie racjonalnym tj. dotąd aż spodziewane koszty marginalne nie będą przekraczać marginalnych korzyści.</p> <p>Z punktu widzenia OSD konieczne będzie zapewnienie odpowiednich mechanizmów przenoszenia nakładów i kosztów związanych z systemami AMI w taryfie, gdyż:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ większa część korzyści z wdrożenia AMI jest osiągana przez innych beneficjentów,</li> <li>▶ korzyści będą osiągane dopiero po wdrożeniu, a ich wartość będzie stopniowo rosła, natomiast nakłady należy ponieść na początku.</li> </ul> <p>Drugim oczekiwaniem jest zapewnienie jasnych zasad regulacji, reguł związanych z obowiązkiem gromadzenia i udostępniania danych (w tym standardów technicznych), a także ich bezpieczeństwem oraz podziałem obowiązków między uczestników rynku.</p>
2.	Operator Systemu Przesyłowego (OSP)	<p><b>CEL:</b> Zwiększenie bezpieczeństwa KSE.</p> <p>Oczekiwaniem OSP jest wdrożenie poprzez system AMI możliwości sterowania popytem oraz uzyskanie lepszej informacji o pracy generacji rozproszonej.</p>
3.	Odbiorcy końcowi	<p><b>CEL:</b> Obniżenie rachunków za energię elektryczną.</p> <p>Analizą objęci zostali odbiorcy końcowi przyłączeni do sieci nn.</p> <p>Większa część tej grupy nie jest świadoma korzyści, jakie mogą osiągnąć w wyniku wykorzystania możliwości inteligentnego opomiarowania. Oczekiwaniem tej grupy jest obniżenie kosztów energii elektrycznej. Bez odpowiedniej edukacji odbiorców (szczególnie w grupie G) odnośnie sposobów efektywnego korzystania z energii i optymalizacji jej zużycia, grupa ta może być przeciwna wdrożeniu AMI, gdyż brak zmian zachowań konsumenckich z ich strony połączony z wdrożeniem AMI doprowadzi do wzrostu rachunków za energię elektryczną.</p>
4.	Spółki sprzedaży detalicznej	<p><b>CEL:</b> Maksymalizacja zysku i udziału w rynku.</p> <p>Przez spółki sprzedaży detalicznej rozumie się podmioty sprzedające energię elektryczną do odbiorców końcowych.</p> <p>Oczekiwaniem tej grupy podmiotów odnośnie wdrożenia AMI jest wzrost konkurencyjności rynku, uproszczenie zasad zmiany sprzedawcy oraz ułatwienie dostępu do klienta.</p>

Lp.	Nazwa beneficjenta	Rola i oczekiwania
5.	Systemowi wytwórcy energii elektrycznej	<p><b>CEL:</b> Stabilizacja poziomu generacji.</p> <p>Wytwórcy systemowi nie są grupą, która w bezpośredni sposób skorzysta na wdrożeniu inteligentnego opomiarowania. Korzyści osiągnane przez tę grupę mają charakter pośredni i zależą od sposobu postępowania innych grup beneficjentów.</p> <p>Oczekiwaniem tej grupy odnośnie wdrożenia AMI jest wyrównanie profilu wytwarzania energii elektrycznej co zmniejszy konieczność odstawiania bloków w okresach pozaszczytowych oraz obniży koszty wytwarzania energii elektrycznej.</p>
6.	Niezależni wytwórcy energii elektrycznej	<p><b>CEL:</b> Umożliwienie rozwoju źródeł rozproszonych.</p> <p>Oczekiwania tej grupy odnośnie wdrożenia AMI to:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ uproszczenie procedury przyłączenia wytwórców niezależnych (w tym OZE) do sieci,</li> <li>▶ stworzenie możliwości rozwoju generacji rozproszonej na masową skalę.</li> </ul>
7.	Urząd Regulacji Energetyki	<p><b>CEL:</b> Wzrost konkurencyjności, wyższa jakość regulacji.</p> <p>Oczekiwania odnośnie wdrożenia AMI to:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ doprowadzenie do wzrostu konkurencyjności rynku energii elektrycznej,</li> <li>▶ poprawienie jakości regulacji poprzez dostęp do rzeczywistych danych o pracy systemu oraz jakości energii,</li> <li>▶ minimalizacja wpływu wdrożenia systemu AMI na wzrost cen usługi dystrybucyjnej,</li> <li>▶ zapewnienie odpowiednich regulacji związanych z bezpieczeństwem danych,</li> <li>▶ osiągnięcie korzyści z wdrożenia systemu AMI przez jak najszerszą grupę beneficjentów.</li> </ul>
8.	Producenci i dostawcy rozwiązań AMI	<p><b>CEL:</b> Zdobyć udziału w rynku rozwiązań AMI.</p> <p>Rola:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ zapewnienie sprawdzonych operacyjnie i technologicznie urządzeń pomiarowych oraz rozwiązań,</li> <li>▶ dostarczenie informacji dotyczących kosztów rynkowych wdrożenia w zależności od wybranych funkcjonalności systemu AMI.</li> </ul> <p>Oczekiwania:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ wdrożenie obowiązku instalacji inteligentnych urządzeń pomiarowych w jak największym zakresie,</li> <li>▶ zdobycie udziału w rynku, maksymalizacja zysku.</li> </ul>
9.	Operatorzy systemów telekomunikacyjnych	<p><b>CEL:</b> Zwiększenie udziału w rynku usług telekomunikacyjnych.</p> <p>Rola:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ zapewnienie infrastruktury telekomunikacyjnej oraz usług transmisji danych (w pewnej części systemu) dla systemu AMI.</li> </ul> <p>Oczekiwania:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ wykorzystanie infrastruktury telekomunikacyjnej w jak największym zakresie,</li> <li>▶ możliwość świadczenia nowych usług,</li> <li>▶ dotarcie do nowych klientów,</li> <li>▶ maksymalizacja zysku.</li> </ul>
10.	Ośrodki badawczo-rozwojowe (w tym firmy doradcze)	<p><b>CEL:</b> Zdobyć wiedzy i doświadczenia w zakresie AMI oraz wykorzystanie jej w sposób komercyjny.</p> <p>Rola:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ przeprowadzenie analiz przygotowawczych oraz wsparcie przy wdrożeniu AMI,</li> <li>▶ baza ekspercka dla projektów pilotażowych (doświadczenie oraz kapitał ludzki).</li> </ul> <p>Oczekiwania:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ zdobycie środków na działalność badawczo-rozwojową,</li> <li>▶ wykorzystanie doświadczeń z projektów pilotażowych AMI,</li> <li>▶ potencjalny udział w projektach pilotażowych oraz w głównym wdrożeniu AMI.</li> </ul>



## 4.2 Specyfikacja korzyści

Rozważając korzyści związane z wdrożeniem AMI w warunkach polskich należy mieć na uwadze fakt, iż są to w dużej mierze korzyści natury potencjalnej oraz że osiągnięcie części z nich jest uzależnione od:

- ▶ uwolnienia rynku energii elektrycznej dla klientów na nn (grupa G),
- ▶ wdrożenia taryf godzinowych, w których różnica w cenie pomiędzy strefami będzie na tyle duża, aby istotnie motywowała klientów końcowych do zmiany profilu konsumpcji.

Korzyści zostały zaklasyfikowane jako:

- ▶ Ilościowe – możliwe do kwantyfikacji w ujęciu pieniężnym,
- ▶ Jakościowe – trudne do kwantyfikacji w ujęciu pieniężnym,
- ▶ Bezpośrednie – których osiągnięcie jest uzależnione od bezpośredniego działania danego beneficjenta (pod warunkiem zapewnienia odpowiedniego otoczenia rynkowego i regulacyjnego),
- ▶ Pośrednie – których osiągnięcie jest możliwe tylko pod warunkiem, że inni beneficjenci będą zachowywać się w odpowiedni sposób (np. klienci zmieniają swój profil zużycia energii).

Opisy poszczególnych korzyści zostały przedstawione zgodnie z formatem:

- 1) Nazwa korzyści.
- 2) Określenie typu korzyści: Ilościowa / Jakościowa.
- 3) Określenie typu korzyści: Bezpośrednia / Pośrednia.
- 4) Szczegółowy opis korzyści.
- 5) Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość:
  - warunki niezbędne do tego, aby korzyść została osiągnięta,
  - zagrożenia powodujące, że korzyść może nie zostać osiągnięta.

Wyjątkiem od wyżej przedstawionych zasad są korzyści makroekonomiczne (odnoszone w ramach sektora elektroenergetycznego przez całą polską gospodarkę), które z definicji są natury pośredniej.

W zakresie prac leżała identyfikacja korzyści z wdrożenia AMI, bez ich szczegółowej kwantyfikacji. W ramach prac odbyły się warsztaty z przedstawicielami OSD, na których przedyskutowano korzyści dla tych beneficjentów. W celu pogłębienia analiz zawartych w studium dla pozostałych beneficjentów należałoby przeprowadzić z nimi warsztaty.

#### 4.2.1 Korzyści makroekonomiczne

Wśród korzyści makroekonomicznych (ogólnospołecznych) związanych z wdrożeniem inteligentnego pomiaru wyróżniono dwie grupy:

- ▶ Korzyści związane z wdrożeniem samego inteligentnego pomiaru,
- ▶ Korzyści perspektywiczne, które zostaną osiągnięte dopiero w miarę rozwoju koncepcji inteligentnych sieci („smart grid”).

Tabela 4.2 Korzyści makroekonomiczne z wdrożenia AMI w Polsce.

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
1.	Poprawa efektywności energetycznej gospodarki	Ilościowa / Jakościowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 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 CO<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Jest to korzyść długofalowa związana z osiągnięciem korzyści z wdrożenia AMI po stronie OSD.</li> <li>▶ Niezbędna jest zmiana zachowań konsumpcyjnych odbiorców.</li> </ul>
2.	Odłożenie w czasie niezbędnych inwestycji w nowe moce wytwórcze oraz zmniejszenie niezbędnych inwestycji w sieć przesyłową	Ilościowa / Jakościowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Wynika to ze zmiany zachowań konsumenckich odbiorców energii (redukcja różnicy między obciążeniem sieci w szczycie i poza szczytem, ogólne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Ograniczenie globalnego zapotrzebowania na energię – edukacja odbiorców, zmiana zachowań konsumenckich odbiorców energii.</li> </ul>
3.	Poprawa jakości regulacji rynku – lepsza kontrola Urzędu Regulacji Energetyki (URE) działalności w sektorze elektroenergetycznym.	Jakościowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Dane o rzeczywistej jakości energii dostarczanej klientowi zbierane dzięki systemowi AMI da URE możliwość rzeczywistego i wiarygodnego monitorowania jakości usług świadczonych w sektorze elektroenergetycznym.</li> <li>▶ Dzięki informacjom zbieranym przez system AMI, URE będzie lepiej przygotowane do oceny efektywności inwestycji sieciowych realizowanych przez OSP i OSD.</li> <li>▶ Możliwe będzie zbudowanie regulacji bodźcowej opartej o wskaźniki jakości dostaw energii.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Konieczność uzyskania przez Regulatora danych odpowiednio zagregowanych i dostosowanych do jego potrzeb – może to wymagać znacznego nakładu pracy w celu przetworzenia surowych danych zbieranych przez system AMI.</li> </ul>
4.	Poprawa bezpieczeństwa energetycznego KSE	Jakościowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Korzyść związana jest z możliwością wdrożenia mechanizmów zarządzania popytem u odbiorców</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Wzrost świadomości odbiorców w wyniku ich edukacji.</li> <li>▶ Zapewnienie odpowiedniej regulacji zachęcających odbiorców do świadczenia usług zarządzania popytem.</li> </ul>

Tabela 4.3 Korzyści makroekonomiczne wynikające z wdrożenia idei inteligentnych sieci.

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
1.	Potencjał rozwoju generacji rozproszonej	Jakościowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Smart metering jest niezbędnym elementem do dalszego rozwoju smart gridu.</li> <li>▶ Smart grid wspomogł rozwój rozproszonej generacji położonej bliżej punktów odbioru, w tym źródeł gazowych oraz OZE, a także lokalnych elektrociepłowni.</li> <li>▶ Mikro-źródła będą mogły funkcjonować w systemie dystrybucyjnym nie zakłócając jego normalnej działalności.</li> <li>▶ Efektem powyższego będzie mniejsze obciążenie źródeł konwencjonalnych oraz zmniejszenie przepływów w sieci przesyłowej.</li> <li>▶ Generacja rozproszona może okazać się realnym konkurentem generacji systemowej co wpłynęłoby korzystnie na koszty.</li> </ul>	▶ Konieczność dalszego rozwoju w kierunku smart gridu – dostosowanie sieci OSD.
2.	Perspektywa poprawy bezpieczeństwa dostaw energii	Jakościowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Możliwość przyłączenia do sieci większej liczby źródeł położonych bliżej punktów odbioru – mikrogeneracja rozproszona.</li> <li>▶ Awarie w sieci dystrybucyjnej SN i nn w mniejszym stopniu będą prowadziły do braku zasilania u odbiorców, którzy zostaną zasileni przez generację rozproszoną.</li> </ul>	▶ Konieczność dalszego rozwoju w kierunku smart gridu – dostosowanie sieci OSD.
3.	Redukcja emisji CO <sub>2</sub>	Jakościowa	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Rozwój generacji rozproszonej opartej w istotnej części o OZE i paliwa gazowe, spowoduje obniżenie emisji CO<sub>2</sub>.</li> </ul>	▶ Konieczność dalszego rozwoju w kierunku smart gridu – dostosowanie sieci OSD.

#### 4.2.2 Korzyści dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

Osiągnięcie przez OSD korzyści z wdrożenia inteligentnego pomiaru będzie wymagało optymalizacji procesów biznesowych operatorów. Optymalizacja i przemodelowanie procesów powinno nastąpić przed wdrożeniem inteligentnego pomiaru.

Przy obecnym sposobie ustalania taryf dystrybucyjnych zwiększenie wolumenu usługi dystrybucyjnej będzie miało przełożenie na spadek stawek dystrybucyjnych w następnym roku taryfowym. Natomiast przychód regulowany przedsiębiorstwa pozostanie bez zmian. Taki sam efekt będzie miał wzrost przychodów z tzw. opłat dodatkowych (np. przekroczenia mocy, moc bierna), czy osiągnięcie dodatkowych przychodów niekoncesjonowanych. W związku z tym część opisywanych poniżej korzyści będzie w rzeczywistości korzyścią odbiorców końcowych.

Również osiągnięcie przez OSD korzyści polegającej na zmniejszeniu kosztów operacyjnych może skutkować zmniejszeniem ich przychodów regulowanych. Podział korzyści z tytułu redukcji kosztów operacyjnych OSD pomiędzy odbiorców końcowych, a samych OSD będzie uzależniony od współczynników poprawy efektywności, które zostaną określone w kolejnych okresach regulacji.

Tabela 4.4 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych.

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
1.a	Obniżenie różnicy bilansowej (strat handlowych)	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Wprowadzenie inteligentnego pomiaru dostarczy danych umożliwiających szybsze i bardziej skuteczne wykrywanie nielegalnego poboru energii elektrycznej.</li> <li>▶ Mniejsza 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.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Funkcjonalność liczników powinna zapewniać alarmowanie operatora o próbach manipulacji.</li> <li>▶ Aby było możliwe wykrycie nielegalnego poboru energii konieczne jest również wprowadzenie inteligentnego opomiarowania punktów zbiorczych (grupujących indywidualne punkty dostawy) jako pomiaru referencyjnego.</li> <li>▶ Sam inteligentny pomiar nie zapewni wykrywania nielegalnego poboru. Aby w pełni osiągnąć korzyść konieczna będzie dodatkowa aplikacja typu <i>'business intelligence'</i> typująca klientów, którzy mogą nielegalnie pobierać energię elektryczną.</li> </ul>
1.b	Obniżenie różnicy bilansowej (strat technicznych)	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Mniejsze straty energii w licznikach. Liczniki indukcyjne pobierają większą moc niż liczniki elektroniczne (ok. 0,5W w przypadku licznika jednofazowego i ok. 1.5W w przypadku licznika trójfazowego). Ponadto liczniki elektroniczne są w stanie rejestrować zużycie energii elektrycznej na niższym poziomie poboru od liczników indukcyjnych.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Do osiągnięcia opisywanej korzyści nie jest niezbędne wdrożenie inteligentnego opomiarowania. Wystarczy wymiana wszystkich liczników indukcyjnych na elektroniczne. Ponadto przy analizie tej korzyści należy wziąć pod uwagę ilość energii, jaką konsumuje moduł komunikacyjny licznika inteligentnego, która to ilość różni się w zależności od technologii oraz dostawcy. Prawdopodobnym jest, że moduł ten zużyje więcej energii niż wynosi korzyść. Przy wyborze dostawcy należy tę kwestię zweryfikować i dopiero na tej podstawie można oszacować bilans energii zużywanej przez liczniki.</li> </ul>
2.	Uniknięcie kosztów odczytów liczników tradycyjnych	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Po wdrożeniu inteligentnego opomiarowania nie będą ponoszone koszty ręcznych odczytów liczników tradycyjnych. Dotyczy to zarówno odczytów planowanych związanych z rozliczaniem klientów, jak i nieplanowanych związanych ze zmianą sprzedawcy energii czy reklamacjami klienta.</li> <li>▶ Odczyty ręczne będą wykonywane tylko w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Koszty odczytów ręcznych zostaną uniknięte, natomiast OSD będzie ponosił koszty związane z odczytami zdalnymi.</li> <li>▶ W analizie tej korzyści należy wziąć pod uwagę dyrektywę efektywnościową UE, która nakazuje odczyt rzeczywisty (zakłada eliminację prognoz i dokonywanie częstszych odczytów). Przy takim założeniu oczekuje się, że koszt odczytów zdalnych będzie niższy od odczytów tradycyjnych.</li> </ul>

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
3.	Obniżenie kosztów operacji na licznikach dokonywanych u klienta (poza odczytami)	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Korzyść dotyczy windykacyjnych wyłączeń i ponownych załączeń po spłacie należności oraz regulacji zegara sterującego taryfami. Czynności te będą mogły być dokonywane zdalnie z poziomu „dyspozytorni” bez konieczności prac w terenie.</li> <li>▶ Konieczność wyjazdu do klienta pozostanie jedynie w sytuacji awarii systemu telekomunikacyjnego.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Funkcjonalność liczników powinna pozwalać na zdalne wykonanie tych funkcji.</li> </ul>
4.	Obniżenie kosztów obsługi klienta	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Redukcji ulegną koszty technicznej obsługi klienta. Będzie to związane z mniejszą liczbą reklamacji (np. błędny odczyt), uzyskiwaniem informacji o awariach on-line oraz krótszym średnim czasem na jedną reklamację.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Niezbędna jest integracja systemu AMI z innymi systemami IT OSD np. system call-center, SCADA.</li> </ul>
5.	Potencjalne obniżenie kosztów legalizacji układów pomiarowych pod warunkiem wdrożenia legalizacji statystycznej	Ilościowa	Pośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Bez zmiany zasad legalizacji liczników, które obowiązują obecnie, po wdrożeniu AMI nastąpi wzrost kosztów legalizacji, gdyż trzeba ją będzie wykonywać co 8 a nie co 15 lat.</li> <li>▶ Koszty legalizacji układów pomiarowych ograniczyć można głównie przez uproszczenie procesu legalizacji ponownej.</li> <li>▶ W wielu krajach stosuje się legalizację statystyczną. W Polsce nie jest to możliwe ze względu na brak podstaw do stworzenia standardów na potrzeby legalizacji statystycznej. Legalizacja statystyczna będzie możliwa dopiero po wymianie liczników na szeroką skalę, co umożliwi stworzenie grup reprezentatywnych na potrzeby legalizacji wtórnej przez wprowadzenie homogenicznych standardów dla liczników.</li> <li>▶ 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.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Wymiana wystarczającej liczby liczników na nowe i stworzenie grup reprezentatywnych na potrzeby legalizacji wtórnej. Wymiana znacznej części funkcjonujących obecnie liczników w okresie kilku lat pozwoli na wybranie grup reprezentatywnych i ograniczenie kosztów legalizacji wtórnej.</li> <li>▶ Rekomendowana zmiana okresu legalizacji dla liczników statycznych z 8 do 15 lat.</li> </ul>



Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
6.	Redukcja kosztów analiz związanych z warunkami przyłączeniowymi	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zmniejszeniu ulegną koszty wykonania oraz analizy niezbędnych pomiarów w celu wydawania warunków przyłączeniowych (w szczególności dla źródeł wytwórczych oraz dużych odbiorców).</li> <li>▶ System AMI pozwoli na zbieranie danych o rzeczywistych przepływach mocy w poszczególnych segmentach sieci. Nie będzie konieczności przeprowadzania dodatkowych pomiarów w celu wydania warunków przyłączenia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Konieczna integracja AMI z innymi systemami IT.</li> </ul>
7.	Redukcja utraconych korzyści wynikających z braku dostaw energii elektrycznej	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Nastąpi wzrost wolumenu usług dystrybucyjnych w wyniku krótszego czasu usuwania awarii, mniejszej liczby awarii oraz krótszego czasu ponownego załączenia klienta po uregulowaniu zaległych należności.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Korzyść zostanie osiągnięta tylko w roku, w którym nastąpi wzrost wolumenu usługi dystrybucyjnej. W latach kolejnych nastąpi spadek stawek dystrybucyjnych.</li> </ul>
8.	Redukcja nieściągalnych należności	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Korzyścią jest zmniejszenie okresu spłaty należności oraz redukcja salda należności nieściągalnych. Spowoduje to redukcję kosztu utrzymywania wysokiego poziomu kapitału obrotowego.</li> <li>▶ Możliwość zdalnego wyłączenia dostaw energii jako windykacyjny środek dyscyplinujący klientów OSD – kontrola zadłużenia. Wymiana układów na układy umożliwiające zdalne wstrzymywanie dostaw energii elektrycznej to potencjalne narzędzie windykacyjne w postępowaniu wobec odbiorców, którym wstrzymanie energii jest utrudnione, a nawet niemożliwe.</li> <li>▶ Możliwość szybkiego uruchomienia systemu przedpłatowego. Niższy koszt takiego rozwiązania – przełączenie systemu następuje automatycznie bez konieczności wymiany układu pomiarowego.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ W przypadku OSD skala korzyści nie będzie duża, gdyż w Polsce praktyką rynkową jest, że w przypadku umów kompleksowych ryzyko kredytowe ponosi spółka obrotu, która płaci OSD za usługę dystrybucyjną. Korzyść dotyczy jedynie rozdzielonych umów dystrybucyjnych, należności z tytułu nielegalnego poboru oraz opłat dodatkowych.</li> <li>▶ Funkcjonalność liczników powinna pozwalać na zdalne odłączenie, przełączenie na tryb przedpłatowy.</li> <li>▶ Może być konieczna zmiana uregulowań prawnych tak, aby umożliwiły wstrzymywanie dostaw w takim zakresie. We Włoszech np. przewidziano ograniczenie poboru do poziomu minimum bytowego.</li> </ul>
9.	Wyższa jakość dostaw energii elektrycznej	W większości jakościowa, ale częściowo ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ System inteligentnego opomiarowania pozwoli na ograniczenie czasu przerw w dostawach energii do klientów. Redukcji ulegnie czas usunięcia awarii (informacja o awarii będzie uzyskiwana on-line) oraz liczba awarii.</li> <li>▶ Z redukcją liczby awarii związany jest spadek kosztów ich usuwania.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Niezbędna jest integracja systemu AMI z innymi systemami IT OSD np. SCADA.</li> </ul>

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
10.	Lepsze planowanie w zakresie eksploatacji, remontów i inwestycji w sieci	Jakościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Informacje dostarczane przez inteligentne opomiarowanie pozwalają na lepsze śledzenie poziomów obciążenia sieci oraz zużycia w poszczególnych częściach systemu dystrybucyjnego, co dotąd nie było możliwe.</li> <li>▶ Możliwość precyzyjnego śledzenia dostaw energii oraz jakości parametrów dostawy. Dostęp do informacji niemożliwych do uzyskania w tradycyjnym systemie dystrybucyjnym ułatwia zarządzanie siecią, bardziej precyzyjne planowanie koniecznych remontów oraz potrzeb inwestycyjnych.</li> <li>▶ Eliminacja „chybionych” inwestycji sieciowych – takich które nie przynoszą spodziewanych korzyści.</li> <li>▶ Środki będą inwestowane przez OSD w sposób bardziej efektywny i adekwatny do potrzeb, co przy tym samym poziomie nakładów da wyższą jakość.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Niezbędna jest integracja systemu AMI z innymi systemami IT OSD.</li> <li>▶ Osiągnięcie korzyści będzie rozłożone w czasie.</li> </ul>
11.	Źródło dodatkowego przychodu dla OSD – możliwość użycia nowych liczników jako kanału informacyjno-marketingowego dla sprzedawców	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ W zależności od interfejsu zainstalowanych urządzeń sprzedawcy mogą być w stanie prezentować swoje oferty, promocje lub powiadomienia dla klientów.</li> <li>▶ OSD jako właściciel liczników oraz kanału komunikacji byłby podmiotem świadczącym usługi „dostępu do licznika” dla wszystkich sprzedawców na niedyskryminujących warunkach.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Funkcjonalność liczników powinna na to pozwalać.</li> <li>▶ Należy zwrócić uwagę, że jest wysoce prawdopodobne, że przychód regulowany OSD zostanie obniżony o kwoty dodatkowych przychodów z takich usług.</li> <li>▶ Realna korzyść dla OSD może być bardzo niska lub może w ogóle nie wystąpić.</li> </ul>
12.	Wzrost przychodów z przekroczeń mocy oraz ponadumownego poboru energii biernej	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zwiększenie zakresu podmiotowego odbiorców, u których dokonywany jest pomiar tych parametrów oraz którzy są rozliczani za ich przekraczanie, spowoduje wzrost przychodów OSD z tego tytułu.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Korzyść zostanie osiągnięta tylko w roku, w którym nastąpi wzrost przychodu z omawianych tytułów. W latach kolejnych nastąpi spadek stawek dystrybucyjnych.</li> </ul>

### 4.2.3 Korzyści dla Operatora Systemu Przesyłowego

Tabela 4.5 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla Operatora Systemu Przesyłowego.

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
1.	Możliwość zarządzania popytem u odbiorców	Jakościowa	Pośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Uzyskanie dodatkowej możliwości w zakresie planowania pracy sieci przesyłowej oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zapewnienie kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP.</li> <li>▶ Zgoda odbiorców końcowych na ich odłączenie / limitowanie mocy na prośbę OSP.</li> </ul>
2.	Bieżąca informacja o pracy generacji rozproszonej	Jakościowa	Pośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Uzyskiwanie bieżącej informacji o pracy generacji rozproszonej (w tym OZE) przyłączonych do sieci OSD pozwoli na lepsze planowanie pracy sieci przesyłowej oraz źródeł systemowych.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Zapewnienie kompatybilności systemów i protokołów komunikacji między OSD a OSP.</li> <li>▶ Jest to korzyść perspektywiczna związana z rozwojem smart grid'u.</li> </ul>

#### 4.2.4 Korzyści dla odbiorców energii elektrycznej

Należy zwrócić uwagę, że większa część tej grupy klientów nie ma świadomości, jakie korzyści może osiągnąć w wyniku wdrożenia AMI. Osiągnięcie niżej opisanych korzyści uzależnione jest zarówno od rozwiązania kwestii opisanych na początku tego rozdziału (uwolnienie rynku, wprowadzenie taryf godzinowych), jak i:

- ▶ Przeprowadzenia szeroko zakrojonej akcji informacyjnej dla klientów,
- ▶ Zapewnienie odpowiedniej funkcjonalności systemu po stronie klienta np. terminal domowy, instalacja oprogramowania do analizy danych na komputerach klientów.

Tabela 4.6 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla odbiorców energii elektrycznej.

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
1.	Bieżący dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej	Jakościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Klient może na bieżąco uzyskać informacje o swoim profilu zużycia energii elektrycznej oraz wysokości należności.</li> <li>▶ Bieżący dostęp do informacji pozwoli na bardziej optymalne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Możliwość analizy danych po stronie klienta – terminal domowy, oprogramowanie komputerowe, itp.</li> </ul>
2.	Rozliczanie odbiorcy z rzeczywistego zużycia	Jakościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Całkowita likwidacja rozliczeń w oparciu o prognozy zużycia.</li> <li>▶ Dokładność rozliczeń za pobraną energię elektryczną ma znaczenie zarówno ekonomiczne, jak i psychologiczne.</li> <li>▶ Odbiorca zainteresowany jest ponoszeniem kosztów wyłącznie za zużytą przez siebie energię elektryczną.</li> <li>▶ Faktury wystawiane w okresach krótszych i z faktycznego zużycia zwiększą motywację do oszczędzania energii.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Mimo zapisów dyrektywy Unii Europejskiej, istnieje wątpliwość, odnośnie interpretacji tej korzyści przez klienta. Często prognoza jest заниżona a klient dopłaca, wyrównanie dopiero po zakończeniu cyklu rozliczeniowego. Preferencje, odnośnie terminu uiszczenia pełnej kwoty zobowiązań, a co za tym idzie postrzeganie tej korzyści, mogą się różnić pomiędzy poszczególnymi klientami.</li> <li>▶ Klient może preferować rozwiązania bardziej równomiernie obciążające jego budżet domowy w ciągu roku (np. uniknięcia płacenia dużo wyższych rachunków w okresie zimowym).</li> </ul>

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
3.	Możliwość zarządzania poborem energii.	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Automatyczne załączanie i wyłączenie pewnych urządzeń w zależności od ceny energii w danym momencie.</li> <li>▶ W rezultacie następuje redukcja kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej u klientów.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Funkcjonalność liczników powinna na to pozwalać (konieczny terminal domowy lub inny sposób dostępu do danych i licznika).</li> <li>▶ Obecnie niska świadomość tej grupy klientów.</li> <li>▶ Zmiana zachowań konsumenckich odbiorców energii.</li> <li>▶ Tani dostęp do klienta do danych odczytowych (np. wyświetlacz LCD / Internetu).</li> </ul>
4.	Dostosowanie taryf do indywidualnych potrzeb klienta	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Wykorzystując systemy rejestracji danych godzinowych można budować taryfy zróżnicowane dla każdej godziny na podstawie kosztów ponoszonych przez prowadzących system elektroenergetyczny.</li> <li>▶ Odbiorca ma możliwość wyboru taryfy najbardziej odpowiadającej jego potrzebom i charakterystyce poboru.</li> <li>▶ W rezultacie następuje redukcja kosztów zakupu energii i usługi dystrybucyjnej u klientów.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Możliwość analizy danych po stronie klienta – terminal domowy, oprogramowanie komputerowe, itp.</li> <li>▶ Funkcjonalność liczników i ww. sprzętu powinna pozwalać na zdalną zmianę taryfy, a także prezentację katalogu możliwych taryf.</li> <li>▶ Obecnie niska świadomość tej grupy klientów.</li> </ul>
5.	Ułatwienia w procesie zmiany sprzedawcy	Jakościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Ograniczenie w częstotliwości zmiany sprzedawcy spowodowane jest koniecznością dokonania odczytu wskazań układu pomiarowego w celu rozliczenia dotychczasowego sprzedawcy i określenia stanu początkowego dla nowego sprzedawcy.</li> <li>▶ Z punktu widzenia OSD zmiana sprzedawcy może nastąpić prawie z dnia na dzień, o ile umowy sprzedaży i zasady bilansowania na to pozwolą i OSD będzie posiadał właściwe systemy akwizycji danych pomiarowych.</li> <li>▶ Inteligentny system opomiarowania jest narzędziem umożliwiającym od strony technicznej przyspieszenie zmiany sprzedawcy, otrzymanie dokładnych danych pomiarowych w krótkim okresie czasu.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Funkcjonalność liczników powinna pozwalać na odczyt na żądanie oraz zdalną możliwość zmiany sprzedawcy.</li> </ul>



Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
6.	Bieżąca kontrola jakości dostaw i parametrów energii	Ilościowa / Jakościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Pomiar parametrów jakościowych energii, jaką otrzymują odbiorcy dokonywany jest głównie w wyniku zgłoszeń reklamacyjnych.</li> <li>▶ Obecnie pomiary dokonywane są sporadycznie i nie przedstawiają faktycznych parametrów energii, jaką otrzymuje odbiorca. Wprowadzenie inteligentnego systemu opomiarowania pozwoli na objęcie monitoringiem jakości dostaw całej sieci.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Funkcjonalność liczników powinna na to pozwalać.</li> </ul>
7.	Łatwiejsze porównanie ofert sprzedaży energii dostępnych na rynku – większa konkurencyjność sprzedaży energii	Jakościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Odbiorca końcowy ma możliwość porównania dostępnych dla niego ofert sprzedawców energii oraz wybrać najkorzystniejszą dla siebie poprzez interfejs licznika.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Możliwość analizy danych po stronie klienta – terminal domowy, oprogramowanie komputerowe, itp.</li> <li>▶ Funkcjonalność liczników i ww. sprzętu powinna pozwalać na realizację takich funkcji.</li> </ul>
8.	Osiągnięcie przychodów z udziału w programach zarządzania popytem	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Odbiorca końcowy może na polecenie OSP redukować chwilową pobieraną moc, za co powinien być dodatkowo wynagradzany.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Wdrożenie programów DSR przez OSP.</li> <li>▶ Budowa świadomości odbiorców końcowych.</li> </ul>
9.	Potencjał do rozwoju mikro-generacji oraz podłączania do sieci dodatkowych urządzeń	Ilościowa / Jakościowa	Pośrednia / Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Możliwość automatycznego przełączania źródła zasilania (sieć, własna mikro-generacja) w zależności od aktualnej ceny energii elektrycznej.</li> <li>▶ Możliwość sprzedaży energii „do sieci”.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Funkcjonalność liczników powinna pozwalać na pomiar energii wprowadzanej do sieci.</li> <li>▶ Zmiana zachowań konsumenckich odbiorców energii.</li> <li>▶ Jest to korzyść perspektywiczna związana z rozwojem smart grid'u.</li> </ul>

#### 4.2.5 Korzyści dla sprzedawców energii elektrycznej (sprzedaż detaliczna)

Tabela 4.7 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla sprzedawców energii elektrycznej.

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
1.	Redukcja nieściągalnych należności	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Korzyścią jest zmniejszenie okresu spłaty należności oraz redukcja salda należności nieściągalnych. Spowoduje to redukcję kosztu utrzymywania wysokiego poziomu kapitału obrotowego.</li> <li>▶ Przez inteligentne liczniki sprzedawca mógłby monitorować klienta o niezapłaconych należnościach.</li> <li>▶ Wymiana układów pomiarowych na układy umożliwiające zdalne wstrzymywanie dostaw energii elektrycznej przez OSD to potencjalne narzędzie windykacyjne w postępowaniu wobec odbiorców, którym wstrzymanie energii jest utrudnione, a nawet niemożliwe.</li> <li>▶ W miarę rozwoju implementacji tzw. „smart grid” w ramach windykacji z zastosowaniem inteligentnego opomiarowania możliwe stanie się selektywne odcięcie dostaw energii elektrycznej – np. dostarczanie en. el. jedynie na potrzeby oświetlenia i wybranych sprzętów AGD (tzw. taryfy socjalne).</li> <li>▶ Możliwość szybkiego uruchomienia systemu przedpłatowego. Niższy koszt takiego rozwiązania – przełączenie systemu następuje automatycznie bez konieczności wymiany układu pomiarowego.</li> <li>▶ Poprawa płynności finansowej i ograniczenie kosztów finansowych.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Funkcjonalność liczników powinna pozwalać na realizację opisanych funkcji.</li> <li>▶ Mogą tu być konieczne zmiany w prawie regulujące proces windykacyjnego odłączania klientów.</li> </ul>
2.	Bardziej precyzyjne prognozowanie zakupu energii – lepsze zbilansowanie portfela sprzedażowo-zakupowego	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Dokładniejsze, bardziej szczegółowe dane pozwalają na lepsze prognozowanie, co prowadzi do niższych odchyleń, a co za tym idzie do niższych kosztów bilansowania (Rynek Bilansujący oraz inne formy „dokupowania” energii elektrycznej).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Rejestracja szczegółowych profili zużycia przez liczniki.</li> </ul>
3.	Zmniejszenie kosztów procesu zmiany sprzedawcy	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Redukcja kosztów administracyjnych wynikających z procesu zmiany sprzedawcy.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Funkcjonalność systemów AMI powinna pozwalać na zdalną zmianę sprzedawcy.</li> </ul>
4.	Redukcja czasu trwania procesu zmiany sprzedawcy	Jakościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Możliwość łatwiejszego pozyskania nowych klientów przez wprowadzenie konkurencyjnej oferty sprzedażowej.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Konieczna zmiana zapisów umów na sprzedaż energii elektrycznej oraz zapisów IRIESD.</li> </ul>

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
5.	Łatwiejsze pozyskanie nowych klientów	Jakościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Łatwiejszy dostęp do klienta. Możliwość użycia nowych liczników jako kanału informacyjno-marketingowego.</li> <li>▶ W zależności od interfejsu zainstalowanych liczników sprzedawcy mogą być w stanie prezentować swoje oferty, promocje lub powiadomienia dla klientów.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Konieczność instalacji u klienta terminala domowego lub zapewnienia innej formy dostępu np. oprogramowanie w komputerze, ekran telewizora.</li> </ul>
6.	Możliwość wzbogacenia oferty i jej dostosowania do potrzeb klientów	Jakościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Strefy godzinowe, nowoczesne taryfy np. uzależnienie od ceny hurtowej energii i wielkości zużycia, nagradzanie zmniejszania konsumpcji w szczytach a zwiększania poza szczytem.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Dostępność danych z liczników.</li> <li>▶ Oprogramowanie, sprzętowe zaplecze teleinformatyczne do przechowywania i analizy danych.</li> </ul>
7.	Zmniejszenie kosztów obsługi klienta	Ilościowa	Bezpośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Koszty obsługi reklamacji (faktury korygujące), drukowania i wysyłki faktur (pod warunkiem, że będą wysyłane w formie elektronicznej na terminal domowy).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Konieczność instalacji u klienta terminala domowego lub zapewnienia innej formy dostępu np. oprogramowanie w komputerze, ekran telewizora.</li> </ul>
8.	Zmniejszenie utraconych korzyści wynikających z braku dostaw energii elektrycznej	Ilościowa	Pośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Nastąpi wzrost wolumenu sprzedaży energii elektrycznej do klientów w wyniku krótszego czasu przerw w dostawie energii elektrycznej wynikających z awarii oraz krótszego czasu ponownego załączenia wcześniej odłączonych klientów (po uregulowaniu przez nich zaległych należności).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Korzyść uzależniona od decyzji i działań po stronie OSD.</li> <li>▶ Osiągnięcie korzyści będzie rozłożone w czasie.</li> </ul>

#### 4.2.6 Korzyści dla wytwórców energii elektrycznej

Tabela 4.8 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla systemowych wytwórców energii elektrycznej.

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
1.	Brak konieczności odstawiania bloków wytwórczych poza szczytem	Ilościowa	Pośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 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.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Do realizacji korzyści konieczna jest zmiana zachowań konsumenckich odbiorców energii. Osiągnięcie korzyści będzie rozłożone w czasie.</li> </ul>

Tabela 4.9 Korzyści z wdrożenia AMI w Polsce dla niezależnych wytwórców energii elektrycznej:

Lp.	Nazwa korzyści	Korzyść ilościowa / jakościowa	Korzyść bezpośrednia / pośrednia	Szczegółowy opis korzyści	Czynniki wpływające na osiągnięcie korzyści i jej wysokość
1.	Lepsza integracja małych źródeł wytwórczych (np. OZE) w KSE	Jakościowa	Pośrednia	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Obecnie podłączanie małych rozproszonych źródeł energii może prowadzić do problemów z bilansowaniem sieci dystrybucyjnych.</li> <li>▶ Dzięki inteligentnemu opomiarowaniu sieci małe źródła wytwórcze mogą być sterowane przez operatora systemu tak, aby najlepiej odpowiadać zapotrzebowaniu na energię w danym momencie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Jest to korzyść perspektywiczna związana z rozwojem smart grid'u.</li> </ul>

## 5 WYMAGANIA TECHNICZNE DLA SYSTEMÓW INTELIGENTNEGO POMIARU

### 5.1 Przegląd reprezentatywnych wdrożeń systemów inteligentnego pomiaru w Europie

#### 5.1.1 Zaawansowanie wdrożeń systemów AMI w krajach UE

W krajach Unii Europejskiej jest zainstalowanych około 252 milionów liczników energii elektrycznej. Do największych rynków należą: Niemcy – 43 miliony liczników, Włochy - 36 milionów, Francja - 34 miliony, Wielka Brytania - 29 milionów i Hiszpania - 26 milionów. Gospodarstwo domowe w UE średnio zużywa 4 650 kWh rocznie. Szwecja i Finlandia zużywają najwięcej, odpowiednio 9 200 kWh i 8 600 kWh, a takie kraje jak Litwa i Łotwa mają średnie roczne zużycie na poziomie 1 500 – 2 000 kWh [62]. W Polsce wg danych PTPiREE średnie roczne zużycie energii w gospodarstwach domowych wynosi około 2 300 kWh.

Struktura rynku dystrybucji energii również bardzo się różni. W kilku krajach takich jak Grecja, Irlandia, Francja, Włochy, Portugalia występuje monopol lub jeden dominujący operator. Inne rynki są na różnym stopniu fragmentacji. Największe rozdrobnienie występuje w Niemczech, Szwajcarii, Austrii i w krajach skandynawskich. W Niemczech występuje kilku dużych graczy i kilkaset drobnych miejskich przedsiębiorstw.

Wzmoczone zainteresowanie wdrożeniami systemów inteligentnego pomiaru w Europie w dużej mierze wynika z dyrektyw UE 2006/32/WE i 2009/72/WE. Dyrektywy te między innymi zalecają wprowadzenie inteligentnego opomiarowania u odbiorców energii. Natomiast decyzję o zakresie i formie wprowadzenia tych systemów pozostawiają krajom członkowskim. Kraje członkowskie powinny podjąć takie decyzje po dokonaniu ekonomicznej oceny kosztów i korzyści wdrożenia systemów inteligentnego pomiaru. Zgodnie z dyrektywą państwa członkowskie lub jakkolwiek wyznaczony przez nie właściwy organ, powinny/powinien zapewnić współdziałanie systemów pomiarowych na swym terytorium i uwzględnić stosowanie odpowiednich standardów i najlepszych praktyk.

W odpowiedzi na te dyrektywy kraje członkowskie rozpoczęły pracę nad odpowiednimi narodowymi aktami legislacyjnymi. Biorąc pod uwagę stopień zaawansowania wprowadzania wytycznych dyrektyw unijnych w tym zakresie na grunt prawodawstwa narodowego można wyróżnić 3 grupy krajów:

- ▶ Grupa pierwsza, która już wprowadziła odpowiednie przepisy. Do grupy tej należą takie kraje jak: Włochy, Francja, Szwecja, Irlandia, Hiszpania, Finlandia, Norwegia, Holandia.
- ▶ Grupa druga, której członkowie mają mocno zaawansowane prace nad odpowiednimi przepisami i odpowiednie akty prawne powinny wejść w życie w najbliższym czasie. Do tej grupy można zaliczyć Niemcy i Wielką Brytanię.
- ▶ Grupa trzecia – kraje należące do tej grupy albo nie rozpoczęły jeszcze prac nad regulacją wprowadzenia systemów AMI, albo prace te są w początkowym lub średnim stadium przygotowania.

Regulacje dotyczące systemów AMI są wprowadzane w postaci zarządzeń odpowiednich ministrów, ustaw lub wymagań Regulatorów w zależności od kraju wprowadzania. We wszystkich narodowych regulacjach kraje członkowskie podają obowiązujące terminy wprowadzenia systemów AMI. Dla wybranych krajów wymagane terminy zostały podane w Tabeli 5.1. Oprócz terminów regulacje obejmują również sposób wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych (zakres i podmiot odpowiedzialny). Część regulacji zawiera również minimalną specyfikację funkcjonalną licznika energii, a czasami również specyfikację funkcjonalną całego systemu AMI.

W większości przypadków jako podmioty odpowiedzialne za wprowadzenie systemów AMI i zarządzanie gromadzeniem danych pomiarowych oraz przesyłaniem poleceń zostali wskazani operatorzy systemów dystrybucyjnych. Na wyróżnik zasługuje rozwiązanie proponowane w Wielkiej Brytanii, gdzie odpowiedzialnymi za instalację inteligentnych liczników mieliby być



sprzedawcy energii, a odpowiedzialnym za gromadzenie i przesyłanie danych pomiarowych niezależny podmiot (CCP - *Centralized Communication Provider*). Również w większości przypadków wskazano, że koszt wprowadzenia systemów AMI poniesiony przez operatorów powinien być pokryty w taryfie. Koszt dodatkowych usług i związanych z tym urządzeń (np. terminali klienckich) powinien być poniesiony przez odbiorcę lub sprzedawcę energii.

Tabela 5.1 Terminy zakończenia powszechnego wdrożenia systemów AMI w wybranych krajach UE.

Kraj	Rok zakończenia wdrożeń	Uwagi
Szwecja	2009	
Włochy	2011	
Irlandia	2013	
Norwegia	2014	
Finlandia	2014	Do 2014 roku 80% liczników musi być inteligentne. Pozostałe mogą być odczytywane lokalnie (uzależnione jest to od rocznego zużycia lub wartości zabezpieczenia przedlicznikowego)
Francja	2017	Od 1 stycznia 2012 każdy nowo instalowany licznik musi posiadać cechy licznika inteligentnego. Do końca 2014 połowa liczników musi być dołączona do systemu AMI a do końca 2016 - 95% liczników musi być dołączonych do systemu AMI.
Holandia	2018	Od 2011 r. każdy nowo instalowany licznik musi posiadać cechy licznika inteligentnego. Od 2013 roku ma rozpocząć się masowa wymiana liczników. U klientów, którzy nie zgadzają się na inteligentny licznik, licznik ten będzie pozbawiony komponentów czyniących go inteligentnym.
Portugalia	2018	Od 2013 każdy nowo instalowany licznik musi posiadać cechy licznika inteligentnego.
Hiszpania	2018	Od 2012 liczniki inteligentne muszą być instalowane w każdym nowym budynku. Od 2013 każdy wymieniany licznik musi posiadać cechy licznika inteligentnego
Wielka Brytania	2020	Od 2011 każdy nowo instalowany licznik musi posiadać cechy licznika inteligentnego. Od 2012 roku ma rozpocząć się masowa wymiana liczników.
Niemcy	2020	Od 1 stycznia 2012 każdy nowo instalowany licznik musi posiadać cechy licznika inteligentnego

Obecnie największy udział procentowy zainstalowanych liczników inteligentnych w ogólnej liczbie liczników ma miejsce w Szwecji - blisko 100%, Włoszech – 92%, Finlandii - ponad 40%, Dani - 13%. W pozostałych krajach udział ten nie przekracza kilku procent. Należy zauważyć, że część liczników zainstalowanych w Szwecji spełnia wymagania systemów AMR i umożliwiała zdalny odczyt danych pomiarowych (regulacje prawne wymuszają miesięczny odczyt) nie posiada natomiast funkcji, które obecnie są uważane za podstawowe w systemach AMI tj. sterowanie wyłącznikiem, ograniczanie obciążenia.

Wielu producentów liczników jest zaangażowanych we wdrażanie inteligentnych liczników w różnych krajach UE. Do największych można zaliczyć: Landis+Gyr, Actaris (Itron Group), Elster, Enel, Echelon, Iskraemeco. Zauważalna jest również obecność, głównie na rynku skandynawskim rozwiązań Kamstrup oraz Add Group (ADDAX).

## 5.1.2 Opis wdrożeń

### 5.1.2.1 Francja – wdrożenie ERDF

Zamierzeniem prawodawstwa regulującego sektor energetyki we Francji jest rozpowszechnienie nowoczesnych liczników wśród odbiorców we Francji. Według zaleceń urzędu regulacji we Francji CRE (*Commission de Regulation de l'Energie*) począwszy od 1 stycznia 2012 każdy nowo instalowany licznik musi posiadać cechy licznika inteligentnego. Do końca 2014 połowa liczników musi być dołączona do systemu AMI a do końca 2016 - 95% liczników musi być dołączonych do systemu AMI.

Wychodząc naprzeciw tym wymaganiom ERDF<sup>1</sup> przygotował projekt wdrożenia idei inteligentnego pomiaru w sieci przez nich zarządzanej. Projekt i jego realizacja jest wykonywana przez konsorcjum pod przewodnictwem Atos Origin<sup>2</sup> France, które wygrało na wiosnę 2008 roku przetarg na te prace.

Projekt przewiduje instalację 35 milionów nowych liczników energii elektrycznej. Projekt został podzielony na dwie fazy. Faza pierwsza zwana eksperymentalną ma obejmować instalację 300 tys. Liczników i zakończyć się we wrześniu 2010.

Faza eksperymentalna ma spełnić 4 zadania:

- ▶ Stworzenie pilotażowego systemu AMI i na jego podstawie wykrycie wszelkich błędów technicznych (tzw. błędy „młodości”).
- ▶ Przetestowanie procesu instalacji (przepływ dostaw, tempo demontażu i montażu liczników, współpraca z podwykonawcami).
- ▶ Zebranie doświadczeń na temat kosztów wdrożenia.
- ▶ Skonfrontowanie rynku i organizacji na rzeczywistym polu – celem jest zasymulowanie w skali 300 tys. liczników (ok. 1% rynku) zachowań całego rynku i zebranie ważnych doświadczeń rynkowych, które można będzie rozciągnąć na cały rynek 35 milionów klientów.

W celu przetestowania jak największej liczby przewidywanych sytuacji i problemów do wdrożenia fazy pierwszej wytypowano dwa rejony geograficzne:

- ▶ Obszar wiejski w Indre i Loire z wyłączeniem aglomeracji Turns. Obszar ten reprezentuje zabudowę wiejską z małym zagęszczeniem klientów (33 liczniki / km<sup>2</sup>).
- ▶ Strefa Lyonu reprezentująca zabudowę miejską z bardzo dużym zagęszczeniem klientów (1760 liczników/ km<sup>2</sup>).

Planowane jest rozmieszczenie od marca do września 2010 roku około 100 tys. liczników w strefie wiejskiej i 200 tys. liczników w strefie Lionu.

System pilotażowy składa się z 5 podstawowych elementów:

- ▶ Licznik ze zintegrowanym wyłącznikiem.

<sup>1</sup> ERDF – Electricité Réseaux de Distribution France – operator odpowiedzialny za zarządzanie większością infrastruktury sieciowej średniego i niskiego napięcia we Francji. Jest odpowiedzialny za 1,2 miliony kilometrów sieci SN i nn i obsługuje 32 miliony odbiorców domowych i 400 tys. odbiorców przemysłowych. Rocznie przesyła ponad 332 TWh energii. ERDF zatrudnia 37 000 pracowników i notuje ponad 11 miliardów euro rocznego obrotu. ERDF jest częścią grupy EDF, która jest jednym z większych światowych producentów energii elektrycznej i oprócz Francji jest obecna w Wielkiej Brytanii, Niemczech, Włoszech i Europie Centralnej. EDF jest firmą notowaną na giełdzie, ale 85 % akcji pozostaje w rękach państwa francuskiego.

<sup>2</sup> Atos Origin jest międzynarodową firmą świadczącą usługi w zakresie technologii informatycznych (IT). Dostarcza kompletne rozwiązania dla realizacji celów biznesowych poprzez usługi w zakresie doradztwa, integracji systemów i zarządzania infrastrukturą informatyczną. W raporcie Gartnera znajduje się w pierwszej czwórce firm świadczących usługi C&SI w regionie EMEA. Atos Origin jest światowym partnerem w branży technologii informatycznych obsługującym Igrzyska Olimpijskie i międzynarodowych Klientów sektora elektronicznego, telekomunikacyjnego, przemysłowego, bankowo-finansowego i handlowego. Firma świadczy zaawansowane usługi informatyczne dla Klientów korporacyjnych i instytucjonalnych. Atos Origin jest zarejestrowany w Paryżu i notowany na francuskiej giełdzie. Roczny dochód firmy w 2006 roku wyniósł 5,85 mld euro. Firma zatrudnia 50 tys. pracowników w 40 krajach.

- ▶ Technologia PLC do komunikacji z wykorzystaniem sieci niskiego napięcia pomiędzy licznikiem i koncentratorem.
- ▶ Koncentrator, który pełni rolę pośrednika pomiędzy systemem odczytowym i licznikiem.
- ▶ Usługa komunikacyjna do komunikacji systemu odczytowego z koncentratorami.
- ▶ System centralny (odczytowy).

Do realizacji fazy pierwszej zostało wybranych 3 producentów liczników: Actaris, Landis+Gyr, Iskraemeco oraz dwóch producentów koncentratorów: Actaris i Landis+Gyr.

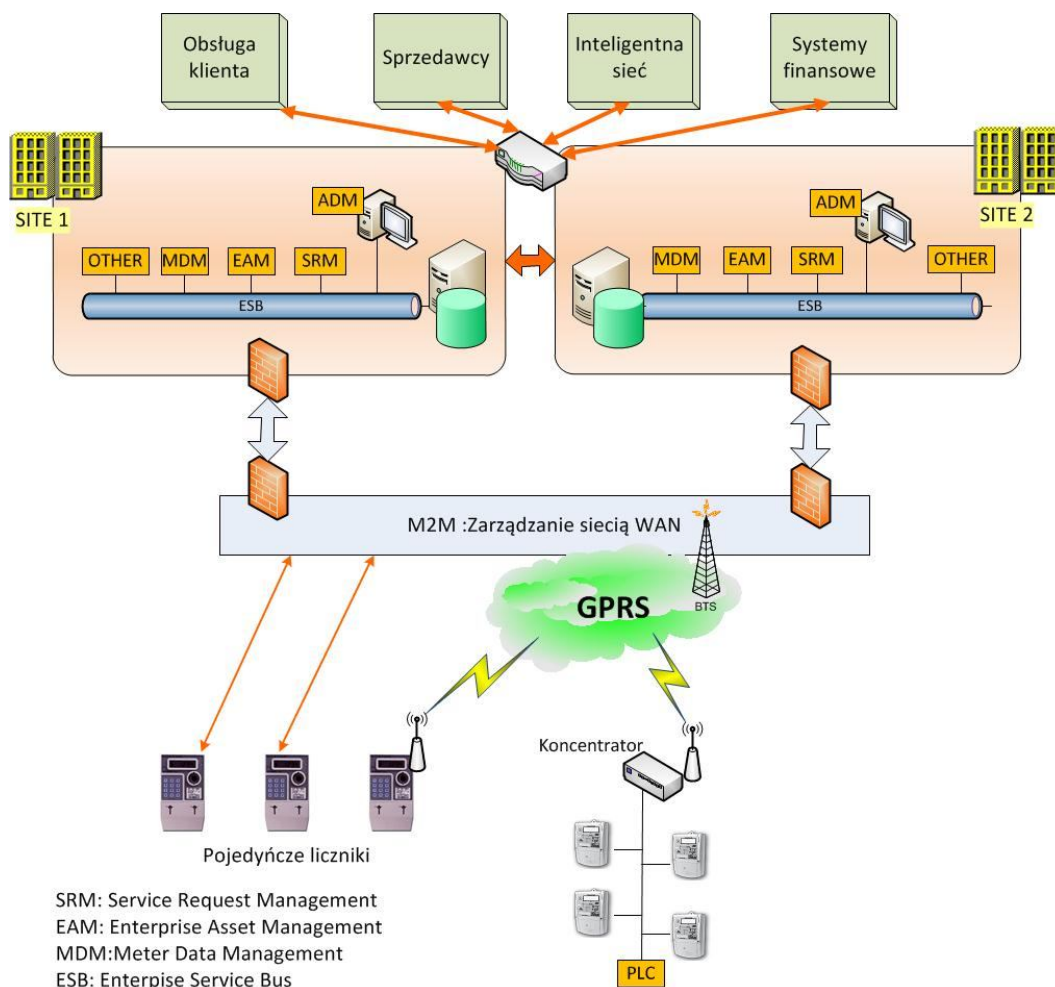
Faza druga będzie szczegółowo planowana po zebraniu doświadczeń z fazy pierwszej. Rozpoczęcie instalacji pozostałych 35 milionów liczników planowane jest na 2012 rok. Instalacja powinna zakończyć się w ciągu 5 lat.

Cele, jakie chce osiągnąć ERDF wdrażając projekt:

- ▶ Spełnienie regulacji: dyrektywy 2006/32/WE, EPAct 2005, CRE.
- ▶ Łatwość szybkich zmian dostawców, schematów taryfowych, ograniczeń obciążenia.
- ▶ Redukcja kosztów operacyjnych i obsługi poprzez operacje zdalne, które zmniejszają liczbę interwencji na miejscu i podnoszą wydajność.
- ▶ Precyzyjne fakturowanie faktycznego zużycia energii.
- ▶ Zmniejszenie strat z powodu kradzieży.
- ▶ Lokalni klienci mogą stać się lokalnymi producentami.
- ▶ Pomiar w trybie rzeczywistym obciążenia sieci i jakości (napięcie, częstotliwość, liczba i czas trwania krótkich i długich przerw w zasilaniu).
- ▶ Polepszenie zarządzania siecią (dokładna wiedza na temat linii/liczników, transformatorów, wczesna detekcja zdarzeń, bilansowanie obciążenia, wykrywanie zaników zasilania).
- ▶ Ochrona środowiska poprzez oszczędzanie energii, redukovanie obciążeń szczytowych.

Podstawowe cechy systemu AMI:

- ▶ Dwukierunkowa komunikacja pomiędzy licznikami/koncentratorami/systemem centralnym.
- ▶ Codzienny zdalny odczyt wszystkich liczników poprzez koncentratory do systemu centralnego pomiędzy 0:00 a 8:00.
- ▶ Dane pomiarowe zebrane w systemie centralnym są udostępniane innym systemom (aplikacjom) poprzez usługi „web service”.
- ▶ Dzienna aktywność bazuje głównie na usługach na żądanie i zdarzeniach z nadzoru sieci:
  - polecenie zmiany strefy czasowej (szczyt, pozaszczyt),
  - zarządzanie obciążeniem,
  - zarządzanie taryfami,
  - polecenia załącz/wyłącz,
  - konfiguracja liczników/koncentratorów,
  - alarmy itp.
- ▶ Ciągłe monitorowanie składników systemu.
- ▶ Zdolność odebrania zdarzeń z licznika w czasie krótszym niż 1 min.
- ▶ Zdolność do wyłączenia 3,5 miliona liczników w czasie krótszym niż 5 min.



Rysunek 5.1 Planowana architektura systemu AMI we Francji (na podst. prezentacji Atos Origin)

Funkcjonalność licznika energii elektrycznej:

- ▶ Otwarta specyfikacja.
- ▶ Podstawowa funkcjonalność: pomiar energii, profile obciążenia, wyłącznik, kalendarz taryfowy bazujący na 10 strefach czasowych.
- ▶ Lokalny interes komunikacyjny zgodny z Euridis.
- ▶ Lokalny interfejs do liczników innych mediów.
- ▶ Lokalny interfejs do zewnętrznego terminalu odbiorcy (port USB).
- ▶ Możliwość zdalnej zmiany oprogramowania.
- ▶ Przesyłanie alarmów (zdarzeń) do systemu centralnego.
- ▶ Czas życia 20 lat.
- ▶ Awaryjność mniej niż 0,5 % uszkodzeń rocznie.

### Komunikacja pomiędzy koncentratorem a licznikiem energii

W projekcie fazy pierwszej komunikacja pomiędzy koncentratorem (klient), a licznikiem (serwer) odbywa się przy użyciu usług zdefiniowanych przez warstwę aplikacji zgodnie z modelem COSEM i protokołem DLMS na infrastrukturze PLC.

- ▶ Warstwa aplikacji COSEM jest zdefiniowana przez standard IEC 62056 i jego rozszerzenie opisane w podręcznikach DLMS UA.
- ▶ Warstwa aplikacji DLMS i niższe warstwy komunikacyjne są zdefiniowane przez zestaw standardów IEC 61334.
- ▶ Zarządzanie siecią odbywa się przy pomocy usług CIASE opisanych w IEC 61334-4-511.

Powyższe standardowe protokoły zostały uzupełnione o nowe usługi, które można uważać za rozszerzenia norm.

Dokument ERDF-CPT-Linky-SPEC-PROFIL-CPL (Linky PLC profile specifications) opisuje wybrane elementy normatywne i zalecane rozszerzenia.

Dokument ERDF-CPT-Linky-SPEC-FONC-CPL (Linky PLC profile functional specifications) opisuje jak korzystać z tych elementów i wyjaśnia, w jaki sposób mogą one być realizowane przez użytkowników (projektanci aplikacji i operatorów), w przeciwieństwie do poprzedniego dokumentu, który jest przeznaczony dla producentów protokołu (stosu protokołów).

Publikacja tych dokumentów ma za zadanie pokazanie, że system AMI wdrażany przez ERDF jest w pełni otwarty i wszystkie liczniki i koncentratory, które będą zgodne ze specyfikacją i przejdą pozytywnie testy w laboratorium certyfikującym będą mogły być stosowane. Ma to zapewnić zdrową konkurencję pomiędzy producentami urządzeń, a co za tym idzie optymalizację kosztów wdrożenia.

Profil komunikacyjny PLC zapewnia zgodność z serią norm IEC 61334 i posiada następującą charakterystykę:

Warstwa fizyczna:

- ▶ modulacja S-FSK;
- ▶ prędkość transmisji 2,4 kbit/s.

Warstwa łącza danych (MAC, LLC):

- ▶ adresowanie punkt-punkt, 3000 modułów PLC;
- ▶ adresowanie grupowe (multicast);
- ▶ mechanizmy poprawy propagacji danych (mechanizm repetera – do 8);
- ▶ automatyczny dobór trasy, zależny od warunków transmisji.

Warstwa aplikacji

- ▶ automatyczne wykrywanie liczników w sieci;
- ▶ znormalizowane obiekty i usługi do komunikacji z licznikami (do odczytu, konfiguracji itp.).



### Funkcjonalność koncentratora

Koncentrator odczytuje liczniki, gromadzi dane i grupuje je przed przesłaniem do systemu centralnego.

Podstawowe cechy koncentratora:

- ▶ otwarta specyfikacja;
- ▶ możliwość zdalnej zmiany oprogramowania;
- ▶ lokalny interfejs komunikacyjny;
- ▶ system operacyjny Linux i wirtualna maszyna JAVA;
- ▶ oprogramowanie funkcjonalne koncentratora pisane w JAVA - takie same dla wszystkich koncentratorów niezależnie od producenta;
- ▶ czas życia 20 lat;
- ▶ awaryjność mniej niż 1 % uszkodzeń rocznie.

Koncentrator wykorzystuje warstwę aplikacji zgodną z COSEM (IEC 62056-53 – z rozszerzeniami) do komunikacji z nowymi licznikami zgodnymi z projektem fazy pierwszej oraz warstwę aplikacji zgodną z DLMS (IEC 61334-4-41) do komunikacji z istniejącymi licznikami wyposażonymi w odpowiednią przystawkę komunikacyjną PLC.

W fazie pierwszej planowana jest instalacja 7000 koncentratorów w fazie drugiej 700 000 koncentratorów.

### Komunikacja systemu odczytowego z koncentratorami

- ▶ Wykorzystywana jest głównie sieć GSM i usługa GPRS.
- ▶ Rozwiązanie adaptowalne do wsparcia innych technologii (PSTN, 3G, Wimax, itp.).
- ▶ Utworzenie wirtualnego operatora GSM na infrastrukturze 3 francuskich firm telekomunikacyjnych: Bouygues, SFR, Orange.
- ▶ Zastosowano protokół SyncML.

### System centralny

Integruje systemy: AMR, MDM, systemu nadzoru i zarządzania majątkiem. Bazuje na architekturze SOA (Service-Oriented Architecture) i rozwiązaniach ESB (Enterprise Service Bus).

Jako dostawca systemu AMR i MDM została wybrana firma EnergyICT (kupiona przez Elster we wrześniu 2009 r).

Podstawowe cechy systemu:

- ▶ skalowalność (do 35 milionów liczników);
- ▶ bazujący na istniejących rozwiązaniach;
- ▶ zarządzanie danymi;
- ▶ zarządzanie licznikami;
- ▶ narzędzia monitorujące dla całego systemu (licznik-PLC-koncentrator-WAN-system informatyczny);
- ▶ udostępnia 41 usług do innych systemów (finansowych, zarządzających, systemów sprzedawców itp.).

### Bezpieczeństwo

Bezpieczeństwo danych w systemie AMI będzie realizowane poprzez autentykację i autoryzację dostępu do systemu centralnego (użytkownik, hasło, token, SSL) oraz poprzez ochronę transmisji danych w sieci LAN (PLC) i WAN (GPRS) realizowaną poprzez autentykację i szyfrowanie danych.

Autentykacja bazuje na podwójnym kluczu (prywatny i publiczny) na poziomie sieci WAN (system centralny, koncentrator) oraz na pojedynczym kluczu (CCU) na poziomie sieci LAN (koncentrator, licznik). Szyfrowanie danych jest symetryczne z dynamicznym generowaniem klucza sesji.

#### 5.1.2.2 Włochy – wdrożenie ENEL

Włochy były pierwszym krajem w UE, który zastosował system AMI na szeroką skalę.

Projekt Enel<sup>3</sup> rozpoczął się w 1999 roku, a wdrożenie rozpoczęto w roku 2001. W 2006 zakończył się etap masowej instalacji liczników. O skali przedsięwzięcia świadczy fakt, że w ciągu miesiąca wymieniano około 700 tys. liczników. Do chwili obecnej trwa rozwój systemu centralnego i wprowadzanie nowych funkcjonalności.

W wyniku realizacji projektu powstał system Telegestore zawierający system AMI i system zarządzania klientem

#### Statystyka projektu

- ▶ Wymieniono 31,8 mln. Liczników.
- ▶ Zainstalowano 358 tys. koncentratorów.
- ▶ Uruchomiono zdalne zarządzanie 25 mln. liczników.
- ▶ Zaangażowano w projekt ponad 15 tys. ludzi na 3 kontynentach.
- ▶ 650 firm zaangażowanych w instalację liczników.
- ▶ 5 firm montujących liczniki.
- ▶ 50 dostawców części do liczników.

#### Opis systemu Telegestore

Głównymi funkcjami systemu są: zdalny odczyt liczników, zdalne zarządzanie umową (np.: zmiana taryfy, załączenie, wyłączenie), zdalny nadzór nad siecią niskiego napięcia (jakość, bilans energii).

System Telegestore składa się z liczników, koncentratorów, modemów i systemu centralnego.

Liczniki zostały zaprojektowane przez Enel z pomocą zewnętrznych projektantów. Liczniki są produkowane przez zakontraktowane fabryki. Liczniki zostały opracowane zgodnie z międzynarodowymi standardami (CEN 61036, CEN 61268).

Koncentratory są instalowane w prawie każdej stacji transformatorowej niskiego napięcia, Koncentrator komunikuje się z licznikami oraz z systemem centralnym. Na odcinku koncentrator-licznik komunikacja odbywa się zgodnie z architekturą komunikacyjną typu master-slave. Do transmisji danych na odcinku koncentrator-licznik jest wykorzystywana komunikacja wąskopasmowa PLC po sieci niskiego napięcia. Wykorzystywane jest pasmo A CENELEC (pasmo przeznaczone dla przedsiębiorstw energetycznych dla celów technologicznych). Stosowany jest protokół komunikacji LonTalk lub SITRED. Koncentratory są podłączone do trzech faz i przewodu neutralnego. Koncentrator jest wyposażony w port

---

<sup>3</sup> Enel Distribuzione jest spółką zajmującą się wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej oraz dystrybucją gazu. Spółka jest notowana na giełdzie od 1999. Enel działa głównie na rynku europejskim, posiada również inwestycje w Ameryce Północnej i Południowej. Enel dysponuje 42 GW generowanej mocy i posiada 30 milionów odbiorców energii elektrycznej.

optyczny do komunikacji lokalnej z protokołem IEC 62056-21 (IEC 1107). Gwarantowany czas życia koncentratora wynosi 10 lat, a temperatura pracy -25°to +55°C.

Modemy instalowane są w stacjach transformatorowych niskiego napięcia przy koncentratorach. Zadaniem modemów jest pośredniczenie w przesyłaniu danych pomiędzy koncentratorami, a systemem centralnym poprzez sieć telekomunikacyjną (GSM, ISDN, itp.) przy wykorzystaniu protokołów TCP/IP. Najczęściej wybieraną siecią telekomunikacyjną jest sieć GSM i usługa GPRS ze względu na swoją szeroką dostępność.

System centralny (Automated Meter Management –AMM) automatycznie zbiera i wysyła dane z/do koncentratorów i zarządza systemem. AMM uwzględnia specyficzne cechy komunikacji PLC (szумы i zakłócenia silnie zależą od obciążenia o różnych porach dnia i nocy). AMM umożliwia przekazanie danych do innych systemów technicznych, handlowych i back-office.



Rysunek 5.2 Schemat ideowy systemu Telegestore

### Kluczowe cechy systemu Telegestore

- ▶ Pomiar energii czynnej i biernej.
- ▶ Automatyczny odczyt liczników.
- ▶ Dzienniki zdarzeń.
- ▶ Zdalne załączanie/wyłączanie.
- ▶ Detekcja kradzieży.
- ▶ Detekcja nieuprawnionej manipulacji przy liczniku.
- ▶ Przekazywanie informacji do klienta.
- ▶ Możliwość użytkowania liczników jako przedpłatowe.
- ▶ Zarządzanie zapotrzebowaniem na moc.
- ▶ Monitorowanie wybranych parametrów jakościowych energii elektrycznej.
- ▶ Monitorowanie poziomu jakości usługi dla indywidualnego klienta.
- ▶ Potencjalne możliwości wprowadzenia dodatkowych usług dla rynku energii.

### Podstawowe cechy liczników w systemie Telegestore

- ▶ Pomiar energii czynnej zgodnie z CEI EN 61036, CEI/EN62052-11, CEI/EN 62053-21 class1.
- ▶ Pomiar energii biernej zgodnie z CEI EN 61036, CEI/EN62052-11, CEI/EN 62053-21 class2.
- ▶ Pomiar energii w obu kierunkach.
- ▶ Pomiar profili obciążenia (programowalny od 1 min. do 60 min.) z pamięcią 38 dni dla okresu uśredniania 15 min.
- ▶ Wyświetlacz prezentujący bieżące zużycie energii, moc oraz informację o cenie energii.
- ▶ Zaimplementowany wyłącznik obwodu.
- ▶ Moduł komunikacyjny PLC.
- ▶ Możliwość pracy w trybie przedpłatowym.
- ▶ Detekcja przerw w zasilaniu.
- ▶ Detekcja wahań napięcia.
- ▶ Detekcja nieuprawnionej manipulacji przy liczniku.
- ▶ Samodiagnostyka podstawowych komponentów i funkcji.
- ▶ Detekcja odwrócenia fazy.
- ▶ Możliwość modyfikacji taryf ( 4 liczydła, kalendarz, możliwość konfiguracji na każdy dzień tygodnia).
- ▶ Ograniczanie mocy czynnej (programowana od 0,1 kW do 10 kW – jednofazowy lub 30 kW - trójfazowy).
- ▶ Możliwość zdalnej zmiany oprogramowania.
- ▶ Czas życia 15 lat.
- ▶ Awaryjność mniej niż 0,3 % uszkodzeń rocznie.
- ▶ Pobór mocy mniej niż 2 W/faza.
- ▶ Temperatura pracy: -25°to +55°C.
- ▶ Temperatura magazynowania: -40°to +70°C.
- ▶ Informacja na tabliczce znamionowej: prąd znamionowy i maksymalny, napięcie, producent, rok produkcji, typ licznika, numer seryjny) itp. oraz kod kreskowy.

System Telegestore umożliwia klientowi osiągnięcie następujących korzyści:

- ▶ Na wyświetlaczu licznika klient może odczytać informacje o zużytej energii, taryfie, umowie, cenie za energię i pobieranej aktualnie z sieci mocy.
- ▶ Klient monitorując na bieżąco swoje zużycie energii może regulować swoje zużycie tak, aby płacić niższe rachunki.
- ▶ Fakturowanie bazuje na pomiarach odczytanych na dzień wyliczenia faktury.
- ▶ Elastyczna struktura taryf z możliwością modulacji dziennej, tygodniowej, miesięcznej i związanej z porą roku i elastycznym okresem rozliczenia.
- ▶ Zredukowany czas oczekiwania na zmianę umowy.
- ▶ Ograniczone do minimum wizyty pracowników spółki u klienta.
- ▶ Brak błędów odczytu liczników, zredukowana liczba reklamacji i sporów.

Dodatkowo wprowadzenie systemu Telegestore przyniosło następujące korzyści dla samej spółki:

- ▶ Większość operacji jest wykonywana automatycznie, co prowadzi do wzrostu wydajności operacyjnej.
- ▶ Zastosowanie automatycznego odczytu liczników i zarządzania umowami zredukowało koszty bieżące przedsiębiorstwa.
- ▶ Duża zamówiona liczba liczników pozwoliła zredukować koszty pojedynczego licznika dużo poniżej kosztów innych liczników elektronicznych dostępnych na rynku.
- ▶ Zredukowano straty energii związane z przyczynami technicznymi i zminimalizowano kradzieże.
- ▶ Dokładniejsza prognoza zużycia i optymalizacji zakupu energii.
- ▶ Osiągnięto wyższy poziom zadowolenia klienta.
- ▶ Podniesiono jakość usług świadczonych na sieci niskiego napięcia, monitorowane jest zaopatrzenie w energię i ewentualne przerwy.

Spółka w 2008 roku osiągnęła 56 min czas średniej przerwy w dostawie energii rocznie i koszty obsługi w wysokości 49 €/klient rocznie, podczas gdy w roku 2001 wielkości te były znacznie wyższe 128 minut przerwy i 80 €/klient.

Zasady wprowadzania „inteligentnego pomiaru” we Włoszech są regulowane przez uchwałę nr 292/06 i uchwałę 235/07 Urzędu do Spraw Energii Elektrycznej i Gazu.

Urząd ten nakazuje wprowadzenie systemów AMI dla 95% odbiorców domowych do końca 2011 roku.

*Wymagania minimalne na licznik energii elektrycznej w sieci nn obowiązujące we Włoszech (na podstawie uchwały nr 292/06 Urzędu do Spraw Energii Elektrycznej i Gazu)*

### Liczniki jednofazowy

Licznik musi być wyposażony w:

- (a) zegar /kalendarz z rozdzielczością sekundową z możliwością synchronizacji przynajmniej raz na dzień lub z częstotliwością zapewniającą dokładność nie gorszą niż  $\pm 60$  s.
- (b) Możliwość pomiaru energii czynnej pobranej i rejestrowanie tego pomiaru w jednym przyrostowym liczydłe.
- (c) Możliwość rejestracji energii czynnej pobranej w czterech przyrostowych liczydłach, które mogą być aktywowane na przemian w maksymalnie pięciu okresach czasu, z których pierwszy zaczyna się o godz. 0:00, a ostatni kończy się o 24:00 tego samego dnia. Kalendarz zmian stref czasowych powinien umożliwiać zdefiniowanie co najmniej 7 różnych tablic zmian w odniesieniu do dni roboczych, sobót, niedziel i świąt z uwzględnieniem świąt lokalnych i umożliwiać aktualizację przynajmniej dwa razy w roku kalendarzowym.
- (d) Możliwość obliczenia energii czynnej pobranej na podstawie liczydeł, o których mowa w (c) w przypadku utraty odniesienia czasu, o którym mowa w (a)
- (e) Możliwość rejestracji godzinowych profili obciążenia i ich pamiętanie, przez co najmniej 36 dni
- (f) Wyłącznik, który jest zdolny odłączyć odbiorcę w przypadku przekroczenia zdefiniowanego progu mocy w następujący sposób:

Zezwala na przekroczenie przez dowolny czas mocy o wartość do 10% mocy zamówionej (zgodnie z CIP 42/86). W przypadku przekroczenia o wartość większą niż 10% licznik wprowadza opóźnienie dające klientowi możliwość zredukowania poboru przed wyłączeniem. Czas opóźnienia jest odwrotnie proporcjonalny do



wielkości przekroczenia. Przed każdym wyłączeniem wiadomość alarmowa powinna być wyświetlona na wyświetlaczu przez czas wystarczający odbiorcy do jej zauważenia.

- (g) Możliwość jako uzupełnienie lub alternatywa dla (f) pomiaru mocy maksymalnej 15-minutowej dla każdego liczydła z (c) w okresie obrachunkowym.
- (h) Możliwość zdalnego wyłączenia i załączania funkcjonalności (f) i (g)
- (i) Zdolność zapamiętywania(zatrzaskiwania) wartości liczydeł z (b) i (c) i jeżeli ma to zastosowanie wartości mocy z (g) w stosownym czasie dla celów bilingowych, przełączeń i zmian umowy podczas gdy licznik kontynuuje zliczanie energii zgodnie z (b) (c) (e) i jeżeli ma to zastosowanie (g) według tablicy godzinowej, o której mowa w (c)
- (j) Wyświetlacz, który wyświetla co najmniej wartości energii zarejestrowane zgodnie z (b) (c) i jeżeli ma to zastosowanie wartość mocy (g). Pokazuje bieżący stan liczydła w momencie wyświetlania daty i czasu i wyświetla moc chwilową, wyświetla zapamiętane wartości zgodnie z (i). Ma zdolność wyświetlania wiadomości generowanych wewnętrznie (np. alarmy) lub wysłanych z systemu centralnego.
- (k) System monitorujący i zabezpieczający wiarygodność stanów liczydeł (b) i (c) i wartości mocy (g), a w przypadku gdy ich zawartość ulegnie uszkodzeniu i nie może być odtworzona licznik musi zarejestrować to zdarzenie i wysłać informację do systemu centralnego. Licznik musi być również wyposażony w mechanizm monitorujący i zabezpieczający protokół komunikacyjny używany do komunikacji z systemem centralnym.
- (l) Zdolność do zgłaszania do systemu centralnego statusu z raportem o sprzętowej i funkcjonalnej niesprawności.
- (m) Zdolność do obsługi zdalnych transakcji:
  - 1. synchronizacji czasu
  - 2. okresowego odczytu zliczanych wartości (b) (c) (e) i (g)
  - 3. Zdalnego monitorowania funkcjonowania zgodnie z (l)
  - 4. W ramach zarządzania umową:
    - załączanie i wyłączenie licznika
    - zmiana mocy umownej
    - zmiana tablicy godzinowej rozkładu stref czasowych (c)
    - załączanie i wyłączenie odbioru w punkcie przyłączenia
    - zmiana dostępnej mocy
  - 5. zmiana parametrów licznika
  - 6. transmisji wiadomości do wyświetlacza licznika
  - 7. odczyt sumarycznych informacji zawierających wartości minimalne i maksymalne zapamiętane podczas tygodnia oraz odsetek zarejestrowanych próbek +10% / -10% wartości skutecznej napięcia.Liczniki elektroniczne powinny być dostępne dla zdalnych transakcji od pierwszej instalacji i dostępne z systemu centralnego bez dalszej interwencji pracowników na miejscu.
- (n) Zdolność do zdalnej zmiany oprogramowania
- (o) Pomiar wartości skutecznej napięcia zgodnie z IEC EN 50160

### Liczniki jednofazowy dwukierunkowy

Musi spełniać takie same wymagania jak licznik jednofazowy i dodatkowo musi być zdolny do pomiaru energii czynnej oddawanej do sieci, i dla tej energii spełniać wymagania (b), (c), (d), (e), (i), (k), (m)(2), (j) i (n).

### Licznik trójfazowy

Licznik trójfazowy wyposażony w wyłącznik musi spełniać takie same warunki jak licznik jednofazowy. Te liczniki, które nie posiadają wyłącznika nie muszą spełniać warunków (f) i (m)(4).



Liczniki trójfazowe muszą ponadto spełniać warunki:

- (a) Możliwość pomiaru energii biernej pobranej i rejestrowanie tego pomiaru w jednym przyrostowym liczydłe.
- (b) Możliwość rejestracji energii biernej pobranej w czterech przyrostowych liczydłach tak jak w (c) dla licznika jednofazowego,
- (c) Możliwość realizacji podobnych funkcji dla energii biernej jak (d), (e), (i), (k), (m)(2), (j) i (n) dla licznika jednofazowego

### **Licznik trójfazowy dwukierunkowy**

Musi spełniać takie same wymagania jak licznik trójfazowy i dodatkowo musi być zdolny do pomiaru energii czynnej oddawanej do sieci, i dla tej energii spełniać wymagania (b), (c), (d), (e), (i), (k), (m)(2), (j) i (n).

#### 5.1.2.3 Hiszpania

Hiszpania posiada ponad 46 milionów mieszkańców, co przekłada się na 25 milionów gospodarstw domowych (25 milionów odbiorców komunalno-bytowych). Rynek dystrybucji jest zdominowany przez 3 firmy: Endesa, Iberdrola i Union Fenosa. Endesa będąca największą firmą na tym rynku posiada 11,2 miliona klientów komunalnych (Endesa jest własnością włoskiej firmy Enel). Iberdrola posiada 10 milionów klientów, Fenosa posiada 3,5 miliona klientów. Z innych większych dystrybutorów wymienić można E.ON (dawniej Viesgo) i HC Energy (własność portugalskiego EDP) – oba po około 600 tys. klientów.

W sierpniu 2007 roku hiszpańskie Ministerstwo Gospodarki i Turystyki wydało dekret zobowiązujący dystrybutorów do wprowadzenia od roku 2014 systemów AMI, a do roku 2018 wymiany wszystkich liczników energii elektrycznej na „inteligentne”.

Wymagania te są następujące:

- ▶ Od 2012 roku „inteligentne opomiarowanie” będzie obowiązkowe we wszystkich nowych budynkach.
- ▶ Wszystkie wymieniane ze względu na koniec legalizacji liczniki od 2013 roku powinny być zastępowane licznikami inteligentnymi.
- ▶ Instalacje pilotażowe będą wdrażane w latach 2010-2011, a wymiana liczników rozpocznie się w roku 2013 i zakończy w 2018 roku.

Ministerstwo w dekreście z marca 2008 roku wskazało również minimalne wymagania na funkcjonalność liczników:

- ▶ Dokładność: klasa A dla energii czynnej i klasa 3 dla energii biernej.
- ▶ Sześć liczydeł taryfowych dla energii czynnej i biernej.
- ▶ Pomiar mocy maksymalnej piętnastominutowej.
- ▶ Profile obciążenia z uśrednianiem godzinowym z 3 miesięcznym okresem pamiętania.
- ▶ Ograniczanie mocy czynnej: wartość zadana.
- ▶ Wyłącznik zabudowany w liczniku.
- ▶ Możliwość odczytania wartości liczydeł z licznika po 6 miesiącach braku zasilania.
- ▶ Zdalny odczyt zmierzonych wartości energii czynnej i biernej oraz mocy maksymalnej.
- ▶ Zdalny odczyt parametrów jakościowych.
- ▶ Zdalne programowanie.
- ▶ Zdalna synchronizacja czasu.
- ▶ Zdalne załączanie i wyłączenie oraz sterowanie obciążeniem.

Wszystkie spółki dystrybucyjne w Hiszpanii prowadziły prace badawcze nad systemami „inteligentnego opomiarowania” głównie rozważając technologię PLC jako podstawową do komunikacji z licznikami.

W październiku 2009 roku Endesa ogłosiła, że osiągnęła porozumienie z Enel w sprawie wdrożenia systemu Telegestore zaadoptowanego do hiszpańskich wymagań. W drugim kwartale 2010 roku ma zostać uruchomiona instalacja pilotażowa na 10 tys. liczników, a wymiana wszystkich liczników ma rozpocząć się w roku 2011 z zamysłem 2 milionów instalacji rocznie.

System Telegestore wdrażany w Hiszpanii ma być wyposażony w nowe liczniki Enel z komunikacją wykorzystującą PLC i protokół komunikacyjny SITRED. Komponenty komunikacyjne dla liczników Enel dostarcza firma STMicroelectronics. Grupa Enel udostępni specyfikację protokołu SITRED w celach standaryzacji i otwartości rozwiązania.

Iberdrola dąży do wprowadzenia „inteligentnego opomiarowania” opartego na międzynarodowych standardach komunikacyjnych, co umożliwiłoby wprowadzenie systemu AMI otwartego na liczniki i koncentratory różnych dostawców. Iberdrola jest członkiem europejskiego projektu badawczego OPEN METER oraz jest członkiem założycielem konsorcjum PRIME (*PoweRline Intelligent Metering Evolution*).

Iberdrola bazując na zdobytym w niewielkich instalacjach pilotażowych doświadczeniu ogłosiła przetarg na dostawę systemu dla 100 tys. liczników w celach przeprowadzenia końcowego testu przed fazą wdrożenia systemu dla wszystkich swoich klientów.

HC Energia przeprowadziła kilka testów technologii PLC na instalacjach pilotażowych. Obecnie ma w roku 2010 przeprowadzić test systemu INVOGRID z EDP (jej właściciel) i w roku 2011 podjąć ostateczną decyzję na temat sposobu wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania.

#### 5.1.2.4 Holandia

Holandia posiada 16,5 milionów mieszkańców, co przekłada się na 7,5 milionów gospodarstw domowych (7,5 milionów odbiorców komunalno-bytowych).

Holenderskie Ministerstwo Gospodarki zaproponowało rozwiązania prawne mające umożliwić wprowadzenie inteligentnych liczników do 2015 roku. Ustawa została przesłana do rozważenia parlamentowi w 2009 i została zatwierdzona przez izbę niższą parlamentu, ale izba wyższa zażądała wprowadzenia poprawek, które zmieniałyby obowiązek instalacji inteligentnego licznika na instalację za zgodą klienta i powiązanie tego ze zgodą klienta na przekazywanie danych. Zmieniona ustawa ma być poddana głosowaniu w 2010 roku.

Zostały postawione następujące wymagania:

- ▶ Od 2011 inteligentne liczniki będą obowiązkowe we wszystkich nowych budynkach.
- ▶ Wszystkie wymieniane ze względu na koniec legalizacji liczniki od 2011 roku powinny być zastępowane licznikami inteligentnymi.
- ▶ Instalacje pilotażowe będą wdrażane w latach 2011-2012, a wymiana liczników rozpocznie się w roku 2013 i zakończy w 2018 roku.
- ▶ Dla klientów, którzy nie życzą sobie inteligentnych liczników, liczniki te będą instalowane, ale będą pozbawione pewnych elementów czyniących je inteligentnymi.
- ▶ Spółki dystrybucyjne będą odpowiedzialne za montaż liczników i przekazanie danych do sprzedawców.

Ze względu na dobry dostęp do internetu na rynku holenderskim, technologia PLC nie jest rozważana jako technologia dominująca w odczycie liczników. Przewiduje się, że komunikacja będzie podzielona między szerokopasmowy dostęp (cable/ADSL) 40%, PLC 40% i GPRS 20%.

Na rynku holenderskim wyróżnić można 3 duże firmy dystrybucyjne: Nuon (przejęty w 2009 r. przez Vatenfall, Essent (przejęty w 2009 r. przez RWE) i Eneco.

Wszyscy trzy firmy testowały instalacje pilotażowe systemów AMI:

- ▶ Nuon 50 tys. liczników z komunikacją PLC od Echelon i Iskraemeco
- ▶ Essent niewielką liczbę liczników od Actaris/Iskraemeco/Sagem
- ▶ Eneco 50 tys. liczników z Landis+Gyr i Xemex dla odbiorców przedpłatowych.

Największe jednak wdrożenie w wykonała firma Oxxio, największy niezależny sprzedawca energii w Holandii, która zaoferowała inteligentne liczniki swoim klientom i po 3 latach wdrożyła je wśród 200 tys. klientów. Rozwiązanie firmy Oxxio oparte jest na licznikach Enel i Actaris i pomiarem godzinowych profili obciążenia z transmisją danych do centrum raz na dobę. Rozwiązanie systemu AMI zostało wdrożone przez firmę IBM. Doświadczenia z systemem AMI wg. Oxxio są pozytywne, system działa niemal bezawaryjnie, a transfer danych z liczników odbywa się niezawodnie.

Na życzenie Ministerstwa Gospodarki Holenderski Instytut Standaryzacyjny (NEN) przygotował standard NTA 8130 zawierający minimalny zestaw funkcji dla urządzeń pomiarowych energii elektrycznej, gazu i ciepła dla odbiorców komunalno-bytowych. Standard ten został wydany w sierpniu 2007 roku. Obecnie należy się spodziewać nowego wydania tego standardu, które będzie uwzględniało uwagi zgłoszone parlamentarzystów.

Według NTA 8130 licznik powinien spełniać poniższe wymagania funkcjonalne:

- ▶ Pomiar energii czynnej pobranej i oddanej w kWh w dwóch strefach taryfowych (szczyt, pozaszczyt).
- ▶ Pamięć 10 ostatnich dziennych stanów liczydeł zarejestrowanych (zatrzaśniętych) o godz. 0:00.
- ▶ Pamięć 13 miesięcznych stanów liczydeł zarejestrowanych (zatrzaśniętych) pierwszego dnia miesiąca o godz. 0:00.
- ▶ Rejestracja profili obciążenia (a dokładniej okresowe zatrzaśkiwanie stanów liczydeł, co zadany okres czasu) – okres regulowany od 15 min., pamięć na 960 odczytów (co przy okresie 15 minut daje 100dni rejestracji).
- ▶ Odchyłka znacznika czasu od czasu rzeczywistego nie może przekraczać 60 s.
- ▶ Wyposażenie w wyłącznik licznika lub instalacji (pomiędzy licznikiem, a instalacją domową). Wyłącznik jest bistabilny, oddziałuje na wszystkie fazy i spełnia wymagania:
  - prąd nominalny równy lub większy  $I_{max}$  licznika,
  - odporny na prąd zwarcioowy 30  $I_{max}$  licznika,
  - zdolność do min. 3000 operacji,
  - odporność izolacji 2000 V RMS.
- ▶ Wyposażenie w port komunikacyjny do terminala klienckiego.
- ▶ Wyposażenie w port komunikacyjny do liczników innych mediów.
- ▶ Wyposażenie w port komunikacyjny do systemu centralnego.
- ▶ Rejestracja wahań napięcia zgodnie z NEN-EN 50160:2000
- ▶ Zliczanie zaników zasilania krótszych niż 3 minuty.
- ▶ Rejestrowanie przynajmniej 10 ostatnich zaników zasilania dłuższych niż 3 minuty (znacznik czasowy początku i końca). W przypadku liczników trójfazowych rejestrowanie zaników na poszczególnych fazach.

- ▶ Rejestrowanie, co najmniej 10 ostatnich zdarzeń związanych z próbą otwarcia kapy licznika lub jego obudowy.
- ▶ Rejestrowanie, co najmniej 10 ostatnich zdarzeń związanych z próbą oddziaływania silnym polem magnetycznym.
- ▶ Rejestrowanie, co najmniej 10 ostatnich zdarzeń związanych z błędami.
- ▶ Rejestrowanie, co najmniej 10 ostatnich zdalnych poleceń.
- ▶ Zdolność do ograniczania obciążenia. Wartość prądu jest ustawiana zdalnie indywidualnie lub grupowo. Jeżeli prąd jest większy od nastawionego prądu obciążenia przez czas dłuższy niż 30 s. to licznik odłącza odbiorcę od sieci. Wyłącznik może być ponownie załączony lokalnie.
- ▶ Wyświetlanie na wyświetlaczu licznika i przekazywanie do portu terminala klienta kilku standardowych komunikatów otrzymywanych z systemu centralnego:
  - przyczyna wyłączenia,
  - stan funkcji ograniczania obciążenia i wartość nastawy
  - bliski koniec kredytu w systemie przedpłatowym.
- ▶ Przekazywanie otrzymywanych z systemu centralnego dowolnych wiadomości o długości do 1024 znaków na port terminala klienta.
- ▶ Zdalne przełączanie wskaźnika taryfy w liczniku (szczyt, pozaszczyt) – ustawienie czasu przełączenia.
- ▶ Zdalna zmiana oprogramowania z wyłączeniem zmian mogących wpłynąć na własności metrologiczne licznika.
- ▶ Zdalny odczyt danych pomiarowych z rozdzielczością 0,001 kWh.
- ▶ Zdalny odczyt na żądanie wskaźnika taryfy (szczyt, pozaszczyt), wskaźnika pozycji wyłącznika i aktualnego obciążenia (prąd w A) oraz parametrów jakościowych i zdarzeń.
- ▶ Zdalne załączanie/wyłączanie odbiorcy oraz zdolność do zdalnego grupowego załączania/wyłączania.
- ▶ Przekazywanie, co 10s aktualnych danych pomiarowych z rozdzielczością 0,01 kWh na interfejs komunikacyjny do terminala klienckiego.

Standard definiuje styk fizyczny i stos protokołowy dla interfejsu komunikacyjnego z terminalem klienta. W załączniku B zdefiniowano dokładnie podłączenie elektryczne za pomocą złącza RJ11. Jako protokół stosowany jest NEN-EN 62056-21 tryb D tylko do odczytu i obiekty danych zgodne z NEN-EN 62056-61.

Do terminala klienta przesyłane są następujące dane:

- ▶ Aktualne stany liczydeł taryfowych dla energii oddanej i pobranej w 0.001 kWh
- ▶ Aktualna moc z rozdzielczością 10W
- ▶ Wskaźnik strefy czasowej (szczyt, pozaszczyt)
- ▶ Obciążenie w A
- ▶ Pozycja wyłącznika

Standard definiuje możliwe rozwiązania interfejsu komunikacyjnego do odczytu liczników innych mediów (głównie gazu):

- ▶ Przewodowy M-BUS zgodny z NEN-EN 13757-2
- ▶ Bezprzewodowy M-BUS zgodny z NEN-EN 13757-4

Jako fizyczną implementację interfejsu komunikacyjnego do komunikacji z systemem centralnym zalecane są 3 rozwiązania: PLC, GPRS i Ethernet.

### 5.1.3 Wnioski

Na podstawie analizy projektów i wdrożeń oraz aktów legislacyjnych w wybranych krajach UE można stwierdzić:

- ▶ Większość rozwiązań projektowanych i wdrażanych w krajach europejskich wykorzystuje rozwiązania PLC do komunikacji z licznikiem. Wyjątkami są Wielka Brytania gdzie GPRS i radio jest preferowanym rozwiązaniem (wynika to z przyjętej koncepcji podmiotu odpowiedzialnego za wprowadzenie systemów AMI: sprzedawca i niezależny operator pomiarów) oraz Holandia, gdzie zakłada się, że komunikacja wykorzystująca dostęp szerokopasmowy do gospodarstwa domowego (kabel/ADSL) będzie równie istotna jak PLC (wynika to z dużego nasycenia holenderskich gospodarstw domowych szerokopasmowym dostępem do Internetu).
- ▶ W większości krajów podmiotami odpowiedzialnymi za wdrażanie systemów inteligentnego pomiaru będą operatorzy systemów dystrybucyjnych, a koszty ich wdrożenia będą pokryte w taryfie. Taryfa będzie pokrywała pewną minimalną funkcjonalność liczników i systemów. Koszty wprowadzenia usług dodatkowych (np. terminal klienta, sterowanie odbiorami u klienta) będą pokrywali bezpośrednio sprzedawcy lub ich klienci.
- ▶ Istotnym elementem każdego rozwiązania jest zapewnienie prywatności i bezpieczeństwa danych realizowane za pomocą odpowiednich metod autentykacji, autoryzacji i szyfrowania danych w każdym elemencie systemu.
- ▶ Operatorzy systemów dystrybucyjnych odpowiedzialni za wdrożenia przykładają dużą wagę do możliwości dywersyfikacji dostaw i uniezależnienia się od jednego dostawcy. ERDF we Francji podjął rozmowy z 3 dostawcami i jednocześnie przygotował ogólnodostępne specyfikacje profilu komunikacyjnego, co ma umożliwić przygotowanie kompatybilnego licznika dowolnemu producentowi. Włoski Enel rozwinął produkcję liczników pod własną marką, obecnie wdraża profil komunikacyjny SITRED, którego specyfikację chce udostępnić wszystkim zainteresowanym bez żadnych opłat, co powinno uczynić SITRED standardem „de facto”. Hiszpańska Iberdrola jest członkiem założycielem stowarzyszenia PRIME, którego celem jest opracowanie standardu komunikacji PLC z wykorzystaniem modulacji OFDM.
- ▶ Systemy inteligentnego opomiarowania powinny zostać wdrożone do końca 2020 roku. Większość państw europejskich planuje rozpocząć zakrojony na szeroką skalę proces wymiany liczników w latach 2012/2013 i zakończyć go do roku 2018. Należy spodziewać się, że w tych latach wzrośnie zapotrzebowanie na inteligentne liczniki w Europie do 20-30 milionów rocznie. Spółki dystrybucyjne planując wdrożenie systemów AMI powinny te zwiększone zapotrzebowanie brać pod uwagę.



## 5.2 Przegląd ofert reprezentatywnych dostawców systemów inteligentnego pomiaru

Przegląd ten został wykonany na podstawie opisów technicznych przekazanych przez dostawców systemów w odpowiedzi na zapytanie o ofertę budżetową.

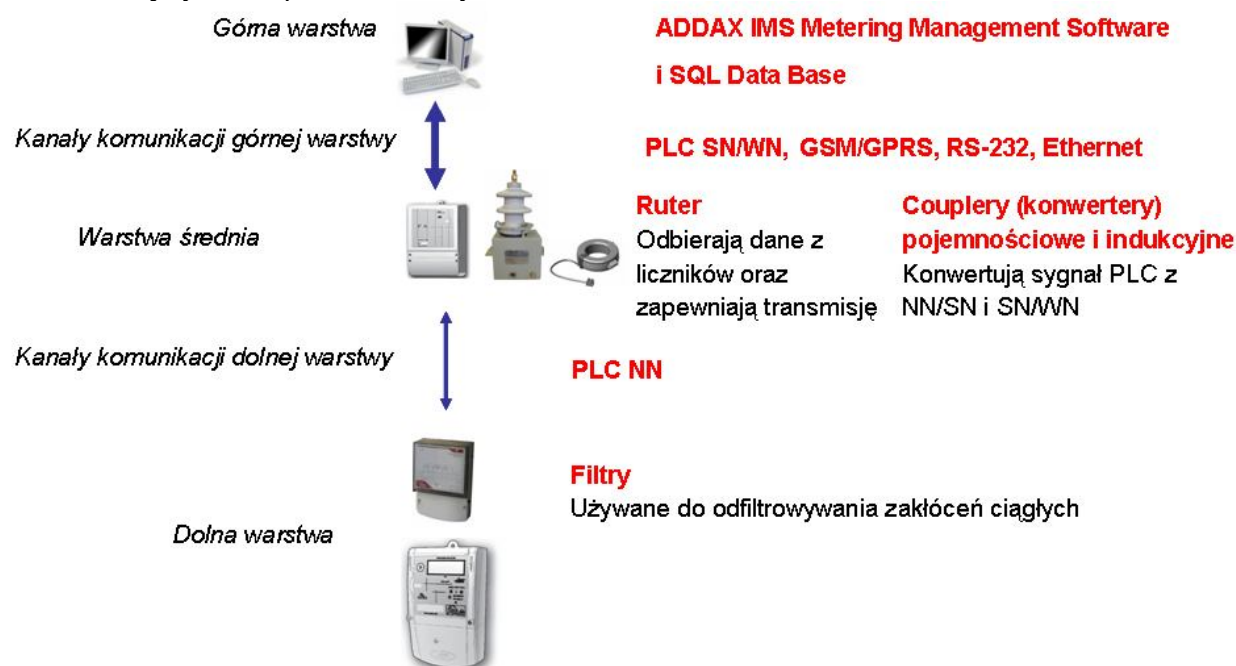
### 5.2.1 System ADDAX

Firma ADDAX, mająca siedzibę w Kiszyniowie (Mołdawia) opracowała system ADDAX IMS. Firma wdrażająca to rozwiązanie w Polsce jest firma T-Matic. Liczba wdrożeń na świecie liczników firmy ADDAX jest rzędu kilka milionów, przy czym największe instalacje są w Rosji 800 tys., Ukraina 600 tys. Szwecja 300 tys. W Polsce w 2009 roku wykonano dwie instalacje doświadczalne po około 1000 szt. liczników.

Podstawowe funkcje systemu to:

- ▶ Dwustronna komunikacja PLC w sieci niskiego i średniego napięcia.
- ▶ Zdalne zarządzanie taryfami i pomiarami.
- ▶ Wykrywanie kradzieży, uszkodzonych linii oraz przerw w dostawie prądu.
- ▶ Dynamiczne dopasowanie kanału transmisji do logicznego podziału sieci.
- ▶ Monitoring statusu liczników, jakości energii oraz stacji transformatorowych.
- ▶ Centralny system zarządzania danymi.
- ▶ Centralny system zarządzania danymi otwarty na liczniki innych producentów dzięki standardowi przesyłu danych DLMS/COSEM.
- ▶ Funkcjonalność przedpłat lub opłat kartami kredytowymi za energię.
- ▶ Wbudowany w licznikach przełącznik (80 A) do zdalnego zarządzania (load control).
- ▶ Możliwość zastosowania alternatywnych do PLC LV/MV kanałów komunikacyjnych: GPRS/GSM, UMTS, światłowód.

Architekturę systemu przedstawia rysunek 6.3



Rysunek 5.3 Architektura systemu ADDAX (źródło: prezentacja T-Matic)



Na najniższych szczeblach sieci, tj. do komunikacji z poszczególnymi licznikami wykorzystywane są kanały PLC i RF. Pozostałe kanały wykorzystywane są głównie do komunikacji z Centrum. Kanały łączności mogą być ze sobą łączone w różnoraki sposób w rozgałęzioną wielostopniową sieć przy użyciu specjalnych ruterów.

Rutery w zależności od usytuowania w sieci są wyposażone w kilka kanałów w dół (w kierunku liczników) oraz jeden lub dwa kanały w górę (w kierunku Centrum).

Każdy ruter jest „masterem” swojego segmentu sieci. W jego pamięci zapisana jest lista jednostek jego segmentu i ścieżek (routing table – tablica rutowania). Każdy ruter przekazuje swoją tablicę na wyższy poziom (do swojego mastera). W ten sposób pełna tablica rutowania całej sieci jest dostępna w Centrum.

Podstawową funkcją ruterów jest transmisja pakietów, tj. poleceń z góry do dołu oraz danych z dołu do góry. Rutery posiadają bufory, w których pakiety są ustawiane w kolejkę i przechowywane do chwili, gdy możliwa będzie transmisja.

Rozbudowa systemu jest łatwa, gdyż jego elementy są typu plug-n-play. Master regularnie rozsyła w sieć pakiety rejestracji i synchronizacji czasu jednostek. Nowo podłączona jednostka oczekuje na taki pakiet od mastera swojego segmentu. Po otrzymaniu pakietu jednostka zestawia komunikację z masterem i wysyła dane rejestracyjne. Master rejestruje jednostkę w tablicy rutowania i przekazuje wyżej. Dzięki temu dodanie nowego elementu nie wymaga żadnych działań od strony Centrum.

Typy liczników instalowanych w systemie ADDAX (Rysunek 5.4) pokrywają cały zakres potrzeb odbiorców komunalno bytowych. Liczniki wykorzystują do komunikacji kanał PLC/LV (n.n.). Liczniki 3-fazowe do pomiarów pośrednich mogą wykorzystywać kanał PLC/MV (SN).

Interesującym rozwiązaniem jest licznik polowy przeznaczony do instalacji poza tablicą rozdzielczą odbiorcy np. na słupie, z którego zasilany jest odbiorca. Taki sposób montażu utrudnia ingerencję odbiorcy w układ pomiarowy.



Rysunek 5.4. Liczniki systemu ADDAX: trójfazowy, przedpłatowy, polowy

Lista funkcji realizowanych przez liczniki:

- ▶ Pomiar energii czynnej i biernej w strefach czasowych.
- ▶ Dwukierunkowa komunikacja PLC poprzez linie energetyczne niskiego napięcia.
- ▶ Wielotaryfowe (wbudowany kalendarz, synchronizacja czasu z centrum danych poprzez PLC, 8 planów taryf, do 4 stref czasowych w 24h).
- ▶ Wewnętrzna nieulotna pamięć pozwalająca przechowywać dane do 2 miesięcy (np. w wypadku zerwania linii energetycznej i braku możliwości przesyłu danych poprzez linie w technologii PLC).

- ▶ Pomiar parametrów elektrycznych, napięcie, prąd, maksimum mocy, prąd różnicowy
- ▶ Pomiar czasu braku zasilania (napięcie równe zero).
- ▶ Ochrona przed próbami kradzieży energii (mechaniczne, elektroniczne oraz czujnik pola magnetycznego).
- ▶ Pomiar temperatury wewnątrz miernika.
- ▶ Samokontrola poprawności działania i odpowiednie komunikaty alarmowe wysyłane do centrum poprzez PLC.
- ▶ Dodatkowy przekaźnik umożliwia zdalne odłączenie jednego obwodu lub całości (np. używane w stosunku do klientów mających poważne zaległości w płatnościach).
- ▶ Wersje jedno i trójfazowe (w tym czterokwadrantowe).
- ▶ Wersje ze zdalnym wyświetlaczem (np. miernik w piwnicy albo skrzynce przyłączeniowej a wyświetlacz w domu komunikujący się z miernikiem poprzez linię elektryczną (PLC)).
- ▶ Wersje ze zdalnym wyświetlaczem i klawiaturą dla celów liczników przedpłatowych.
- ▶ Przystawki umożliwiające pomiar ze zwykłych tradycyjnych mierników energii (komunikacja PLC jednokierunkowa).
- ▶ Przystawki umożliwiające pomiar i przesłanie poprzez linię energetyczną pomiarów wody, ciepła i zużytego gazu.

Do systemu mogą być podłączone także inne liczniki (innych firm, liczniki wody, gazu ciepła itd.). Do tego wykorzystywane są elementy AIU (Addax Interface Unit), do których podłączane są wyjścia impulsowe liczników bądź interfejs M-bus. System komunikuje się z elementami AIU przy użyciu kanałów PLC/LV lub radiowym (RF).

Podstawowym medium komunikacyjnym wykorzystywanym w systemie jest sieć elektroenergetyczna nN i SN. Rolę węzłów informacyjnych pełnią w systemie rutery instalowane na średnim i niskim napięciu. Umożliwiają one dynamiczne rutowanie ścieżki przesyłu danych. W sytuacji, gdy jeden router jest niedostępny inny występujący w sieci automatycznie przejmuje jego funkcję.

Jeden ruter może obsłużyć do 6 kanałów PLC na niskim napięciu (na dwóch liniach 3-faz.) Maksymalna odległość między ruterem a pierwszym licznikiem oraz pomiędzy licznikami nie może przekraczać 300m. Łączna długość linii nie może przekroczyć 2 km.

Kanałami PLC/MV (na liniach średniego napięcia) realizowana jest komunikacja pomiędzy obsługującymi ten kanał licznikami i ruterami oraz pomiędzy ruterami. Elementy są sprzęgane z liniami SN za pośrednictwem jednostek sprzęgających (CU – Coupling Units) pojemnościowych lub indukcyjnych. CU pojemnościowe są przeznaczone dla linii napowietrznych i kablowych, a indukcyjne dla linii kablowych. Maksymalna długość linii (pomiędzy elementami retransmitującymi) wynosi 5 km.

System zarządzany jest przez oprogramowanie SIMS - SMART Information Management System, potocznie zwany Addax. Podstawowymi modułami oprogramowania są:

- ▶ RoutRouter służący do konfiguracji kanałów komunikacyjnych: PLC nN/SN, ETHERNET, GPRS. oraz do konfiguracji wymiany danych między urządzeniami sieciowymi.
- ▶ Network Management System odpowiedzialny za zarządzanie infrastrukturą, konfigurowanie infrastruktury, wykrywanie zmian w systemie, identyfikację nowych liczników, konfigurację ruterów i liczników oraz alarmowanie.

Oprogramowanie wykorzystuje technologie Microsoft, m. in. MS Windows Server 2003, MS SQL Server 2003, MS Windows XP.

Oprogramowanie systemu centralnego posiada następujące funkcje użytkowe:

- ▶ Zarządzanie i konfiguracja taryf
- ▶ Tworzenie grup odbiorców pod dowolnym kątem, np. adresów pocztowych lub punktu pomiaru czy zasilania (stacji trafo) lub taryf
- ▶ Dopisywanie / usuwanie poszczególnych odbiorców do określonej grupy
- ▶ Parametryzacja liczników wybranych grup odbiorców
- ▶ Weryfikacja alarmów liczników
- ▶ Wykonywanie bilansowania energii i wykrywanie kradzieży
- ▶ Planowanie zadziałań przełącznika 80A
- ▶ Raporty przekroczenia mocy
- ▶ Eksport danych

## 5.2.2 System Itron

### Cechy funkcjonalne systemu

Billing:

- ▶ Dane o zużyciu energii w czasie rzeczywistym
- ▶ Zdalne zarządzanie kontraktem z klientem: struktury taryfowe, zdalne odłączenia/załączenia

Zarządzanie obciążeniem:

- ▶ Zintegrowany z licznikiem odłącznik aktywowany na żądanie lub zgodnie z zadany limitem
- ▶ Konfigurowalny poziom dopuszczalnego obciążenia
- ▶ Wyjście kontrolne doysterowania zewnętrznego odłącznika
- ▶ Implementacja struktur taryfowych.

Zabezpieczenie przed stratami handlowymi (revenue protection):

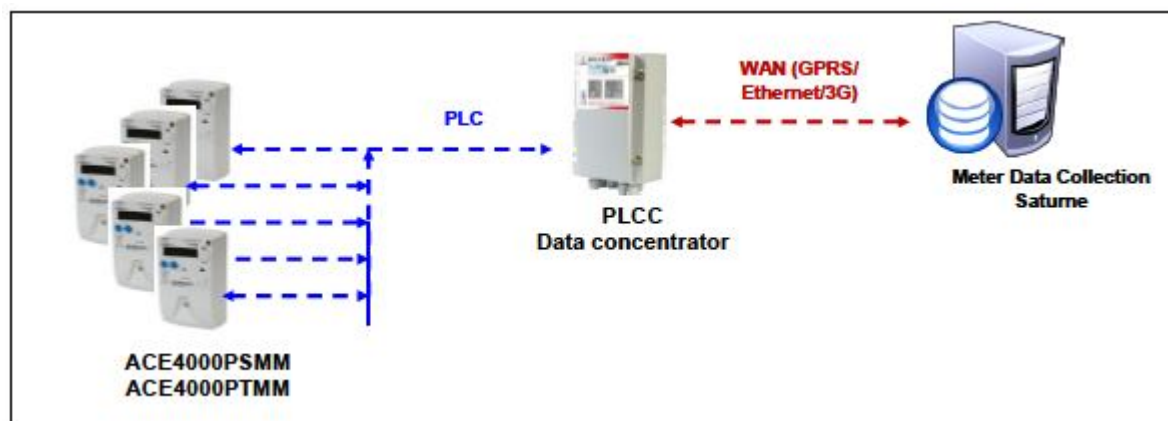
- ▶ Wykrywanie kradzieży
- ▶ Szczegółowa analiza profili obciążenia poszczególnych klientów
- ▶ Wykrywanie uszkodzeń w urządzeniach pomiarowych i problemów sieciowych

Możliwość integracji z HAN (Home Area Networking):

- ▶ Interfejs do podłączenia innych liczników (slaves) - mierzących pobór energii elektrycznej, wody, gazu, ciepła
- ▶ Poprzez port RJ11 można podłączyć wyświetlacz dla klienta (Customer Information Display)

### Architektura systemu

W skład Itron AMI Solution wchodzi: liczniki wyposażone w możliwości komunikacyjne, koncentratory danych, infrastruktura komunikacyjna oraz system zbierania danych (MDC). Do komunikacji pomiędzy licznikami, a koncentratorami wykorzystywana jest technika PLC w sieci niskiego napięcia. Do komunikacji pomiędzy systemem MDC, a koncentratorami wykorzystywana jest łączność GSM, usługa GPRS lub 3G, możliwa jest również łączność z wykorzystaniem sieci Ethernet.



Rysunek 5.5 Architektura systemu firmy ITRON

### Liczniki energii

W systemie AMI firmy Itron wykorzystywana jest rodzina liczników ACE4000. Do zastosowań komunalno-bytowych proponowane są następujące liczniki:

- ▶ ACE4000PSMM, domowe liczniki 1 fazowe z modemem komunikacji PLC
- ▶ ACE4000PTMM, domowe liczniki 3 fazowe z modemem komunikacji PLC

Jako istotny element systemu AMI liczniki ACE 4000 umożliwiają oprócz pomiaru zużycia energii realizację różnych funkcji systemowych - takich jak zdalne zarządzanie kontraktem, odłączanie obciążenia, lokalna i zdalna rekonfiguracji itp.

ACE4000 - podstawowe funkcje:

- ▶ Zintegrowany odłącznik 1- lub 3 -fazowy o obciążalności 100A do załączania i odłączania obciążenia,
- ▶ Przekaznik kontrolny 5A służący do zarządzania obciążeniem i ograniczania mocy (sterowanie dodatkowym obwodem u odbiorcy)
- ▶ 2 -kierunkowa komunikacja umożliwia odczyt danych, realizację poleceń załącz / odłącz, zdalną re-konfigurację liczników, rejestrację zdarzeń, alarmów oraz wymianę oprogramowania liczników
- ▶ M-Bus master port do ewentualnego podłączenia innych liczników (elektryczność, gaz, woda)
- ▶ Rejestracja profili obciążenia dla energii czynnej pobór, czynnej oddawanie, energii biernej (okres rejestracji konfigurowalny od 10 minut do 60 minut)
- ▶ Ponad 2 miesiące historii rejestracji (danych 1 godzinowych)
- ▶ Konfigurowalny kalendarz taryfowy.
- ▶ Dienne i miesięczne zamykanie okresu obrachunkowego ( EO|B) Rejestracja zdarzeń Zarządzanie obciążeniem
- ▶ Zdalne odłączanie/załączanie: zintegrowany odłącznik może być załączony na polecenie z systemu. Licznik może być tak skonfigurowany, aby załączenie nastąpiło natychmiast po otrzymaniu polecenia albo dopiero po ręcznym wciśnięciu przycisku na liczniku przez klienta.
- ▶ Jakość energii i monitoring sieci: zgodnie z normą EN50160. Obejmuje: przewyższenia napięcia, zapady i monitorowanie częstotliwości sieci.
- ▶ Brak zasilania i wznowienie zasilania: licznik może rejestrować zaniki napięć fazowych i braki zasilania

- ▶ Zdalna konfiguracja
- ▶ 4 porty komunikacyjne:
  - PO: port optyczny do lokalnej komunikacji
  - P1: Home Area Network,
  - P2: Komunikacja z licznikami Slave- MBus
  - P3: 2- kierunkowa komunikacja PLC
- ▶ Funkcje anty-kradzieżowe:
  - Jednokierunkowy tryb zliczania energii ( mode 3): w tym trybie pobór i oddawanie zliczane są, jako pobór energii (suma wartości bezwzględnych w każdej z faz)
  - -Wskazywanie odwrócenia kierunku przepływu energii. Zdarzenie może być rejestrowane i przesłane do systemu
  - -Wskazywanie błędu krytycznego. Może być wyświetlany na LCD oraz rejestrowany jako zdarzenie.
  - -Osłona magnetyczna: chroni przed wpływem zewnętrznego pola magnetycznego do 0,2T
  - -Wykrywanie silnego pola magnetycznego: wykrywanie obecności pola > 200mT
  - -Wykrywanie zdjęcia pokrywy zacisków

### Koncentrator danych

Koncentrator danych PLCC (PLC data concentrator) jest bramką dla komunikacji pomiędzy systemem zbierania danych (MDC) a licznikami i przechowuje dane pomiarowe oraz dane statystyczne dotyczące komunikacji, aby w określonym czasie przestać je do systemu. Koncentrator może obsługiwać do 3000 liczników.

Komunikacja z systemem może odbywać się przy pomocy następujących mediów: Ethernet, GSM/GPRS, 3G/UMTS.

Komunikacja z licznikami odbywa się przy wykorzystaniu techniki PLC i sieci niskiego napięcia jako medium transmisji. Profil komunikacyjny do komunikacji z licznikami w dolnych warstwach jest zgodny z serią norm IEC 61334, a w górnej warstwie z serią norm IEC 62056 (DLMS). Szybkość transmisji: 2400 b/s.

Podstawowe parametry:

- ▶ Porty wej/wyj:
  - PLC nN do komunikacji z licznikami
  - Ethernet: WAN2 oraz interfejs lokalny do nadzoru i konfiguracji
  - USB: do zmiany oprogramowania
  - RS485: do lokalnych liczników energii elektrycznej
  - Opcjonalnie: Modem GSM/GPRS do sieci WAN
- ▶ Pamięć typu Flash: 256 MB.
- ▶ Pobór mocy: < 10W
- ▶ Możliwa zdalna wymiana oprogramowania.



### Sieć komunikacyjna

#### **LAN: Power Line Communication (PLC):**

Technika PLC zakłada, że liczniki komunikują się z koncentratorem wykorzystując linie niskiego napięcia. Koncentrator z reguły jest zlokalizowany w obrębie stacji transformatorowej SN/NN. Komunikacja jest zawsze inicjowana przez koncentrator ( PLCC.)

Każdy koncentrator ciągle monitoruje stan liczników (w trybie „pooling”) i odbiera dane odczytowe i alarmy. Koncentratory mogą wysłać do każdego z liczników polecenia np. załączyć/odłączyć oraz zmienić konfigurację licznika np. zmienić strukturę taryfową.

Koncentratory posługują się, w komunikacji z licznikami ACE4000 PLC protokołem DLMS COSEM.

#### **WAN (Wide Area Network) Communication**

System zbierania danych ( MDC) komunikuje się z koncentratorami (PLCC) w następujących technologiach sieciowych stosowanych dla sieci WAN:

- ▶ GPRS
- ▶ 3G
- ▶ Ethernet
- ▶ Protokołem komunikacji jest DLMS COSEM.

### System zbierania danych (MDC)

System zbierania danych nosi nazwę handlową Saturn.

W dużej skali projektach AMR/AMI, Saturn stanowi warstwę kolektora danych (Meter Data Collection layer), odpowiedzialnego za:

- ▶ Zbieranie danych z liczników przemysłowych oraz domowych i przekazywanie ich do systemu MDM
- ▶ Zbieranie danych statusowych i alarmów z liczników i przekazywanie ich do systemu MDM
- ▶ Przechowywanie szczegółowych danych dotyczących komunikacji dla celów statystycznych
- ▶ Wykonywanie akcji zarządzania w stosunku do liczników i urządzeń komunikacyjnych (odłączenie/załączenie, zmiana parametrów taryfowych, synchronizacja czasu etc.)

Saturn może zarządzać zbieraniem danych o zużyciu różnych mediów ( energia elektryczna, gaz, woda. ciepło).

#### **Zbieranie danych z liczników energii elektrycznej.**

System zbierania danych z liczników jest odpowiedzialny za wykonywanie następujących zadań:

- ▶ Konfigurowanie koncentratorów PLC
- ▶ Dokonywanie planowanych (wg harmonogramu) odczytów:
  - Profili zużycia
  - Danych rozliczeniowych
  - Zarejestrowanych zdarzeń i alarmów
  - Informacji o nieuprawnionej ingerencji w licznik



- ▶ Operacje zarządzania
- ▶ Synchronizacja czasu
- ▶ Zdalne zarządzanie obciążeniem (załącz/ odłącz)
- ▶ Zakończenie okresu obrachunkowego na żądanie
- ▶ Kasowanie rejestrów (status, maksymalny, nieuprawniony dostęp, itp.)
- ▶ Rekonfiguracja licznika (taryfy)
- ▶ Automatyczny monitoring topologii sieci PLC
- ▶ Rejestracja ścieżki dojścia do punktów docelowych
- ▶ Uaktualnienia oprogramowania liczników operacjami koncentratorów
- ▶ Zarządzanie operacjami uaktualniania oprogramowania elementów systemu AMI
- ▶ Statystyka komunikacji
  - W sieci LAN (PLC)
  - W sieci WAN

Poza tymi funkcjami MDC realizuje pewne funkcje z obszaru MDM (Meter Data Management) takie jak:

- ▶ Magazynowanie danych
- ▶ Weryfikacja i zatwierdzanie danych (Validation) oraz estymacje (automatycznie i interaktywnie)
- ▶ Agregacja profili zużycia
- ▶ Dostęp poprzez WWW do danych pomiarowych
- ▶ Portal klienta

### 5.2.3 System AMRsystem firmy APATOR

Cechy funkcjonalne systemu

- ▶ pełna dwukierunkowość protokołu komunikacyjnego, co pozwala na realizację przez system wielu zadań, w tym:
  - zdalny odczyt wskazań pomiarowych
  - zarządzanie pracą stycznika (otwarcie/zamknięcie)
  - zdalne konfigurowanie licznika
  - w przypadku integracji z systemem przedpłatowym LEWsystem AMATOR - zdalne doładowanie wartościami zakupionej energii (rozliczenie w kWh) bądź kwoty wydatkowanej na zakup energii (rozliczenie w pieniądzu)
  - obsługa zgłoszeń sytuacji alarmowych inicjowanych ze strony licznika (powiadamanie on-line o zdarzeniu ingerencji polem magnetycznym, monitoring linii: zanik którejkolwiek z faz czy też odcięcie przewodu „zerowego” itp.)
- ▶ otwartość rozwiązania:
  - „przezroczystość” transmisji dla warstwy aplikacyjnej protokołu, co pozwala integrować w jeden system liczniki różnych producentów
  - udostępnienie interfejsów informatycznych pozwala na zewnętrzny dostęp do danych gromadzonych w bazie oraz umożliwia interpretowanie i realizację definiowanych w zewnętrznych aplikacjach zleceń, co ostatecznie daje

możliwość budowania sprzęgów między różnymi systemami IT zakładów energetycznych (biling, gospodarka licznikowa, systemy analityczne itp.)

- integracja z istniejącymi rozwiązaniami informatycznymi poprzez budowanie elastycznych interfejsów zgodnie z potrzebami użytkownika – nie zachodzi potrzeba wymiany jakichkolwiek elementów infrastruktury IT
  - mechanizmy systemu nie ograniczają się jedynie do odczytu liczników energii elektrycznej – w tym samym systemie mogą być gromadzone odczyty danych pomiarowych innych mediów (ciepło, gaz, woda)
  - system może zostać wzbogacony o mechanizmy współpracy z elementami infrastruktury SmartHome (współpraca z systemami automatyki domowej/budynkowej) i/lub SmartGrids
- ▶ uniwersalność mechanizmów komunikacji:
- zależnie od warunków lokalnych możliwe jest zastosowanie różnych mediów komunikacyjnych dostępu do licznika (radio, PLC, GSM, M-Bus, LAN/WLAN itp.)
- ▶ optymalizacja i bezpieczeństwo:
- w przypadku zastosowania liczników LEW - zminimalizowanie objętości przesyłanych danych (autorski protokół) pozwala na zredukowanie zajętości pasma medium komunikacyjnego – co może obniżyć koszty i usprawnia działanie systemu
  - każdy przesyłany pakiet danych jest wyposażony w mechanizmy kontroli spójności danych, cała transmisja jest szyfrowana
  - wszystkie dane zmieniające stan licznika są dodatkowo zabezpieczone przed atakiem typu „nagraj i powtórz”.

### Architektura systemu

System oferuje wszystkie warstwy funkcjonalne systemu AMI:

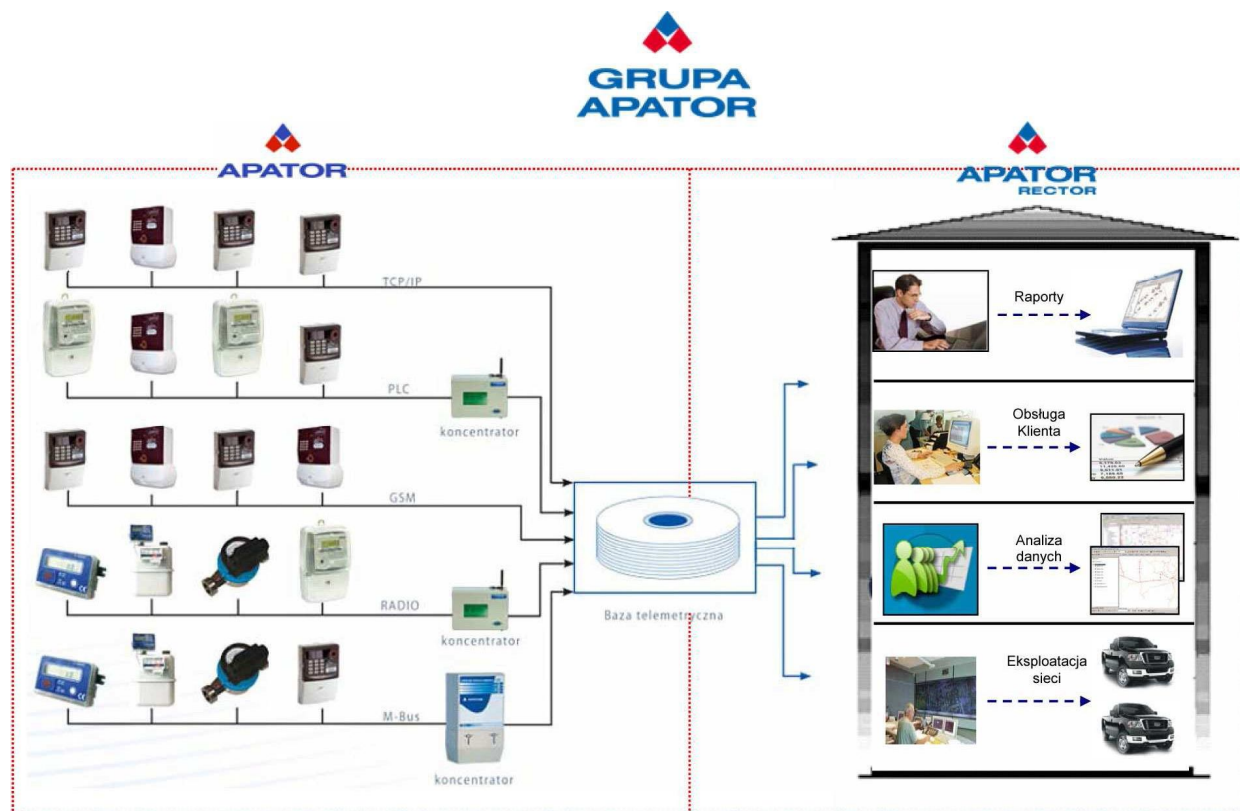
**Warstwa pomiarowa** – inteligentne urządzenia pomiarowe - liczniki energii elektrycznej, gazomierze, wodomierze i ciepłomierze.

**Warstwa komunikacyjna** – liczniki są wyposażone w moduły komunikacji {w zależności od modelu i rodzaju mierzonego medium - moduł może być zabudowany, zewnętrzny bądź wymienny). Niektóre z zastosowanych modułów oferują wykorzystanie sieci powszechnie dostępnych (infrastruktura operatora GSM - transmisja GPRS/SMS, infrastruktura lokalnej sieci IP: Ethernet przewodowy lub rozwiązania WiFi), inne zaś wymagają samodzielnego zbudowania kanału komunikacyjnego (w przypadku PLC, RF czy M-BUS infrastruktura w zależności od potrzeb i standardów panujących w danej technologii jest rozszerzana o urządzenia typu koncentrator, repeater czy konwerter). Technologie PLC i RF realizują topologię „mesh”.

**Warstwa systemu centralnego** – system odczytowy (system klasy OLTP), oraz system przetwarzania danych (hurtownia danych OLAP osadzona w środowisku wizualizacji warstw GIS). System centralny odpowiedzialny jest za gromadzenie i archiwizacja danych odczytowych (pomiaru, informacje o statusie, zdarzeniach i alertach) udostępnionych przez liczniki.

System centralny odpowiada również za przetwarzanie danych ich analizę i wizualizację. Realizowane jest to przez moduł SIPO, który dokonuje analizy danych i wizualizacji oraz pozycjonuje przetwarzane dane na warstwach mapy cyfrowej GIS i wiąże je z innymi obiektami systemu informacji o sieci dystrybucyjnej.

Schematycznie architekturę systemu przedstawia rysunek 5.6.



Rysunek 5.6 Architektura systemu firmy APATOR

### Liczniki energii

Podstawowym elementem AMRsystem APATOR są liczniki, które w zależności od zapotrzebowania wyposażone są w zabudowany wewnątrz licznika moduł komunikacji radiowej (liczniki LEW101-R i LEW301-R) lub moduł komunikacji PLC (liczniki LEW101-P i LEW301-P). Możliwe jest również zastosowanie liczników EC3, EA5 firmy Pafal z odpowiednim modułem komunikacyjnym.



Rysunek 5.7. Liczniki systemu APATOR: LEW101, LEW 301, 12EA5, 16EC3

Liczniki LEW 101 i LEW 301 zapewniają:

- ▶ możliwość zdalne załączenia i wyłączenia odbiorcy
- ▶ klasę dokładności zgodną z normami (PN-EN 62053 - 21 i PN-EN 62053-22)
- ▶ gabaryty licznika zgodne z normą DIN 43857
- ▶ rejestrację profili godzinowych zużycia energii.

- ▶ pomiar energii czynnej i biernej w 4-8 strefach,
- ▶ wyświetlanie aktualnego zużycia energii (np. stany liczydeł, typ taryfy, itp.) oraz brak napięć pomiarowych,
- ▶ spełnienie wymagań dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej zawarte w normach PN-EN 61000-4 i PN-EN 62052-11.
- ▶ poprawną pracę w zakresie temperatur od -25°C (-40°C LEW) do +65°C przy wilgotności od 0% do 95%,
- ▶ poprawna praca modułów w zakresie temperatur od -20°C do +65°C przy wilgotności od 0% do 95%,
- ▶ standardowe wyposażenie w zegar czasu rzeczywistego z możliwością zdalnego odczytu
- ▶ lokalny odczyt wielkości pomiarowych w sytuacji, gdy wyłączone jest napięcie pomiarowe
- ▶ liczniki LEW101R i LEW301-R umożliwiają pracę w dwóch trybach: kredytowym lub przedpłatowym.

Moduł komunikacyjny zabudowany w liczniku LEW101-R i LEW301-R to radiowy interfejs danych w zakresie pasm częstotliwości 433MHz lub 868MHz oparty na modulacji częstotliwości FSK.

Liczniki LEW 101-P i LEW 301-P wyposażone są w moduł komunikacji PLC, dzięki któremu możliwy jest odczyt podstawowych parametrów odczytowych i statusowych licznika poprzez sieć zdalnego odczytu. Moduł zabudowany jest wewnątrz licznika i stanowi jego integralną część. Komunikacja odbywa się w tzw. paśmie CENELEC „A” (3kHz - 95kHz) przeznaczonym dla dostawców energii. Pojedynczy podsystem PLC obejmuje obszar odbiorców energii zasilanych z tego samego transformatora SN/NN. Komunikacja wykorzystuje modulację DCSK (patent firmy Yitran) Uzyskiwane przepływności dla pasma CENELEC A: w trybie Roboust Mode 2,5kbps, w trybie Extra Roboust Mode 0,6 kbps. W ramach podsystemu zaadoptowana jest tzw. funkcja „Plug and Play”, która umożliwia samoczynne zgłoszenie nowo instalowanego licznika do koncentratora z podania tzw. „trasy” (lista repeaterów, przez które komunikacja z nim musi się odbywać) i własnego unikalnego identyfikatora.

W skład systemu firmy APATOR mogą również wchodzić liczniki wyposażone w interfejs MUSBUS (LEW101B/301B). Liczniki z interfejsem M-BUS nadają się szczególnie do stosowania w nowo budowanych budynkach wielorodzinnych.

Firma Apator oferuje również liczniki z modułami GSM/GPRS (LEW 301-G). W systemie AMR licznik GSM/GPRS obsługiwany jest przez koncentrator programowy GSM/GPRS. Z uwagi na specyfikę licznika w systemie dostępne są dwa kanały transmisyjne: GSM oraz GPRS. W zależności od funkcjonalności licznika wykorzystywany jest jeden z dostępnych kanałów. Duże pakiety danych, np. profile lub archiwa transmitowane są tylko kanałem GPRS, natomiast dane związane z alertami kanałem GSM.

Firma Apator oferuje również liczniki typu EC3/EA5 (Pafal) wyposażone w moduł komunikacyjny GSM/GPRS lub ethernet.

Protokół komunikacyjny (zgodny z PN-EN 62056-21) zastosowany w licznikach typu EC3/EA5 pozwala na odczyt następujących zestawów:

- ▶ stany liczydeł,
- ▶ rejestry poprzednich okresów obrachunkowych,
- ▶ profil mocy.

### Koncentrator danych

Koncentrator KNCN-1 jest urządzeniem stacjonarnym służącym do akwizycji danych, gromadzenia i przesyłania danych pomiarowych z liczników energii elektrycznej lub innych urządzeń pomiarowych udostępniających funkcje komunikacyjne z otoczeniem. Jest to ogniwo transmisyjne pomiędzy licznikami a systemem odczytowym, gromadzącym dane z podległej mu struktury hierarchicznej: każdy system odczytowy zarządza wieloma koncentratorami, każdy koncentrator obsługuje wiele urządzeń pomiarowych (liczników). Komunikacja koncentratora z licznikami w zależności od wykonania odbywa się za pomocą transmisji radiowej lub transmisji danych za pomocą sieci energetycznej (PLC), koncentrator z serwerem telemetrycznym połączony jest z wykorzystaniem sieci GSM (pakietowa transmisja GPRS) lub sieci Ethernet.

Koncentrator KNCN-1 umożliwia:

- ▶ komunikacje z AMRsystem Apator S.A.,
- ▶ uwierzytelnioną komunikację z co najmniej 200 licznikami,
- ▶ wykrywanie i raportowanie przerwy w linii lub uszkodzenia licznika,
- ▶ monitorowanie i raportowanie próby kradzieży i ingerencji w licznikach,
- ▶ inicjowanie transmisji zdarzeń do AMRsystem APATOR,
- ▶ zdalną konfigurację (zdalna wymiana oprogramowania koncentratora),
- ▶ lokalną konfigurację z komputera przenośnego,
- ▶ poprawną pracę w zakresie temperatur od -40°C do +65°C przy wilgotności od 0% do 95% po zabudowaniu w dodatkowej szafce.

### Inne elementy infrastruktury komunikacyjnej

**Repeater R2M-EHP** jest urządzeniem przeznaczonym do zwiększenia zasięgu i równocześnie obszaru odczytu bezprzewodowej transmisji danych w systemie zdalnego odczytu liczników energii elektrycznej, poprzez regenerację sygnału radiowego. Dzięki temu zastosowaniu, urządzenie pozwala na zwiększenie liczby liczników w podsieci obsługiwanej przez koncentrator KNCN. Podsieć odczytywana przez koncentrator KNCN może zawierać jeden lub więcej R2M-EHP.

**Repeater SRK** jest jednym z elementów systemu odczytu liczników energii elektrycznej a ściślej jego części określanej mianem podsystemu PLC. Podsystem ten odpowiada za transport danych pomiędzy koncentratorom danych pomiarowych, a licznikami energii elektrycznej z wykorzystaniem jako medium transmisyjnego sieci energetycznej niskiego napięcia (3x230V/400V) i technologii LonWorks® do organizacji sieci w sensie logicznym. Moduł SRK odbiera message-a protokołu LonTalk® z sieci energetycznej i na podstawie tzw. „trasy pakietu” przesyła w takiej samej formie do kolejnego urządzenia. Dzięki odpowiedniemu rozmieszczeniu modułów SRK dla danej lokalizacji podsystemu PLC można zwiększyć zasięg transmisji PLC.

**Moduł SKD** (Sieciowy Konwerter Danych) odbiera zapytania z koncentratora poprzez interfejs RS232C zgodnie z przyjętym wewnętrznym protokołem komunikacji między tymi urządzeniami i po odpowiedniej obróbce przesyła dalej w standardzie message-a protokołu LonTalk® po sieci energetycznej. Oprócz standardowej współpracy z koncentratorom, moduł SKD podczas instalacji systemu może współpracować także ze specjalnym programem serwisowym, który służy do konfiguracji jego samego oraz innych elementów podsystemu PLC (Szczegółowe informacje można znaleźć w dokumentacji techniczno - ruchowej).



**Moduł MSB** (M-BUSowa Stacja Bazowa) stanowi rozszerzenie do zastosowań multienergetycznych. W zależności od zastosowania może stanowić moduł licznika energii elektrycznej służący do komunikacji z licznikami zasilanymi bateryjnie (gazomierze, wodomierze, ciepłomierze) czy z elementami infrastruktury inteligentnego budynku (np. domowe wyświetlacze), może również stanowić moduł koncentratora czy też stanowić samodzielny mini koncentrator danych. Moduł w fazie wprowadzania do oferty.

### System centralny

Oprogramowanie systemu centralnego składa się z trzech aplikacji:

- ▶ System obchodzony – Routerbase
- ▶ AMRSystem – aplikacja kliencka
- ▶ SIPO – sieciowa informacja pomiarowo-odczytowa

**Routerbase** - Program przeznaczony do współpracy z komputerem PC realizujący funkcje edytora tras odczytu liczników dla programu Inkasent oraz przygotowania baz danych pomiarowych dla systemów rozliczeniowych energii elektrycznej.

**AMRSystem** - Moduł administracyjny systemu AMR umożliwia tworzenie struktury sieci odczytowej. Funkcjonalnie odpowiada systemowi odczytowemu. Podstawowymi funkcjami AMRSystem są:

- ▶ dodawanie koncentratorów oraz edycja ich danych,
- ▶ dodawanie i usuwanie liczników przypisanych do koncentratora
- ▶ tworzenie grup liczników w celu wykonywania poleceń na zestawach liczników,
- ▶ ustalanie uprawnień użytkowników,
- ▶ grupowanie liczników w celu wykonywania poleceń na zestawach liczników,
- ▶ zdalna zmiana oprogramowania w koncentratorach,
- ▶ zdalna konfiguracja liczników: taryfy, okresy obrachunkowe, limity zapotrzebowania,
- ▶ rejestracja danych godzinowych ze wszystkich modułów komunikacyjnych liczników wraz z podaniem daty i godziny w formacie YYYY-MM-DD hh:mm,
- ▶ rejestrowanie danych pomiarowych z dokładnością co najmniej 0,01 kWh przy mnożniku danych pomiarowych równym 1,
- ▶ odczyt danych pomiarowych w zadanych odstępach czasu lub na żądanie,
- ▶ odczytanie w ciągu doby przynajmniej 98% danych pomiarowych dostępnych w licznikach,
- ▶ przechowywanie danych pomiarowych przez co najmniej 60 dni,
- ▶ przekazywanie na bieżąco zdarzeń zarejestrowanych przez liczniki,
- ▶ przekazanie danych odczytowych z licznika do systemu w określonej godzinie następnego dnia,
- ▶ zdalne załączenie lub wyłączenie odbiorcy,
- ▶ zdalne przełączenie licznika do funkcji przedpłatowej,
- ▶ rejestrowanie zdarzeń:
  - brak komunikacji z licznikiem,
  - brak komunikacji z koncentratorem,
  - zanik/powrót napięcia dostarczanego odbiorcy,
  - wykrycie manipulacji przy liczniku,
  - zakończenie okresu obrachunkowego.



**SIPO** - Moduł zintegrowany z systemem SID (System Informacji o Dystrybucji), służący do kolekcjonowania, zarządzania, przetwarzania i analizy danych pomiarowo odczytowych pozyskiwanych z różnych źródeł w tym z wykorzystaniem technologii AMI. Aplikacja SIPO umożliwia:

- ▶ akwizycję, kolekcjonowanie i udostępnianie danych pomiarowo-odczytowych,
- ▶ bilansowanie energii, tworzenie i aktualizacja profili odbiorców,
- ▶ przeprowadzenie analiz zużycia i obciążenia sieci,
- ▶ wspomaganie wykrywania nielegalnego poboru medium,
- ▶ mapowanie, segmentację i agregację PPE,
- ▶ generowanie i zarządzanie alarmami pomiarowo - odczytowymi.

W systemie SIPO można wyróżnić cztery obszary funkcjonalne:

- ▶ AMR Panel,
- ▶ Inkasent,
- ▶ Alarmy,
- ▶ Analityka i przetwarzanie AMR Panel.

*AMR Panel* służy do budowy logicznej infrastruktury odczytowej oraz do zarządzania zleceniami odczytowymi (składanie, usuwanie zleceń, monitoring stanu zleceń itp. ) dla systemu AMRSystem.

*Inkasent* wspomaga pozyskiwanie odczytów na podstawie zgłoszeń klientów, systemów AMR oraz odczytów pobranych przez inkasentów przy użyciu elektronicznych urządzeń przenośnych PDA. Główne funkcjonalności części Inkasent to:

- ▶ zbieranie odczytów z wykorzystaniem urządzenia PDA,
- ▶ uzupełnianie odczytów przez operatora,
- ▶ współpraca z systemami AMI,
- ▶ szacowanie odczytów,
- ▶ identyfikacja niewykonanych odczytów,
- ▶ weryfikacja poprawności odczytów,
- ▶ historia odczytów,
- ▶ wyznaczanie tras dla inkasenta na podstawie różnych kryteriów.

*Alarmy* służy do definiowania alarmów pomiarowo odczytowych w oparciu o współpracę z systemami AMI. Podstawowe cechy części Alarmy to:

- ▶ definicja wartości progowych / alarmowych dla wartości zużycia energii dla punktów odbiorów / segmentów punktów odbioru, segmentów sieci,
- ▶ definicja wartości progowych dla parametrów zasilania z liczników na sieci:
  - przekroczenia mocy umownej przez odbiorcę (posiadając odpowiednie dane odczytowe istnieje możliwość określenia odbiorców, którzy przekraczają moc umowną określoną w umowie na sprzedaż energii lub umowie przyłączeniowej),
  - przekroczenie parametrów jakościowych zasilania u odbiorcy. Monitorowanie i analiza wartości odchylenia częstotliwości napięcia zasilającego, wahań napięcia od wartości znamionowej oraz współczynnika mocy  $\text{tg}\phi$ ,
- ▶ definicja wartości progowych dla parametrów jakościowych zasilania rejestratorów pomiarowych na sieci,

- ▶ ingerencja w układ pomiarowy odbiorcy. Sygnalizacja zdarzeń otwarcia obudowy licznika lub działania magnesem neodymowym przez odbiorcę,
- ▶ definicja alarmów z czujników na sieci,
- ▶ rejestracja i obsługa alarmów pomiarowo odczytowych,
- ▶ rejestracja i obsługa alarmów nieautoryzowanej obsługi na liczniku,
- ▶ agregacja i powiązanie alarmów z segmentami sieci segmentami punktów odbioru.

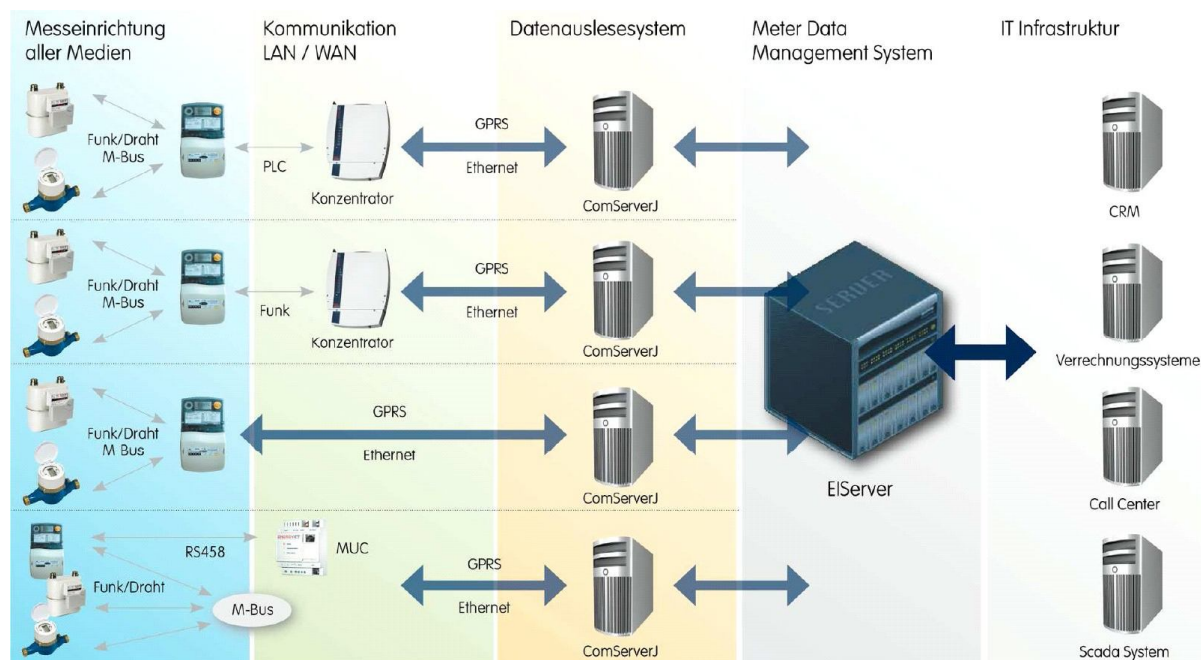
**Analityka i przetwarzanie** – Funkcjonalność związana z analityką i przetwarzaniem danych pomiarowo odczytowych np.: bilansowania, obciążenia sieci, generowanie profili, itp. Funkcjonalność ta pozwala na tworzenie segmentów sieci i operowanie na PPE, dla których można wykonywać różne raporty, analizy i wykresy. W ramach funkcjonalności części analityczno – przetwarzającej można wyróżnić:

- ▶ bilansowanie ilościowe energii dla segmentów sieci/segmentów klientów w zadanych przedziałach czasowych, a w tym:
  - typowanie obszarów nielegalnego poboru energii
  - bilansowanie stacji SN/nN w oparciu o dane z liczników odbiorców i pomiarów na stacji SN/nN,
- ▶ analiza i aktualizacja profili odbioru dla pojedynczy punktów odbioru /segmentów punktów odbioru.
- ▶ okresowa kalkulacja zużycia energii dla punktów odbioru.
- ▶ analizy jakości zasilania, (w zależności od rodzaju zainstalowanych liczników możliwa jest analiza ciągłości zasilania, częstotliwości, napięcia znamionowego oraz asymetrii napięć).

## 5.2.4 System Elster

### Architektura systemu

W skład systemu AMI oferowanego przez firmę Elster (Rysunek 5.8) wchodzi liczniki wyposażone w moduły komunikacyjne, koncentratory danych oraz system centralny w ramach, którego wyróżnić można systemy odczytowe i system zarządzania pomiarami (MDM).



Rysunek 5.8 Architektura systemu firmy Elster

### Liczniki energii

W systemie AMI firmy Elster do zastosowań komunalno-bytowych proponowane są następujące liczniki (Rysunek 5.9):

- ▶ AS220 – licznik jednofazowy
- ▶ AS1440 – licznik trójfazowy

Podstawowe cechy liczników:

- ▶ Klasa wykonania obudowy IP54
- ▶ 230V, 5(100)A - licznik jednofazowy, 3x230/400V, 5(120)A – licznik trójfazowy
- ▶ Klasa 1 lub 2, kWh, -kWh, kvarh (4 kwadrantowe), kVAh
- ▶ Pomiary mocy
- ▶ Zintegrowany rozłącznik prądu, do 100A ( w wersji trójfazowej opcjonalnie)
- ▶ kody OBIS zgodne z normą i protokół zgodny normą EN62056-21
- ▶ Protokół DLMS (opcjonalne)
- ▶ Wielotaryfowy
- ▶ Zintegrowany profil obciążenia (8 kanałów; Profil jakościowy (8 kanałów)
- ▶ Odczyt beznapięciowy
- ▶ Superkondensator + bateria wewnętrzna i bateria wymienna
- ▶ Zaawansowane rejestracja zdarzeń
- ▶ Wymienny moduł komunikacyjny

Zintegrowany w liczniku rozłącznik prądu umożliwia realizowanie następujących funkcji systemu AMI:

- ▶ Zdalne rozłączenie
  - Odłączenie - natychmiastowe
  - Załączenie - natychmiastowe lub Zwolnienie blokady + potwierdzenia klienta przyciskiem
- ▶ Rozłączenie po przekroczeniu zadanego parametru
  - Programowalny czas zwłoki
  - Auto odłączenie (konfigurowalne: U,I,f)
  - Różne poziomy dla różnych taryf
  - Załączenie przez klienta przyciskiem lub po zadanym czasie

Rejestracja zdarzeń zaimplementowana w licznikach umożliwia:

- ▶ Rejestrację wszystkich zdarzeń ze znacznikiem czasu/daty w dzienniku zdarzeń
- ▶ Zdarzenia Start/Stop
  - wykrywanie oddziaływania polem magnetycznym
  - detekcja otwarcia pokrywy złącz
  - detekcja otwarcia obudowy
  - detekcja przepływu zwrotnego
  - odłączenie/załączenie poleceniem zdalnym
  - odłączenie/załączenie funkcją ograniczania zadanego parametru
  - brak obciążenia (dla każdej z faz)
  - zaniki napięcia dla każdej fazy



Rysunek 5.9 Liczniki firmy Elster oferowane w ramach systemu AMI: AS220, AS1440

### Moduły komunikacyjne

Firma Elster oferuje wymienne moduły komunikacyjne do liczników energii AS220 i AS1440:

- ▶ AM100 - GSM/GPRS
- ▶ AM200 - M-Bus
- ▶ AM300 - ethernet
- ▶ AM400 - PSTN
- ▶ AM500 - PLC
- ▶ AM600 - RF (rozwiązanie Wavenis promowane przez firmę Coronis będącą członkiem grupy Elster)

Podstawowe parametry modułu AM500 przystosowanego do komunikacji z wykorzystaniem techniki PLC:

- ▶ Wymienny moduł z własnym zasilaniem
- ▶ Komunikacja LAN - oparta na PLC
  - modulacja S-FSK (max. 2400 Baud)
  - Protokół DLMS
- ▶ Komunikacja do innych urządzeń (liczniki wody, ciepła itp.)
  - przewodowy M-Bus lub bezprzewodowy M-Bus (868MHz)
  - Podłączenie do 4 liczników mediów
- ▶ Odczyt liczników energii elektrycznej przy użyciu protokołu EN62056-21
- ▶ Zdalne ładowanie oprogramowania

W ofercie firmy Elster znajduje się również zewnętrzny rejestrator zużycia mediów (MUC) będący samodzielnym modułem komunikacyjnym do podłączenia innych liczników. MUC do komunikacji z systemem centralnym wykorzystuje GSM/GPRS i protokół komunikacyjny DLMS/COSEM oraz SML, a do komunikacji z licznikami wyposażony jest w interfejsy:

- ▶ bezprzewodowy M-Bus
- ▶ przewodowy M-Bus
- ▶ złącze RJ45 dla licznika eHz
- ▶ interfejs RS485, protokół EN62056-21

Firma Elster jest obecnie na etapie wdrażania do oferty systemu AMI wyświetlacza domowego IHD z komunikacją dwukierunkową RF, 868 MHz bazującą na technologii Wavenis.



Rysunek 5.10 Wyświetlacz domowy IHD

### System Centralny

System centralny jest dostarczany przez firmę ICTEnergy będącą członkiem grupy Elster (firma ta dostarcza również koncentratory danych). System centralny składa się z systemów odczytowych (ComServerJ) oraz systemu zarządzania pomiarami MDM (EISerwer).

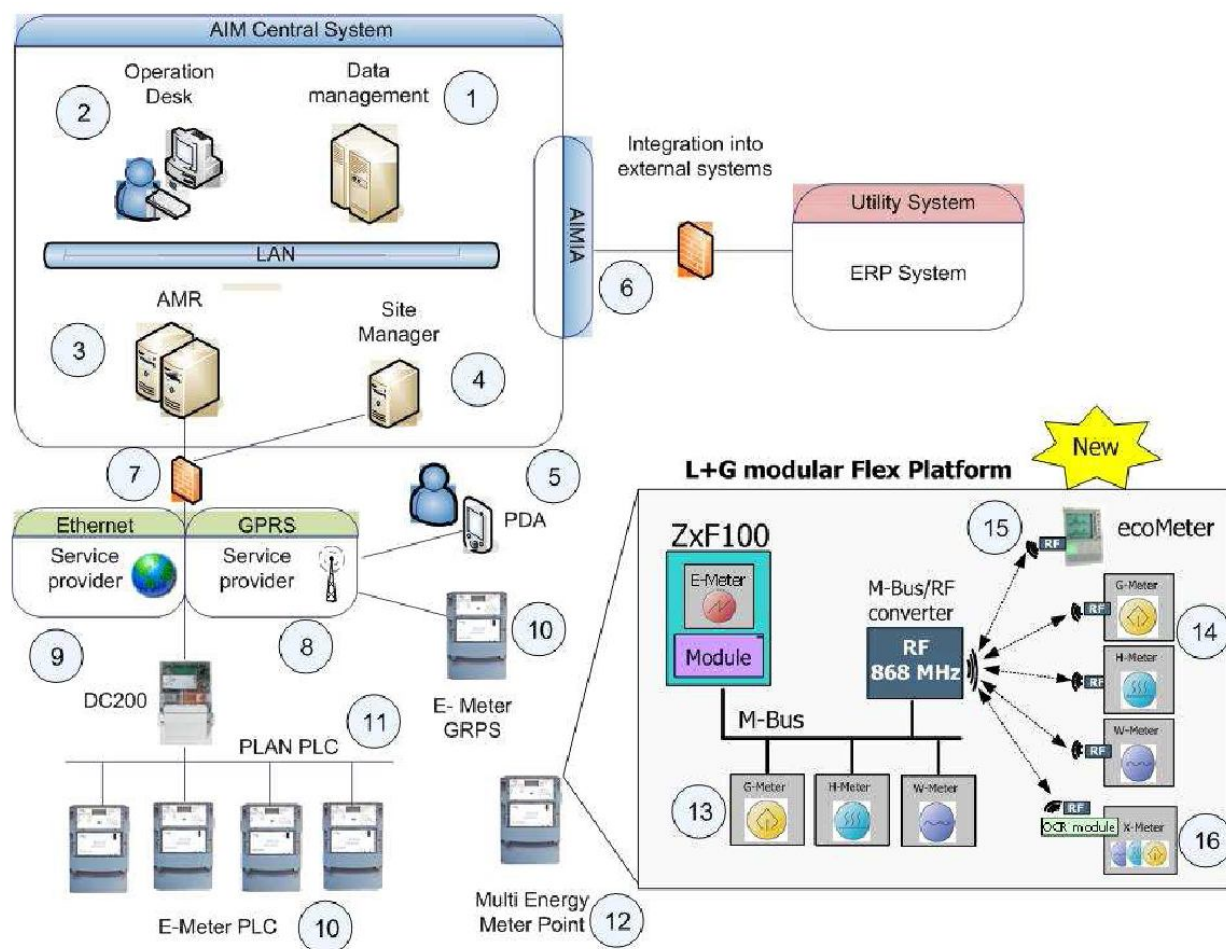
EISerwer jest zbudowany w oparciu o technologię Oracle RAC (symulowano odczyt 264 milionów danych pomiarowych z 5 milionów liczników – odczyt, zapis w bazie i walidacja zajęły 1,5 godz.). Podstawowym zadaniem systemu EISerwer jest zbieranie, magazynowanie, walidacja, estymacja i edytowanie danych pomiarowych, detekcja kradzieży, włamań i przeciążeń sieci oraz prognozowanie i złożone rozliczenia zużycia energii. EISerwer wspiera zarządzanie popytem (DSM) oraz posiada mechanizmy wsparcia dla procesu masowej wymiany liczników.



## 5.2.5 System Gridstream AIM firmy Landis + Gyr

### Architektura systemu

System oferowany przez firmę Landis + Gyr (Rysunek 5.11) składa się z następujących elementów:



Rysunek 5.11 Struktura systemu firmy Landis+Gyr

**System Centralny AIM** - składa się z systemu zarządzania danymi (Data management) (1), pulpitu operacyjnego (Operation Desk) (2), systemu odczytowego (AMR) (3) oraz systemu zarządzania pracą (Site Manager) (4). Do wsparcia prac obiektowych służą terminale PDA (5). Integracja z innymi systemami informatycznymi jest dokonywana za pomocą interfejsów AIMIA (6).

**System komunikacyjny** - System Centralny (CS) komunikuje się z dużą liczbą Koncentratorów Danych (DC), używających różnych kanałów komunikacyjnych i technologii. Komunikacja pomiędzy CS a DC jest oparta na publicznej sieci telefonicznej (GPRS) lub sieci WAN (Ethernet). Jeżeli komunikacja z licznikami za pomocą koncentratorów nie jest efektywna ze względu na uwarunkowania techniczne lub ekonomiczne, alternatywnie wykorzystywana jest komunikacja punkt-punkt pomiędzy licznikiem a Systemem Centralnym z wykorzystaniem sieci GSM i usługi GPRS. Dla komunikacji pomiędzy Systemem Centralnym a urządzeniami używana jest zazwyczaj usługa o nazwie "GPRS IP Connect". Usługa ta oferuje połączenie GPRS/GSM z Systemem Centralnym, poprzez sieć operatora, zarówno do koncentratora Danych, jak i liczników wyposażonych w moduł GPRS/GSM. Operator przypisuje dla każdego

licznika i koncentratora stały adres IP. Bezpieczeństwo całej drogi komunikacji gwarantowane jest za pomocą tuneli VPN. Komunikacja pomiędzy licznikiem, a koncentratorem odbywa się z wykorzystaniem techniki PLC bazującej na unormowanych rozwiązaniach zgodnych z serią norm IEC61334.

**Urządzenia pomiarowe** - Wszystkie liczniki/adaptery są wyposażone w moduły PLC lub moduły GSM/GPRS, które zapewniają interfejs komunikacyjny do Systemu Centralnego, zarówno poprzez koncentrator (dla PLC) lub bezpośrednio dla komunikacji GSM/GPRS.

Uzupełnieniem oferty systemu AMI oferowanego przez firmę Landis + Gyr jest **ecoMeter** - wyświetlacz danych poboru dla odbiorcy energii. Licznik energii elektrycznej komunikuje się z ecoMeter poprzez połączenie bezprzewodowe. Licznik w sposób ciągły transmituje aktualne wartości poboru do ecoMeter.

### Liczniki energii elektrycznej

Główne funkcje licznika energii elektrycznej to:

- ▶ Okresowa rejestracja wartości poboru energii elektrycznej i zachowywanie tych wartości w profilach.
- ▶ Rejestracja zaników zasilania dla elektryczności.
- ▶ Rejestracja informacji statusowych i alarmowych dla elektryczności.
- ▶ Udostępnianie tabel sterowania taryfowego do załadowania.
- ▶ Udostępnianie wyłącznika, który pozwala na zdalne lub lokalne odłączenie i przyłączenie obiektów klienta.

Rejestracja mierzonych wartości (elektryczność) w profilach jest w pełni zarządzana przez licznik. Licznik przechowuje lokalnie profile w pamięci nieulotnej.

Liczniki energii elektrycznej mogą być wyposażone w moduły komunikacyjne umożliwiające obsługę liczników innych mediów. Liczniki te są podłączone do licznika energii elektrycznej poprzez interfejs M-Bus. Liczniki innych mediów muszą obsługiwać protokół M-Bus zgodnie z normą EN 13757-2. Są one traktowane jako liczniki slave M-Bus. Liczniki energii elektrycznej są licznikami typu master udostępniającymi "bramę" do Systemu Centralnego / Koncentratora Danych dla wszystkich liczników w takim punkcie pomiarowym.. Do licznika master mogą być podłączone maksymalnie 4 liczniki slave.

Główne funkcje licznika master to:

- ▶ Okresowa rejestracja wartości poboru dla elektryczności i podłączonych liczników slave i zachowywanie tych wartości w profilach.
- ▶ Rejestracja zaników zasilania dla elektryczności.
- ▶ Rejestracja informacji statusowych i alarmowych dla elektryczności.
- ▶ Udostępnianie tabel sterowania taryfowego.
- ▶ Udostępnianie wyłącznika, który pozwala na zdalne lub lokalne odłączenie i przyłączenie obiektów klienta
- ▶ Wysyłanie do Wyświetlacza Domowego (In-House-Display - ecoMeter) danych o poborze energii.
- ▶ Służy jako brama do wysyłania komunikatów z Zakładu Energetycznego do ecoMeter.
- ▶ Udostępnia interfejs(y) komunikacji: do zdalnego odczytu wartości poboru dla elektryczności i podłączonych liczników slave, do zdalnej obsługi wyłącznika, do komunikacji z Wyświetlaczem Domowym (In- House-Display).

Rejestracja mierzonych wartości (dla elektryczności i liczników slave) w profilach jest w pełni zarządzana przez licznik. Licznik przechowuje lokalnie profile w pamięci nieulotnej.

Odczyt liczników innych mediów jest przeprowadzany okresowo przez E-liczniki (E-licznik pracuje jako master). E-licznik zapamiętuje dane poboru liczników slave i udostępnia systemowi centralnemu poprzez PLC lub GPRS/GSM. Bezpośredni dostęp z systemu centralnego do liczników slave nie jest przewidziany.

Landis+Gyr dostarcza elektroniczne liczniki dla gazu, ciepła i wody, które mogą się połączyć z licznikiem master poprzez moduł RF (radiowy), wykorzystując konwerter M-Bus/RF. Konwerter M-Bus/RF jest przewodowy od strony licznika master do M-Bus. Odczyt tych liczników jest przeprowadzany podobnie jak liczników M-Bus.

Jednofazowy licznik ZCF100AC i trójfazowy licznik ZMF100AC (Rysunek 5.12) mogą być wyposażone w opcjonalny wyłącznik. Przełącznik dla lokalnej obsługi wyłącznika jest zintegrowany z pokrywą zacisków. Przełącznik został tak zaprojektowany, aby wykluczyć niezamierzone przełączenie. Podstawowe dane techniczne przełącznika:

- ▶ Maksymalny prąd przełączalny do 80 A na fazę przy znamionowym napięciu i  $\cos \phi = 1$ .
- ▶ Prąd zwarciový 3000 A przez 10 ms, zgodnie z EN62053-21
- ▶ Impuls napięciowy 12 kV zgodnie z SP-1618
- ▶ Mechaniczny czas życia wynosi 10'000 cykli przełączenia przy 80 A i  $\cos \phi = 1$ .

W trybie obsługi lokalnej, klient może użyć lokalnego przycisku do ręcznego załączenia lub wyłączenia swoich obiektów. Możliwe jest zdalne wyłączenie, lecz zdalne połączenie NIE jest możliwe w trybie obsługi lokalnej.

W trybie obsługi zdalnej, lokalne wyłączenie ani lokalne załączenie nie są możliwe. W celu bezpiecznego przeprowadzenia zdalnego ponownego załączenia odłączonego klienta przewidziana jest funkcja "lokalne załączenie zezwolone". Po lokalnym zezwoleniu na załączenie, klient może ponownie załączyć swoje obiekty za pomocą lokalnego przycisku. Po takim ponownym załączeniu obiektów, lokalne wyłączenie nie jest możliwe.

Tryb obsługi wyłącznika może zostać zdalnie zmieniony z "Trybu obsługi zdalnej" na "Tryb obsługi lokalnej" i odwrotnie. Domyślny tryb obsługi w momencie dostawy: wyłącznik jest dostarczany w "Trybie obsługi lokalnej". Podczas zaniku zasilania wyłącznik pozostaje w tym samym stanie, jak przed zanikiem zasilania. Po powrocie zasilania wyłącznik pozostaje w tym samym stanie, jak przed zanikiem zasilania. Każda zmiana statusu wyłącznika (wyzwolona lokalnie lub zdalnie) jest rejestrowana w "dzienniku zdarzeń wyłącznika".



Rysunek 5.12 Jednofazowy licznik ZCF100AC i trójfazowy licznik ZMF100AC

### Koncentrator danych

Koncentrator Danych jest instalowany zazwyczaj w stacjach transformatorowych SN/nn. Może on zostać także zamontowany w dowolnym miejscu w sieci nn, np. w obiekcie klienta (wraz z licznikiem). Koncentrator służy jako bramka pomiędzy siecią PLC niskiego napięcia, a publiczną siecią komunikacyjną (poprzez GPRS) lub siecią komputerową WAN (Ethernet). Koncentrator Danych zarządza komunikacją PLC na liniach zasilających. Koncentrator Danych przeprowadza zaplanowane (automatyczne) lub natychmiastowe zadania, które zostały załadowane z Systemu Centralnego. Koncentrator Danych zapamiętuje lokalnie dobowe wartości rozliczeniowe, godzinowe profile wartości oraz zdarzenia i przechowuje je dostępne dla transferu danych do Systemu Centralnego. Koncentrator Danych w regularnych przedziałach czasu odpytuje liczniki w celu nadzoru połączenia do liczników, wykrywania nowych liczników i zbierania zarejestrowanych wartości i informacji statusowych z wszystkich liczników. Koncentratory mogą wymieniać dane z Systemem Centralnym za pośrednictwem różnych kanałów komunikacji. Główne funkcje koncentratora to:

- ▶ zarządzanie inwentarzem i statusem podłączonych liczników,
- ▶ wykonywanie zadań zgodnie ze zdefiniowaną listą zadań,
- ▶ okresowe zbieranie zarejestrowanych wartości i ich lokalne zapamiętywanie,
- ▶ zapewnianie interfejsu do Systemu Centralnego dla wymiany danych,
- ▶ zapewnianie transparentnego dostępu z Systemu Centralnego do pojedynczego licznika.

Komunikacja pomiędzy Koncentratorem Danych a Systemem Centralnym bazuje na komunikacji TCP/IP. Domyślnie, do komunikacji z Systemem Centralnym używany jest GPRS. Alternatywne medium komunikacji to bezpośrednie połączenie Internetowe poprzez Ethernet. Koncentrator jest wyposażony w kontroler Ethernet i gniazdo RJ45. Oprogramowanie koncentratora może zostać załadowane zdalnie z Systemu Centralnego.

Koncentrator DC200 (Rysunek 5.13) został zaprojektowany modułami zarówno pod względem sprzętu jak i oprogramowania. Modularność ta umożliwiła dodawanie nowych funkcji, jak i nowych technologii i protokołów. Podstawową funkcjonalnością urządzenia jest zbieranie danych z urządzeń pomiarowych, zapamiętywanie zebranych danych oraz ich obróbka poprzez platformę AIM Message Max lub poprzez bezpośrednie połączenie Ethernet do aplikacji wyższego poziomu. Platforma Message Max jest interfejsem firmy Landis+Gyr dla liczników i koncentratorów podłączonych poprzez GPRS i używających technologii (push) wysyłania danych do systemu AIM AMR lub bezpośrednio do zewnętrznego systemu AMR.

Koncentrator DC200 zawiera wszystkie funkcje podstawowe i w pełni obsługuje wszystkie istniejące liczniki oparte na technologii PLAN. Koncentrator działa jako master w przynależnej mu sieci PLC. W tym celu obsługuje następujące funkcje:

- ▶ W pełni automatyczna detekcja nowo zainstalowanych liczników i jednostek komunikacji PLC (plug and play).
- ▶ W pełni automatyczny proces przełączania w przypadku zmiany zasilania w sieci nn; jednostki PLC są zwalniane z jednego koncentratora i ponownie rejestrowane w nowym koncentratorze.
- ▶ Dozór i optymalizacja sieci komunikacji PLC poprzez obliczanie statystyki wydajności i optymalizowanie kredytów powtórzeń w celu osiągnięcia maksymalnej wydajności kanału.
- ▶ Automatyczna synchronizacja zegarów jednostek komunikacji w sieci nn.

Oprócz zadań podstawowych obsługujących dozowanie sieci komunikacji, wszystkie zadania wymiany danych z licznikami są programowane poprzez Stację Centralną.





Rysunek 5.13 Koncentrator DC200

### System centralny

**System Centralny AIM** jest wydajną aplikacją zarządzania siecią, odczytu urządzeń i hurtowni danych licznikowych. Oprócz odczytu danych i funkcji kontrolnych, system AIM dysponuje szeroką funkcjonalnością zarządzania danymi i integracji. System Centralny pracuje na zasadzie w pełni automatycznych zadań, jak i ręcznych interwencji obsługującego za pośrednictwem rozbudowanego graficznego interfejsu użytkownika (GUI). Dane konfiguracyjne, wartości rejestrów i informacje statusowe odczytane z liczników są historycznie zapamiętywane w relacyjnej bazie danych. Baza ta pozwala na dostęp z oprogramowania aplikacji Systemu Centralnego, jak i z zewnętrznych systemów i programów.

### **Podstawowe elementy systemu centralnego**

**Serwisowy Pulpit Operacyjny** odpowiada za codzienną pracę całego systemu w trybie operacyjnym. Inżynierowie Pulpitu Operacyjnego mają dostęp do Systemu Centralnego AIM. System Centralny AIM udostępnia oprogramowanie klientkie z graficznym interfejsem użytkownika (GUI), pozwalające operatorowi na zarządzanie systemem i wizualizację dowolnych definicji i danych w systemie.

**Moduł odczytu danych AIM AMR** komunikuje się z Koncentratorami Danych (liczniki podłączone poprzez PLC) lub bezpośrednio z licznikiem (liczniki podłączone poprzez GSM/GPRS) w celu odczytu dobowych wartości rejestrów, wartości profili oraz wszystkich innych ważnych danych, a następnie przekazuje dane do dalszej obróbki i prezentacji. Liczniki/adaptery są instalowane w prywatnych domostwach i obiektach małego przemysłu/usług.

**Site Manager** - System Zarządzania Pracą (WOM) jest pakietem programowym dla planowania instalacji urządzeń. System AIM posiada moduł zarządzania przepływem zadań o nazwie AIM Site Manager.

**Site Manager PDA** Wszystkie zadania instalacji lub serwisu obiektowego są załadowywane z systemu WOM do terminali ręcznych instalatorów (PDA). Do wsparcia instalacji oraz prac serwisowych używany jest standardowy PDA. Taki PDA jest wyposażony we wszystkie konieczne interfejsy i narzędzia takie jak głowica optyczna do odczytu lokalnego, czytnik kodów kreskowych etc., a także modem GPRS służący do połączenia z systemem WOM. Podczas instalacji i serwisu obiektowego wszystkie specyficzne dla urządzenia informacje takie jak np.



typ urządzenia, numery seryjne, rozmiary bezpieczników, typ anteny etc., jak i informacje o obiekcie tzn. współrzędne, adresy, typy obiektów etc. są zarządzane i rejestrowane w PDA oraz przekazywane do systemu WOM.

**Interfejsy AIMIA** - Zarówno podczas fazy uruchomienia, jak i pracy operacyjnej, dostępny jest typowy scentralizowany interfejs pomiędzy systemami Zakładu Energetycznego, a Systemem Centralnym AIM. Interfejs ten zapewnia wymagane usługi dla wymiany informacji o urządzeniach, informacji kontraktowych, zadaniach odczytu, zadaniach serwisowych, etc. Interfejsy AIMIA mogą być używane przez usługi WEB, pliki XML i/lub pliki CSV.

### 5.3 Specyfikacja wymagań technicznych i funkcjonalnych dla układów pomiarowych i infrastruktury telekomunikacyjnej

#### 5.3.1 Wymagania dla układów pomiarowych

Funkcjonalność systemu AMI jest w znacznym stopniu zdeterminowana przez funkcjonalność inteligentnych liczników zastosowanych w danym systemie. Brak określonej funkcji w liczniku może uniemożliwić realizację określonej funkcji przez system AMI, ale również nadmiar funkcji w liczniku może spowodować, że system AMI będzie mało elastyczny. Typowym przykładem jest wyposażenie licznika w funkcje taryfikowania energii tj. zliczania energii w poszczególnych przedziałach czasowych doby i tygodnia. Sprzedawca chcąc prowadzić aktywną politykę sprzedażową byłby zmuszony do częstego aktualizowania stref czasowych u konkretnego odbiorcy, wykorzystując do tego funkcje komunikacyjne oferowane przez operatora pomiarów tj. OSD. Znacznie prostszym rozwiązaniem jest zliczanie energii w strefach czasowych w systemach informatycznych obsługujących danego odbiorcę (system sprzedawcy) w oparciu o profile obciążenia rejestrowane przez licznik, odczytywane przez operatora pomiarów i udostępniane sprzedawcy. Określone funkcje systemu AMI mogą i muszą być realizowane bezpośrednio w liczniku (np. wyłączenie odbiorcy) podczas gdy niektóre z nich (np. zliczanie energii w strefach) - poza licznikiem, w systemie informatycznym OSD i/lub sprzedawcy energii elektrycznej.

Proponuje się podział rekomendowanych funkcji licznika na trzy grupy:

**Funkcje podstawowe** – Funkcje, które powinny być implementowane we wszystkich licznikach w przewidywanych do wdrożenia w kraju systemach AMI. Funkcje podstawowe liczników powinny zagwarantować osiągnięcie głównych celów wprowadzania systemów AMI (rozdz. 3.1). Innym aspektem wyodrębnienia funkcji podstawowych jest możliwość (konieczność) finansowania liczników z podstawową funkcjonalnością poprzez rozwiązania taryfowe (taryfa dystrybucyjna).

**Funkcje dodatkowe** – Funkcje, które nie są niezbędne, ale mogą zostać uznane za przydatne i konieczne do wdrożenia we wszystkich licznikach w systemie AMI. Do funkcji tych można zaliczyć:

- ▶ Funkcje, których zadaniem jest poszerzenie funkcjonalności liczników o elementy komunikacyjne przydatne w realizacji idei „smart grid”. Funkcje te w przyszłości mogą być wymagane jako obowiązujące we wszystkich licznikach z możliwością albo ich finansowania poprzez rozwiązania taryfowe, albo przez inne podmioty różne od OSD (sprzedawcy, odbiorcy, dostawcy innych mediów).
- ▶ Funkcje, których zadaniem jest wstępne przetwarzanie i segregowanie danych pomiarowych w liczniku zgodnie z przyjętym algorytmem (np. funkcje związane z taryfikowaniem). Funkcje te, jeżeli zostaną uznane za obowiązujące powinny być finansowane w rozwiązaniach taryfowych.

**Funkcje opcjonalne** – Funkcje, których nie ma potrzeby implementować we wszystkich licznikach np. u odbiorców komunalno-bytowych.

Tabela 5.2 Funkcje liczników

L.p.	Grupa funkcji	Specyfikacja	Sposób realizacji
F1	Pomiar i rejestracja energii czynnej	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Rejestracja dobowych profili zużycia energii czynnej 1 godz.</li> <li>▶ Rejestracja dobowego zużycia energii czynnej.</li> <li>▶ Rejestracja zużycia energii narastająco od pierwszego uruchomienia licznika</li> <li>▶ Pomiar mocy maksymalnej 15-minutowej w ciągu doby</li> </ul>	Bufor wszystkich zarejestrowanych pomiarów na okres min. 63 dni.
F2	Zdalne odłączanie/załączanie odbiorcy inicjowane przez OSD/OSP.	Ponowne załączanie możliwe przez podmiot, który zażądał usługi wyłączenia. Elementy wyłączające zabudowane w liczniku (min 80A/fazę.	Licznik przesyła potwierdzenie wykonania polecenia (F6) Sygnalizacja stanu elementu wyłączającego Obwód neutralny N nie jest przerywany
F3	Ograniczanie mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę.	Wartości zadawane zdalnie lub lokalnie: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ wartość progowa pobieranej mocy,</li> <li>▶ czas pobudzenia (ostrzegania) przed wyłączeniem,</li> <li>▶ czasu ponownego samoczynnego załączenia.</li> </ul>	Funkcja aktywowana /deaktywowana zdalnie/lokalnie. Po SPZ kolejny cykl o ile wartość progowa nadal jest przekroczona. Sygnalizacja stanu elementu wyłączającego.
F4	Synchronizacja czasu	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Automatyeczna zmiana czasu lato/zima, zima/lato.</li> <li>▶ Zdalne/lokalne nastawianie zegara (synchronizacja).</li> <li>▶ Zapewnienie pracy zegara przez co najmniej 120 dni w stanie beznapięciowym.</li> </ul>	Źródłem czasu dla licznika może być: system odczytowy, koncentrator, terminal obsługi technicznej.
F5	Wykrywanie i rejestracja zdarzeń klasy 1 - odczyt na żądanie	Zmiana konfiguracji (parametryzacji) licznika takich jak: nastawy wartości progowej mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę, czasu pobudzenia (ostrzegania) przed wyłączeniem, czasu ponownego samoczynnego załączenia odbiorcy, Aktywacja/deaktywacja funkcji ograniczania mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę, F3 Zamiana czasu lato/zima lub zima/lato, F4 Zmiana trybu pracy licznika - kredytowy/przedpłatowy (tylko gdy Op3), Wymiana/aktualizacja oprogramowania licznika (firmware).	Rejestr zdarzeń o pojemności do 120 zdarzeń. Każde zdarzenie powinno być rejestrowane w formacie: data, czas, treść (kod) zdarzenia, identyfikator (opcjonalnie - np. identyfikator dokonującego zmiany konfiguracji). do odczytu zdalnego przez system odczytowy lub do odczytu lokalnego przez terminal obsługi technicznej, prezentacja zdarzeń na terminalu odbiorcy w przypadku gdy FD2)
F6	Wykrywanie i rejestracja zdarzeń klasy 2 – spontaniczna transmisja do systemu odczytowego	Wykrycie zaniku/powrotu zasilania, Detekcja włamań do licznika i kradzieży energii (zdjęcie pokrywy listwy zaciskowej, obecność silnego pola magnetycznego, uszkodzenie licznika?) Wyłączenie/załączenie odbiorcy w wyniku: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. interwencji OSD/OSP. (funkcja 2)</li> <li>2. ograniczenia poboru mocy czynnej, (funkcja 3)</li> <li>3. funkcja przedpłatowa - opcja</li> </ol>	Tak jak F5 + spontaniczna transmisja do systemu odczytowego
F7	Funkcje komunikacyjne	Dwa interfejsy dwukierunkowej transmisji danych do komunikacji: z systemem odczytowym; z terminalem obsługi technicznej; Zapewnienie bezpieczeństwa wymiany/transmisji danych na wszystkich interfejsach licznika poprzez: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Identyfikacja (autentykacja) obustronna, tj. licznika i oprogramowania zewnętrznego komunikującego się z licznikiem,</li> <li>▶ Szyfrowanie danych.</li> </ul>	Nie specyfikuje się stosu protokołów komunikacyjnych ani medium transmisyjnego. Zapewnienie bezpieczeństwa dotyczy wszystkich implementowanych interfejsów, związanych także z funkcjami rozszerzonymi

## Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce

L.p.	Grupa funkcji	Specyfikacja	Sposób realizacji
F8	Wyposażenie we własny wyświetlacz (zabudowany w liczniku lub zewnętrzny)	Wyświetlanie m.in. następujących wielkości: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ stan liczydeł: dobowego i ciągłego zużycia energii,</li> <li>▶ dobowa maksymalna moc 15 minutowa,</li> <li>▶ stan elementu wyłączającego,</li> <li>▶ informacja o wyłączeniu zdalnym (przyczyna – przekroczenie mocy, wyłączenie awaryjne/systemowe, płatności - opcja OP3),</li> <li>▶ informacji o zarejestrowanych zdarzeniach - ostatnie zdarzenie,</li> <li>▶ odebranego komunikatu (min. 256 znaków- np. informacja o aktualnej cenie energii),</li> <li>▶ czas i data,</li> <li>▶ pozostająca ilość energii do wykorzystania do chwili wyłączenia odbiorcy przez funkcję przedpłatową – opcja dla OP3.</li> </ul>	Działanie wyświetlacza przez co najmniej 120 dni w sytuacji braku zasilania podstawowego.  W przypadku wyposażenia w zewnętrzny wyświetlacz licznik powinien być wyposażony w odpowiedni interfejs komunikacyjny do tego wyświetlacza z zapewnieniem bezpieczeństwa transmisji danych
F9	Funkcje systemowe	Zdalna rejestracja (detekcja obecności) licznika w systemie AMI (funkcjonalność Plug&Play). Możliwość zdalnej zmiany oprogramowania licznika (firmware)	
<b>Funkcje dodatkowe</b>			
FD1 <sup>1</sup>	Dodatkowe funkcje pomiarowe	Pomiar energii czynnej w zadanych strefach czasowych - niezależne liczydła strefowe (maks.. 24 strefy/liczydła taryfowe) dla dwóch niezależnych kalendarzy. Zdalne/lokalne otwieranie/zamykanie okresu obliczeniowego dla dwóch niezależnych kalendarzy. Pamięć min. 2 ostatnich okresów obliczeniowych (stanów liczydeł).	Funkcja ma umożliwić niezależną taryfikację odbiorcy przez OSD i sprzedawcę.
FD2 <sup>2</sup>	Funkcje komunikacyjne	Wyposażenie licznika w interfejs dwukierunkowej transmisji danych z terminalem odbiorcy.	Terminal odbiorcy służy do prezentowania danych z licznika oraz informacji technicznych od OSD i handlowych od sprzedawcy.
FD3 <sup>2</sup>	Funkcja komunikacyjna - brama dla innych urządzeń pomiarowych w gospodarstwie domowym,	Wyposażenie w aktywny interfejs (funkcja MASTER).	Możliwość dołączenia terminala komunikacji z licznikami innych mediów (woda, gaz, ciepło) i świadczenia usługi odczytu dla innych podmiotów.
FD4 <sup>2</sup>	Funkcja komunikacyjna - interfejs umożliwiający włączenie do sieci domowej HAN	W sieciach domowych HAN można stosować kilka różnych rozwiązań np. ZigBee (IEEE 802.15.4), LonTalk (ISO/IEC 14908), HomePlug (PowerLine Alliance), itp.	W przypadku FD4 wskazane jest, by liczniki innych mediów były wyposażone w ten sam interfejs HAN
<b>Funkcje opcjonalne</b>			
Op1 <sup>3</sup>	Funkcje pomiaru energii	Pomiar energii biernej. Rejestracja dobowych profili zużycia energii czynnej 15 min Pomiar energii w obu kierunkach – dla rozproszonej generacji (prosument).	
Op2 <sup>4</sup>	Funkcje pomiaru parametrów jakościowych	Pomiary parametrów jakościowych energii elektrycznej w celu kontroli zgodności tych parametrów z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. (rozdz. 10 par. 38, pkt. 3)	
Op3 <sup>5</sup>	Funkcjonalność liczników przedpłatowych	Brak klawiatury do wprowadzanie kodu. Funkcje zał./wył. i ostrzeżenia realizowane lokalnie przez licznik na podstawie informacji o ilości zakupionej energii przesłanej do licznika z systemu sprzedawcy Zdalna zmiana trybu pracy licznika przedpłatowy /kredytowy włączana przez system sprzedawcy	Funkcja przedpłatowa wyłącznie dla rozliczeń jednostrefowych. Tylko w połączeniu z F8 lub FD2. Na wyświetlaczu lub terminalu odbiorcy jest wyświetlana informacja o ilości energii, jaka może zostać pobrana do chwili wyłączenia odbiorcy przez funkcję przedpłatową.

Uwagi:

1. Funkcje związane z taryfikacją powinny być realizowane w systemie informatycznym OSD i/lub sprzedawcy. Po wprowadzeniu systemu AMI system MDM będzie dysponował profilami godzinowymi każdego klienta i na ich podstawie system informatyczny będzie mógł dokonać odpowiedniego przypisania zużycia energii do poszczególnych stref czasowych zgodnie z obowiązującą dla danego klienta taryfą. System taki byłby bardziej elastyczny od taryfikacji bezpośrednio w liczniku, ponieważ umożliwia tworzenie złożonych taryf (nie jest ograniczony możliwościami licznika) i przyspiesza proces zmiany taryfy (nie ma konieczności zdalnej rekonfiguracji licznika). FD1 może zostać uznana za funkcję podstawową w przypadku, gdy Regulator (URE) lub OSD nie wyrazi zgody na realizację tej funkcji w systemie MDM i/lub w systemach sprzedawców energii elektrycznej.
2. Funkcje FD2-FD4 w przyszłości mogą być wymagane przez regulacje prawne jako obowiązujące we wszystkich licznikach z możliwością albo ich finansowania poprzez rozwiązania taryfowe, albo przez inne podmioty różne od OSD. Należy dodać, że funkcje te mogą być realizowane jednocześnie przez jeden fizyczny interfejs komunikacyjny licznika przeznaczony do sieci HAN (wymaga to, aby terminal odbiorcy i liczniki innych mediów były wyposażone w interfejs do sieci HAN w standardzie, w jaki wyposażony jest licznik).
3. Funkcja Op1 będzie wykorzystywana tylko przez część liczników, w związku z tym nie ma potrzeby, by funkcja ta znajdowała się na liście funkcji podstawowych realizowanych przez wszystkie liczniki.
4. Funkcja Op2 obejmuje zakres pomiaru parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej, określonych w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (rozdz. 10 par. 38, pkt. 3). Rejestracja przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (par. 40, pkt. 1) jest wykonywana w zakresie funkcji podstawowych liczników jako rejestracja zdarzeń. W przypadku, gdy URE będzie wymagać pomiaru parametrów objętych funkcją Op2, to funkcja ta powinna zostać przeniesiona do zestawu funkcji podstawowych, a koszt jej wprowadzenia w każdym liczniku powinien zostać pokryty w rozwiązaniu taryfowym.
5. Realizacja funkcji Op3 ułatwi OSD lub sprzedawcy zmianę trybu rozliczania odbiorcy energii elektrycznej (rozliczanie w trybie przedpłatowym / rozliczenie w trybie kredytowym). Dla uproszczenia zakłada się, że w trybie przedpłatowym możliwe jest tylko rozliczanie się w taryfie jednostrefowej.

W szczególnych przypadkach dopuścić można realizację funkcji przedpłatowej tylko przez system informatyczny (z możliwością sterowania wyłącznikiem w liczniku). Rozwiązanie takie wymagać jednak będzie częstego odpytywania licznika o stan liczydła energii czynnej (aby zdalnie kontrolować zużycie energii elektrycznej) i jako takie nie jest zalecane.

Uwzględnienie potrzeb odbiorców z grupy taryfowej C

Odbiorcy z grupy taryfowej C (C2x oraz w niektórych przypadkach C1x) podlegają opłacie za przekroczenia mocy umownej. Rozważa się również rozszerzenie rozliczeń za przekroczenia mocy na pozostałych odbiorców przyłączonych do sieci nn. W obecnie stosowanych taryfach odpowiednie współczynniki korygujące są wyliczane na podstawie:

1. sumy 10 największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną w okresie rozliczeniowym lub
2. dziesięciokrotności maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną, wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, jeżeli urządzenia pomiarowe nie pozwalają na zastosowanie sposobu wskazanego w pkt. pierwszym.

Przy czym przez moc pobraną rozumie się wartość maksymalną, wyznaczoną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy rejestrowanych w okresach 15-minutowych.



Aby spełnić wymagania niezbędne do realizacji taryfikacji odbiorców z tej grupy dodano dodatkowy element do podstawowej funkcjonalności F1 - *Pomiar mocy maksymalnej 15-minutowej w ciągu doby*. Umożliwi to zastosowanie 2 sposobu wyliczenia współczynnika z opisanych powyżej lub konstrukcje innych rozwiązań taryfowych uwzględniających przekroczenia mocy umownej (będziemy dysponować w systemie maksymalnie 28-31 przekroczeniami mocy umownej w poszczególnych dniach w okresie rozliczeniowym).

Aby umożliwić rozliczenie przekroczeń w sposób opisany w punkcie 1 w funkcjach opcjonalnych w Op1 dodano element *Rejestracja dobowych profili zużycia energii czynnej 15 min*. Rejestracja profili 15 min. umożliwi wyznaczenie 10 największych przekroczeń w ciągu okresu rozliczeniowego jak również wprowadzenie nowych bardziej złożonych konstrukcji taryfowych dla tej grupy taryfowej odbiorców. Należy zaznaczyć, że wprowadzenie możliwości rejestracji w systemie AMI dobowych profili obciążenia z czasem uśredniania 15 min. oddziałuje na funkcjonalność koncentratorów, systemu odczytowego i MDM, które muszą być zdolne takie profile obciążenia (15 min.) odczytać i przechować. Ze względu na wzrost ilości transmitowanych danych oraz 4-krotny wzrost w stosunku do godzinowych profili obciążenia ilości przechowywanych i przetwarzanych danych należy rejestrować 15-minutowe profile tylko tam, gdzie jest to niezbędne ze względu na sposób rozliczania zapisany w taryfie. Podstawą rejestracji dobowych profili zużycia energii czynnej powinno pozostać uśrednianie 1 godz.

#### Licznik systemu AMI powinien:

- ▶ Zapewnić klasę dokładności zgodnie z obowiązującymi normami (obecnie PN-EN 50470-3:2009)
- ▶ Spełnić wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej zawarte w normach PN-EN 62052-11, PN-EN 62053-21 i PN-EN 61000-4, oraz PN-EN 50065-1 w przypadku wykorzystywania modułu komunikacyjnego PLC.
- ▶ Spełniać wymagania bezpieczeństwa zawarte w normie PN-EN 61010-1
- ▶ Spełnić wymagania Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 18 grudnia 2006 r w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (przepisy tego rozporządzenia wdrażają postanowienia dyrektywy 2004/22/WE z dnia 31 marca 2004 r w sprawie przyrządów pomiarowych – tzw. dyrektywa MID)
- ▶ Spełnić wymagania Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 w sprawie wymagań, którym powinny odpowiadać liczniki energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego, oraz szczegółowego zakresu sprawdzeń wykonywanych podczas prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych
- ▶ Prawidłowo pracować w zakresie temperatur od -40 C do +70C przy wilgotności od 0% do 95%., dla warunków środowiska elektromagnetycznego klasy E2 lub wyższej i środowiska mechanicznego klasy M1 lub wyższej
- ▶ Posiadać stopień ochrony obudowy nie mniejszy niż IP53 (wg PN-EN 60529:2003)

### **5.3.2 Wymagania dla infrastruktury komunikacyjnej**

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



Niezawodność transmisji danych powinna być przedmiotem wymagań wydajnościowych dla systemu AMI, które związane są również z infrastrukturą komunikacyjną. Wymagania te powinny być elementem umowy handlowej na dostawę określonego rozwiązania technicznego. Do takich wymagań można zaliczyć np.:

- ▶ Odczyt nie mniej niż 99% wszystkich pomiarów w czasie 5 godzin od 0:00 do 5:00
- ▶ Zdolność wyłączenia 10% ogólnej liczby odbiorców w czasie nie dłuższym niż 5 min
- ▶ Czas reakcji na zdarzenia spontaniczne generowane w liczniku nie dłuższy niż 1 min

W skład infrastruktury komunikacyjnej wchodzi wszelkie urządzenia i media komunikacyjne służące do wymiany danych pomiędzy licznikami a systemem odczytowym dedykowanym dla określonej grupy liczników (Rysunek 3.6). W zależności od rozwiązania infrastruktura komunikacyjna może obejmować:

- ▶ Koncentratory danych,
- ▶ elementy pełniące funkcję podobną do ruterów w sieciach komputerowych sterujące przepływem danych np.: w sieci elektroenergetycznej nn i SN (dla rozwiązań PLC),
- ▶ elementy dopasowujące pomocnicze (np. elementy sprzęgające, regeneratory sygnałów),
- ▶ sieć transmisyjna (własna lub dzierżawiona).

#### Koncentrator danych

Koncentrator danych pełni rolę elementu pośredniczącego w komunikacji pomiędzy licznikiem i systemem odczytowym. Koncentrator komunikuje się z licznikiem i rejestruje dane odczytane z licznika, a następnie udostępnia je systemowi odczytowemu. Rejestrator pełni również rolę pośrednika w przekazywaniu poleceń z systemu odczytowego do licznika.

Koncentrator danych powinien być wyposażony w minimum jeden interfejs komunikacyjny do komunikacji z licznikami i jeden interfejs komunikacyjny do komunikacji z systemem odczytowym oraz jeden interfejs lokalny do komunikacji z terminalem obsługi technicznej.

#### **Minimalne wymagania funkcjonalne koncentratora:**

- ▶ Uwierzytelniona i szyfrowana komunikacja z co najmniej 300 licznikami (w uzasadnionych przypadkach do 1000 liczników). Koncentrator powinien zapewniać poprawną komunikację z licznikiem poprzez dynamiczny dobór trasy w ramach sieci radiowej lub sieci PLC,
- ▶ Uwierzytelniona i szyfrowana komunikacja z systemem centralnym
- ▶ Zegar czasu rzeczywistego z możliwością zdalnej synchronizacji i odczytu,
- ▶ Możliwość lokalnej konfiguracji z komputera przenośnego.
- ▶ Możliwość zdalnej konfiguracji koncentratora (również zdalna wymiana oprogramowania koncentratora).
- ▶ Rejestracja danych odczytanych z liczników z pamięcią co najmniej 63 dni (dla pomiarów godzinowych). Koncentrator tylko zapisuje dane, może je sprawdzać, ale nie powinien dokonywać ich przetwarzania (estymacji).
- ▶ Komunikacja w kierunku do liczników (zmiana oprogramowania, konfiguracja itp.)
- ▶ Mechanizm przekazywania poleceń z systemu centralnego do liczników.
- ▶ Mechanizm synchronizacji czasu w podłączonych licznikach,
- ▶ Mechanizm wykrywania nowo podłączonych do sieci komunikacyjnej liczników.

- ▶ Inicjowanie transmisji zdarzeń do systemu centralnego, a w szczególności:
  - monitorowanie i sygnalizowanie próby kradzieży i ingerencji w licznikach,
  - monitorowanie i sygnalizowanie zaników i powrotów napięcia zasilającego,
  - monitorowanie i sygnalizowanie braków komunikacji z licznikami,
- ▶ Kontrola poprawności działania obwodów komunikacyjnych;

Opcjonalnie można rozważyć w koncentratorze funkcjonalność polegającą na możliwości wykonania bilansu energetycznego węzła w celu wykrycia nielegalnego poboru.

Koncentratory powinny prawidłowo pracować w zakresie temperatur od -40 C do +70C przy wilgotności od 0% do 95% oraz spełniać wymagania dotyczące kompatybilności elektromagnetycznej zawarte w normach PN-EN 61000-4 i PN EN 55022 oraz PN-EN 50065-1 w przypadku wykorzystywania modułu komunikacyjnego PLC.

### Rutery

Aktywne elementy w systemach AMI, sterujące przepływem danych w sieci komunikacyjnej są nazywane ruterami. Rutery pełnią rolę zbliżoną do koncentratorów, ale nie mają możliwości rejestrowania danych odczytanych z liczników. Rutery mają za zadanie przesyłanie danych między kanałami komunikacyjnymi podczas pracy w różnych środowiskach fizycznych i z różnymi protokołami oraz buforowanie danych do momentu ich retransmisji lub do czasu wygaśnięcia ich ważności.

### 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 przesył informacji w relacjach licznik-element pośredni (koncentrator, ruter) i element pośredni-system odczytowy.

Relacje te różnią się między sobą odległością, na którą transmitowane są dane, wymaganą minimalną przepływnością danych oraz częstotliwością transmisji. Różnice te mają istotny wpływ na techniki łączności, które mogą znaleźć zastosowanie w realizacji tych relacji komunikacyjnych.

Ze względu na dojrzałość rozwiązania i dużą pewność działania obecnie powszechnie stosowanym rozwiązaniem jest wąskopasmowa technika PLC (*Power Line Communication*) w sieci nn do komunikacji z licznikami. Nie ogranicza to jednak w żaden sposób stosowania innych technik łączności na odcinku koncentrator (lub ruter) - licznik, takich jak:

- ▶ komunikacja bezprzewodowa (np.: Wi-Fi, radio w paśmie ISM),
- ▶ komunikacja przewodowa w technice PLC szerokopasmowa (np. HomePlug),
- ▶ komunikacja przewodowa dedykowana (np.: RS485; M-BUS, Ethernet 100BaseT).

Do komunikacji koncentratora (lub rutera) z systemem odczytowym może być wykorzystany jeden z niżej wymienionych rodzajów łączności:

- ▶ sieć telefoniczna PSTN,
- ▶ sieć GSM/GPRS,
- ▶ sieć trunkingowa,
- ▶ sieć komputerowa LAN/WAN – przewodowa i bezprzewodowa (np. WiMax),

- ▶ sieć energetyczna SN z wykorzystaniem wąskopasmowej techniki PLC.

Ze względu na dużą dostępność i przewidywalny koszt, preferowanym rozwiązaniem komunikacji systemu odczytowego z koncentratorami jest wykorzystanie usługi GPRS dostępnej w sieciach telefonii komórkowej GSM, a w przyszłości usługi EDGE lub UMTS.

## 5.4 Specyfikacja zakresu informacji wymienianych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu

### 5.4.1 Specyfikacja informacji wymienianych z urządzeniem pomiarowym

Tabela 5.3 zawiera minimalny zakres informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym a licznikiem energii elektrycznej w zakresie funkcji podstawowych licznika.

Tabela 5.3 Informacje wymieniane pomiędzy licznikiem a systemem odczytowym

Rodzaj informacji	Kierunek		Uwarunkowania czasowe transmisji
	licznik-->system	licznik<--system	
Dobowy profil obciążenia	+		wg harmonogramu (np. raz na dobę w godz. 00-05) lub na żądanie
Dobowe zużycie energii	+		wg harmonogramu lub na żądanie
Całkowite zużycie energii	+		wg harmonogramu lub na żądanie
Dobowa moc maksymalna 15-minutowa	+		wg harmonogramu lub na żądanie
Zdarzenia klasy 1 i 2	+		wg harmonogramu lub na żądanie
Zdarzenia klasy 2	+		w chwili wystąpienia zdarzenia
Zgłoszenie się licznika w systemie	+		w chwili podłączenia licznika do infrastruktury komunikacyjnej
Parametryzacja licznika - w tym zmiana nastaw		+	na żądanie
Polecenie wyłączenia/załączenia napięcia u odbiorcy		+	na żądanie
Polecenie wyłączenia/załączenia funkcji ograniczania mocy czynnej pobieranej przez odbiorcę		+	na żądanie
Wymiana oprogramowania (firmware) licznika		+	na żądanie
Komunikat dla odbiorcy		+	na żądanie.
Synchronizacja czasu w liczniku		+	Minimum raz na dobę

### 5.4.2 Specyfikacja informacji wymienianych pomiędzy systemem odczytowym a systemem centralnym w OSD

Tabela 5.4 zawiera 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.

Tabela 5.4 Informacje wymieniane pomiędzy systemem odczytowym a systemem centralnym

Rodzaj informacji	Kierunek		Uwarunkowania czasowe transmisji
	system odczytowy --> system centralny	system odczytowy <-- system centralny	
Dobowy profil obciążenia	+		wg harmonogramu (np. raz na dobę w godz. 00-05) lub na żądanie
Dobowe zużycie energii	+		wg harmonogramu lub na żądanie
Całkowite zużycie energii	+		wg harmonogramu lub na żądanie
Dobowa moc maksymalna 15-minutowa	+		wg harmonogramu lub na żądanie
Zdarzenia	+		w chwili zarejestrowania zdarzenia lub wg harmonogramu lub na żądanie
Dane dotyczące PPE <sup>1</sup>	+	+	przy zdarzeniu i na żądanie
Dane dotyczące parametrów układu pomiarowego	+		przy zdarzeniu i na żądanie
Dane związane z infrastrukturą komunikacyjną	+		Po wykryciu zdarzenia i na żądanie
Polecenia sterowania odbiorem		+	na żądanie
Komunikaty dla odbiorcy		+	na żądanie

Kierunek jest zależny od miejsca (systemu informatycznego) wprowadzania danych na temat PPE (Punkt Poboru Energii).

#### Dane pomiarowe

Wszystkie dane pomiarowe (profile, zużycie itp.) powinny być przesyłane wraz z następującymi informacjami:

- ▶ Rodzaj mierzonej wielkości (np. za pomocą kodów OBIS)
- ▶ Jednostka
- ▶ Numer licznika
- ▶ Numer punktu poboru
- ▶ Data i czas pomiaru lub początku serii pomiarów
- ▶ Znacznik jakości (związany z synchronizacją czasu, dokładnością pomiarów, integralnością danych itp.)

### Zdarzenia

Danymi, które powinny być przesyłane do systemu centralnego są informacje o następujących zdarzeniach:

- ▶ Zaniki i powroty zasilania.
- ▶ Próby ingerencji w układ pomiarowy (oddziaływanie polem magnetycznym, otwarcie kapy licznika itp.)
- ▶ Inne dodatkowe zdarzenia rejestrowane przez urządzenia i system odczytowy – konfigurowane przez administratora systemu.

### Dane dotyczące PPE

Dane dotyczące PPE powinny być przesyłane w przypadku zajścia zdarzenia instalacji, deinstalacji lub zmiany danych punktu poboru. W skład zestawu danych dotyczących PPE wchodzi:

- ▶ Unikatowy kod punktu poboru PPE
- ▶ Numer umowy
- ▶ Kod sprzedawcy
- ▶ Data rozpoczęcia sprzedaży
- ▶ Taryfa umowy dystrybucyjnej lub kompleksowej odnosząca się do tego punktu PPE
- ▶ Typ odbioru (np.: gospodarstwo domowe, rolne, domek letniskowy, budowa itp.)
- ▶ Moce umowne w PPE (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 (dostępne dane adresowe miejsca instalacji układu pomiarowego)

W przypadku, gdy na punkt PPE składa się kilka przyłączy to każde przyłącze należy przysyłać jako osobny punkt PPE. Numery takich punktów PPE powinny zostać rozszerzone o dodatkowe znaki oznaczające kolejny numer przyłącza w ramach PPE.

### Dane dotyczące parametrów układu pomiarowego

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 licznika
- ▶ Model licznika
- ▶ Wersja modelu licznika
- ▶ Wersja oprogramowania
- ▶ Ilość faz



- ▶ Dane o plombowaniu (numery plomb , lokalizacja plomb)
- ▶ 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 (np. za pomocą kodów OBIS)
- ▶ Przedział czasu w mierzonych profilach obciążenia (np. 15 min., 1 godz.)

#### Dane związane z infrastrukturą komunikacyjną

W ramach danych związanych z infrastrukturą komunikacyjną powinny być przesyłane informacje:

- ▶ status połączeń komunikacyjnych w relacjach koncentrator-licznik, system-koncentrator, system licznik (jest łączność, brak łączności)
- ▶ Data ostatniego prawidłowego połączenia
- ▶ Informacje na temat wykrytych uszkodzeń kanałów komunikacyjnych

#### Polecenia sterowania odbiorem

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/deaktywowanie funkcji)
- ▶ Sterowanie trybem przedpłatowym pracy licznika

### **5.4.3 Specyfikacja informacji wymienianych przez system centralny z innymi systemami zewnętrznymi**

System centralny AMI spółki dystrybucyjnej będzie miał obowiązek wymiany danych z systemami informatycznymi innych podmiotów takich jak sprzedawcy i operator systemu przesyłowego (na podst. art. 9c ust. 3 pkt 9a lit b Prawa energetycznego)<sup>4</sup> lub z Niezależnym Operatorem Pomiarów (jeżeli nastąpią odpowiednie zmiany w prawie i taki podmiot powstanie).

Na obecnym etapie prac nad wdrożeniem idei inteligentnego pomiaru w Polsce nie można jeszcze określić w sposób nawet przybliżony zakresu informacji, które spółki OSD będą zobowiązane wymieniać z zewnętrznymi podmiotami. Będzie to możliwe po określeniu celów

---

4 „Operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:

b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego ”

i zadań, jakie zostaną postawione przed systemami AMI przez Regulatora (URE) lub rząd (Ministerstwo Gospodarki).

W ogólności można przyjąć, że OSD będą zobowiązane przekazywać sprzedawcy (lub CRD) podzbiór danych pomiarowych i zdarzeń otrzymywanych z systemów odczytowych w zakresie niezbędnym do rozliczenia umowy i ewentualnego przedstawiania dedykowanych klientowi informacji handlowych, a Operatorowi Systemu Przesyłowego zagregowanych danych pomiarowych do celów planowania. OSD będzie również zobowiązany przekazać polecenia sterowania odbiorem od sprzedawcy i w ograniczonym zakresie (wyłączanie/załączanie grupy) od OSP do licznika oraz przekazywać komunikaty od sprzedawcy do odbiorcy (jeżeli liczniki będą posiadały funkcjonalność wyświetlania takich komunikatów, lub klient będzie posiadał odpowiedni terminal).

## **5.5 Specyfikacja i rekomendacja interfejsów i protokołów komunikacyjnych pomiędzy poszczególnymi elementami systemu**

### **5.5.1 Zalecane interfejsy i protokoły na różnych poziomach wymiany**

W pierwszej części niniejszego rozdziału przedstawiono poziomy (relacje) wymiany danych w systemie AMI, a także opisano możliwe, zgodne z obecnie obowiązującymi normami, rozwiązania komunikacyjne na tych poziomach wymiany. Zwrócono także uwagę na rozwiązania nie objęte normami, które w najbliższej przyszłości zostaną znormalizowane.

W drugiej części rozdziału przedstawiono charakterystykę najważniejszych rozwiązań komunikacyjnych dotyczących systemów AMI, przy czym skupiono się na warstwie fizycznej i warstwie aplikacji architektury komunikacyjnej.

#### **5.5.1.1 Poziomy wymiany danych w systemach AMI**

W systemie AMI można wyróżnić dziewięć poziomów (relacji) wymiany informacji. Do grupy tej należą następujące relacje [8]:

- ▶ system odczytowy - licznik (SO-L),
- ▶ system odczytowy - koncentrator (SO-K),
- ▶ koncentrator - licznik (K-L),
- ▶ koncentrator - terminal obsługi lokalnej koncentratora (K-TOB),
- ▶ licznik -sieć domowa odbiorcy (L-HAN),
- ▶ licznik - terminal odbiorcy (L-TOD),
- ▶ licznik - terminal obsługi lokalnej (L-TOB),
- ▶ licznik - inne urządzenia pomiarowe (L-UP),
- ▶ system odczytowy - system zarządzania danymi (SO-MDM).

W kolejnych rozdziałach zostaną przedstawione rozwiązania komunikacyjne, które są potencjalnie możliwe do realizacji w każdej z wymienionych relacji, głównie w oparciu o dostępne normy. Oprócz opisu rozwiązań znormalizowanych zostaną podane komentarze do obecnie dostępnych lub będących w trakcie opracowywania rozwiązań „otwartych”, które z wysokim prawdopodobieństwem będą poddane procesom normalizacyjnym.

#### 5.5.1.1.1 Wymiana informacji pomiędzy systemem odczytowym a licznikiem

W systemie AMI w zależności o przyjętego rozwiązania w zakresie infrastruktury komunikacyjnej, pomiędzy systemem odczytowym a licznikiem energii elektrycznej, wyróżnia się albo jeden, albo dwa poziomy wymiany informacji.

W przypadku, gdy w systemie AMI możliwa jest komunikacja pomiędzy systemem odczytowym a licznikiem w sposób bezpośredni, tzn. możliwe jest utworzenie dwukierunkowego łącza w relacji "system odczytowy-licznik", występuje wówczas jeden poziom wymiany informacji: SO-L.

W przypadku, gdy w systemie AMI komunikacja pomiędzy systemem odczytowym a licznikiem odbywa się przy wykorzystaniu koncentratora danych, występują wówczas dwa poziomy wymiany informacji:

- ▶ SO-K - wymiana w oparciu o dwukierunkowe łącze komunikacyjne w relacji "system odczytowy-koncentrator";
- ▶ K-L - wymiana w oparciu o dwukierunkowe łącze komunikacyjne w relacji "koncentrator - licznik".

Dla każdego z wymienionych poziomów wymiany może zostać określona architektura komunikacyjna, umożliwiająca niezawodny i bezpieczny przesył informacji. Architektura ta jest zgodna z koncepcją komunikacji wielowarstwowej opisanej w ramach modelu odniesienia dla systemów otwartych ISO/OSI [6]. Szereg dokumentów i norm, w szczególności [1] - [5], zaleca stosowanie wielopoziomowej architektury komunikacyjnej.

Architektury komunikacyjne (tzw. profile komunikacyjne) wskazywane przez wymienione dokumenty wskazują na istotną rolę najniższej warstwy (fizycznej) oraz warstwy najwyższej (aplikacji). Pomiedzy tymi dwiema warstwami może występować:

- ▶ jedną warstwę komunikacyjną (warstwa łącza danych), w której funkcjonuje protokół warstwy łącza danych,
- ▶ więcej niż jedną warstwę komunikacyjną - przy czym w każdej warstwie funkcjonuje typowy dla danej warstwy protokół komunikacyjny.

Cechą wspólną niżej opisanych profili komunikacyjnych jest to, że w warstwie aplikacji jest stosowany protokół DLMS zgodny z normą PN-EN 62056-53 [4] lub z raportem technicznym COSEM [1]. Natomiast struktura danych i funkcje interfejsu licznika oraz koncentratora są zgodne z normami PN-EN 62056-62 [31] i PN-EN 62056-61 [30] lub z raportem COSEM [29].

#### **Relacja K-L**

Do komunikacji koncentratora z licznikami (relacja K-L) może być wykorzystywany 3-warstwowy profil komunikacyjny obejmujący:

- ▶ warstwę fizyczną - komunikacja z wykorzystaniem wąskopasmowej techniki PLC (pasmo CENELEC A) zgodnie ze sprawdzonymi w praktyce rozwiązaniami fabrycznymi, a w szczególności zgodnie z normami PN-EN 61334-5-1 [13], IEC 61334-5-2 [14];
- ▶ warstwę łącza danych - z wykorzystaniem dwóch podwarstw:
  - dostępu do medium (sieci nn) - protokół MAC (Medium Access Control) zgodnie z PN-EN 61334-5-1 [13]/IEC 61334-5-2 [14],
  - łącza danych - protokół LLC (Logical Link Control) zgodnie z normą PN-EN 61334-4-32 [34];

- ▶ warstwę aplikacji - z wykorzystaniem protokołu DLMS zgodnie z raportem technicznym COSEM [1] lub normą PN-EN 62056-53 [4] i z wykorzystaniem protokołu ACSE (Application Control Service Element) [12].

W przypadku podanego profilu w warstwie fizycznej najczęściej jest wykorzystywana wąskopasmowa technika PLC [7], w szczególności z zastosowaniem dwuwartościowej modulacji częstotliwości z rozpraszaniem (S-FSK) [13] lub bez rozpraszania (FSK) [14]. W warstwie drugiej jest stosowany protokół dostępu do medium MAC zgodny z normą [13] lub [14] współpracujący ze zorientowanym bitowo protokołem LLC [34], którego zadaniem jest skuteczne przesłanie ramki danych o formacie zgodnym z tym protokołem, pomiędzy koncentratorem a licznikiem.

Na uwagę zasługuje dotychczas nie w pełni objęty normami profil komunikacyjny SITRED (*Integrated System for data Transmission on Electricity Distribution Network*) opracowany przez firmę ENEL. Znaczenie tego profilu wynika z faktu, że został on w praktyce zastosowany na szeroką skalę we włoskim systemie inteligentnego pomiaru jako następcą profilu LonTalk opartego na rozwiązaniach firmy Echelon. Ponadto znaczenie tego profilu komunikacyjnego wzmacnia zapowiedź, że profil ten, a w szczególności zastosowany w nim protokół warstwy aplikacji, ma w niedalekiej przyszłości stać się rozwiązaniem otwartym (tj. powszechnie dostępnym).

Trójwarstwowy profil SITRED jest następujący:

- ▶ Warstwa fizyczna - PLC zgodnie z IEC 61334-5-2 (FSK) [14], prędkość 2,4 kb/s,
- ▶ Warstwa łącza danych – IEC 61334-4-32/IEC 61334-4-33 (LLC *Logical Link Control* - tryb połączeniowy/bezpołączeniowy) [34],[35].
- ▶ Warstwa aplikacji – protokół nie znormalizowany, który implementuje elementy niezbędne do wymiany danych pomiędzy węzłami sieci, implementuje także mechanizmy zarządzania (automatyczne wykrywanie liczników, automatyczna rekonfiguracja sieci) oraz wspiera zarządzanie bezpieczeństwem (szyfrowanie, identyfikacja/uwierzytelnianie, zabezpieczenie przed atakami typu „*playback*”).

### **Relacja SO-K**

Do komunikacji systemu odczytowego z koncentratorem (relacja SO-K) może być typowo wykorzystany 5-warstwowy profil komunikacyjny obejmujący:

- ▶ warstwę fizyczną, łącza danych i warstwę sieciową w ramach usługi GPRS oferowanej w sieci telefonii komórkowej GSM - przy czym w warstwie sieciowej jest zastosowany protokół IP zgodny z dokumentem RFC 791 [10];
- ▶ warstwę transportową - z wykorzystaniem protokołu TCP zgodnego z dokumentem RFC 793 [11] lub z wykorzystaniem protokołu UDP zgodnego z dokumentem RFC 768 [36];
- ▶ warstwę aplikacji - z wykorzystaniem protokołu DLMS zgodnego z raportem technicznym CENELEC [1] lub normą PN-EN 62056-53 [4], a także z wykorzystaniem protokołu ACSE [12].

W przypadku podanego profilu pierwsze trzy warstwy są wmontowane w usługę GPRS (General Packet Radio Service). Z perspektywy usługobiorcy (OSD) usługa GPRS udostępnia do wykorzystania protokół warstwy sieciowej IP [10]. Na to, by można było wykorzystać zalecany protokół warstwy aplikacji DLMS, jest zalecane wykorzystanie w warstwie transportowej protokołu TCP [11] lub protokołu UDP [36] oraz powłoki (DLMS/COSEM wrapper - COSEM Transport Layer [1]; patrz też PN-EN 62056-47) umożliwiającej wykorzystanie usług protokołu TCP lub UDP przez protokół warstwy aplikacji DLMS.

### **Relacja SO-L**

Komunikacja systemu odczytowego z licznikiem może odbywać się bezpośrednio przy wykorzystaniu sieci GSM i usługi GPRS. W tym przypadku znajduje zastosowanie profil komunikacyjny taki jak opisano dla relacji SO-K.

Innym możliwym rozwiązaniem jest wykorzystanie techniki komunikacji PLC i dodatkowych urządzeń komunikacyjnych (węzłów komutacji). Pomiedzy systemem odczytowym a licznikiem występuje przynajmniej jeden węzeł komutacji informacji, który oprócz komutacji może pełnić funkcję węzła dokonującego konwersji medium komunikacyjnego (np. PLC/łącze światłowodowe) oraz znajdującego w sieci elektroenergetycznej (w ogólności nn i SN) najkorzystniejszą trasę komunikacyjną w tej sieci (tj. w komunikacyjnej warstwie fizycznej). Z jednej strony węzeł ten jest połączony z systemem odczytowym np. przy wykorzystaniu sieci teleinformatycznej/teletransmisyjnej OSD, natomiast z drugiej strony komunikuje się on poprzez sieć elektroenergetyczną (nn i/lub SN) z licznikiem. Węzeł ten jest dalej określany jako węzeł komutacji.

Do komunikacji węzła komutacji z licznikami może być wykorzystywany 3-warstwowy profil komunikacyjny (taki sam jak w przypadku profilu K-L) obejmujący:

- ▶ warstwę fizyczną - komunikacja z wykorzystaniem wąskopasmowej techniki PLC (pasmo CENELEC A) zgodnie ze sprawdzonymi w praktyce rozwiązaniami fabrycznymi, a w szczególności zgodnie z normami PN-EN 61334-5-1 [13] lub IEC 61334-5-2 [14],
- ▶ warstwę łącza danych - z wykorzystaniem dwóch podwarstw:
  - dostępu do medium (sieci nn) - protokół MAC (Medium Access Control) zgodnie z normą PN-EN 61334-5-1 [13]/IEC 61334-5-2 [14],
  - łącza danych - protokół LLC (Logical Link Control) zgodnie z normą PN-EN 61334-4-32 [34],
- ▶ warstwę aplikacji - z wykorzystaniem protokołu DLMS zgodnie z raportem technicznym COSEM [1] lub normą PN-EN 62056-53 [4] z wykorzystaniem protokołu ACSE i z wykorzystaniem protokołu ACSE (Application Control Service Element) [12].

Komunikacja systemu odczytowego z węzłem komutacji może się odbywać w ramach sieci teletransmisyjnej i w związku z tym na tym odcinku relacji "system odczytowy - licznik" SO-L może zostać udostępnione dedykowane łącze w konfiguracji "punkt-punkt". Zatem powinien być stosowany inny profil komunikacyjny:

- ▶ warstwa fizyczna zgodna z zaleceniem RS-232RS/485 (połączenie z multiplekserem),
- ▶ warstwa łącza danych - protokół HDLC zgodnie z normą PN-EN 62056-46 [3],
- ▶ warstwa aplikacji - z wykorzystaniem protokołu DLMS zgodnego z normą PN-EN 62056-53 [4] lub zgodnego z raportem technicznym COSEM [1] z wykorzystaniem protokołu ACSE [12].

Jeżeli komunikacja systemu odczytowego z węzłem komutacji odbywa się w ramach sieci teleinformatycznej OSD, wówczas na tym odcinku relacji "system odczytowy - licznik" SO-L może być stosowany niżej opisany profil wielowarstwowy:

- ▶ warstwa fizyczna - Ethernet zgodnie z normą IEEE 802.3 [15],
- ▶ warstwa łącza danych z wykorzystaniem dwóch podwarstw:
  - dostępu do medium (Ethernet) - protokół MAC (np. CSMA/CD) zgodnie z normą IEEE 802.3 [15],
  - łącza danych - protokół LLC zgodnie z normą IEEE 802.2 [16],



- ▶ warstwa sieciowa - protokół IP (Internet Protocol) zgodny z dokumentem RFC 791 [10],
- ▶ warstwa transportowa - z wykorzystaniem protokołu TCP zgodnego z dokumentem RFC 793 [11] lub protokołu UDP zgodnego z dokumentem RFC 768 [36] wraz powłoką umożliwiającą współpracę z protokołem DLMS (zgodnie z PN-EN 62056-47);
- ▶ warstwa aplikacji - z wykorzystaniem protokołu DLMS zgodnego z raportem technicznym COSEM[1] z wykorzystaniem protokołu ACSE [12].

#### 5.5.1.1.2 Wymiana informacji pomiędzy licznikiem a urządzeniami dodatkowymi

W systemie AMI można wyróżnić cztery poziomy (relacje) wymiany informacji pomiędzy licznikiem energii elektrycznej a innymi urządzeniami, w szczególności zlokalizowanymi na terenie gospodarstwa domowego. Do grupy tej należą następujące relacje:

- ▶ licznik -sieć domowa odbiorcy (L-HAN),
- ▶ licznik - terminal odbiorcy (L-TOD),
- ▶ licznik - terminal obsługi lokalnej (L-TOB),
- ▶ licznik - inne urządzenia pomiarowe (L-UP).

#### **Relacja L-HAN**

Zgodnie z utrzymującą się tendencją do powstawania w gospodarstwach domowych tzw. domowych sieci lokalnych HAN (Home Area Networks) należy uwzględnić możliwość dołączania licznika systemu AMI do sieci HAN. W szczególności w sieci takiej mogą się znajdować także inne urządzenia pomiarowe typowe dla gospodarstwa domowego (licznik ciepła, wody, gazu), a także urządzenia gospodarstwa domowego (np. AGD), mające zdolność do zdalnego ich załączania/wyłączania i sterowania ich pracą.

Licznik w zakresie przewidzianych funkcji dodatkowych może być wyposażony w port przeznaczony do dwukierunkowej wymiany danych z urządzeniami sieci HAN. Jest wysoce prawdopodobne, że rozwiązania komunikacyjne sieci HAN będą oparte na łączności bezprzewodowej w zakresie ogólnodostępnych pasm częstotliwości, tj. 868 MHz i 2.4 GHz. Istotne jest przy tym, by urządzenia nadawczo-odbiorcze po stronie licznika, jak też po stronie innych urządzeń włączonych do sieci HAN, charakteryzowały się niewielkim poborem mocy. W tym przypadku do potencjalnego wykorzystania pozostają dwa rozwiązania bezprzewodowe krótkiego zasięgu:

- ▶ Bluetooth - rozwiązanie oparte na normie IEEE 802.15.1 [27] w zakresie warstwy fizycznej i podwarstwy dostępu do kanału bezprzewodowego - pasmo ogólnodostępne 2.4 GHz, zasięg w zależności od klasy 1 m (klasa 1), 10 m (klasa 2), 100 m (klasa 3);
- ▶ ZigBee - rozwiązanie oparte na normie IEEE 802.15.4 [28] w zakresie warstwy fizycznej i podwarstwy dostępu do kanału bezprzewodowego - pasmo ogólnodostępne 868 MHz lub 2.4 GHz, zasięg do 75 m.

Wyższe warstwy architektury komunikacyjnej rozwiązań Bluetooth i ZigBee nie są znormalizowane. Na szczególną uwagę zasługuje opracowany przez ZigBee Alliance profil komunikacyjny przeznaczony do komunikacji w ramach sieci HAN w zakresie szeroko rozumianego inteligentnego zarządzania energią w gospodarstwie domowym. Profil ten jest określany jako ZigBee Smart Energy public application Profile (ZigBee SEP). W roku 2009 profil ten został zgłoszony do IEC (TC57, WG14) jako propozycja nowego standardu [37].

Możliwe są także inne rozwiązania techniczne sieci HAN:

- ▶ bezprzewodowe - w przypadku zastosowania sieci WiFi zgodnie z grupą norm IEEE 802.11 [32] - pasmo ogólnodostępne 2.4 GHz;

- ▶ przewodowe, wykorzystujące sieć nn jako medium transmisji i komunikację opartą na szerokopasmowej technice PLC - HomePlug, tj. rozwiązanie otwarte w trakcie procesu normalizacji (IEEE P1901 - wersja robocza [33]) - pasmo od 4.5 do 21 MHz w związku z wykorzystywaniem ortogonalnej modulacji wielotonowej OFDM.

Obie wymienione normy obejmują warstwę fizyczną PHY i podwarstwę dostępu do ośrodka transmisji (kanału komunikacyjnego) MAC. Możliwa jest zatem rozbudowa architektury sieciowej o wyższe warstwy, np. zastosowanie profilu DLMS/TCP(UDP)/IP (zgodnie z PN-EN 62056-47) do komunikacji licznika systemu AML z pozostałymi licznikami (woda, gaz, ciepło) włączonymi do sieci HAN.

Zastosowanie normy IEEE 802.11, jakkolwiek bardzo obecnie rozpowszechnione, nie jest szczególnie predysponowanym rozwiązaniem dla sieci HAN z uwagi na dość duże moce pobierane przez układy nadawczo/odbiorcze w węzłach sieci, a tym samym także w liczniku systemu AML. Jednakże atutem jest większy zasięg i znacznie większa szybkość transmisji w porównaniu do sieci ZigBee i Bluetooth.

Na uwagę zasługuje rozwiązanie HomePlug ze względu na wykorzystanie sieci nn jako ośrodka transmisji sieci HAN. Jest to rozwiązanie otwarte (powszechnie dostępne), opracowane przez organizację HomePlug Powerline Alliance, zrzeszającą wiele firm powiązanych z telekomunikacją i produkcją komputerów oraz sprzętu AGD. Proces normalizacyjny (w ramach IEEE) jest w toku i oczekuje się, że zostanie on zakończony ogłoszeniem normy w 2012 roku. W ramach rozwiązania HomePlug w warstwie fizycznej i w podwarstwie dostępu do ośrodka transmisji definiowane są techniki modulacji i kodowania danych oraz określona jest specyfikacja formatów przesyłanych ramek danych. Do modulacji wykorzystywana jest wielotonowa ortogonalna modulacja częstotliwości OFDM polegająca na tym, że pasmo częstotliwości przesyłowych jest dzielone na wiele mniejszych pasm częstotliwości nośnych, które są względem siebie ortogonalne (nie kolidują ze sobą). W tym rozwiązaniu technicznym przeznaczonym dla sieci nn ma to szczególne znaczenie, ponieważ na wielu częstotliwościach mogą występować znaczne zakłócenia. Częstotliwości, na których występują zbyt duże szумы, są blokowane w czasie początkowej adaptacji łączących się urządzeń i adaptacja taka jest powtarzana co kilka sekund. W specyfikacji HomePlug 1.0 wykorzystywane są 84 częstotliwości nośne w paśmie od 4,5 do 21 MHz. Dla warstwy MAC używany jest znany z rozwiązań Ethernet dobrze zdefiniowany protokół dostępu do ośrodka transmisji - CSMA/CD (wielodostępu ze śledzeniem stanu dostępności medium transmisyjnego oraz wykrywaniem kolizji).

### **Relacja L-TOD**

Licznik w zakresie przewidzianych funkcji dodatkowych może być wyposażony w port przeznaczony do dwukierunkowej wymiany danych z terminalem odbiorcy. Z uwagi na potrzebę elastycznej lokalizacji terminala odbiorcy względem licznika racjonalne jest albo wykorzystanie jako medium transmisyjnego sieci nn, albo połączenia bezprzewodowego.

W przypadku wykorzystania sieci nn jako medium transmisyjnego, możliwe jest wykorzystanie profilu komunikacyjnego zgodnego z normami obejmującego:

- ▶ warstwę fizyczną - komunikacja z wykorzystaniem wąskopasmowej techniki PLC (pasmo CENELEC A) zgodnie ze sprawdzonymi w praktyce rozwiązaniami fabrycznymi, a w szczególności zgodnie z normami PN-EN 61334-5-1 [13], IEC 61334-5-2 [14],
- ▶ warstwę łącza danych - z wykorzystaniem dwóch podwarstw:
  - dostępu do medium (sieci nn) - protokół MAC (Medium Access Control) zgodnie z normą PN-EN 61334-5-1 [13]/, IEC 61334-5-2 [14],
  - łącza danych - protokół LLC (Logical Link Control) zgodnie z normą PN-EN 61334-4-32 [34],
- ▶ warstwę aplikacji - z wykorzystaniem protokołu DLMS zgodnie z raportem technicznym COSEM [1] lub normą PN-EN 62056-53 [4] i z wykorzystaniem protokołu ACSE [12].

Jest także możliwe przyjęcie rozwiązania opartego na szerokopasmowej technice PLC - tj. na wcześniej omówionym rozwiązaniu HomePlug (obecnie rozwiązanie otwarte, w trakcie procesu normalizacji). W tym wypadku możliwy profil komunikacyjny przedstawia się następująco:

- ▶ warstwa fizyczna - komunikacja z wykorzystaniem szerokopasmowej techniki PLC - zgodnie ze specyfikacją HomePlug - modulacja OFDM, 84 nośne w paśmie od 4,5 do 21 MHz [33],
- ▶ warstwę łącza danych - z wykorzystaniem dwóch podwarstw:
  - dostępu do medium (sieci nn) - protokół MAC CSMA/CD (wielodostępu ze śledzeniem stanu dostępności medium transmisyjnego oraz wykrywaniem kolizji) zgodnie z HomePlug [33],
  - łącza danych - protokół LLC (Logical Link Control) zgodnie z normą PN-EN 61334-4-32 [34],
- ▶ warstwę aplikacji - z wykorzystaniem protokołu DLMS zgodnie z raportem technicznym COSEM [1] lub normą PN-EN 62056-53 [4] i z wykorzystaniem protokołu ACSE [12].

W przypadku wykorzystania techniki bezprzewodowej istotne jest, by urządzenia nadawczo-odbiorcze po stronie licznika, jak też po stronie terminala, charakteryzowały się niewielkim poborem mocy. W tym przypadku do potencjalnego wykorzystania pozostają dwa rozwiązania bezprzewodowe krótkiego zasięgu, wcześniej sugerowane również do zastosowania w sieci HAN:

- ▶ Bluetooth - rozwiązanie oparte na normie IEEE 802.15.1 [27] w zakresie warstwy fizycznej i podwarstwy dostępu do kanału bezprzewodowego - pasmo ogólnodostępne 2.4 GHz, zasięg w zależności od klasy 1 m (klasa 1), 10 m (klasa 2), 100 m (klasa 3).
- ▶ ZigBee - rozwiązanie oparte na normie IEEE 802.15.4 [28] w zakresie warstwy fizycznej i podwarstwy dostępu do kanału bezprzewodowego - pasmo ogólnodostępne 868 MHz lub 2.4 GHz, zasięg do 75 m.

Wyższe warstwy architektury komunikacyjnej rozwiązania Bluetooth i ZigBee nie są znormalizowane, jednakże możliwe jest w obu wypadkach zastosowanie w warstwie aplikacji protokołu DLMS [1], [4].

### **Relacja L-TOB**

Terminal obsługi lokalnej (pracownika eksploatacji, inkasenta reprezentującego OSD) powinien mieć możliwość bezpośredniej współpracy z licznikiem poprzez wyodrębniony port komunikacyjny. Możliwe są dwa niżej wymienione profile komunikacyjne:

1. Profil L-TOB A - zgodnie z normą PN-EN 62056-21 [17] (również wydanie trzeciej normy IEC 61107):

- ▶ warstwa fizyczna: pomiędzy licznikiem a terminalem obsługi technicznej zaleca się zastosowania sprzęgu optycznego,
- ▶ warstwa łącza danych zgodna z normą PN-EN 62056-21.

Uwaga: Norma komunikacji bezpośredniej z licznikami PN-EN 62056-21 jest szeroko stosowana w praktyce. Nie zapewnia ona jednak standaryzacji obiektów danych wymienianych za pośrednictwem zastosowanego protokołu warstwy łącza danych. Oprogramowanie terminala obsługi lokalnej musi zatem być dostosowane do oprogramowania aplikacji konkretnego licznika.

## 2. Profil L-TOB B - zgodnie z normą PN-EN 62056-31 [18] (EURIDIS):

- ▶ warstwa fizyczna (magistrala EURIDIS na skrętce miedzianej) zgodna z PN-EN 62056-31,
- ▶ warstwa łącza danych zgodna z normą PN-EN 62056-31.

Uwaga 1: Norma komunikacji bezpośredniej z licznikami PN-EN 62056-31 jest szeroko stosowana przede wszystkim we Francji. Nie zapewnia ona jednak standaryzacji obiektów danych wymienianych za pośrednictwem zastosowanego protokołu warstwy łącza danych. Oprogramowanie terminala obsługi lokalnej musi zatem być dostosowane do oprogramowania aplikacji konkretnego licznika.

Uwaga 2: Przewidywana jest ewolucja normy w kierunku wprowadzenia trzeciej warstwy komunikacyjnej - protokołu warstwy aplikacji DLMS i obiektów danych COSEM. Takie rozszerzenie normy pozwoli uniknąć wymienionej wady, tj. braku standaryzacji obiektów danych wymienianych za pośrednictwem stosowanego dotychczas protokołu, a zatem jest to rozwiązanie perspektywiczne.

### **Relacja L-UP**

Istnieje możliwość, by, w przypadku uzasadnionej potrzeby, licznik energii elektrycznej systemu AMI mógł pośredniczyć w wymianie danych z innymi urządzeniami pomiarowymi znajdującymi się w gospodarstwie domowym (liczniki poboru ciepła, wody, gazu itp.). W tym celu możliwe jest wyposażenie licznika w wyodrębniony port komunikacyjny, na którym jest możliwe wykorzystanie następującego profilu komunikacyjnego zgodnego z normą PN-EN 13757 (wielowariantowy profil M-Bus):

- ▶ warstwa fizyczna:
  - albo magistrala przewodowa na skrętce miedzianej zgodna z normą PN-EN 13757-2 [20],
  - albo magistrala lokalna (do 50 m długości obsługująca do 5 liczników) zgodna z normą PN-EN 13757-6 [24],
  - albo połączenie bezprzewodowe pracujące w ogólnodostępnym paśmie 868MHz zgodne z normą PN-EN 13757-4 [22],
- ▶ warstwa łącza danych zgodna z normą PN-EN 13757-2 [20] / PN-EN 13757-4 [22] - warstwa łącza w istocie jest zgodna z normami: PN-EN 60870-1 [25] i PN-EN 60870-2 [26],
- ▶ warstwa aplikacji:
  - protokół M-Bus wykorzystywany zgodnie z normą PN-EN 13757-3 [21];
  - możliwość wykorzystania protokołu DLMS/COSEM zgodnie z normą PN-EN 13757-1 [19].

W podanym profilu w warstwie łącza danych protokół tej warstwy wykorzystuje:

- ▶ w przypadku połączenia przewodowego - ramkę danych w formacie FT1.2 (ramka o zmiennej długości z sumą kontrolną),
- ▶ w przypadku połączenia bezprzewodowego - ramkę danych w formacie FT3 (ramka z 16-bitowym blokiem kontroli cyklicznej CRC).

#### 5.5.1.1.3 Wymiana informacji pomiędzy koncentratorem a terminalem obsługi lokalnej koncentratora (K-TOB)

Terminal obsługi lokalnej (pracownika eksploatacji, administratora sieci AMI reprezentującego OSD) powinien mieć możliwość bezpośredniej współpracy z koncentratorem poprzez wydodrębniony port komunikacyjny. Możliwe są niżej wymienione profile komunikacyjne dla komunikacji bezprzewodowej i przewodowej:

##### **Komunikacja bezprzewodowa:**

- ▶ Bluetooth - rozwiązanie oparte na normie IEEE 802.15.1 [27] w zakresie warstwy fizycznej i podwarstwy dostępu do kanału bezprzewodowego - pasmo ogólnodostępne 2.4 GHz, zasięg w zależności od klasy 1 m (klasa 1), 10 m (klasa 2), 100 m (klasa 3).
- ▶ ZigBee - rozwiązanie oparte na normie IEEE 802.15.4 [28] w zakresie warstwy fizycznej i podwarstwy dostępu do kanału bezprzewodowego - pasmo ogólnodostępne 868 MHz lub 2.4 GHz, zasięg do 75 m.
- ▶ WiFi zgodnie z grupą norm IEEE 802.11 [32] - pasmo ogólnodostępne 2.4 GHz, zasięg rzędu 100 m, a nawet kilkuset metrów;

Wymienione normy obejmują warstwę fizyczną PHY i podwarstwę dostępu do ośrodka transmisji (kanału komunikacyjnego) MAC. Rozwiązania bezprzewodowe ZigBee i Bluetooth charakteryzują się niewielkim zasięgiem i niewielkim poborem mocy przez urządzenia nadawczo-odbiorcze. Wyższe warstwy architektury komunikacyjnej tych rozwiązań nie są znormalizowane. W przypadku WiFi urządzenia nadawczo-odbiorcze są mniej energooszczędne, natomiast zasięg i szybkość transmisji danych jest znacząco większa. Możliwa jest także rozbudowa architektury sieciowej o wyższe warstwy, np. zastosowanie stosu TCP/IP. W wymienionych rozwiązaniach w warstwie aplikacji możliwe jest zastosowanie protokołu DLMS [1], [4].

##### **Komunikacja przewodowa:**

- ▶ Ethernet zgodnie z normą IEEE 802.3 - norma obejmująca warstwę fizyczną (PHY) i podwarstwę dostępu do łącza danych (MAC) [15].

Możliwa jest rozbudowa architektury sieciowej o wyższe warstwy, np. zastosowanie stosu TCP/IP.

#### 5.5.1.1.4 Wymiana informacji pomiędzy systemem odczytowym a systemem zarządzania pomiarami (MDM)

Zgodnie z ogólną konfiguracją systemu AMI, poszczególne, zainstalowane przez OSD, systemy odczytowe (SO) powinny przekazywać dane pomiarowe odczytane z liczników do systemu zarządzania danymi (MDM). Aby uniknąć indywidualnych połączeń komunikacyjnych w relacjach SO-MDM, systemy odczytowe w ramach OSD powinny zostać zintegrowane (w sensie rozwiązania komunikacyjnego) z centralnym systemem zarządzania danymi (MDM), a także z innymi systemami informatycznymi OSD.

Do rozstrzygnięcia pozostaje rozwiązanie warstwy integrującej (middleware). Z różnych metod integracji aplikacji, z uwagi na obecne tendencje w odniesieniu do integracji systemów informatycznych w przedsiębiorstwach, wymienić należy integrację na poziomie metod. Integracja na poziomie metod polega na wzajemnym dostępie do metod (funkcji) tzw. komponentów reprezentujących usługi realizowane przez integrowane systemy informatyczne.



Głównym elementem integrującym jest tzw. broker integracyjny. Broker integracyjny zastępuje sieć indywidualnych połączeń pomiędzy integrowanymi aplikacjami (np. obsługującymi bazy danych SO i MDM). Sugerowane jest utworzenie w ramach OSD tzw. korporacyjnej magistrali usługowej ESB (Enterprise Service Bus) i zastosowanie brokera integracyjnego zgodnego z tzw. modelem usługowym. Model usługowy polega na utworzeniu przestrzeni usług dostępnych dla poszczególnych integrowanych systemów, z których każdy udostępnia określone usługi do tej przestrzeni. Podstawową zasadą działania systemu integrowanego przy wykorzystaniu brokera zarządzającego przestrzenią usług jest zasada *request-response*. Zgodnie z tą zasadą żądania kierowane są do przestrzeni usług, w której są one realizowane. Wynik działania usługi lub procesu złożonego z szeregu usług przekazywany jest do aplikacji, która zgłosiła żądanie.

Opisana architektura integrująca różnorodne systemy informatyczne przedsiębiorstwa (w szczególności SO i MDM w ramach OSD) jest często określana skrótem SOA - Service Oriented Architecture.

#### 5.5.1.2 Warstwa fizyczna rozwiązań komunikacyjnych związanych z licznikiem w AMI

W ramach systemów AMI, w relacjach komunikacyjnych związanych z podstawową funkcją tych systemów, tj. dwukierunkową wymianą danych pomiędzy licznikami a systemem odczytowym, spotyka się i dopuszcza do stosowania w praktyce niżej wymienione techniki komunikacyjne:

- ▶ wąskopasmowa transmisja danych przez sieć elektroenergetyczną niskiego, a także średniego napięcia (PLC – *Power Line Communication*),
- ▶ bezprzewodowa transmisja danych (GPRS, Wi-Fi, radio krótkiego zasięgu w ogólnodostępnym paśmie ISM, itp.),
- ▶ przewodowa transmisja danych na łączy dedykowanym (M-bus, RS-485, Ethernet, itp.).

Przeważająca liczba oferowanych obecnie na rynku europejskim systemów AMI, a także systemów obecnie wdrażanych, opiera się na wąskopasmowej transmisji danych przez sieć elektroenergetyczną niskiego napięcia. Rozpowszechnienie techniki PLC jest możliwe z uwagi na znaczący i wciąż trwający postęp technologiczny w tej dziedzinie. Ten rodzaj komunikacji z licznikami jest także najbardziej naturalnym rozwiązaniem dla OSD stających się w istocie operatorami sieci komunikacyjnych zapewniających łączność z licznikami energii elektrycznej.

Wąskopasmowa technika PLC wykorzystywana do komunikacji z licznikami inteligentnymi jest przykładowo wykorzystywana w przez:

- ▶ firmy Landis+Gyr i Itron - rozwiązania z zastosowaniem modulacji FSK/S-FSK zgodnie z normami IEC 61334-5-2/IEC 61334-5-1;
- ▶ firmę ENEL - rozwiązanie oparte na trójwarstwowym profilu komunikacyjnym SITRED z zastosowaniem w warstwie fizycznej modulacji FSK zgodnie z normą IEC 61334-5-2 (masowe wdrożenie we Włoszech i planowane wdrożenia w Hiszpanii);
- ▶ firmę Elster - rozwiązania z zastosowaniem S-FSK zgodnie z normą IEC 61334-5-1;
- ▶ firmę ADAX - rozwiązanie z zastosowaniem modulacji FSK zgodnie z normą IEC 61334-5-2 - zastosowanie np. w licznikach ADD Group NP.631, NP71L.1, NP71U.5, NP71E.1; w IV kw. 2010 roku planowane wdrożenie rozwiązań z zastosowaniem modulacji S-FSK zgodnie z normą IEC 61334-5-1, a w dalszej kolejności zastosowanie modulacji OFDM;
- ▶ program badawczy PRIME (Power line Intelligent Metering Evolution) wspierany przez firmy Landis+Gyr, STMicroelectronics, Advanced Digital Design, ERDF i inne, wykorzystujący modulację OFDM oraz wielowartościową modulację fazy - rozwiązanie w fazie badawczej,
- ▶ firmy Actaris, Iskraemeco, Landis+Gyr - rozwiązania z zastosowaniem modulacji S-FSK zgodnie z normą IEC 61334-5-1 (pilotaż we Francji obejmujący po 100 tys. liczników z każdej firmy).

W rozwiązaniach systemów AMI istotną rolę odgrywa także łączność radiowa krótkiego zasięgu w ogólnodostępnym paśmie ISM.

#### 5.5.1.2.1 Wąskopasmowa technika PLC

Obecnie dostępne wąskopasmowe rozwiązania PLC przystosowane są do pracy w paśmie CENELEC A, tj. w zakresie od 3 do 95 kHz. Często stosowaną techniką modulacji jest binarna (dwuwartościowa) modulacja częstotliwości:

- ▶ bez rozpraszania częstotliwości: FSK - Frequency Shift Keying - norma IEC 61334-5-2 [14],
- ▶ z rozpraszaniem częstotliwości: S-FSK - Spread-FSK - norma IEC 61334-5-1 [13].

W rozwiązaniach z rozpraszaniem osiąga się znacznie większe rozsuniecie obu wykorzystywanych częstotliwości roboczych na osi częstotliwości (np. rzędu 10 kHz dla prędkości transmisji 1200 bit/s), co jest korzystne z uwagi na zwiększenie odporności przesyłanych danych na zakłócenia obecne w sieci elektroenergetycznej.

Prędkość transmisji w obecnie stosowanych rozwiązaniach waha się w granicach od 300 bit/s do 2400 bit/s. Oczekuje się, że zakres wymienionych prędkości transmisji PLC zostanie w najbliższej przyszłości istotnie rozszerzony. Na uwagę zasługuje program badawczy PRIME (Power line Intelligent Metering Evolution) wspierany przez firmy Landis+Gyr, STMicroelectronics, Advanced Digital Design, ERDF - Electricite Reseau Distribution France, i in. [7]. Warstwa fizyczna PLC opracowana w ramach PRIME wykorzystuje wielotonową ortogonalną modulację częstotliwości OFDM oraz wielowartościową modulację fazy:

- ▶ BPSK (Binary Phase Shift Keying - dwuwartościowa modulacja fazy),
- ▶ QPSK (Quadrature PSK - czterowartościowa PSK),
- ▶ 8PSK (ośmiowartościowa PSK).

Transmisja danych przy wykorzystaniu tej modulacji może być przeprowadzana przy użyciu nadmiarowego kodowania splotowego zwiększającego odporność transmisji na błędy w kanale. Powoduje to w efekcie obniżenie efektywnej szybkości transmisji, co pokazuje Tabela 5.5 [7].

Tabela 5.5 Szybkość transmisji w [kb/s] w zależności od sposobu modulacji i kodowania

	BPSK	QPSK	8PSK
<b>kodowanie</b>	21,4	42,9	64,3
<b>brak kodowania</b>	42,9	85,7	128,6

Szczególnie istotną informacją, wynikającą z zamieszczonej tabeli jest to, że w najbliższej przyszłości należy oczekiwać sprawdzonych i gotowych do stosowania na szeroką skalę rozwiązań technicznych PLC gwarantujących znacznie wyższe szybkości transmisji od szybkości transmisji uzyskiwanych przez obecnie oferowane rozwiązania.

#### 5.5.1.2.2 Łączność radiowa krótkiego zasięgu w ogólnodostępnym paśmie ISM

Obok omówionej wcześniej techniki PLC wykorzystywanej do komunikacji z licznikami w systemach AMI, innym możliwym rozwiązaniem do wykorzystania w szerokim zakresie jest zastosowanie łączności radiowej krótkiego zasięgu opartej na urządzeniach pracujących w pasmach ogólnodostępnych ISM (Industry, Science, Medicine). W Polsce, a także w innych krajach europejskich, dostępne są pasma 433 MHz, 868 MHz i 2.4 GHz. W Polsce pasmo

433 MHz jest wykorzystywane przez krótkofalowców i w związku z tym nie jest zalecane do wykorzystywania w systemach AMI. Radiowe sieci łączności z licznikami mogą mieć w ogólności konfigurację

- ▶ gwiazdy (star), gdzie węzłem centralnym jest koncentrator, połączony łączami radiowymi punkt-punkt z licznikami,
- ▶ drzewa (tree), gdzie korzeniem jest koncentrator, a w gałęziach opartych na łączach radiowych występują węzły regeneracji sygnału radiowego, zwiększające zasięg koncentratora w odniesieniu do liczników,
- ▶ oczkową (mesh radio), gdzie pomiędzy koncentratorem a licznikiem, na poziomie warstwy fizycznej (czyli na poziomie łączy radiowych) jest możliwe wyznaczenie więcej niż jednej trasy komunikacyjnej; możliwa jest także łączność radiowa pomiędzy koncentratorami.

Najczęściej konkretne rozwiązania sieci radiowych na poziomie dostępu do liczników mają charakter zamkniętych rozwiązań firmowych pracujących w pasmach 433 i 868 MHz. Dostępne jest także rozwiązanie jeszcze nie znormalizowane o charakterze otwartym o roboczej nazwie Wavenis (Wavenis Wireless Technology) opracowane początkowo przez firmę Coronis Systems, a następnie od 2008 roku rozwijane przez organizację The Wavenis Open Standard Alliance (the Wavenis OSA) zrzeszającą ponad dwudziestu członków [42],[43].

Rozwiązania sieci Wavenis dopuszczają wszystkie z wyżej wymienionych konfiguracji sieci dostępowych do liczników. Urządzenia nadawczo-odbiorcze węzłów sieci Wavenis zapewniają szybkość transmisji w zakresie od 4.8 do 100 kbit/s, przy czym typowa wartość wynosi 19.2 kbit/s. Firma Coronis podaje, że zasięg (w warunkach widoczności anten) urządzeń Wavenis jest rzędu 1 km dla nadajników o mocy 25 mW lub 4 km dla nadajników o mocy 500 mW. Specyfikacja profilu komunikacyjnego sieci Wavenis obejmuje trzy warstwy wielowarstwowej architektury komunikacyjnej: warstwę fizyczną, warstw łączy danych (z podwarstwami: MAC i LLC) oraz warstwę sieciową [44]. Warstwa sieciowa Wavenis oferuje styk API (Application Programming Interface) dla warstw wyższych architektury sieciowej. Rozwiązanie komunikacji z licznikami przy wykorzystaniu sieci radiowej Wavenis oferuje firma Elster (rozwiązanie systemu AMI tej firmy jest przedstawione w niniejszym studium).

Dostępne rozwiązania łączności radiowej oferują większe szybkości transmisji od oferowanych obecnie rozwiązań PLC. Również opóźnienia transmisji są znacząco niższe. Jednakże rozwiązania komunikacji radiowej z licznikami nie są planowane do masowego wdrażania w systemach AMI w Europie, gdzie panuje pogląd, że wykorzystanie sieci elektroenergetycznej w tym zakresie jest bardziej naturalnym i tańszym rozwiązaniem. Odwrotnie przedstawia się sytuacja w USA, gdzie w ogólności stosunek liczby obsługiwanych liczników do liczby wykorzystywanych transformatorów jest znacznie niższy niż w Europie, jak również uregulowania prawne w odniesieniu do wykorzystywania częstotliwości radiowych są mniej restrykcyjne [45].

#### 5.5.1.3 Warstwa aplikacji rozwiązań komunikacyjnych związanych z licznikiem w systemach AMI

Jedynym objętym normami protokołem warstwy aplikacji przeznaczonym do komunikacji systemów odczytowych z licznikami w systemach AMI (z uwzględnieniem komunikatów/zdarzeń wysyłanych spontanicznie) jest protokół DLMS (Device Language Message Specification). Protokół ten został stworzony do komunikacji z licznikami przy wykorzystaniu techniki łączności w oparciu o sieć elektroenergetyczną (stąd jego dawniejsza nazwa Distribution Line Message Specification). Obecnie protokół ten może być wykorzystywany do komunikacji z szerszą klasą urządzeń.

Protokół DLMS, wykorzystywany do komunikacji z licznikami inteligentnymi, jest przykładowo stosowany zgodnie ze specyfikacją COSEM lub normą IEC 62056-53 przez: firmy Elster, Itron,

Landis+Gyr. Firma ADAX umożliwia dostęp do dostarczanych przez tę firmę systemów odczytowych również przy wykorzystaniu protokołu DLMS. Również liczniki, np. typu NP71L.1, NP71U.5, NP71E.1 dostosowane są do wymiany danych zgodnie z DLMS. Protokół ten jest także stosowany w zakresie komunikacji z licznikami w zakrojonych na szeroką skalę (300 tys. liczników) instalacjach pilotażowych planowanych do wdrożenia we Francji.

Na uwagę zasługuje także protokół SML (Smart Message Language) opracowany ostatnio przy udziale firm RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall w ramach prowadzonego w Niemczech programu badawczo-rozwojowego. Protokół ten nie jest znormalizowany, lecz obecnie stanowi on rozwiązanie otwarte dostępne dla zainteresowanych. Zastosowaniem tego protokołu zajęły się m.in. firmy Landis+Gyr, Dr.Neuhaus/Sagem, Hager, EMH, Insys, Goerlitz, ITF-EDF Froeschl [38].

#### 5.5.1.3.1 Protokół DLMS/COSEM

Protokół DLMS jest zorientowany połączeniowo i pracuje w konfiguracji "klient-serwer". Połączeniowe zorientowanie protokołu oznacza, że wymiana informacji przy wykorzystaniu tego protokołu może nastąpić po nawiązaniu logicznego, dwukierunkowego połączenia pomiędzy komunikującymi się aplikacjami. Utworzenie takiego połączenia jest możliwe przy wykorzystaniu protokołu ACSE (Application Control Service Element) [12]. Jeżeli komunikacja dotyczy koncentratora i połączonego z nim licznika, rolę serwera pełni licznik, a rolę klienta pełni koncentrator. Jeżeli komunikacja dotyczy systemu odczytowego i koncentratora to rolę serwera pełni koncentrator, natomiast rolę klienta pełni system odczytowy (podobnie jest w przypadku, gdy systemem odczytowy komunikuje się bezpośrednio z licznikiem). Protokół DLMS jako protokół warstwy aplikacji może być stosowany w ramach różnorodnych profili (stosów) komunikacyjnych, w szczególności trójwarstwowych. W istocie jest on niezależny od konfiguracji tych profili, co wpływa na szeroki zakres jego zastosowań.

W początkowej fazie rozwoju protokół DLMS został objęty normą PN-EN 61334-4-42 [12]. Następnie został szczegółowo opisany i rozszerzony w raporcie COSEM (księga zielona) [1] i objęty nową normą PN-EN 62056-53 [4].

Istotą wykorzystywania protokołu DLMS jest przenoszenie danych i wykonywanie funkcji zorganizowanych w postaci tzw. modelu obiektowego COSEM (księga niebieska) [2]. W tym samym dokumencie został wprowadzony system kodowania obiektów modelu COSEM przy wykorzystaniu tzw. kodów OBIS (COSEM OBject Identification System). Koncepcja modelu danych COSEM została objęta normą PN-EN 62056-62 [31], natomiast systemowi kodowania OBIS jest poświęcona norma PN-EN 62056-61 [30].

Zgodnie z koncepcją modelu COSEM funkcjonalność licznika "widziana" z perspektywy koncentratora lub systemu odczytowego jest reprezentowana przez tzw. interfejsy COSEM. Każdy z interfejsów zawiera zdefiniowane dane w postaci atrybutów danych oraz funkcje, zwane metodami, które mogą na tych atrybutach operować. Interfejsy COSEM są w istocie wzorcami (klasami), w oparciu o które mogą być definiowane obiekty COSEM. Tak więc licznik jest reprezentowany przez zestaw obiektów COSEM, którym mogą być przypisywane, zgodnie ze ściśle określonymi regułami, identyfikujące je kody OBIS.

Protokół DLMS funkcjonujący w trybie "klient-serwer" na obiektach COSEM może dokonywać zapisu/odczytu (funkcje GET/SET) atrybutów obiektów lub wywoływać działanie określonych metod (funkcji) na atrybutach (funkcja ACTION). Niezależnie od trybu komunikacji "klient-serwer" jest możliwość spontanicznego wysyłania przez licznik komunikatów (zdarzeń) EventNotification. Zatem funkcje stawiane inteligentnemu licznikowi w systemie AMI mogą być realizowane przy zastosowaniu modelu COSEM i protokołu DLMS.



Bezpieczeństwo komunikacji z licznikiem może być zapewnione na dwóch poziomach:

- ▶ w trakcie nawiązywania połączenia z licznikiem (autoryzacja) przy wykorzystaniu wcześniej wspomnianego protokołu ACSE;
- ▶ w trakcie transmisji - przesyłane dane podlegają ochronie kryptograficznej przy wykorzystaniu algorytmu kryptograficznego AES (Advanced Encryption Standard) ze 128 bitowym kluczem symetrycznym (poufny klucz kryptograficzny znajduje się po obu komunikujących się stronach).

#### 5.5.1.3.2 SML

Protokół SML [38], podobnie jak wcześniej opisany protokół DLMS, jest protokołem warstwy aplikacji. Może on być stosowany w ramach wielowarstwowych profili (stosów) komunikacyjnych wykorzystujących standardowe rozwiązania w warstwie transportowej i sieciowej, jak np. stos TCP/IP. Możliwe jest także wykorzystanie niestandardowego protokołu warstwy transportowej, zdefiniowanego w ramach specyfikacji SML. W warstwie fizycznej mogą być stosowane różnorodne techniki komunikacyjne. Wpływa to na szeroki zakres zastosowań protokołu SML. W odróżnieniu od protokołu DLMS nie jest to protokół zorientowany połączeniowo, co oznacza, że wymiana danych pomiędzy komunikującymi się aplikacjami nie jest poprzedzana tworzeniem dwukierunkowego połączenia logicznego w warstwie aplikacji.

W odróżnieniu od rozwiązania DLMS/COSEM, twórcy protokołu SML nie zdefiniowali modelu danych, w odniesieniu, do którego protokół ten mógłby być stosowany. Zgodnie z SML przesyłane informacje tworzą jedną lub więcej niż jedną tzw. wiadomość (message). Przesyłane wiadomości dzielą się na wiadomości żądań (request message) i wiadomości odpowiedzi (response message). Przesyłana wiadomość specyfikuje zadanie i związane z nim atrybuty (dane). Poszczególne wiadomości są pakowane razem do wspólnego kontenera, jakim jest plik SML. Plik SML może przyjmować postać pliku binarnego lub znakowego (w tym ostatnim wypadku w formacie XML). Utworzony w liczniku plik SML, w zależności od konfiguracji systemu AML, może zostać przekazany do systemu odczytowego bezpośrednio lub za pośrednictwem koncentratora. Przed wysłaniem dane wprowadzane do pliku SML mogą być kompresowane strumieniowo ("w locie" - bez potrzeby zapewnienia dodatkowej pamięci buforowej potrzebnej w wielu innych zastosowaniach do dokonania kompresji danych). Do przekazywania plików SML może być wykorzystany, powszechnie stosowany w rozwiązaniach intranetowych, protokół FTP (File Transfer Protocol) [40]. Wykorzystanie protokołu FTP nie jest obowiązkowe. Zamiast tego protokołu można wykorzystywać inny protokół zdolny do transmisji plików, np., również szeroko rozpowszechniony, protokół HTTP (HyperText Transfer Protocol) [41]. W koncentratorze dane z różnych liczników mogą podlegać scaleniu (koncentracji) i kompresji. Wówczas po stronie odbiorczej (w systemie odczytowym) wymagana jest dekompresja i dekoncentracja odebranych danych.

Protokół SML umożliwia dwukierunkową komunikację inicjowaną z aplikacji komunikujących się urządzeń. Może to być na przykład odczyt danych pomiarowych wymuszony (inicjowany) przez koncentrator lub także transmisja danych inicjowana przez licznik do koncentratora (np. zdarzenie/komunikat o próbie włamania do licznika). W pierwszym wypadku, z perspektywy licznika, mówi się o komunikacji typu *pull*, a w drugim przypadku o komunikacji typu *push*.

Protokół SML jako protokół otwarty jest przewidziany do normalizacji. Proces normalizacyjny rozpoczął się w 2009 roku w ramach IEC, TC13, WG14.



## 5.5.2 Oszacowanie ruchu komunikacyjnego generowanego w ramach systemu AMI

### 5.5.2.1 Uwagi ogólne - założenia

Zgrubne oszacowanie natężenia ruchu komunikacyjnego w sieci łączności systemu AMI zostanie dokonane na:

- ▶ łączu dostępowym do pojedynczego licznika;
- ▶ łączu do koncentratora lub węzła komutacji (gdy stosowane jest rozwiązanie bez koncentratora).

Komunikacja systemu odczytowego z systemem zarządzania danymi MDM nie jest relacją krytyczną z uwagi na możliwość wykorzystania zaawansowanych i wydajnych technik komunikacyjnych w ramach sieci teleinformatycznej OSD.

Oszacowanie natężenia ruchu w wymienionych łączach będzie wykonane przy założeniu, że:

- ▶ podstawowym czynnikiem generującym ruch jest odczyt profili dobowych obciążenia, który powinien być dokonany w systemie AMI w godzinach nocnych od godziny 0 do godziny 5. Przyjmuje się, że z każdego licznika w tym czasie należy odczytać 24 wielkości pomiarowe - tzn. profil obciążenia dotyczy 60 minutowych rejestracji energii czynnej pobranej przez odbiorcę w przeciągu 24 godzin;
- ▶ do komunikacji z licznikiem i z koncentratorem jest wykorzystywany protokół DLMS a model danych jest zgodny ze specyfikacją COSEM;
- ▶ pojedynczy koncentrator obsługuje 100 liczników (założenie pesymistyczne);
- ▶ o godzinie 00 koncentratory rozpoczynają proces odczytu z dołączonych do nich liczników zarejestrowanych w tych licznikach profili obciążenia - dopuszczalny czas trwania odczytu 3 godziny;
- ▶ odczyt profili obciążenia z koncentratora przez system odczytowy rozpoczyna się po zakończeniu odczytu profili ze wszystkich liczników dołączonych do danego koncentratora - dopuszczalny czas trwania odczytu 2 godziny;
- ▶ komunikacja systemu odczytowego z koncentratorem odbywa się przy wykorzystaniu usługi GPRS (dostępnej w sieciach GSM), bezpołączeniowego protokołu warstwy transportowej UDP i protokołu warstwy aplikacji DLMS.

Istotne znaczenie dla szacunku ruchu ma zastosowany protokół komunikacyjny DLMS, a ściślej tzw. narzut administracyjny wprowadzany przez ten protokół oraz protokoły niższych warstw. Narzut ten został określony eksperymentalnie.

### 5.5.2.2 Określenie narzutu administracyjnego i wymaganej przepływności binarnej kanału związanego z odczytem dobowego profilu obciążenia z licznika przy zastosowaniu protokołu DLMS/COSEM

Ocena narzutu administracyjnego, tj. wyrażonego w procentach stosunku liczby bajtów nie obejmujących informacji użytecznej do łącznej liczby odczytanych bajtów, związanego z odczytem z licznika dobowego profilu obciążenia przy wykorzystaniu protokołu DLMS została dokonana eksperymentalnie w odniesieniu do licznika SL7000 (Actaris).

Dokonano odczytu zarejestrowanego profilu dobowego, przy czym narzut administracyjny obejmował:

- ▶ inicjację protokołu HDLC w warstwie łącza danych (oferującego usługi zastosowanemu protokołowi warstwy aplikacji DLMS),
- ▶ utworzenie asocjacji (dwukierunkowego połączenia logicznego z licznikiem w warstwie aplikacji),

- ▶ wykorzystanie protokołu DLMS w warstwie aplikacji,
- ▶ przesyłanie mnożników oraz kodów OBIS odczytywanych obiektów,
- ▶ likwidację utworzonej asocjacji po zakończeniu odczytu profilu obciążenia.

Przeprowadzony eksperyment wykazuje, że narzut administracyjny związany z transmisją danych użytecznych z licznika wynosi ok. 90%. Oznacza to, że do odczytu założonego profilu obciążenia ( $[24 \text{ liczby} \times 2 \text{ bajty}] + 12 \text{ bajtowy znacznik czasu} = 60 \text{ bajtów}$ ) potrzeba dodatkowo przesłać 540 bajtów związanych z organizacją przesłania informacji użytecznej. Zatem w celu odczytu 60 bajtów informacji użytecznej, z licznika należy przesłać łącznie 600 bajtów. Narzut administracyjny związany z wykorzystaniem protokołu HDLC w warstwie łącza danych oszacowano na 20%.

Przyjmując, że koncentrator powinien przez trzy godziny, tj. 10800 s (od godz. 00 do godz. 3.00) sekwencyjnie odczytać zarejestrowane profile obciążenia w 100 dołączonych do niego licznikach, oznacza to, że odczyt jednego profilu obciążenia powinien zostać dokonany w czasie nie przekraczającym 108 s. Wynikająca stąd, że minimalna przepływność binarna kanału licznik-koncentrator wynosi

$$(600 \times 8 \text{ bitów}) / 108 \text{ s} = 44 \text{ bit/s.}$$

W instalacjach obecnie oferowanych szybkość transmisji w tym kanale nie jest mniejsza niż 0.3 kbit/s (np. komunikacja PLC na jednej fazie sieci nn). Widać zatem, że nawet przy potrzebie siedmiokrotnego zwiększenia efektywnej prędkości transmisji, wynikającej z co najwyżej siedmiokrotnej potrzeby powtarzania (repetycji) przesyłanych informacji (z uwagi na ewentualną potrzebę uzyskania wymaganych zasięgów pomiędzy koncentratorami a licznikami), przy uczynionych założeniach wymagana przepływność związana z dobową obsługą licznika przez koncentrator (lub pośredniczący na trasie do systemu odczytowego węzeł komutacji) nie jest wysoka. Wynika stąd, że praktycznie każdy z oferowanych obecnie systemów AMI umożliwi odczyt 100 liczników w czasie nie przekraczającym trzy godziny.

#### 5.5.2.3 Określenie wymaganej przepływności binarnej kanału pomiędzy systemem odczytowym a koncentratorami przy zastosowaniu protokołu DLMS/COSEM

Zgodnie z przyjętymi wcześniej założeniami system odczytowy powinien, przy wykorzystaniu usługi GPRS, dokonać odczytu danych o profilach obciążenia zebranych wcześniej przez koncentrator ze 100 liczników w systemie AMI. Przyjmuje się, że wykorzystywany w tym celu stos komunikacyjny obejmuje protokół IP zagwarantowany przez usługę GPRS, a także protokół warstwy transportowej UDP oraz protokół warstwy aplikacji DLMS. Odczyt wszystkich danych dotyczących profili obciążenia zgromadzonych w koncentratorze powinien zostać dokonany w czasie nie przekraczającym dwóch godzin, tj. 7200 s (od godz. 3.00 do 5.00).

W celu oszacowania liczby bajtów danych, które są niezbędne do przesłania z koncentratora w założonym czasie należy otrzymane wcześniej dane szacunkowe:

- ▶ zredukować o narzut administracyjny związany z zastosowaniem protokołu HDLC (gdyż nie jest on wykorzystywana w kanale koncentrator-system odczytowy);
- ▶ zwiększyć o narzut administracyjny związany z zastosowaniem protokołów IP oraz UDP.

W odniesieniu do danych związanych z jednym licznikiem należy zredukować wcześniej przyjętą liczbę bajtów (tj. 600) o 20%, a następnie przyjmując założenie upraszczające, że dane z każdego licznika zostaną przesłane w ramach pojedynczej ramki IP i pojedynczej ramki UDP, uwzględnić łączny narzut administracyjny związany z obydwojema wymienionymi protokołami o 28 bajtów. W efekcie liczba bajtów niezbędnych do przesłania związanych z jednym licznikiem wynosi  $(600 \cdot 0.8) + 28 = 480 + 28 = 520$ . Wynikająca stąd, że minimalna przepływność binarna kanału koncentrator-system odczytowy wynosi

$$(520 \times 8 \text{ bitów}) \times 100 \text{ liczników} / 7200 \text{ s} = 58 \text{ bit/s.}$$

W praktyce przepływność binarna kanału komunikacyjnego utworzonego przy wykorzystaniu usługi GPRS wynosi co najmniej kilka kbit/s. Zestawienie wymaganych przepływności z przepływnością oferowaną przez usługę GPRS pozwala na stwierdzenie, że odczyt danych z koncentratora w czasie przyjętych dwóch godzin jest możliwy z dużym marginesem bezpieczeństwa.

#### **5.6 Analiza przydatności i rekomendacje wykorzystania infrastruktury systemów inteligentnego pomiaru do sterowania siecią (smart grid)**

1. Infrastruktura inteligentnego systemu pomiaru energii, zwłaszcza w swej warstwie pomiarowej (inteligentne liczniki energii i koncentratory) może być w przyszłości wykorzystana jako element sieci inteligentnej – smart grid. Podstawową cechą funkcjonalną liczników umożliwiającą ich wykorzystanie w ramach sieci inteligentnej jest wyposażenie liczników w interfejs do sieci domowej HAN.
2. Do rozwiązania w ramach projektu struktury systemu AMI w OSD jak również w ramach założeń dla inteligentnej sieci jest problem dostępu do danych pomiarowych możliwych do pozyskania z licznika przez systemy sterowania siecią inteligentną. Zakładając lokalizację systemu sterowania siecią inteligentną w węzłach sieci średniego napięcia tj w punktach transformacji sieci 110kV/SN w GPZ należy tak zaprojektować rozwiązania AMI aby była możliwość dostępu do liczników (dwukierunkowej wymiany danych) z poziomu GPZ.

## 6 WYBRANE ASPEKTY PRAWNE DOTYCZĄCE WDROŻENIA AMI

### 6.1 Przepisy określające wymóg wprowadzenia AMI

Podstawowa regulacja odnośnie AMI znajduje się w Dyrektywie 2009/72/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE (Dz. Urz. UE L 211, s. 55 z dnia 14 sierpnia 2009 r. - dalej „Dyrektywa 2009/72/WE”) oraz w Dyrektywie 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. o efektywności końcowej wykorzystania energii i usługach energetycznych, zastępującej dyrektywę Rady 93/76/EWG (Dz. Urz. UE L 114, s. 64 z dnia 27 kwietnia 2006 r. - dalej „Dyrektywa 2006/32/WE”). Dodatkowo, wytyczne w sprawie wdrożenia AMI wynikają z Polityki energetycznej Polski do 2030 roku (załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów z dnia 10 listopada 2009 r., M.P. 2010 r. Nr 2 poz. 11 z dnia 14 stycznia 2010 r. – dalej „Polityka energetyczna”).

#### 6.1.1 Wymogi wynikające z Dyrektywy 2009/72/WE

Zgodnie z art. 3 ust. 11 Dyrektywy 2009/72/WE, Państwa Członkowskie w celu promowania efektywności energetycznej, zalecają przedsiębiorstwom energetycznym optymalizację wykorzystania energii elektrycznej, w szczególności poprzez dostarczanie usług w zakresie zarządzania energią, rozwój innowacyjnych formuł cenowych lub wprowadzenie, w stosownych przypadkach, inteligentnych systemów pomiarowych lub inteligentnych sieci.

Zgodnie z art. 41 Dyrektywy 2009/72/WE, w celu ułatwienia powstania właściwie funkcjonujących i przejrzystych rynków detalicznych we Wspólnocie, Państwa Członkowskie zobowiązane są zapewnić w szczególności, aby funkcje i zakres odpowiedzialności operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych, przedsiębiorstw dostarczających energię elektryczną i odbiorców oraz, w razie konieczności, innych uczestników rynku, zostały wyraźnie określone w odniesieniu do umów, zobowiązań względem odbiorców, zasad wymiany danych i rozliczeń, własności danych i odpowiedzialności za dokonywanie pomiarów zużycia.

Ponadto, Załącznik I do Dyrektywy 2009/72/WE wprowadza wymóg zapewnienia konsumentowi dostępu do jego danych dotyczących zużycia oraz możliwości, za wyraźną zgodą i nieodpłatnie, udzielenia dostępu do jego danych pomiarowych każdemu zarejestrowanemu przedsiębiorstwu dostarczającemu energię elektryczną. Strona odpowiedzialna za zarządzanie danymi będzie miała obowiązek przekazania takich danych uprawnionym podmiotom. Państwa Członkowskie obowiązane będą określić format danych oraz procedurę udostępniania ich dostawcom i konsumentom. Konsumenta ani dostawcy nie można obciążać żadnymi dodatkowymi kosztami usługi związanej z udostępnianiem danych pomiarowych. Natomiast naszym zdaniem, nie wyklucza to możliwości stosowania innych opłat za usługi niż opłaty za udostępnianie danych, w związku z wdrożeniem AMI.

Zgodnie z postanowieniami Załącznika I do Dyrektywy 2009/72/WE, Państwa Członkowskie powinny zapewnić wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych, które pozwolą na aktywne uczestnictwo konsumentów w rynku dostaw energii elektrycznej. Każde Państwo Członkowskie obowiązane jest przeprowadzić do 3 września 2012 r. ekonomiczną ocenę wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub ocenę, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.

Dyrektywa 2009/72/WE nakazuje oparcie decyzji dotyczącej wprowadzenia inteligentnych systemów pomiarowych na ocenie gospodarczej. Jeśli ocena ta wykaże, że wprowadzenie inteligentnych systemów pomiarowych jest racjonalne z gospodarczego punktu widzenia i opłacalne tylko dla konsumentów o określonym poziomie zużycia energii elektrycznej, Państwa Członkowskie muszą mieć możliwość uwzględnienia tej oceny przy wdrażaniu inteligentnych systemów pomiarowych. Uwzględniając wyniki tych ocen Państwa Członkowskie powinny doprowadzić do opracowania harmonogramu wdrażania inteligentnych systemów

pomiarowych, wyznaczając termin docelowy nie dłuższy niż 10 lat. W przypadku, gdy rozpowszechnianie inteligentnych liczników zostanie ocenione pozytywnie, w inteligentne systemy pomiarowe wyposaża się do 2020 r. przynajmniej 80 % konsumentów. Państwa Członkowskie lub wyznaczony przez nie właściwy organ powinny zapewnić interoperacyjność tych systemów pomiarowych na swym terytorium i uwzględnić stosowanie odpowiednich standardów i najlepszych praktyk oraz znaczenie rozwoju rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

Ponadto, zgodnie z art. 37 ust. 8 Dyrektywy 2009/72/WE organ regulacyjny powinien zapewnić przy ustalaniu lub zatwierdzaniu taryf lub metod i usług bilansowania systemu, aby operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych otrzymali stosowne zachęty — zarówno krótko, jak i długoterminowe — do zwiększania wydajności, zwiększania integracji rynku i bezpieczeństwa dostaw oraz do wspierania odnośnej działalności badawczej.

### **6.1.2 Wymogi określone w Dyrektywie 2006/32/WE**

Dyrektywa 2006/32/WE zawiera przepisy regulujące obowiązek stosowania efektywnych energetycznie instrumentów regulacyjnych, przypadki stosowania pomocy publicznej oraz opomiarowania energii elektrycznej i przedstawiania informacji bilingowych. Zasadnicze znaczenie dla AMI ma art. 13 Dyrektywy 2006/32/WE.

Zgodnie z art. 13 ust. 1 Dyrektywy 2006/32/WE Państwo Członkowskie powinno umożliwić odbiorcom końcowym nabycie, po konkurencyjnych cenach, indywidualnych liczników, które precyzyjnie określałyby czas i wielkość konsumpcji, przez wprowadzenie odpowiednich regulacji prawnych. Indywidualne liczniki powinny zostać wprowadzone, jeśli jest to technicznie możliwe, efektywne kosztowo i proporcjonalnie do osiąganych celów w zakresie zwiększania efektywności energetycznej. Liczniki starego typu powinny zostać wymienione na konkurencyjnych warunkach cenowych, na inteligentne liczniki, o ile będzie to opłacalne pod względem finansowym i nie przekroczy możliwości technicznych. Podłączanie nowych liczników w nowych budynkach lub przy wykonaniu ważniejszych renowacji budynków powinno łączyć się zawsze z możliwością nabycia indywidualnych liczników po konkurencyjnych cenach.

Art. 13 ust. 2 Dyrektywy 2006/32/WE nakłada również wymóg, aby rachunki za energię elektryczną w jasny i zrozumiały sposób przedstawiały rzeczywiste zużycie energii przez konsumentów, co ma umożliwić konsumentom rzeczywistą kontrolę nad zużyciem energii. Odbiorcom końcowym wraz z rachunkiem udostępnić należy odpowiednie informacje pozwalające na całościowe zapoznanie się z bieżącymi kosztami energii. Dyrektywa 2006/32/WE nakazuje zastosowanie w tym zakresie takich regulacji, które umożliwią skuteczne odpowiadanie na bodźce rynkowe i odpowiednie dostosowanie ilości konsumowanej energii. Przepisy Dyrektywy 2006/32/WE nie nakładają więc na ustawodawcę krajowego obowiązku stosowania konkretnego typu AMI. Należy także aktywnie zachęcać konsumentów do regularnych kontroli odczytów licznika.

Dodatkowo, Państwa Członkowskie powinny zapewnić, aby w odpowiednich przypadkach rachunki wystawiane przez dystrybutorów energii, operatorów systemu dystrybucji i przedsiębiorstwa prowadzące detaliczną sprzedaż energii opierały się na rzeczywistym zużyciu energii i były sformułowane w sposób jasny i zrozumiały. Odbiorcom końcowym wraz z rachunkiem powinny być udostępniane odpowiednie informacje pozwalające na całościowe zapoznanie z bieżącymi kosztami energii. Rachunek na podstawie rzeczywistego zużycia energii powinien być wystawiany na tyle często, by umożliwić odbiorcy regulowanie swojego zużycia energii.

Istotne jest także, że Państwa Członkowskie zostały zobligowane do usunięcia wszelkich zachęt zawartych w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych, które niepotrzebnie zwiększają ilość przesyłanej lub dystrybuowanej energii.

Dyrektywa umożliwia także włączenie do taryf elementów socjalnych, o ile ewentualny negatywny wpływ takich mechanizmów na system przesyłu i dystrybucji energii spowodowany



zostanie do niezbędnego minimum i będzie proporcjonalny do osiąganego celu socjalnego. Ponadto, art. 10 Dyrektywy 2006/32/WE umożliwi stosowanie pomocy publicznej w celu zwiększenia świadomości konsumentów w sprawie racjonalnego zużycia energii. Dzięki AMI konsumenci będą mieli rzeczywisty wpływ na bieżącą konsumpcję energii, a w konsekwencji wysokość płaconego rachunku przez odbiorcę będzie ściśle skorelowana z wielkością zużycia energii elektrycznej, a tym samym będzie to bodziec do bardziej świadomego zużycia energii. Możliwe jest również nałożenie na przedsiębiorstwa energetyczne działające w sektorach energii elektrycznej obowiązku świadczenia tzw. usług użyteczności publicznej (public service obligation) w zakresie efektywności energetycznej. W Załączniku III Dyrektywy 2006/32/WE inteligentne systemy pomiarowe, takie jak indywidualne urządzenia pomiarowe wyposażone w zdalne sterowanie i rachunki zawierające zrozumiałe informacje, kwalifikuje się jako typowe, przykładowe wielosektorowe środki poprawy efektywności.

Dyrektywa 2006/32/WE powinna zostać implementowana do 17 maja 2008 r. Polska uchybiła jednak temu obowiązkowi, a Komisja przesłała zarzuty formalne, co jest pierwszym krokiem do nałożenia na Polskę kary za opóźnienie w implementacji. Obecnie w Ministerstwie Gospodarki trwają prace nad projektem ustawy o efektywności energetycznej (dalej „Projekt ustawy o efektywności”) wdrażającej Dyrektywę 2006/32/WE. Celem Projektu ustawy o efektywności jest stworzenie ram prawnych dla działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej gospodarki. Działania te mają objąć czynności prowadzące do uzyskania wymiernej oszczędności energii określonej przez Dyrektywę 2006/32/WE. Działania te powinny polegać na: zwiększeniu oszczędności energii przez odbiorców końcowych, zwiększeniu oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych oraz zmniejszeniu strat energii elektrycznej w przesyłce i dystrybucji.

Projekt ustawy o efektywności nie odnosi się do instalacji inteligentnych urządzeń pomiarowych - w treści projektu brak jest w szczególności przepisów wprowadzających rozwiązania przewidziane w Załączniku III Dyrektywy 2006/32/WE (przepisy dotyczące inteligentnego opomiarowania).

Na uwagę zasługuje jednak przepis art. 3 Projektu ustawy o efektywności, zgodnie, z którym Minister właściwy do spraw gospodarki zobowiązany będzie do opracowania, co 3 lata, krajowego planu działań dotyczącego efektywności energetycznej, podlegającego zatwierdzeniu przez Radę Ministrów. Plan ten ma zawierać między innymi opis planowanych programów określających działania mające na celu poprawę efektywności energetycznej oraz przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej w poszczególnych sektorach gospodarki. Wspomniany krajowy plan działań dotyczący efektywności energetycznej może uwzględniać działania w postaci instalacji inteligentnych urządzeń pomiarowych - jako działań służących poprawie efektywności energetycznej, aczkolwiek to, czy AMI zostanie uwzględniony w krajowym planie działań nie jest zagwarantowane przepisami ustawy.

### 6.1.3 Wytyczne Komisji

Wytyczne Komisji Unii Europejskiej z dnia 22 stycznia 2010 roku do Dyrektywy 2009/72/WE (dalej „Wytyczne Komisji”) doprecyzowują treść Dyrektywy 2009/72/WE i odnoszą się między innymi do takich kwestii jak: definicja AMI, własność inteligentnego licznika, przykładowy katalog korzyści, który powinien być uwzględniony przy ocenie, o której mowa w Dyrektywie 2009/72/WE, częstotliwość odczytu danych pomiarowych itp.

Wytyczne Komisji wprowadzają definicję inteligentnego licznika, choć definicja ta nie ma charakteru definicji legalnej. Zgodnie z Wytycznymi Komisji inteligentny system pomiaru (smart metering) to urządzenie elektroniczne, które mierzy zużycie energii, przekazując więcej informacji niż tradycyjne liczniki oraz może przesyłać dane drogą elektroniczną. Kluczową cechą inteligentnych liczników jest zdolność do zapewnienia dwukierunkowej komunikacji między konsumentem, a dostawcą/operatorem. AMI powinien także upowszechniać efektywność energetyczną w gospodarstwach domowych.

Zgodnie z Wytycznymi Komisji, przy analizie ekonomicznej przeprowadzanej w trybie Dyrektywy 2009/72/WE, Państwa Członkowskie powinny uwzględnić w szczególności następujące korzyści dla konsumentów:

- ▶ wzrost konkurencji na rynku sprzedaży detalicznej energii elektrycznej;
- ▶ wzrost efektywności energetycznej i możliwości w zakresie oszczędności energii;
- ▶ niższe rachunki ze względu na lepsze dopasowanie oferty do potrzeb klientów;
- ▶ nowe usługi dla konsumentów, w tym tzw. "wrażliwych konsumentów";
- ▶ zwiększona innowacyjność taryf, w tym wdrożenie taryf godzinowych (time-of-use / TOU);
- ▶ dokładność rozliczeń;
- ▶ zmniejszenie kosztów i zwiększenie wygody dla usługi pre-paid;
- ▶ mniejsze zanieczyszczenie środowiska naturalnego ze względu na ograniczenie emisji dwutlenku węgla oraz
- ▶ stworzenie możliwości dla efektywnego funkcjonowania mikrogeneracji (w tym energetyki odnawialnej) w systemie elektroenergetycznym.

W kontekście korzyści dla spółek energetycznych Wytyczne Komisji wspominają o obniżeniu kosztów zarządzania w zakresie fizycznego odczytywania danych pomiarowych z liczników oraz znacznym obniżeniu kosztów obsługi zadłużenia, efektywniejszej eksploatacji i zarządzania siecią, a także zmniejszeniu przypadków nielegalnego poboru energii.

Co istotne, Wytyczne Komisji wprowadzają sankcje, iż w przypadku braku przeprowadzenia ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści przez Państwa Członkowskie, państwo uchybiające takiemu obowiązkowi obowiązkowo będzie wyposażać w inteligentne liczniki przynajmniej 80% wszystkich konsumentów do 2020 roku. Tego typu sankcja nie wynika jednoznacznie z przepisów Dyrektywy 2009/72/WE.

Dodatkowo, podczas przeprowadzania oceny ekonomicznej, Państwa Członkowskie powinny odnieść się także do wyników programów pilotażowych, w ramach których zostały już wdrożone inteligentne liczniki.

W odniesieniu do częstotliwości odczytu danych pomiarowych z licznika, należy zauważyć, że konsumenci powinni być właściwie informowani o rzeczywistym zużyciu energii i kosztach tego zużycia na tyle często, aby mogli regulować własne zużycie energii.

Z Wytycznych Komisji wynika także, że wprowadzenie AMI stanowi etap poprzedzający wprowadzenie inteligentnych sieci (smart grid).

#### 6.1.4 Polityka energetyczna

Problematyka wdrożenia AMI pojawia się także w Polityce energetycznej. W ramach działań na rzecz poprawy efektywności energetycznej przewiduje się m.in. zastosowanie technik zarządzania popytem (Demand Side Management), poprzez m.in. różnicowanie dobowe stawek opłat dystrybucyjnych oraz cen energii elektrycznej w oparciu o ceny referencyjne będące wynikiem wprowadzenia rynku dnia bieżącego oraz **przekazanie sygnałów cenowych odbiorcom za pomocą zdalnej dwustronnej komunikacji z licznikami elektronicznymi**. Załącznik nr 3 do Polityki energetycznej – Program Działań Wykonawczych na lata 2009 – 2012 (dalej „Program działań”) przewiduje w tym zakresie Działanie 1.9, które ma zostać zrealizowane m.in. poprzez stopniowe wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii – od 2011 r.

Dodatkowo, w działaniach na rzecz rozwoju rynków konkurencyjnych przewiduje się ułatwienie zmiany sprzedawcy energii, m.in. poprzez wprowadzenie ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu elektronicznych liczników energii

elektrycznej. W ramach dedykowanego temu zagadnieniu Działania 5.2 określonego w Programie działań, powinno nastąpić m.in.:

- ▶ upowszechnienie stosowania elektronicznych liczników energii elektrycznej, z wprowadzeniem ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu tych liczników – 2012 r.;
- ▶ wprowadzenie zasady, że operator sieci jest właścicielem liczników dla wszystkich odbiorców – od 2011 r.

Rozwiązanie tej ostatniej kwestii może rodzić szereg problemów prawnych, zwłaszcza w warunkach, kiedy to właścicielami liczników pozostają obecnie zarówno operatorzy, jak i odbiorcy energii.

## 6.2 Przepisy metrologiczne

Wymagania, które powinny spełniać urządzenia i systemy z funkcjami pomiarowymi, w tym liczniki energii elektrycznej regulują następujące akty prawne:

- ▶ Dyrektywa 2004/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. w sprawie przyrządów pomiarowych (Dz. Urz. UE L z dnia 30 kwietnia 2004 r. - dalej „Dyrektywa 2004/22/WE”);
- ▶ Ustawa z dnia 30 sierpnia 2002 r. o systemie oceny zgodności (Dz. U. 2004r. Nr 204 poz. 2087 z późn. zm. - dalej „Ustawa o ocenie zgodności”);
- ▶ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 grudnia 2006 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (Dz. U. 2007 r. Nr 3 poz. 27 z dnia 10 stycznia 2007 r. - dalej „Rozporządzenie pomiarowe”);
- ▶ Ustawa z dnia 11 maja 2001 r. Prawo o miarach (Dz. U. 2004 r. Nr 243 poz. 2441 z późn. zm. - dalej „Prawo o miarach”);
- ▶ Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 7 stycznia 2008 r. w sprawie wymagań, którym powinny odpowiadać liczniki energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego oraz szczegółowego zakresu sprawdzeń wykonywanych podczas prawnej kontroli metrologicznej tych przyrządów pomiarowych (Dz. U. 2008 r. Nr 11 poz. 63 z dnia 23 stycznia 2008 r. - dalej „Rozporządzenie w sprawie liczników energii”).

Jak rozumiemy, liczniki wykorzystywane do wdrożenia AMI będą dostarczane przez zewnętrznych dostawców. W zależności od tego, w jakim okresie czasu liczniki energii elektrycznej zostaną wprowadzone do obrotu lub oddane do użytkowania, przepisy metrologiczne wprowadzają różne wymagania w stosunku do takich urządzeń.

W związku z powyższymi wymaganiami dotyczące liczników należy podzielić na trzy kategorie, dotyczące odpowiednio:

- ▶ liczników energii elektrycznej wprowadzonych do obrotu lub użytkowania przed dniem 7 stycznia 2007 roku;
- ▶ liczników energii elektrycznej wprowadzonych do obrotu lub użytkowania w okresie przejściowym od 7 stycznia 2007 roku do 30 października 2016 roku;
- ▶ liczników energii elektrycznej wprowadzonych do obrotu lub użytkowania po 30 października 2016 roku.

### **6.2.1 Liczniki wprowadzone do obrotu lub użytkowania przed dniem 7 stycznia 2007 roku**

Liczniki energii elektrycznej wprowadzone do obrotu lub użytkowania przed dniem 7 stycznia 2007 roku muszą posiadać decyzję o zatwierdzeniu typu oraz świadectwo legalizacji pierwotnej lub decyzję o zatwierdzeniu typu oraz świadectwo legalizacji ponownej.

Decyzja o zatwierdzeniu typu licznika energii elektrycznej wydawana była, gdy liczniki elektryczne spełniały wymagania techniczne i metrologiczne. Podczas okresu ważności takiej decyzji, a przed wprowadzeniem do obrotu lub oddaniem do użytkowania, konieczne było uzyskanie świadectwa legalizacji pierwotnej. Po upływie okresu ważności legalizacji pierwotnej liczniki energii elektrycznej musiały uzyskać świadectwo legalizacji ponownej. Legalizacja ponowna liczników energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego przeznaczonych do stosowania w gospodarstwach domowych, w usługach handlu oraz w przemyśle drobnym:

- ▶ indukcyjnych bezpośrednich o mocy nominalnej nie większej niż 30 kW - udzielana była na 15 lat, a pierwsza legalizacja ponowna była przeprowadzana po upływie 15 lat od dokonania legalizacji pierwotnej;
- ▶ przekładnikowe, statyczne oraz inne o mocy nominalnej większej niż 30 kW - udzielana była na 8 lat, a pierwsza legalizacja ponowna przeprowadzana była po upływie 8 lat od dokonania legalizacji pierwotnej.

### **6.2.2 Liczniki wprowadzone do obrotu lub użytkowania w okresie przejściowym od 7 stycznia 2007 roku do 30 października 2016 roku.**

Przepisy Dyrektywy 2004/22/WE umożliwiają Państwom Członkowskim wprowadzenie okresu przejściowego, to jest od 30 października 2006 roku do 30 października 2016 roku, podczas którego obowiązują jednocześnie stare i nowe zasady. Polska zdecydowała się na wprowadzenie takiego okresu przejściowego.

Liczniki energii elektrycznej wprowadzone do obrotu lub użytkowania w okresie przejściowym od 7 stycznia 2007 roku do 30 października 2016 roku muszą posiadać:

- ▶ decyzję o zatwierdzeniu typu oraz świadectwo legalizacji pierwotnej, które jest wydawane tylko do 30 października 2016 roku lub
- ▶ deklarację zgodności uzyskaną w ramach procedury certyfikacji MID (informującą, iż liczniki energii elektrycznej czynnej zostały poddane ocenie zgodności z zasadniczymi wymaganiami) lub
- ▶ deklarację zgodności oraz świadectwo legalizacji ponownej.

Legalizacja pierwotna liczników energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego, klasy dokładności 0,2; 0,5; 1 i 2 :

- ▶ indukcyjnych o mocy nominalnej nie większej niż 30 kW - udzielana jest na 15 lat;
- ▶ przekładnikowych, statycznych oraz innych o mocy nominalnej większej niż 30 kW - udzielana jest na 8 lat.

Legalizacja ponowna liczników energii elektrycznej czynnej prądu przemiennego przeznaczonych do stosowania w gospodarstwach domowych, w usługach handlu oraz w przemyśle drobnym:

- ▶ indukcyjnych bezpośrednich o mocy nominalnej nie większej niż 30 kW - udzielana jest na 15 lat, a pierwsza legalizacja ponowna jest przeprowadzana po upływie 15 lat od dokonania oceny zgodności;
- ▶ pozostałych - udzielana jest na 8 lat, a pierwsza legalizacja ponowna przeprowadzana jest po upływie 8 lat od dokonania oceny zgodności.



### 6.2.3 Liczniki wprowadzone do obrotu lub użytkowania po 30 października 2016 roku

Po zakończeniu okresu przejściowego liczniki energii elektrycznej czynnej będą musiały posiadać deklarację zgodności (informującą, iż liczniki energii elektrycznej czynnej zostały poddane ocenie zgodności z zasadniczymi wymaganiami) lub deklarację zgodności oraz świadectwo legalizacji ponownej.

Warto zwrócić uwagę, że w obecnym stanie prawnym szczególnym wymogom metrologicznym nie są poddane liczniki energii biernej. Zgodnie z założeniami przyjętymi w niniejszym projekcie, liczniki inteligentne będą posiadały funkcjonalność umożliwiającą pomiar energii biernej, a w konsekwencji rozważa się pobieranie od odbiorców opłat z tytułu poboru energii biernej. W tym stanie rzeczy należałoby postulować objęcie regulacją przynajmniej minimalnych standardów technicznych takiej funkcjonalności licznika w Rozporządzeniu systemowym. Można także rozważyć wprowadzenie zmian do przepisów metrologicznych. W tym kontekście należy jednak pamiętać, że ograniczenie się wyłącznie do zmiany przepisów krajowych może potencjalnie skutkować zarzutem naruszenia unijnej zasady swobody przepływu towarów (liczników) poprzez wprowadzenie w obrębie Wspólnoty niejednorodnych, obostrzonych warunków certyfikacji w zakresie liczników inteligentnych.

Przygotowując niniejsze opracowanie przyjęliśmy założenie, że prawna analiza kwestii związanych z ewentualnym przedłużeniem okresu legalizacji obecnie używanych liczników w celu ograniczenia kosztów osieroconych z tego tytułu zostały objęte odrębną analizą w ramach projektu PSE Operator.

### 6.3 Regulacje dotyczące urządzeń pomiarowych w branży energetycznej

Podstawowa regulacja dotycząca liczników energii elektrycznej znajduje się w przepisach:

- ▶ Ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. 2006 r. Nr 89 poz. 625 z dnia 16 maja 2006 roku z późn. zm. - dalej „Prawo energetyczne”),
- ▶ Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. 2007 r. Nr 93 poz. 623 z dnia 29 maja 2007 r. z późn. zm.- dalej „Rozporządzenie systemowe”),
- ▶ Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. 2007 r. Nr 128 poz.895 z dnia 18 lipca 2007 r. z późn. zm. – dalej „Rozporządzenie taryfowe”), oraz
- ▶ Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz. U. 2000 r. Nr 75 poz. 866 z dnia 11 sierpnia 2000 r. - dalej „Rozporządzenie w sprawie kontroli”).

#### 6.3.1 Prawo energetyczne

W obecnym stanie prawnym przepisy Prawa energetycznego przesadzają, że budowa, utrzymywanie i eksploatacja urządzeń pomiarowych oraz pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie, udostępnianie i zarządzanie danymi pomiarowymi należy do operatorów systemów dystrybucyjnych. OSD odpowiedzialne są także za opracowanie, aktualizację i udostępnianie standardowych profili zużycia oraz udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej. Wdrożenie AML będzie wymagało uzupełnienia obecnej regulacji m.in. o postanowienia dotyczące wymiany liczników na liczniki inteligentne, harmonogram wdrożenia AML, zapewnienia dostępu do nieruchomości w związku z wymiana liczników, wprowadzenie obowiązku budowy przez OSD infrastruktury umożliwiającej działanie liczników inteligentnych oraz rozszerzenia systemu sankcji za uchybienie tym obowiązkom. W przypadku powołania CRD zmianie będzie musiała ulec także m.in. regulacja dotycząca pozyskiwania, przechowywania, przetwarzania, udostępniania i zarządzania danymi pomiarowymi, a także kompetencje Prezesa URE dotyczące wykonywania nadzoru regulacyjnego nad CRD.



Przepisy ustawy odnoszą się do urządzeń pomiarowych także przy definiowaniu pojęć nielegalnego pobierania energii i standardowego profilu zużycia. Standardowe profile zużycia odnoszą się obecnie wyłącznie do odbiorców końcowych nieposiadających urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych umożliwiających rejestrację danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby. Jak rozumiemy, wdrożenie AMI docelowo wyeliminuje potrzebę opracowywania standardowych profili zużycia w odniesieniu do odbiorców, którym zainstalowano inteligentne liczniki i wymusi zmianę legislacji w tym zakresie (w okresie przejściowym konieczne będzie jednak utrzymanie regulacji przejściowych opartych na obecnym wzorcu i ewentualnie uzupełnionych o metodologię ustalania standardowych profili w oparciu o doświadczenia wynikające z zastosowania AMI).

Zgodnie z art. 7 Prawa energetycznego, koniecznym elementem umowy o przyłączenie do sieci jest m.in. określenie wymagań dotyczących lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów. Przyłączany podmiot jest obowiązany umożliwić przedsiębiorstwu sieciowemu w obrębie swojej nieruchomości budowę i rozbudowę sieci w zakresie niezbędnym do realizacji przyłączenia oraz udostępnić pomieszczenia lub miejsca na zainstalowanie układów pomiarowych, na warunkach określonych w umowie o świadczenie usługi przyłączenia do sieci. Przyłączane do sieci urządzenia, instalacje i sieci podmiotów ubiegających się o przyłączenie muszą spełniać wymagania techniczne i eksploatacyjne zapewniające m.in. możliwość dokonywania pomiarów wielkości i parametrów niezbędnych do prowadzenia ruchu sieci oraz rozliczeń za pobrane paliwa lub energię.

Zgodnie z art. 6a Prawa energetycznego, w przypadkach, gdy odbiorca użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego możliwe jest zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego służącego do rozliczeń za dostarczaną energię. Koszty zainstalowania takiego układu ponosi przedsiębiorstwo energetyczne. W razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie takiego układu pomiarowo-rozliczeniowego przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży energii. W tym kontekście warto zwrócić uwagę, że Dyrektywa 2009/72/WE wyraźnie dopuszcza możliwość dalszego stosowania układów przedpłatowych, jednak powinny one, według nowych wymogów, odzwierciedlać prawdopodobne zużycie. Regulacja odnośnie zasad funkcjonowania liczników przedpłatowych przewidziana w Prawie energetycznym będzie musiała ulec odpowiedniej zmianie w związku z wdrożeniem AMI. Po pierwsze, odpadnie bowiem przesłanka, iż niemożliwy jest odczyt z powodu blokowania dostępu do nieruchomości (odczyt będzie dokonywany zdalnie). Po drugie, należałoby także wprowadzić możliwość instalacji układów przedpłatowych na żądanie odbiorcy (w ramach zarządzania własnym zużyciem energii).

### 6.3.2 Rozporządzenie systemowe

Najbardziej szczegółową regulację odnośnie układów pomiarowych dla energii elektrycznej zawiera Rozporządzenie systemowe. Zasadnicze znaczenie z punktu widzenia wdrożenia AMI będzie miała weryfikacja definicji legalnych systemu pomiarowo-rozliczeniowego oraz układu pomiarowo-rozliczeniowego i dostosowanie ich do ewentualnych nowych wymogów technicznych. Dodatkowo, weryfikacji wymagać będzie 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 systemowego. Załącznik ten powinien odzwierciedlać wymogi funkcjonalne i techniczne opisane we wcześniejszych rozdziałach niniejszego studium.

W obecnym stanie prawnym § 8 Rozporządzenia systemowego przesądza, że 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 pomiarowych powinny być określone już w warunkach przyłączenia.

W kontekście wymogów Dyrektywy 2006/32/WE oraz Polityki energetycznej celowe wydaje się także włączenie do regulacji postanowień przesądzających kwestie prawa własności urządzeń pomiarowych.

Zgodnie z § 14 Rozporządzenia systemowego, do zadań przedsiębiorstwa sieciowego w zakresie dotyczącym pomiarów należą m.in.:

- ▶ instalowanie, na własny koszt, układu pomiarowo-rozliczeniowego w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców;
- ▶ przekazywanie danych pomiarowych odbiorcy, sprzedawcy oraz podmiotowi odpowiedzialnemu za rozliczanie niezbilansowania energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu;
- ▶ umożliwienie wglądu do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów.

Ponadto, w przypadku zmiany sprzedawcy przez odbiorcę końcowego nowy sprzedawca obowiązany jest wskazać miejsce przekazywania danych pomiarowych, nie później niż przed dniem rozpoczęcia sprzedaży energii. Rozporządzenie systemowe uzależnia obecnie moment zmiany sprzedawcy m.in. od dnia, w którym dokonany zostanie odczyt układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz nastąpi rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej przez nowego sprzedawcę.

W przypadku powołania CRD, postanowienia odnoszące się do powyższych kwestii powinny w przyszłości uwzględnić m.in. zmiany związane z powołaniem CRD i przejęciem funkcji związanych z generowaniem, przetwarzaniem i udostępnianiem danych pomiarowych przez ten podmiot.

Rozporządzenie systemowe określa także zasady rozliczania niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu oraz pomiaru przekroczenia mocy umownej w powiązaniu z kwestią układów pomiarowo-rozliczeniowych. W kontekście zmian związanych z wdrożeniem AMI, celowe wydaje się poddanie weryfikacji trybu sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego przewidzianego określonego w Rozporządzeniu systemowym.

### 6.3.3 Rozporządzenie taryfowe

Kwestie związane z zainstalowanymi urządzeniami pomiarowymi są też przedmiotem regulacji w Rozporządzeniu taryfowym. W tym kontekście Rozporządzenie taryfowe określa obecnie m.in.:

- ▶ wymóg uwzględnienia w kalkulacji opłat za przyłączenie kosztów zakupu i montażu układu pomiarowo-rozliczeniowego i zabezpieczenia przedlicznikowego wraz z ich obudową i wyposażeniem do ich montażu;
- ▶ możliwość uwzględnienia kosztów związanych z odczytem i kontrolą urządzeń pomiarowych jako kosztów uzasadnionych przy kalkulacji stawki abonamentowej, przy czym stawki te są różnicowane ze względu na długość okresu rozliczeniowego;
- ▶ możliwość pobierania dodatkowych opłat za usługi związane z pomiarami, w tym za:
  - a) przerwanie i wznowienie dostarczania energii elektrycznej;
  - b) sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
  - c) laboratoryjne sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
  - d) wykonanie dodatkowej ekspertyzy badanego wcześniej układu pomiarowo-rozliczeniowego;

- e) przeniesienie licznika lub licznika i urządzenia (zegara) sterującego (dla liczników strefowych) w inne, uprzednio przygotowane i odpowiednio wyposażone miejsce w obrębie tego samego obiektu;
  - f) założenie plomb na urządzeniach podlegających oplombowaniu, w szczególności po naprawie, remoncie i konserwacji instalacji;
  - g) montaż i demontaż urządzenia kontrolno-pomiarowego, instalowanego w celu sprawdzania dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci.
- ▶ procedurę korygowania faktur i ilości dostarczonej energii w razie stwierdzenia błędów w pomiarze lub odczycie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego;
  - ▶ sposób kalkulowania opłat z tytułu nielegalnego poboru w następstwie nieprawidłowości związanych z układami pomiarowymi oraz tytułu do pobierania opłat za czynności związanych ze stwierdzeniem nielegalnego pobierania energii elektrycznej.

Regulacje, które wiążą system rozliczeń określony w Rozporządzeniu taryfowym z funkcjonowaniem układów pomiarowych powinien zostać poddany szczególnej weryfikacji, w szczególności w zakresie przedstawionych w Rozdziale 7 propozycji związanych 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;
- ▶ ustalenia, w jakim zakresie koszt zakupu i instalacji inteligentnych układów pomiarowych powinien być uwzględniony w kalkulacji opłat za przyłączenie odbiorców.

#### **6.3.4 Prawo budowlane i przepisy wykonawcze**

Przepisy ustawy Prawo budowlane (Dz. U. 2003 r. Nr 207 poz. 2016 z dnia 5 grudnia 2003 roku z późn. zm. - dalej „Prawo budowlane”) nie zawierają obecnie szczegółowej regulacji odnośnie urządzeń pomiarowych dla energii elektrycznej. Można jednak rozważyć wzorowanie nowych regulacji dotyczących wdrożenia AMI na rozwiązaniach analogicznych jak określone w tej ustawie w odniesieniu do certyfikatów energetycznych, w szczególności, jeśli chodzi o kwestie związane z przymusowym lub dobrowolnym wdrożeniem AMI, wprowadzeniem okresów przejściowych, itp. Ponadto, do przepisów Prawa budowlanego lub niezależnego aktu dedykowanego wdrażaniu AMI powinny zostać wprowadzone przepisy inkorporujące postanowienia Dyrektywy 2006/32/WE odnośnie objęcia wymogiem instalowania liczników inteligentnych w pierwszej kolejności budynków nowych oraz budynków poddawanych istotnemu remontowi (z doprecyzowaniem, co oznacza pojęcie „istotny remont”). Można także rozważyć wprowadzenie postanowień odnośnie wymogu przygotowania przez inwestorów odpowiedniej instalacji w tych kategoriach budynków, które umożliwiałyby instalowanie liczników inteligentnych przez przedsiębiorstwa energetyczne.

### **6.4 Własność urządzeń pomiarowych oraz prawo dostępu do urządzeń pomiarowych**

#### **6.4.1 Własność urządzeń pomiarowych**

Wytyczne Komisji wskazują, iż własność inteligentnych liczników jest kluczową kwestią przy wdrożeniu AMI, a jej rozstrzygnięcie nie może w żaden sposób hamować rozwoju konkurencji na rynku detalicznym.

Przepisy prawa krajowego nie regulują wprost kwestii własności urządzeń pomiarowych i pozostawione są przede wszystkim uzgodnieniom poczynionym w ramach umów o przyłączenie. Zgodnie bowiem z art. 7 Prawa energetycznego, miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego powinno być określone w umowie o przyłączenie.

Przepisy rozporządzeń wykonawczych zawierają także postanowienia odnośnie obowiązku instalowania i finansowania liczników zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI.

Zgodnie z § 14 Rozporządzenia systemowego, układy pomiarowo-rozliczeniowe oraz system pomiarowo-rozliczeniowy dla podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców, instaluje na własny koszt przedsiębiorstwo sieciowe. Natomiast zgodnie z § 14 Rozporządzenia taryfowego, stawki opłat za przyłączenie podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV-VI uwzględniają koszty zakupu i montażu układu pomiarowo-rozliczeniowego i zabezpieczenia przedlicznikowego wraz z ich obudową i wyposażeniem do ich montażu (nie dotyczy to przyłączy kablowych w budynkach wielolokalowych, w których lokalizacja układów pomiarowo-rozliczeniowych nie pokrywa się z lokalizacją złączy kablowych).

Na bazie powyższej regulacji oraz postanowień umów o przyłączenie w praktyce zwykle przyjmuje się, że właścicielem urządzeń pomiarowych z grupy IV –VI są OSD, a w odniesieniu do pozostałych grup odbiorcy lub OSD.

Warto zwrócić uwagę, że przepisy Dyrektywy 2006/32/WE przewidują, wprost, że Państwo Członkowskie powinno umożliwić odbiorcom końcowym nabycie, po konkurencyjnych cenach, liczników indywidualnych. W przypadku wymiany liczników Dyrektywa 2006/32/WE łagodzi jednak ten wymóg stanowiąc, że możliwość nabycia liczników indywidualnych po konkurencyjnych cenach, nie dotyczy przypadków, gdy będzie to technicznie niewykonalne lub nieopłacalne w stosunku do szacowanych potencjalnych oszczędności w perspektywie długoterminowej. W obu przypadkach zakłada się więc, że właścicielem tych urządzeń będą odbiorcy końcowi. Natomiast zgodnie z zaleceniami sformułowanymi w Polityce energetycznej, właścicielem liczników dla wszystkich odbiorców powinni być od 2011 r. operatorzy sieci. Dostosowanie się do powyższego wymogu wymagałoby wprowadzenia do przepisów prawa odpowiedniej regulacji odnośnie obowiązku odsprzedaży liczników przez podmioty, które obecnie posiadają tytuł własności do tych urządzeń lub swoistej formy wyłączenia na rzecz właściwego operatora oraz pozytywnego przepisu stwierdzającego, że własność urządzeń pomiarowych może przysługiwać tylko operatorowi. W przypadku implementacji postanowień Polityki energetycznej ocenie powinno zostać poddane także potencjalne ryzyko prawne postawienia zarzutu naruszenia postanowień Dyrektywy 2006/32/WE odnośnie gwarancji nabycia liczników po cenie konkurencyjnej.

#### **6.4.2 Prawo dostępu do urządzeń pomiarowych**

Zgodnie z art. 7 Prawa energetycznego, przyłączany podmiot jest obowiązany umożliwić przedsiębiorstwu sieciowemu w obrębie swojej nieruchomości budowę i rozbudowę sieci w zakresie niezbędnym do realizacji przyłączenia oraz udostępnić pomieszczenia lub miejsca na zainstalowanie układów pomiarowych, na warunkach określonych w umowie o świadczenie usługi przyłączenia do sieci.

Prawo energetyczne reguluje także prawo kontrolowania układów pomiarowych oraz wstępu na nieruchomości, na których posadowione są urządzenia pomiarowe przez upoważnionych przedstawicieli przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii. Szczegółowe zasady przeprowadzania kontroli określa Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz.U. 2000 r. Nr 75 poz. 866 z dnia 15 września 2000 r.).

W przypadkach, gdy odbiorca użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego możliwe jest zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego służącego do rozliczeń za dostarczaną energię. Koszty zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego ponosi przedsiębiorstwo energetyczne. W razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie takiego układu



miarowo-rozliczeniowego przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę sprzedaży energii. Regulacja ta powinna ulec zmianie, zgodnie z rekomendacjami wskazanymi w pkt. III.1.

Warto także zwrócić uwagę na ewentualne utrudnienia w zakresie uzyskiwania przez OSD praw do korzystania z nieruchomości, na których posadowione będą instalacje OSD związane z AMI. Projekt wdrażania AMI może podnieść stopień świadomości społecznej odnośnie historycznie nieuregulowanych stanów prawnych nieruchomości, na których obecnie posadowione są urządzenia przedsiębiorstw sieciowych i skutkować roszczeniami osób trzecich tego tytułu. Z kolei, w przypadku, gdyby pojawiła się technologiczna potrzeba zainstalowania nowych urządzeń związanych z AMI w nowych lokalizacjach może to otworzyć ścieżkę do dochodzenia roszczeń z tego tytułu przez kolejną kategorię uprawnionych podmiotów.

#### 6.4.3 Własność urządzeń pomiarowych w innych jurysdykcjach

Kwestia własności urządzeń pomiarowych łączy się zwykle z koniecznością wskazania podmiotu, którego obciążać będą koszty instalacji (wymiany), eksploatacji, odczytów, przetwarzania danych pomiarowych - z zastrzeżeniem, że wszystkie takie usługi powinien wykonywać wyłącznie jeden podmiot.

W krajach, gdzie trwają prace na wdrożeniem AMI, licznik jest w większości przypadków własnością OSD. Jednak nie jest to jedyne możliwe rozwiązanie, gdyż np. w Wielkiej Brytanii właścicielem licznika może być dostawca, odbiorca energii elektrycznej lub przedsiębiorstwo zajmujące się pomiarem.

Tabela 6.1 Kwestia własności urządzeń pomiarowych w wybranych krajach europejskich.

Właściciel licznika	Kraj
OSD	Wielka Brytania, Włochy, Niemcy, Hiszpania
Przedsiębiorstwo dokonujące pomiaru	Wielka Brytania, Niemcy
Dostawca energii elektrycznej	Wielka Brytania, Hiszpania
Gmina	Francja
Odbiorca energii elektrycznej	Hiszpania, Wielka Brytania

#### 6.5 Kwestie prawne związane z wyznaczeniem operatora pomiarów

W niniejszej analizie kwestie związane z wyznaczeniem operatora pomiarów zostały, co do zasady pominięte, ponieważ nie została jeszcze rozstrzygnięta ostatecznie kwestia, w jakim zakresie funkcje te będzie pełnił CRD, a w jakim poszczególne OSD. Przyjęte rozwiązania prawne powinny zostać dostosowane odpowiednio do wdrażanego w tym zakresie modelu.

#### 6.6 Wpływ wdrożenia inteligentnego pomiaru na umowy z odbiorcami

Obecna regulacja w Prawie energetycznym przewiduje, że umowa o przyłączenie do sieci powinna określać m.in.:

- ▶ wysokość opłaty za przyłączenie;
- ▶ miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego;
- ▶ zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia;
- ▶ wymagania dotyczące lokalizacji układu miarowo-rozliczeniowego i jego parametrów;



- ▶ warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia.

Ponadto, zgodnie z Rozporządzeniem systemowym, 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 pomiarowych powinny być określone już w warunkach przyłączenia.

W związku z powyższym, wdrożenie AMI może wymagać korekty istniejących umów o przyłączenie, m.in. w zakresie postanowień dotyczących własności urządzeń pomiarowych (na wypadek implementacji wytycznych z Polityki energetycznej odnośnie przeniesienia własności liczników na operatorów). W przypadku wygaśnięcia umów historycznych konieczne może okazać się zawarcie nowych porozumień regulujących kwestię własności tych urządzeń. Nowe umowy zawierane po rozpoczęciu wdrażania AMI powinny uwzględniać zmienione regulacje m.in. w zakresie prawa własności, naliczania opłat za przyłączenie, itp.

Niezależnie od powyższego, należałoby także rozważyć wprowadzenie do przepisów Prawa energetycznego lub Rozporządzenia systemowego i Rozporządzenia taryfowego postanowień, które umożliwiłyby włączenie do umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej postanowień odnośnie umownego wyłączenia dostaw energii za wynagrodzeniem (za zgodą odbiorcy), stosowania taryfy socjalnej oraz rozliczeń z tego tytułu.

## **6.7 Możliwości prawne w zakresie pozyskania preferencyjnych źródeł finansowania (w tym pomocy publicznej)**

### **6.7.1 Środki pomocowe w Dyrektywie 2006/32/WE**

Art. 11 Dyrektywy 2006/32/WE wprowadza potencjalne ułatwienia w zakresie finansowania przedsięwzięć efektywnościowych, w tym związanych z wdrażaniem AMI. Zgodnie z tą regulacją Państwa Członkowskie mogą utworzyć fundusze, aby subsydiować realizację programów poprawy efektywności energetycznej oraz innych środków poprawy efektywności. Za inne środki poprawy efektywności uznaje się instrumenty finansowe służące oszczędnościom energetycznym, ulepszone dokonywanie pomiarów przy pomocy liczników oraz rachunków za energię zawierających zrozumiałe informacje. Fundusze mogą udzielać dotacji, pożyczek, gwarancji finansowych lub innych rodzajów finansowania związanych z zagwarantowaniem rezultatów. Z funduszy mogą korzystać zarówno profesjonalści (np. przedsiębiorstwa energetyczne, dystrybutorzy energii, operatorzy systemu dystrybucji) jak i konsumenci. Fundusze powinny działać, jako uzupełnienie, a nie konkurencja dla funduszy komercyjnych. Zadania takiego funduszu w warunkach polskich wykonuje m.in. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

W Dyrektywie 2006/32/WE, jako beneficjenci funduszy tworzonych w celu poprawy efektywności energetycznej zostali wymienieni operatorzy systemu dystrybucji.

### **6.7.2 Środki udostępniane przez NFOŚiGW**

Zgodnie z dostępnymi publicznie informacjami, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (dalej „NFOŚiGW”) do końca czerwca 2010 roku planuje stworzyć projekt programu priorytetowego „Inteligentne sieci energetyczne”, który obejmie również kwestie związane ze AMI. Będzie to instrument finansowy, w ramach dozwolonej pomocy publicznej, służący wdrażaniu najnowocześniejszych rozwiązań sieciowych podnoszących efektywność energetyczną w skali całego kraju. Zakończenie prac nad tym programem planowane jest na koniec listopada 2010 roku.

Przyjmowanie i rozpatrywanie wniosku o dofinansowanie nastąpi na podstawie przygotowanego programu priorytetowego „Inteligentne sieci energetyczne”, który będzie zawierał między innymi szczegółowe zasady udzielania dofinansowania, kryteria oraz procedury wyboru przedsięwzięć

(procedura naboru ciągłego lub procedura zgodna z kryteriami dostępu). O warunkach dofinansowania ze środków NFOŚiGW zadecyduje Zarząd NFOŚiGW, biorąc pod uwagę planowany efekt ekologiczny oraz zabezpieczenie zwrotu przyznanego dofinansowania.

Wszystkie wnioski o dofinansowanie podlegać będą ocenie zgodnie z kryteriami dostępu (to jest: kryteriami formalnymi i merytorycznymi). W przypadku procedury naboru ciągłego, o udzieleniu dofinansowania decyduje kolejność złożenia kompletnego wniosku o dofinansowanie w ramach przyjętego limitu środków (budżetu).

W przypadku naboru konkursowego stosowane są kryteria selekcji. Kryteria te służą do porównania przedsięwzięć między sobą poprzez utworzenie listy rankingowej.

NFOŚiGW przyznaje dofinansowanie w następujących formach:

- ▶ oprocentowane pożyczki;
- ▶ dotacje;
- ▶ przekazanie środków jednostkom budżetowym;
- ▶ nagrody za działalność na rzecz ochrony środowiska i gospodarki wodnej, niezwiązane z wykonywaniem obowiązków pracowników administracji rządowej i samorządowej;
- ▶ udostępnianie środków finansowych bankom;
- ▶ udostępnianie środków finansowych wojewódzkim funduszom ochrony środowiska i gospodarki wodnej;
- ▶ poręczenie.

### 6.7.3 POliŚ

Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (dalej „POliŚ”) rozdziela środki z unijnych funduszy strukturalnych i Funduszu Spójności. Głównym celem POliŚ jest podniesienie atrakcyjności inwestycyjnej Polski i jej regionów poprzez rozwój infrastruktury technicznej przy równoczesnej ochronie i poprawie stanu środowiska. Zgodnie z głównym celem POliŚ wybór osi priorytetowych odpowiada obszarom, które mają podstawowe znaczenie dla wzrostu atrakcyjności Polski i jej regionów - takich osi priorytetowych jest obecnie piętnaście. Dziewiątą oś priorytetową (dalej „IX Oś”) dotyczy między innymi efektywności energetycznej. Celem IX Osi jest zmniejszenie oddziaływania sektora energetyki na środowisko. W ramach priorytetu dziewiątego wsparcie uzyskują między innymi działania, których celem jest zmniejszenie strat energii powstających w procesie dystrybucji energii elektrycznej. W ramach działania realizowane będą m.in. kompleksowe projekty z zakresu budowy lub przebudowy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych wysokiego, średniego i niskiego napięcia, mających na celu ograniczenie strat sieciowych (wymiana transformatorów o niskiej sprawności energetycznej, skracanie bardzo długich ciągów liniowych, zmiana przekrojów przewodu w celu dostosowania ich do obecnych temperatur sieci oraz inne, równoważne co do efektu środowiskowego, typy projektów);

Program POliŚ został zatwierdzony na lata 2007 - 2013. To, czy powstanie kolejny taki program uzależnione jest od decyzji Komisji Europejskiej.

### 6.7.4 Projekt rozporządzenia w sprawie pomocy publicznej

W chwili obecnej (kwiecień 2010) w Ministerstwie Gospodarki trwają prace nad Rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie udzielania pomocy publicznej na inwestycje w zakresie budowy lub przebudowy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej albo sieci ciepłowni („Projekt rozporządzenia w sprawie pomocy publicznej”). Projekt rozporządzenia w sprawie pomocy publicznej przewiduje pomoc publiczną na inwestycje dotyczące infrastruktury energetycznej przyjaznej środowisku i efektywności energetycznej (efektywne dystrybuowanie energii), gdyż Komisja Europejska wydała decyzję zatwierdzającą pomoc publiczną w tej materii. W ramach projektowanych rozwiązań możliwe będzie dofinansowanie z Funduszu Spójności kompleksowych projektów z zakresu budowy (w miejsce istniejącego

systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego) lub przebudowy elektroenergetycznych sieci energetycznych, sieci dystrybucyjnych wysokiego, średniego i niskiego napięcia mających na celu ograniczenie strat sieciowych. Projekt rozporządzenia w sprawie pomocy publicznej jedynie przykładowo wymienia środki mające przyczynić się do ograniczenia strat sieciowych, a więc kwestia zaliczenia ich w poczet wdrożenia AMI w praktyce nie została jeszcze ostatecznie przesądzona. Kwestia ta powinna zostać wyjaśniona w ramach dalszych prac nad rozporządzeniem lub w tzw. Katalogu Kosztów Kwalifikowanych (jest to spis wyposażenia, które może podlegać refinansowaniu w ramach efektywnego dystrybuowania energią). Do dofinansowania będą kwalifikować się wyłącznie te projekty dotyczące sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych, które wykażą ograniczenie strat energii, o co najmniej 30 % w ramach inwestycji. Projekt rozporządzenia wyjaśnia również kryteria i procedurę ubiegania się o pomoc publiczną w ramach efektywnego dystrybuowania energią. Zgodnie z projektem rozporządzenia pomoc udzielana będzie w trybie konkursu. Ubiegający się o pomoc będzie musiał złożyć wniosek o dofinansowanie oraz spełnić kryteria odnoszące się do wydatków kwalifikowanych i do intensywności pomocy.

### 6.7.5 Białe certyfikaty

Projekt Ustawy o efektywności energetycznej z dnia 5 listopada 2009 roku (dalej: „Projekt ustawy o efektywności”) przewiduje, iż podstawowym mechanizmem wsparcia dla przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej będą świadectwa efektywności energetycznej, tzw. „białe certyfikaty”. Białe certyfikaty są potwierdzeniem zaoszczędzenia określonej ilości energii, w wyniku zrealizowanego przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej. Przepis art. 18 ust. 1 pkt. 4 Projektu ustawy o efektywności definiuje, iż przedsięwzięciem służącym poprawie efektywności energetycznej będzie w szczególności ograniczanie:

- ▶ przepływów mocy biernej;
- ▶ strat sieciowych w ciągach liniowych;
- ▶ strat w transformatorach.

W celu wyboru przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, za które można uzyskać świadectwa efektywności energetycznej, Prezes Urzędu Regulacji Energetycznej, co najmniej raz w roku, będzie ogłaszać, organizować i przeprowadzać przetarg. Do przetargu będą mogły zostać zgłoszone dwie kategorie przedsięwzięć, a mianowicie:

- ▶ przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, w których okres uzyskiwania oszczędności energii wynosi co najmniej 15 lat oraz
- ▶ przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, w których okres uzyskiwania oszczędności energii wynosi mniej niż 15 lat.

Wdrożenie AMI, zgodnie z harmonogramem przewidzianym w Dyrektywie 2009/72/WE, ma nastąpić w okresie krótszym niż 15 lat, jednak z założenia okres oszczędzania energii będący wynikiem efektywnego zarządzania zużyciem energii przy pomocy liczników inteligentnych jest ciągle i długoterminowy, dlatego powinien być traktowany jako przekraczający perspektywę 15 lat.

Projekt ustawy o efektywności nie przewiduje możliwości uzyskania dodatkowego dofinansowania dla AMI. Jeśli jednak dostatecznie przekonująco zostaną sformułowane argumenty, iż wdrażanie AMI jest przedsięwzięciem służącym poprawie efektywności energetycznej albo jest przedsięwzięciem służącym poprawie efektywności energetycznej polegającym w szczególności na czynnościach określonych w przywołanym przepisie art. 18 ust. 1 pkt. 4 Projektu ustawy o efektywności, istnieje możliwość uzyskania dodatkowych funduszy z przetargów zorganizowanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na wdrażanie AMI.

Należy jednak zwrócić uwagę, że Projekt ustawy o efektywności wprowadza istotne ograniczenie w zakresie pozyskania środków z różnych źródeł publicznych. Zgodnie z art. 19

ust. 3 pkt. 2 lit.b Projektu ustawy o efektywności, do przetargu nie może zostać zgłoszone przedsięwzięcie służące poprawie efektywności energetycznej, na którego realizację uzyskano środki pochodzące z budżetu Unii Europejskiej lub z budżetu państwa.

W związku z powyższym należy podjąć racjonalną decyzję, co do wykorzystania jednego wybranego źródła finansowania preferencyjnego.

### **6.7.6 Przykłady finansowania w innych jurysdykcjach**

We Włoszech regulator przewidział zachęty finansowe dla OSD, którzy wprowadzili AMI dla poprawy jakości dostarczania energii elektrycznej. Od 2008 r. (stopniowo, w zależności od wielkości OSD), OSD był zobowiązany do przechowywania danych klientów LV (lowvoltage) poddanych dłużej (to jest większej niż 3 minuty) niezaplanowanej przerwie w dostawie energii elektrycznej. OSD mógł wybrać system przechowywania tych informacji (np. GIS), który odpowiada minimalnym standardom ustanowionym przez regulatora lub mógł zdecydować się na wybór AMI. Jeśli OSD decyduje się na zainstalowanie inteligentnych liczników i systemu AMI, to otrzymuje udogodnienie finansowe (15 Euro od klienta). Ponadto, żeby zakwalifikować się do programu zachęt finansowych OSD muszą dokonać instalacji inteligentnych liczników szybciej, niż ogólny termin wskazany przez regulatora (to jest OSD musi zainstalować 85% do 2010 r. inteligentnych liczników, a nie tyle, ile ustanowił regulator, czyli 65% do 2010 r.).

## **6.8 Prawne aspekty związane z ochroną danych osobowych**

### **6.8.1 Rola OSD i CRD w kontekście udostępniania danych pomiarowych**

Jak rozumiemy, zgodnie z przyjętymi założeniami, OSD będą przekazywać spersonalizowane dane pomiarowe (dane osobowe) swoim klientom, z którymi mają podpisane umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Dodatkowo, w przypadku powołania CRD, możliwe jest przekazywanie odpersonalizowanych danych pomiarowych (to jest danych przekazywanych w formie uniemożliwiającej identyfikację osoby, której te dane dotyczą) do CRD. W takiej sytuacji CRD dokonywałby personalizacji tych danych i w konsekwencji był odpowiedzialny za przetwarzanie, agregację oraz udostępnianie danych użytkownikom rynku, niebędącym klientami OSD (np. operatorowi systemu przesyłowego, sprzedawcom, Urzędowi Regulacji Energetyki, Głównemu Urzędowi Statystycznemu itp.). Kwestie prawne dotyczące ochrony i udostępniania spersonalizowanych danych pomiarowych (dane osobowe) stanowiąc będą jedno z najbardziej sensytywnych zagadnień prawnych związanych z wdrożeniem AMI.

### **6.8.2 Dane pomiarowe, jako dane osobowe**

Za dane osobowe w rozumieniu Ustawy z dnia 29 sierpnia 1997 r. o ochronie danych osobowych (Dz. U. 2002 r. Nr 101 poz. 926 z dnia 6 lipca 2002 r. – dalej „Ustawa o ochronie danych”), uważa się wszelkie informacje dotyczące zidentyfikowanej lub możliwej do zidentyfikowania osoby fizycznej. Osobą fizyczną możliwą do zidentyfikowania jest osoba, której tożsamość można określić bezpośrednio lub pośrednio, w szczególności przez powołanie się na numer identyfikacyjny albo jeden lub kilka specyficznych czynników określających jej cechy fizyczne, fizjologiczne, umysłowe, ekonomiczne, kulturowe lub społeczne. Informacji nie uważa się za umożliwiającą określenie tożsamości osoby, jeżeli wymagałoby to nadmiernych kosztów, czasu lub działań.

Dane pomiarowe generowane w formie, którą bez nieproporcjonalnie dużych nakładów pracy, kosztów i czasu można powiązać z określoną osobą, zwłaszcza przy wykorzystaniu łatwo osiągalnych, powszechnie dostępnych źródeł należy traktować jako dane osobowe. Co do zasady, dane pomiarowe generowane przez OSD będą więc miały charakter danych osobowych, podlegających szczególnemu reżimowi ochrony prawnej. W przypadku powołania CRD i przekazywania takiemu podmiotowi zakodowanych danych pomiarowych, można bronić tezy, że przekazywane w taki sposób dane nie będą miały statusu danych osobowych, o ile powiązanie ich z konkretną osobą pociągałoby za sobą "nadmierne" koszty, czas lub działania.



Jak rozumiemy OSD przetwarzają obecnie dwa rodzaje danych:

- ▶ dane o swoich klientach zawierające wartości identyfikujące licznik energii elektrycznej w powiązaniu z danymi osobowymi konsumenta lub danymi firmy;
- ▶ dane pomiarowe, czyli dane o zużyciu energii elektrycznej, o ilości pobranej przez konsumenta kWh energii elektrycznej; dane te nie zawierają wprost danych osobowych o konsumencie, który zużył energię elektryczną, a jedynie informacje techniczne dotyczące m.in. ilości zużytej energii elektrycznej oraz czasu jej pobierania.

W pierwszym przypadku można mówić o zbiorze danych osobowych, gdzie zestaw danych klientów OSD jest zbiorem danych osobowych.. W drugim przypadku dane gromadzone są przez automatyczne systemy rejestrowania pomiaru zużycia energii elektrycznej, które dopiero po ich odpowiednim wyselekcjonowaniu, uporządkowaniu, odkodowaniu i powiązaniu z innymi danymi jednoznacznie określającymi osobę będą odnosić się do jednoznacznie zidentyfikowanej osoby fizycznej. Zgodnie z przytoczoną definicją danych osobowych, będą to dane, które umożliwiają identyfikację osób, których dotyczą, natomiast same ich nie identyfikują. Kwestia uznania tych informacji za daną osobową jest zależna od charakteru, okoliczności, sposobu i celu, w jakim te dane są zbierane i wykorzystywane.

Zgodnie z Ustawą o ochronie danych, dane osobowe mogą być zbierane i przetwarzane przez tylko przez określone podmioty. Podmioty te są traktowane, jako administratorzy danych, co wiąże się z koniecznością spełnienia określonych wymagań prawnych. Za administratora danych uważa się podmioty określone w art. 3 Ustawy o ochronie danych. Należą do nich m.in. osoby fizyczne i prawne, a także jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, jeżeli przetwarzają dane osobowe w związku z działalnością zarobkową, zawodową lub dla realizacji celów statutowych. Na administratorze ciążyą daleko idące obowiązki związane z generowaniem, przetwarzaniem i udostępnianiem danych, określone szczegółowo w Ustawie o ochronie danych.

Administrator danych musi w szczególności zabezpieczyć dane osobowe zgodnie z art. 36 i n. Ustawy o ochronie danych. Administrator danych przetwarzający te dane powinien dołożyć szczególnej staranności w celu ochrony interesów osób, których dane dotyczą (art. 26 ust. 1 Ustawy o ochronie danych).

Art. 23 Ustawy o ochronie danych wymienia sytuacje, w których dane osobowe mogą być przetwarzane. Będzie to możliwe w szczególności, gdy jest to konieczne do realizacji umowy, gdy osoba, której dane dotyczą, jest stroną tej umowy lub gdy jest to niezbędne do podjęcia działań przed zawarciem umowy na żądanie osoby, której dane dotyczą. Wyłączenie to znajduje zastosowanie do odbiorców będących stronami umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawartych bezpośrednio z OSD. Kwestia ta może okazać się jednak już problematyczna w kontekście umów kompleksowych, które, co do zasady zawierane są ze sprzedawcą energii, a nie OSD. W tym ostatnim przypadku należałoby uzyskać wyraźną zgodę na przetwarzanie i udostępnianie danych osobowych bezpośrednio od odbiorców końcowych.

Wyżej opisane rygory dotyczące ochrony danych nie dotyczą profesjonalnych uczestników rynku (tj. podmiotów innych niż osoby fizyczne). Należy jednak pamiętać, że dane takich podmiotów również podlegają ochronie. Jako instrumenty ochrony danych pomiarowych dotyczących osób prawnych mogą służyć między innymi: przewidziana w Kodeksie cywilnym regulacja dotycząca ochrony dóbr osobistych, przepisy ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. 1995 r. Nr 88 poz. 439 z dnia 20 sierpnia 1999 r. z późn. zm. - dalej „Ustawa o statystyce publicznej”) oraz ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. 2003 Nr 153 poz. 1503 z dnia 26 czerwca 2003 r. z późn. zm. - dalej „Ustawa o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji”). Postanowienia Ustawy o statystyce publicznej zakazują publikowania i innego udostępniania informacji statystycznych możliwych do powiązania z konkretną osobą oraz danych indywidualnych charakteryzujących wyniki ekonomiczne przedsiębiorców, w szczególności, jeśli na daną agregację składają się mniej niż trzy podmioty lub udział jednego podmiotu w jakimś zestawieniu jest większy niż trzy czwarte całości. Szczególne instrumenty w zakresie ochrony informacji stanowiących tajemnice



przedsiębiorstwa przewiduje także Ustawa o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji. Zgodnie z art. 11 ust. 4 tej ustawy za tajemnicę przedsiębiorstwa rozumie się nieujawnione do wiadomości publicznej informacje techniczne, technologiczne, organizacyjne przedsiębiorstwa lub inne informacje posiadające wartość gospodarczą, co do których przedsiębiorca podjął niezbędne działania w celu zachowania ich poufności. Dane osobowe uzyskane przez OSD niewątpliwie będą informacjami posiadającymi wartość gospodarczą. Zgodnie z art. 3 ust. 2 Ustawy o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji naruszenie tajemnicy przedsiębiorstwa może stanowić czyn nieuczciwej konkurencji.

W kontekście udostępniania danych pomiarowych warto także zaznaczyć, że zgodnie z Wytycznymi Komisji przy rozważaniu kwestii odnoszących się do wdrożenia inteligentnych liczników, Państwa Członkowskie powinny uwzględnić poufność informacji dotyczącej konsumentów, zgodnie z Artykułem 16 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz.Urz. UE L 115, s.47 z dnia 9 maja 2008 r.).

### 6.8.3 Przykłady rozwiązań dotyczących danych osobowych w innych jurysdykcjach

Na płaszczyźnie międzynarodowej dyskusja na temat inteligentnych systemów pomiarowych, ochrony prywatności i dostępu do danych jest niezwykle ważnym zagadnieniem z punktu widzenia klientów. Ogólne prawa do ochrony prywatności zwykle dotyczą wymiany danych w każdym sektorze gospodarki. Inteligentne liczniki dają jednak możliwość gromadzenia większej ilości danych niż dotychczas (w tym spersonalizowanych danych). Te nowe funkcje doprowadziły do dyskusji w sprawie dostosowania istniejących przepisów do danych odczytywanych z inteligentnych liczników. Bez względu na obecność inteligentnych urządzeń pomiarowych, w zakresie dostępu do danych w prawie wszystkich przypadkach Operator Systemu Dystrybucyjnego (OSD) ma dostęp do ważniejszych typów danych (konsumpcja, historyczne krzywe obciążenia, jakość dostaw, itp.). W niektórych krajach obecni dostawcy i konkurencyjni dostawcy mają również dostęp do danych klienta. Konsumenci na ogół mają dostęp do swoich danych, przede wszystkim poprzez swoje rachunki, chociaż nie dotyczy to wszystkich typów danych (np. mocy chwilowej).

W Ontario wyznaczono Niezależnego Operatora Pomiarów – tzw. Smart Metering Entity, którym został Niezależny Operator Systemu Elektroenergetycznego (OSP) – Independent Electricity System Operator, którego zadaniem jest pełnienie funkcji takich jak: weryfikacja, zatwierdzanie i edycja danych pomiarowych otrzymanych od OSD a następnie przetwarzanie tych danych do celów fakturowania i agregacja dla celów statystycznych oraz ich przechowywanie.

Bardzo ważnym problemem jest bezpieczeństwo i prywatność danych, które zostały zapewnione poprzez rozdzielanie danych o kliencie od danych pomiarowych przed przesłaniem ich z OSD do CRD. W celu uzyskania danych o indywidualnym kliencie należy porównać klucz klienta, który posiada OSD z kluczem licznika posiadanym przez CRD.

Trwają intensywne prace nad rozszerzeniem tej ochrony, to jest:

- ▶ minimalne ilości informacji, powinny być udostępniane osobom trzecim biorąc pod uwagę charakter odpowiednich służb, na przykład, ujawnianie tylko częściowych danych o lokalizacji, takie jak pierwsze cyfry kodu pocztowego, co może być wystarczające dla usług, które pozwalają na porównanie średnich z sąsiedztwa;
- ▶ spseudonimizowana tożsamość - o ile to możliwe, wymiana danych z trzecią osobą, za pomocą pseudonimów jak unikalny numer;
- ▶ osoby trzecie nie powinny żądać informacji o konsumentach, a konsumenci muszą być w stanie utrzymać kontrolę nad rodzajem informacji, które są ujawniane osobom trzecim;
- ▶ gdy dane są przesyłane, pojawia się ryzyko przechwycenia; powinny istnieć odpowiednie, bezpieczne kanały transmisji, by zapewnić niezbędną silną ochronę prywatności, współmiernie do typu przekazywanych danych.

W większości krajów, ogólne przepisy prawa dotyczące ochrony danych osobowych i prywatności odnoszą się do wielkości zużycia energii. Niemniej jednak, niektóre kraje posiadają specjalne przepisy odnoszące się do inteligentnych liczników.

Republika Czeska jest jedynym krajem, gdzie firmy dokonujące pomiaru zużycia energii elektrycznej i OSD, mają dostęp do wszelkiego rodzaju informacji. W Republice Czeskiej, zgodnie z Ustawą z dnia 28 listopada 2000 r. w sprawie warunków i administracji w sektorze energetycznym, uczestnicy rynku są zobowiązani do przechowywania informacji na temat tajemnic związanych z wartościami odczytanymi z licznika. Według tej samej ustawy, pracownicy Regulatora są również zobowiązani do zachowania tajemnicy odnośnie informacji zawartych w danych z odczytu licznika.

W przypadku Wielkiej Brytanii i Irlandii jest jeszcze zbyt wcześnie, by mówić o wnioskach z powodu braku decyzji dotyczącej zagadnienia, kto ma dostęp do danych pochodzących ze AML. Aczkolwiek w Irlandii na chwilę obecną prywatności wartości odczytanych z liczników jest regulowana przez ustawę o ochronie danych.

W większości krajów, informacje na temat konsumpcji i elementy rozliczeniowe są dostępne dla klientów. Często dane dotyczące konsumpcji są zawarte w rachunku klienta, na wyświetlaczu licznika lub na stronie internetowej dostawcy (np. Norwegia).

Szczegółowe informacje na temat elementów rozliczeniowych, takich jak ceny energii i opłat za kWh energii podane są do wiadomości klienta we wszystkich krajach. Informacje dotyczące historii zużycia energii elektrycznej mogą być podane na rachunku klienta, za pośrednictwem wyświetlacza inteligentnego licznika lub urządzenia, przez dostawcę albo na stronie internetowej OSD.

W Austrii, Belgii, Finlandii, Niemczech, Wielkiej Brytanii, Norwegii i Szwecji nie ma szczególnych zasad ochrony danych uzyskanych ze AML, obowiązują więc ogólne przepisy dotyczące ochrony danych osobowych. W Wielkiej Brytanii podjęto prace nad doprecyzowaniem następujących kwestii w kontekście AML:

- ▶ własność danych;
- ▶ definicja danych „osobowych”;
- ▶ prawo konsumenta do dostępu do własnych danych;
- ▶ ustanowienie przez dostawcę energii płatnego dostępu do danych;
- ▶ prawo dostawcy energii do przechowywania danych w celu nie związanym z dostawą energii;
- ▶ udostępnianie danych podmiotom trzecim ze względu na interes publiczny;
- ▶ udostępnianie danych podmiotom trzecim dla celów marketingowych itp.

W Belgii, własność danych jest regulowana przez przepisy techniczne proponowane przez Regulatora i potwierdzone przez właściwego ministra. Techniczne zasady korzystania z sieci dystrybucyjnych przewidują, że dane pomiarowe są zarządzane przez OSD. Operator systemu ma monopol gromadzenia, udostępniania i archiwizacji danych licznika. Operator systemu ma obowiązek zachowania tajemnicy zawodowej dotyczącej tych danych. Nie ma wyraźnego zobowiązania prawnego dotyczącego prawa własności danych technicznych, jednak dane odczytywane z licznika są uważane za dane osobowe, dlatego też dane te są własnością użytkowników systemu. Podstawą takiego sposobu regulacji jest prawo każdego odbiorcy do dysponowania wszystkimi danymi go dotyczącymi. Idea ta znajduje odzwierciedlenie w ogólnych przepisach dotyczących prywatności. Konsumenci pozostają prawnym właścicielem danych ich dotyczących.

W Danii w zakresie ochrony danych odczytanych z inteligentnych liczników zastosowanie mają przepisy ustawy o przetwarzaniu danych osobowych.

We Francji aspekty prywatności uregulowane są w ogólnych przepisach o wykorzystaniu plików informatycznych i prywatności.

W Irlandii ochrona prywatności wartości odczytanych z liczników jest regulowana przez ustawę o ochronie danych.

We Włoszech operowanie wartościami odczytanymi z licznika musi być autoryzowane przez klienta, z wyjątkiem tych sytuacji, gdy wartości te są wykorzystywane na potrzeby funkcjonowania systemu.

Ważnym aspektem dotyczącym ram prawnych, jest dostęp stron trzecich do danych dotyczących zużycia energii elektrycznej. W praktyce, można wyodrębnić dwa różne podejścia do tego zagadnienia. W pierwszej grupie krajów istnieją zasady skierowane do OSD (lub operatora licznika), zobowiązujące do dostarczania danych odczytanych z licznika do konsumenta lub dostawcy. W drugiej grupie krajów prawo stanowi, że konsumenci są właścicielami swoich danych dotyczących konsumpcji. Dane te są traktowane zgodnie z zasadami poufności przez OSD lub dostawcę i nie mogą zostać udostępnione osobom trzecim (np. przyszłym dostawcom) bez zgody konsumenta. Wreszcie w krajach, w których usługa jest zliberalizowana (np. Wielka Brytania), nie istnieją żadne przepisy regulujące tę kwestię, a ponieważ sprzedawcy są odpowiedzialni za wprowadzenie zasad pomiaru i mają już dostęp do danych dotyczących zużycia energii elektrycznej przez odbiorców.

## **6.9 Analiza wdrożenia inteligentnego pomiaru w kontekście procedury zmiany sprzedawcy**

### **6.9.1 Gwarancje odnośnie zmiany sprzedawcy w Trzecim pakiecie energetycznym**

Dyrektywa 2009/72/WE wprowadza wymóg implementowania do porządków krajowych nowych gwarancji w zakresie usprawnienia procedury zmiany sprzedaży. Strategia wdrożenia AMI powinna uwzględnić konieczność przestrzegania tych nowych reguł. Do najistotniejszych zmian w tym zakresie należą m. in:

- ▶ ustalenie maksymalnego terminu, w trakcie którego ma nastąpić zmiana sprzedaży jako terminu trzytygodniowego;
- ▶ ustalenie maksymalnego terminu sporządzenia bilansu zamknięcia konta na 6 tygodni po zmianie sprzedawcy;
- ▶ prawo do nieodpłatnego dostępu do danych pomiarowych odbiorcy dla innych dostawców (za zgodą odbiorcy);
- ▶ urzeczywistnienie prawa do zawierania umów z kilkoma dostawcami (eliminacja klauzul wyłączności);
- ▶ prawo do niedyskryminacyjnego zakupu energii od dostawcy z innego Państwa Członkowskiego;
- ▶ prawo otrzymywania danych o zużyciu energii oraz o rzeczywistych kosztach energii z odpowiednią częstotliwością;
- ▶ rozszerzone prawo do rekompensaty za obniżony standard usług (w tym rekompensata za błędnie wystawione lub spóźnione rachunki);
- ▶ prawo do niezależnej pozasądowej ścieżki rozpatrywania sporów i skarg (tryb reklamacyjny, mediacje itp.) w preferowanym terminie trzech miesięcy;
- ▶ wymóg, aby systemy przedpłatowe odzwierciedlały prawdopodobne zużycie.

## 6.9.2 Zmiana sprzedawcy w Prawie energetycznym i przepisach wykonawczych

Nowela do Prawa energetycznego wprowadziła zmiany w zakresie prawa do zmiany sprzedawcy. Obecnie przepisy ustawowe określają m.in. gwarancję, co do ustawowego terminu zmiany sprzedawcy dla odbiorców pozostających w gospodarstwach domowych. Odpowiedzialność za wdrożenie procedury zmiany sprzedawcy ciąży na OSD. Szczegółowe regulacje w tym zakresie znajdują się w Rozporządzeniu systemowym, IRiESD oraz umowach z odbiorcami. Obecna regulacja wymaga dostosowania do nowych rozwiązań przewidzianych w Dyrektywy 2009/72/WE w terminie do 3 września 2011 r. Dlatego podwyższone standardy procedury zmiany sprzedawcy przewidziane w tym akcie powinny być uwzględnione przy analizach dotyczących AMI.

## 6.9.3 Zmiana sprzedawcy w wytycznych ERGEG

ERGEG (European Regulators Group for Electricity & Gas) stoi na stanowisku, że konsument decydując się na zmianę sprzedawcy, powinien kontaktować się bezpośrednio tylko z jednym ze sprzedawców (obecnym lub nowym). Dla konsumenta inicjującego zmianę sprzedawcy najkorzystniejsze jest kontaktowanie się już z nowym sprzedawcą. Konsument powinien mieć możliwość zawarcia umowy z nowym dostawcą drogą elektroniczną, np. przez internet. Ponadto, konsument powinien mieć dostęp do informacji, które należy wskazać przy zmianie sprzedawcy, np. nazwisko, adres oraz numer identyfikacyjny punktu pomiaru.

W Portugalii w ramach procedury zmian dostawcy energii elektrycznej, klient musi wyrazić zgodę na dostęp do swoich danych, czego wymaga prawo o ochronie danych osobowych. Jest to lista danych osobowych z handlowego punktu widzenia.

## 6.10 Harmonogram zmian dotyczących AMI w oparciu o obowiązujące przepisy prawa

Obligatoryjne ramy czasowe zdarzeń związanych z wdrożeniem AMI określają przede wszystkim przepisy Dyrektywy 2009/72/WE. Harmonogram realizacji działań określonych w Polityce energetycznej określa także Program działań. Zmieszczona poniżej tabela ilustruje wspomniane ramy czasowe.

Tabela 6.2 Obligatoryjne ramy czasowe zdarzeń związanych z wdrożeniem AMI.

Akt prawny	Okres	Zdarzenie
Dyrektywa 2009/72/WE	Nie później niż do dnia 3 września 2012 r.	Ekonomiczna ocena długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub ocena, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.
	Maksymalnie 10 lat od dnia dokonania oceny w sprawie AMI	Wdrożenie AMI w odniesieniu do wszystkich odbiorców, odpowiednio do wyników oceny.
	do 2020 r.	Wyposażenie w inteligentne systemy pomiarowe przynajmniej 80 % konsumentów – w przypadku pozytywnej oceny w sprawie AMI.
Polityka energetyczna (Program działań)	Od 2011 r.	Stopniowe wprowadzenie obowiązku stosowania liczników elektronicznych umożliwiających przekazywanie sygnałów cenowych odbiorcom energii.
	Od 2011 r.	Wprowadzenie zasady, że operator sieci jest właścicielem liczników dla wszystkich odbiorców.
	2012 r.	Upowszechnienie stosowania elektronicznych liczników energii elektrycznej, z wprowadzeniem ogólnopolskich standardów dotyczących cech technicznych, instalowania i odczytu tych liczników.



Należy także pamiętać, że Dyrektywa 2009/72/WE wprowadza wymóg opracowania szczegółowego harmonogramu wdrożenia AMI przez Państwo Członkowskie.

Naszym zdaniem, harmonogram wdrożenia AMI powinien uwzględniać sekwencyjne wprowadzenie AMI dla poszczególnych grup odbiorców. Grupy te powinny być ustalone w sposób niedyskryminacyjny i uwzględniać ograniczenia wynikające z przepisów o ochronie konsumenckiej.

Zgodnie z Dyrektywą 2006//32/WE przepisy krajowe powinny także gwarantować możliwość instalacji nowych liczników w odniesieniu do budynków nowo budowanych i modernizowanych. Gwarancje wymiany starych liczników Dyrektywa uzależnia jednak od oceny warunków finansowych i technicznych.

## 6.11 Regulacje dotyczące taryfowania działalności dystrybucyjnej

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania będzie również wymagało zmian w Rozporządzeniu taryfowym w zakresie wskazanym poniżej. Zmiany te mają na celu umożliwienie implementacji zmian w budowaniu taryf opisanych w Rozdziale 7.

### 6.11.1 Kontrola mocy umownej

Wdrożenie inteligentnego pomiaru umożliwi automatyczną kontrolę mocy pobranej przez wszystkich odbiorców oraz pobieranie od nich opłat za przekroczenie mocy umownej. Jest to możliwe na gruncie obecnych przepisów Rozporządzenia taryfowego.

Zgodnie z Rozporządzeniem taryfowym, za przekroczenie, w okresie rozliczeniowym, mocy umownej określonej w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo w umowie o świadczenie usług kompleksowych, jest pobierana opłata w wysokości stanowiącej iloczyn składnika stałego stawki sieciowej oraz:

- ▶ sumy dziesięciu największych wielkości nadwyżek mocy pobranej ponad moc umowną lub
- ▶ dziesięciokrotności maksymalnej wielkości nadwyżki mocy pobranej ponad moc umowną wyznaczoną w okresie rozliczeniowym, jeżeli urządzenia pomiarowe nie pozwalają na zastosowanie sposobu wskazanego we wskazanym wyżej podpunkcie.

Obecnie, zgodnie z Rozporządzeniem taryfowym składnik stały stawki sieciowej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym (grupa taryfowa G) jest określony jako stały miesięczny koszt (zł/miesiąc), natomiast w pozostałych grupach taryfowych jest uzależniony od wielkości mocy umownej (zł/MW). Należy rozważyć zmianę sposobu naliczania tego składnika na uzależniony od wielkości mocy umownej.

Jednocześnie, Rozporządzenie systemowe wprowadza rozróżnienie na moc przyłączeniową oraz moc umowną. Zgodnie z Rozporządzeniem systemowym moc przyłączeniowa jest to moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci określona w umowie o przyłączenie do sieci. Z kolei moc umowna oznacza moc pobieraną lub wprowadzaną do sieci określoną w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. OSD są zobowiązani projektować sieć tak, aby zapewnić odpowiednią przepustowość dla mocy przyłączeniowej. Zatem redukcja przez podmioty przyłączone do sieci mocy umownej nie spowoduje prawnej możliwości bezinwestycyjnego przyłączenia do sieci innych podmiotów. Musiałaby nastąpić redukcja mocy przyłączeniowej. Należałoby rozważyć możliwość utożsamienia pojęć mocy przyłączeniowej oraz mocy umownej i wprowadzenia w to miejsce jednego pojęcia związanego z mocą przypisaną do danego odbiorcy.

Powyższe zmiany pozwoliłyby na stworzenie bodźców dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy taryfowej G do racjonalizacji wielkości mocy umownej, a w konsekwencji do jej redukcji. Również OSD osiągnęłyby korzyści wynikające z możliwości bezinwestycyjnego podłączania nowych odbiorców.



### 6.11.2 Ponadumowny pobór energii biernej

Wdrożenie inteligentnego pomiaru przy odpowiedniej funkcjonalności liczników będzie umożliwiało pomiar energii biernej i rozliczanie wszystkich odbiorców z ponadumownego poboru energii biernej.

Zgodnie z Rozporządzeniem taryfowym, rozliczeniami na pobór energii biernej objęci są odbiorcy zasilani z sieci średniego i wysokiego napięcia, a także w uzasadnionych przypadkach, odbiorcy zasilani z sieci niskiego napięcia, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym, o ile zostało to określone w technicznych warunkach przyłączenia, w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej. Zatem na gruncie obecnych przepisów Rozporządzenia taryfowego możliwe jest rozliczanie z ponadumownego poboru energii elektrycznej również odbiorców, pod warunkiem dostosowania umów z klientami. Wprowadzenie możliwości rozliczania klientów za ponadumowny pobór energii biernej na podstawie jedynie decyzji samego OSD bez zmiany umów z klientami wymagałoby dostosowania cytowanych wyżej zapisów Rozporządzenia taryfowego.

### 6.11.3 Bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej

Zgodnie z obecnymi przepisami Rozporządzenia taryfowego, niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w Rozporządzeniu systemowym, odbiorcom końcowym przysługują bonifikaty. Zgodnie z Rozporządzeniem taryfowym, występują dwa rodzaje bonifikat i są one naliczane po uprzednim złożeniu przez odbiorcę pisemnych wniosków:

- ▶ za niedotrzymanie dopuszczalnych poziomów odchyień napięcia od napięcia znamionowego (§ 37 Rozporządzenia taryfowego);
- ▶ za przerwę w dostawie energii trwającą ponad dopuszczalny okres określony w rozporządzeniu systemowym (§ 37a Rozporządzenia taryfowego).

Po wdrożeniu inteligentnego pomiaru, funkcjonalność liczników będzie pozwalała na automatyczną rejestrację czasu przerw w dostawach energii elektrycznej (w zależności od funkcjonalności liczników, jak również poziomu napięcia). Nie oznacza to jednak automatycznego naliczania bonifikat, ponieważ parametry jakościowe mogą zostać niedotrzymane nie z winy leżącej po stronie OSD i w takiej sytuacji bonifikata nie powinna być naliczana.

### 6.11.4 Podział odbiorców na grupy taryfowe

Zgodnie z Rozporządzeniem taryfowym, podział odbiorców na grupy taryfowe jest dokonywany w zależności od poziomu kosztów uzasadnionych, ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne na dostarczanie energii do tych odbiorców na podstawie wymienionych kryteriów, wśród których nie jest wymieniony rodzaj układu pomiarowego. Różnicowanie stawek opłat za świadczenie usługi dystrybucyjnej na gruncie przepisów obecnego Rozporządzenia taryfowego może rodzić ryzyko prawne. Jeśli rozwiązanie wskazane w Rozdziale 8 polegające na różnicowaniu taryf dla odbiorców z zainstalowanym układem pomiarowym inteligentnym oraz układem tradycyjnym, miałyby być zaimplementowane, należałoby rozszerzyć kryteria podziału odbiorców na grupy taryfowe w Rozporządzeniu taryfowym.

## 6.12 Obszary wymaganych zmian prawnych

W związku z wdrożeniem AMI szczegółowej weryfikacji pod kątem koniecznych zmian powinny zostać poddane przede wszystkim przepisy Prawa energetycznego, Rozporządzenia systemowego i Rozporządzenia taryfowego, zwłaszcza w zakresie zasygnalizowanym w pkt. 6.11.4 powyżej.

Dodatkowo, zakładając, że wdrożenie AMI będzie wiązało się z nałożeniem na odbiorców obowiązku wymiany i instalowania nowych liczników ustawowych niezbędne będzie wprowadzenie przepisów rangi ustawowej, które doprecyzują warunki i zakres takiej wymiany.

Najbardziej naturalnym instrumentem dla takiej zmiany wydaje się być ustawa zmieniająca do Prawa energetycznego. Zgodnie, bowiem z art. 32 Konstytucji wszelkie ograniczenia w zakresie korzystania z konstytucyjnych wolności i praw mogą być ustanawiane tylko w ustawie i tylko wtedy, gdy są konieczne w demokratycznym państwie dla jego bezpieczeństwa lub porządku publicznego, bądź dla ochrony środowiska, zdrowia i moralności publicznej, albo wolności i praw innych osób.

W zakresie standaryzacji i określenia wymogów technicznych można rozważyć zasadniczo dwa rozwiązania. Pierwsze rozwiązanie to weryfikacja i zmiana obecnej regulacji zawartej m.in. w Rozporządzeniu systemowym i Rozporządzeniu w sprawie liczników energii. Alternatywnie można wziąć pod uwagę stworzenie rozporządzenia wykonawczego, które kompleksowo regulowałoby kwestie związane z wdrożeniem AMI w jednym nowym akcie.

Ramy wymaganej regulacji w zakresie wdrożenia AMI wyznaczają także postanowienia Dyrektywy 2009/72/WE, zgodnie, z którymi Państwo Członkowskie zobowiązane jest wyraźnie określić funkcje i zakres odpowiedzialności operatorów systemów przesyłowych, operatorów systemów dystrybucyjnych, przedsiębiorstw dostarczających energię elektryczną i odbiorców oraz, w razie konieczności, innych uczestników rynku - w odniesieniu do umów, zobowiązań względem odbiorców, zasad wymiany danych i rozliczeń, własności danych i odpowiedzialności za dokonywanie pomiarów zużycia. Państwo Członkowskie musi także określić format danych pomiarowych, procedurę udostępniania ich dostawcom i konsumentom oraz zapewnić odpowiednią standaryzację liczników inteligentnych.

Ponadto, zgodnie z Dyrektywą 2006/32/WE, odbiorcom końcowym powinno umożliwić się nabycie indywidualnych liczników, które precyzyjnie określałyby czas i wielkość konsumpcji, poprzez wprowadzenie regulacji prawnych.

## 7 WDROŻENIE INTELIGENTNYCH SYSTEMÓW POMIAROWYCH A REGULACJA ELEKTROENERGETYKI

W Rozdziale 3.1 jako roboczą hipotezę przyjęto, że podstawowym celem wdrożenia inteligentnego pomiaru jest spełnienie wymagań dyrektyw UE przy najmniejszym koszcie społecznym.

Ustalenie celów wdrożenia jest warunkiem koniecznym do rozważań o rozwiązaniach regulacyjnych. Cele wdrożenia inteligentnego pomiaru w Polsce nie zostały dotychczas ustalone i będą one uzależnione m.in. od oczekiwań Regulatora, które zostały przedstawione w Rozdziale 4.1. Cele powinny spełniać następujące warunki:

- ▶ Być konkretne i skwantyfikowane, niepozwalające na żadną interpretację,
- ▶ Powinny zostać ogłoszone do publicznej wiadomości a ich osiągnięcie wsparte odpowiednimi „motywatorami” dla wykonawców (OSD).

W niniejszym rozdziale zaproponowane zostały zmiany w systemie regulacji elektroenergetyki głównie z punktu widzenia sektora dystrybucji. Z punktu widzenia tego sektora istotnym jest, aby regulacja zapewniała stabilne zasady taryfowania, w obliczu konieczności poniesienia istotnych nakładów na wdrożenie AMI. Zmniejszenie ryzyka regulacyjnego będzie miało korzystny wpływ na wdrożenie AMI i ułatwi OSD pozyskanie niezbędnych środków finansowych.

Rozważone zostały również potrzeby oraz możliwe do osiągnięcia korzyści innych interesariuszy, w tym odbiorców końcowych. Jeszcze raz należy podkreślić, że rozwiązania regulacyjne będą uzależnione od celów Regulatora odnośnie wdrożenia inteligentnego pomiaru.

### 7.1 Wpływ wdrożenia inteligentnego pomiaru na kształtowanie taryf dystrybucyjnych

Wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych w Polsce będzie wiązało się z koniecznością dostosowania sposobu wyznaczania przychodu regulowanego w taryfach OSD oraz jego alokacji na poszczególne stawki i opłaty. Będzie miało również wpływ na inne aspekty poruszane w taryfach na dystrybucję energii elektrycznej.

Z perspektywy regulacyjnej pierwszym etapem kalkulacji taryfy dystrybucyjnej jest wyliczenie wielkości przychodu regulowanego OSD (Rysunek 7.1). Obecnie przychód regulowany OSD obliczany jest jako suma:

- ▶ Kosztów uzasadnionych dystrybucji energii elektrycznej,
- ▶ Amortyzacji majątku służącego dystrybucji energii elektrycznej,
- ▶ Zwrotu z zaangażowanego kapitału,
- ▶ Kosztów usług przesyłowych przenoszonych z taryfy przesyłowej PSE Operator do taryf na dystrybucję,
- ▶ Kosztów opłaty przejściowej związanych z przedterminowym rozwiązaniem kontraktów długoterminowych, przenoszonych z taryfy przesyłowej PSE Operator do taryf na dystrybucję.



Rysunek 7.1 Wyliczenie wielkości przychodu regulowanego OSD

Na schemacie pomarańczową ramką oznaczono elementy taryfy, na które będzie miało wpływ wdrożenie AMI.

### **Koszty własne**

- ▶ W taryfie przeniesione zostaną nowe koszty operacyjne związane z eksploatacją systemu AMI,
- ▶ OSD będzie osiągał korzyści z tytułu wdrożenia AMI – głównie polegające na uniknięciu kosztów odczytów tradycyjnych, które to koszty zostaną wyłączone docelowo z taryfy.

### **Różnica bilansowa**

W wyniku wdrożenia AMI OSD uzyska narzędzie pozwalające na bardziej efektywne wykrywanie nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz zmniejszenia strat technicznych poprzez lepsze zarządzanie obciążeniem sieci dystrybucyjnej.

### **Amortyzacja i zwrot z kapitału**

Wpływ na ten składnik przychodu regulowanego będzie miało:

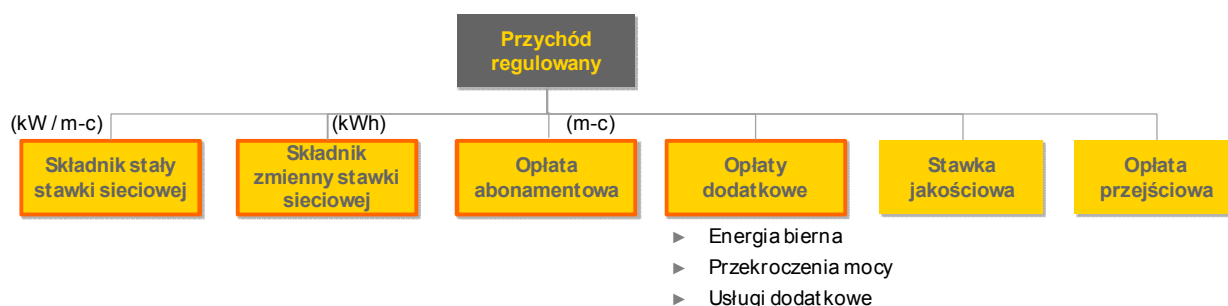
- ▶ wcześniejsze rozliczenie amortyzacji tradycyjnych liczników zdejmowanych z sieci przed upływem planowanego okresu amortyzacji (patrz: problem kosztów osieroconych opisany w Rozdziale 7.6),
- ▶ przeniesienie w taryfie nakładów inwestycyjnych związanych z wdrożeniem AMI.

Dodatkowym aspektem wdrożenia AMI (i wynikającym z niego lepszym dostępem OSD do informacji o funkcjonowaniu sieci dystrybucyjnej) będzie optymalizacja planowania remontów i inwestycji w sieć dystrybucyjną. Nastąpi zmniejszenie poziomu „nietrafionych” inwestycji. W długim okresie czasu oznacza to z perspektywy regulacji wzrost jakości świadczonych usług dystrybucyjnych przy tym samym poziomie nakładów inwestycyjnych.

Naszym zdaniem wdrożenie AMI nie będzie miało wpływu na:

- ▶ koszty podatkowe (inne niż CIT) – gdyż elementy systemu AMI nie będą obciążone podatkiem od nieruchomości,
- ▶ koszty usług przesyłowych, które są kosztami ponoszonymi przez PSE Operator i przenoszonymi do taryf dystrybucyjnych,
- ▶ koszty opłaty przejściowej – gdyż łączna kwota tych kosztów wynika z kwoty rekompensat z tytułu kontraktów długoterminowych planowanej na dany rok.

Kolejnym etapem kalkulacji taryfy jest rozdzielenie przychodu regulowanego na stawki taryfowe (Rysunek 7.2). Odbywa się to z uwzględnieniem planowanych wielkości nośników tych stawek (kWh, kW, miesiąc).



Rysunek 7.2 Alokacja przychodu regulowanego na stawki taryfowe

Na powyższym schemacie czerwoną ramką oznaczono elementy taryfy, na które będzie miało wpływ wdrożenie AMI.

### Składnik stały stawki sieciowej

W ramach tego składnika przenoszone powinny być nakłady inwestycyjne oraz koszty funkcjonowania AMI.

### Składnik zmienny stawki sieciowej

W ramach tego składnika przenoszone są m.in. koszty różnicy bilansowej, na których poziom będzie miało wpływ wdrożenie AMI.

### Opłata abonamentowa

W ramach opłaty abonamentowej przenoszone są koszty odczytów i kontroli urządzeń pomiarowych, co powoduje, że wdrożenie AMI będzie miało wpływ na ten składnik. Rekomendowana jest jego likwidacja po całkowitym wdrożeniu AMI oraz uwzględnienie kosztów kontroli urządzeń pomiarowych w ramach składnika stałego stawki sieciowej.

### Opłaty dodatkowe

Wpływ AMI na te elementy przejawiał się będzie głównie w rozszerzeniu zakresu podmiotów objętych rozliczeniami z tytułu przekroczeń mocy oraz ponadumownego poboru energii biernej.

Należy również rozpatrywać wpływ AMI na elementy taryfy, które nie są bezpośrednio składnikami przychodu regulowanego. Są to:

- ▶ opłaty przyłączeniowe,
- ▶ bonifikaty za niedotrzymanie standardów technicznych dostaw energii elektrycznej.

W dalszej części studium wymienione powyżej elementy poddano bardziej szczegółowej analizie w kontekście wdrożenia AMI.



## 7.2 Sposób uwzględnienia nakładów na inteligentny pomiar w taryfie (zwrot z kapitału i amortyzacja)

Pierwszym rozważanym zagadnieniem jest sposób uwzględniania w taryfie dystrybucyjnej nakładów inwestycyjnych związanych z wdrożeniem inteligentnego pomiaru w Polsce.

Naszym zdaniem kalkulacja amortyzacji oraz zwrotu z kapitału dla AMI powinna odbywać się według takich samych zasad jak dotychczas stosowane dla majątku sieciowego. Z punktu widzenia inwestora nakłady ponoszone na inteligentny pomiar powinny być wynagradzane w taki sam sposób, jak pozostałe inwestycje. Sposób wynagradzania inwestora za środki zaangażowane w działalność dystrybucyjną nie powinien być uzależniony od zakresu rzeczowego, na jaki te środki są przeznaczane.

W dalszej części podrozdziału opisano najistotniejsze kwestie związane z kalkulacją tych dwóch składników przychodu regulowanego w odniesieniu do nakładów na inteligentny pomiar.

### Wdrożenie AMI a plan rozwoju

Nakłady na wdrożenie inteligentnego pomiaru będą w istotny sposób zwiększały obecny roczny poziom nakładów na majątek sieciowy uwzględniony w planach rozwoju OSD.

Obecne plany rozwoju OSD przewidują nakłady na poziomie około 3,5 mld złotych rocznie. Średnioroczne nakłady na AMI w cenach stałych roku 2010 przy wdrożeniu trwającym 6 lat, 8 lat oraz 10 lat wynoszą odpowiednio 1,27 – 1,65 mld złotych, 0,98 – 1,27 mld złotych oraz 0,92 – 1,18 mld złotych w cenach stałych roku 2010. W latach wdrażania AMI nastąpi zatem wzrost poziomu nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez OSD o odpowiednio 36 - 47%, 28 - 36% lub 26 - 34%. Szczegółowa analiza wpływu wdrożenia AMI na plany rozwoju oraz taryfę zawarta została w Rozdziale 9.4 studium.

Tak istotny wzrost nakładów inwestycyjnych może powodować następujące ryzyka związane z „wypychaniem” nakładów na majątek sieciowy:

- ▶ Naciski ze strony Regulatora na przesunięcie w czasie inwestycji w majątek sieciowy do czasu zakończenia wdrożenia AMI tak, aby wzrost stawek dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych został rozłożony w czasie;
- ▶ Nawet w przypadku akceptacji pełnego zwiększonego planu rozwoju przez Regulatora, poszczególni OSD staną przed zadaniem sfinansowania istotnych dodatkowych nakładów. Jeśli nie uda się pozyskać wymaganego finansowania nie zostaną zrealizowane nakłady na majątek sieciowy, gdyż zakłada się, że wdrożenie AMI będzie wymagane prawem i może być związane z sankcjami.

Powyższe ryzyka, w przypadku ich realizacji, mogą spowodować pogorszenie się stanu sieci, co będzie miało wpływ na spadek jakości świadczonych usług dystrybucyjnych. Nieumiejętne wdrażanie inteligentnego pomiaru może więc wbrew swoim celom doprowadzić do pogorszenia jakości dostaw energii elektrycznej.

Ze względu na możliwe zjawisko „wypychania” z planu rozwoju nakładów przeznaczonych na inwestycje w modernizację i odtworzenie sieci dystrybucyjnej przez planowane nakłady na wdrożenie systemu AMI, rekomendowanym rozwiązaniem wydaje się być dłuższy harmonogram wdrożenia lub prawne zagwarantowanie zwrotu poniesionych nakładów w taryfie.

Ze względu na fakt, że obecnie spółki OSD negocjują z Regulatorem plany rozwoju na lata 2011-2015 a okres ten częściowo pokrywa się z latami, w których wysoce prawdopodobne jest wdrażanie AMI, nakłady na to wdrożenie należałoby uwzględnić w planach rozwoju na lata 2011-2015.

Rekomendowane jest, aby koszty związane z wdrożeniem AMI były wykazane oddzielnie od innych nakładów.

Dokładne zaplanowanie wartości nakładów na AMI oraz harmonogramu ich ponoszenia nie jest w chwili obecnej możliwe, gdyż powinno być ono poprzedzone:

- ▶ dokonaniem niezbędnych zmian w prawie precyzującym harmonogram wdrożenia AMI;
- ▶ opracowaniem wymaganego zakresu funkcjonalnego AMI;
- ▶ wypracowaniem przez Regulatora zasad uwzględniania nakładów na AMI w taryfie poprzedzone okresem próbnego badania rzeczywistych wydatków na AMI (jest o tym mowa w kolejnej części niniejszego podrozdziału).

Rekomendowane jest, aby proces uzgadniania planów rozwoju przebiegł dwuetapowo:

- ▶ w planach rozwoju, które są obecnie (w roku 2010) przygotowywane uwzględnić nakłady na wdrożenia pilotażowe systemów inteligentnego pomiaru,
- ▶ po spełnieniu wymienionych wyżej warunków plany rozwoju OSD powinny zostać uzupełnione o szczegółowe zadania związane z wdrożeniem AMI.

Aktualizacja planów rozwoju, o której mowa powyżej, nie powinna mieć wpływu na wcześniej uzgodnione z Regulatorem inwestycje sieciowe na lata 2011-2015.

Aktualizacja planu rozwoju o szczegółowy plan wdrożenia AMI powinna również rozszerzać okres objęty planem rozwoju o czas do zakończenia wdrożenia. Tylko objęcie planem rozwoju pełnego okresu wdrożenia da OSD gwarancję, że zaplanowane nakłady zostaną przeniesione w taryfie.

W obliczu znaczących kosztów związanych z wdrożeniem AMI może okazać się konieczna ogólnokrajowa współpraca wszystkich OSD tak jak miało to miejsce w prowincji Ontario w Kanadzie. Tam, wybór oferty na AMI odbył się w dwóch etapach. W pierwszym więksi OSD złożyli zapytanie ofertowe na AMI. W drugim etapie, wszystkie OSD złożyły jedno wspólne zapytanie ofertowe, co przyczyniło się do obniżenia kosztów licznika o 50% (z zakładanych 250 do 125 dolarów kanadyjskich za licznik).

### **Zasady kalkulacji wielkości nakładów na AMI uwzględnianych w planach rozwoju**

Aby zminimalizować ryzyko regulacyjne należy wypracować zasady uwzględniania przez Regulatora wielkości nakładów na AMI w planie rozwoju wraz z ich późniejszym korygowaniem w latach prowadzenia wdrożenia.

Pierwszy okres wdrożenia powinien być objęty badaniem rzeczywistych wydatków na AMI u poszczególnych OSD, co posłużyłoby do kalkulacji benchmarków i ustalenia zasad przenoszenia nakładów w taryfie dystrybucyjnej.

Należy zwrócić szczególną uwagę, na ustalenie odpowiedniej długości okresu, na podstawie którego będą kalkulowane benchmarki służące do ustalenia zasad przenoszenia nakładów w taryfie. Celowym byłoby również ustalenie minimalnych limitów skali wdrożenia AMI, aby mógł być wypracowany odpowiedni benchmark (małe projekty obejmujące od kilkuset do kilkunastu tysięcy liczników nie mogą być wiarygodnym benchmarkiem dla ogólnokrajowego wdrożenia AMI).

Przy kalkulacji benchmarku należy wydzielić dwie grupy nakładów inwestycyjnych, które powinny być objęte analizą w sposób od siebie niezależny:

1. Nakłady związane z zakupem urządzeń pomiarowych, koncentratorów oraz ich instalacją;
2. Nakłady na wdrażanie systemów IT związanych z inteligentnym pomiarem oraz na ich integrację z innymi systemami IT w ramach OSD.

Dla pierwszej grupy nakładów można wyliczyć wartość poniesionych nakładów na punkt pomiarowy i w ten sposób badać ich efektywność.

Nie jest natomiast możliwe odnoszenie nakładów na systemy IT do liczby zainstalowanych w danym okresie liczników. Koszty te będą kosztami stałymi, których istotną część należy ponieść w pierwszych latach wdrożenia AMI.

Ponadto koszty związane z integracją systemów AMI z innymi systemami IT mogą okazać się zupełnie nieporównywalne u poszczególnych OSD ze względu na różny zakres wdrożenia tych systemów oraz ich obecnej integracji.

Z uwagi na długość procesu wdrożenia rekomenduje się okresowe (np. coroczne) badanie rzeczywistych wydatków ponoszonych przez poszczególnych OSD i ewentualne dostosowywanie zasad kalkulacji nakładów na potrzeby taryf.

W tak długim procesie poziom nakładów może ulegać znacznym zmianom w trakcie trwania wdrożenia i może się okazać zarówno niższy (w wyniku efektu skali oraz postępu technologicznego), jak i wyższy (w wyniku pełnego zakontraktowania dostawców urządzeń oraz firm je instalujących) od skalkulowanego na podstawie pierwszego okresu wdrożenia.

Istotne jest również ustalenie zakresu rzeczowego nakładów, jaki może być przeniesiony w taryfie. Jest to warunek konieczny do wyznaczania jakichkolwiek benchmarków oraz rozliczania OSD z wykonywania planu rozwoju.

W taryfie powinien zostać przeniesiony koszt wynikający z funkcjonalności systemu AMI, której wdrożenie u poszczególnych grup odbiorców jest wymagane przez regulacje prawne. Dodatkowe funkcje systemu, które nie będą wymagane regulacjami prawa, powinny być finansowane przez podmioty inne niż OSD np. sprzedawcę, klienta.

### **Amortyzacja nakładów na system inteligentnego pomiaru przenoszona w taryfie**

Kalkulacja amortyzacji systemu AMI na potrzeby przychodu regulowanego powinna odbywać się w taki sam sposób jak dla pozostałego majątku sieciowego. Naszym zdaniem nie ma potrzeby wydzielenia odrębnie amortyzacji systemów inteligentnego pomiaru na potrzeby kalkulacji przychodu regulowanego.

Można natomiast rozważyć wyodrębnienie w ramach stosowanego obecnie na potrzeby kalkulacji amortyzacji taryfowej wzoru, składników obrazujące amortyzację systemu AMI za ostatni rok z zastosowaniem specyficznych stawek amortyzacji dla inteligentnych liczników oraz systemów IT niezależnych od stosowanej dotychczas stawki dla majątku sieciowego. Ma to uzasadnienie z uwagi na istotną różnicę w stawce amortyzacji dla majątku sieciowego (obecnie regulacyjnie jest to 4%) a stawką amortyzacji systemu AMI.

Zgodnie z dotychczasowymi wytycznymi do kalkulacji taryf dystrybucyjnych, koszty amortyzacji ustala się według zaprezentowanego poniżej wzoru. Zgodnie z wyżej opisaną propozycją sugeruje się wyodrębnienie we wzorze dodatkowych składników oznaczonych kolorem czerwonym.

$$A_t = A_{(t-2/t-1)} + r_A * \frac{(I_{t-1} + I_t)}{2} + r_L * \frac{(I_{Lt-1} + I_{Lt})}{2} + r_I * \frac{(I_{It-1} + I_{It})}{2}$$

gdzie:

$A_t$  – amortyzacja uwzględniana w kalkulacji przychodu regulowanego na rok  $t$ ,

$A_{(t-2/t-1)}$  – suma amortyzacji z II półrocza roku  $t-2$  oraz I półrocza roku  $t-1$ , wykazanych w arkuszach sprawozdawczych DTA z uwzględnieniem amortyzacji inteligentnych urządzeń pomiarowych oraz systemów IT związanych z AMI, która będzie podlegała weryfikacji przez Prezesa URE,

$r_A$  – stopa amortyzacji dla majątku sieciowego (w wytycznych na rok 2010 wynosiła 4,0%),

$r_L$  – stopa amortyzacji dla inteligentnych urządzeń pomiarowych,

$r_I$  – stopa amortyzacji dla systemów IT związanych z AMI,

$I_{t-1}$ ,  $I_t$  – nakłady inwestycyjne netto na majątek sieciowy zgodnie z planem rozwoju na rok odpowiednio:  $t-1$  oraz  $t$ ,

$I_{Lt-1}$ ,  $I_{Lt}$  – nakłady inwestycyjne na inteligentne urządzenia pomiarowe zgodnie z planem rozwoju na rok odpowiednio:  $t-1$  oraz  $t$ ,

$I_{It-1}$ ,  $I_{It}$  – nakłady inwestycyjne na systemy IT związane z AMI zgodnie z planem rozwoju na rok odpowiednio:  $t-1$  oraz  $t$ .

Regulator powinien przygotować wytyczne do amortyzacji AMI dla OSD, aby zapewnić spójność rozliczania nakładów inwestycyjnych w skali kraju. OSD powinni zostać zobowiązani do stosowania stawek amortyzacji zgodnych z wytycznymi Regulatora.

Wytyczne powinny obejmować okresy amortyzacji urządzeń pomiarowych oraz odrębnie okresy amortyzacji systemów IT. Okresy amortyzacji powinny być zgodne z okresem ekonomicznej użyteczności tych urządzeń oraz systemów.

### Zwrot z kapitału związany z inteligentnym pomiarem

Kalkulacja zwrotu z kapitału związanego z ponoszonymi przez OSD nakładami na system AMI powinna odbywać się w taki sam sposób i z uwzględnieniem takiego samego WACC jak dla pozostałego majątku sieciowego. Naszym zdaniem nie ma potrzeby wydzielenia osobnego WRA na potrzeby kalkulacji zwrotu z kapitału odrębnie dla systemów inteligentnego pomiaru.

Od roku 2010 w regulacji stosowany jest następujący model aktualizacji WRA, który powinien być stosowany w takim samym zakresie dla nakładów na inteligentny pomiar.

$$WRA_t = WRA_{t-1} + I_{t-1} - OP_{t-1} - AR_{t-1} - \Delta I_{t-2}$$

gdzie:

$WRA_t$  – wartość regulacyjna aktywów dla roku  $t$  (według stanu na początek danego roku taryfowego);

$I_{t-1}$  – wysokość nakładów inwestycyjnych, w tym nakładów na inteligentny pomiar, uwzględnionych przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok  $t-1$ ;

$OP_{t-1}$  – opłaty przyłączeniowe (w rozumieniu wpływów gotówkowych) uwzględnione przez Prezesa URE w kalkulacji taryfy na rok t-1;

$AR_{t-1}$  – amortyzacja WRA na rok t-1;

$\Delta I_{t-2}$  – zaakceptowana przez Prezesa URE różnica między planowanym poziomem nakładów inwestycyjnych oraz opłatami przyłączeniowymi a ich rzeczywistym wykonaniem.

W składniku  $OP_t$  należy uwzględnić również wpływy ze źródeł zewnętrznych o charakterze bezzwrotnym użytych w celu finansowania nakładów na inteligentny pomiar (ze środków opisanych w Rozdziale 6.7 studium). Zatem nakłady finansowane z takich środków nie powinny być wynagradzane poprzez zwrot z zaangażowanego kapitału. Z kolei zgodnie z zapisami poprzedniej części podrozdziału, amortyzacja od tak sfinansowanych nakładów będzie uwzględniana w kalkulacji taryfy.

Wysokość składnika  $\Delta I_{t-2}$  w odniesieniu do nakładów na AMI jest uzależniona od decyzji Prezesa URE i może przyjąć wartość:

- ▶ dodatnią – sytuacja, w której OSD poniósł większe koszty inwestycyjne niż planowane; może to być związane z instalacją większej liczby inteligentnych liczników niż planowana i uzgodniona z Regulatorem. Przy zachowaniu racjonalnej ceny jednostkowej taka sytuacja powinna być co do zasady akceptowana przez Regulatora; w pozostałych przypadkach dodatnia różnica powinna być przedmiotem szczegółowej analizy przeprowadzanej przez Regulatora i być skorelowana z innymi składnikami taryfy (np. OSD może wydać więcej na urządzenia o wyższej funkcjonalności, ale w latach kolejnych będzie miał wyższy wskaźnik efektywności dla kosztów własnych);
- ▶ ujemną – sytuacja, w której nakłady inwestycyjne rzeczywiście poniesione przez OSD są mniejsze od nakładów planowanych, co powinno powodować odpowiednie zmniejszenie WRA.

### Przykłady międzynarodowe w zakresie przenoszenia nakładów na AMI w taryfie

Dokonując porównania doświadczeń międzynarodowych w kwestii przenoszenia nakładów na inteligentny pomiar w taryfach, należy zwrócić uwagę na kilka charakterystycznych rozwiązań:

**Australia (Victoria) [49]** - koszty mają być pokryte w taryfie pod warunkiem akceptacji Regulatora. OSD przedkłada Regulatorowi proponowany przez siebie coroczny budżet na cały okres regulacyjny, a Regulator przeprowadza dwa testy:

- ▶ czy zakres inwestycji nie wykracza poza wymogi regulacyjne,
- ▶ czy cena jest rynkowa (czy koszt został poniesiony w związku z podpisaniem kontraktem oraz czy ten kontrakt został zawarty w drodze przetargu; jeśli nie, to czy jest prawdopodobne, iż OSD nie podniesie aż takiego kosztu lub czy koszt ten nie różni się znacznie od rynkowych standardów).

W przypadku pozytywnej oceny budżet jest akceptowany. W przypadku negatywnej oceny w jednym z testów, Regulator proponuje budżet w wymiarze przez siebie ustalonym. Na podstawie uzgodnionego budżetu Regulator kalkuluje zwrot z kapitału oraz amortyzację do przeniesienia w taryfie. Następnie OSD przedstawia Regulatorowi rzeczywiście poniesione koszty w relacji do zaakceptowanego wcześniej budżetu – koszty rzeczywiste są akceptowane do przeniesienia w taryfie pod warunkiem, że: związane są z wymogami regulacyjnymi, są zatwierdzone przez audytora oraz nie przekraczają 120% budżetu (okres 2009-2011) lub 110% (okres 2012-2015).

Jeżeli koszty nie spełniają tych warunków, Regulator może nie uznać kosztów jedynie w sytuacji, gdy udowodni, że powstały one w wyniku niegospodarności (w przypadku zwiększonych kosztów powstałych w związku z większym zakresem inwestycji, koszty są uznawane).



**Kanada (Ontario) [53]** - zgodnie z regulacjami kanadyjskimi z 2006 roku, wszelkie koszty OSD związane z inteligentnym pomiarem, infrastrukturą, systemami i technologią, których specyfikacja nie przekracza wymaganego minimum, mogą być uwzględnione w taryfie pod warunkiem zgody Regulatora. Istnieje jednak wyjątek – Regulator może uznać, iż funkcjonalność przekraczająca ustalone minimum przyczynia się do dodatkowych korzyści dla klienta i tym samym uwzględnić dodatkowe koszty w taryfie.

Według wskazań Regulatora, OSD wdrażający AMI składają wnioski o zatwierdzenie poniesionych kosztów inwestycji do uwzględnienia w taryfie dwukrotnie. Pierwszy wniosek OSD składa po zainstalowaniu inteligentnych liczników w 50% punktów pomiarowych podłączonych do swojej sieci. Drugi wniosek jest składany po osiągnięciu 100% punktów pomiarowych objętych systemem AMI. Taki mechanizm ma służyć ograniczeniu liczby wniosków (w Ontario funkcjonuje duża liczba OSD) oraz umożliwieniu OSD zebrania reprezentatywnych danych kosztowych dotyczących wdrożenia AMI (dla odpowiednio dużej liczby punktów pomiarowych) na swoim terenie działalności.

Dodatkowo w Ontario, aby zachęcić OSD do rozwoju systemów AMI, Regulator przewidział rodzaj dodatku zaliczkowego na poczet wdrożenia AMI (tzw. Smart Meter Funding Adder), który pozwala OSD otrzymać część środków finansowych z wyprzedzeniem w stosunku do rzeczywistego terminu ponoszenia kosztów związanych z AMI. Każdy OSD może aplikować o dodatek zaliczkowy na poczet wdrożenia AMI, jednak jego wielkość jest uzależniona od tego, czy OSD aktywnie wdraża AMI. Dodatek zaliczkowy wynosi 0,30 CAD na punkt pomiarowy dla OSD, które jeszcze nie rozpoczęły wdrożenia AMI, oraz 1,00 CAD na punkt pomiarowy dla OSD wdrażających AMI.

**Norwegia [56]** - Regulator ustalił maksymalny pułap ceny na około 300 EUR (koszty licznika + koszty instalacji); ta kwota ma docelowo być przeniesiona w taryfie.

**Szwecja [55]** – w początkowym okresie wdrożenia AMI Regulator postanowił uwzględniać wszystkie wydatki OSD związane z implementacją inteligentnego opomiarowania. Zwrot kosztów dokonywany był w formie taryfy ex-post. Po tym dwuletnim okresie początkowym Regulator, na podstawie zebranych danych o nakładach inwestycyjnych i kosztach operacyjnych dla AMI, miał wyznaczyć zasady formułowania taryf dystrybucyjnych ex-ante (przy założonym maksymalnym pułapie kosztów inwestycji na licznik uwzględnianym w taryfie).

W czerwcu 2009 roku szwedzki parlament uchwalił ustawę, która zmienia sposób kalkulowania taryf dystrybucyjnych z ex-post na ex-ante. Do roku 2011 Regulator ma opracować metodykę nowego sposobu taryfowania na pierwszy okres nowego taryfowania, tj: 2012-2015. W nowym systemie taryfowania mają być również zastosowane wskaźniki poprawy efektywności, które dotyczyć będą takich zagadnień jak jakość dostaw, czy przerwy w dostawie energii

**Niemcy** - zgodnie z dotychczasowymi wypowiedziami Regulatora (Bundesnetzagentur) zamierza on uwzględniać w taryfie wszystkie efektywne inwestycje wynikające z nałożonych przez prawo obowiązków. Oznacza to, że wydatki poniesione na instalację liczników odzwierciedlających faktyczne zużycie energii elektrycznej oraz faktyczny czas jej używania oraz wymagane dla wszystkich instalacji w nowych budynkach lub przy dużych pracach remontowych, będą uznawane w taryfie jako koszty uzasadnione (lecz tylko do poziomu uznanego za efektywny).

Regulator dopuszcza również możliwość rozłożenia kosztów związanych z opomiarowaniem i bieżącą obsługą inteligentnych liczników częściowo na spółki OSD i częściowo na spółki obrotu.

### 7.3 Implikacja dla kosztów operacyjnych

W zakresie uzasadnionych kosztów operacyjnych rozważyć należy wpływ inteligentnego opomiarowania na:

- ▶ koszty własne przenoszone w taryfie,
- ▶ koszt różnicy bilansowej.

#### **Koszty własne przenoszone w taryfie**

Rok 2011 będzie pierwszym rokiem kolejnego okresu regulacji dla kosztów własnych OSD na potrzeby kalkulacji taryfy dystrybucyjnej. Fakt ten można wykorzystać w celu dostosowania modelu oceny kosztów własnych do potrzeby procesu wdrażania AMI.

#### **Koszty odczytu i kontroli liczników tradycyjnych**

Proponuje się wyłączenie z modelu oceny efektywności kosztów OSD kosztów odczytów liczników tradycyjnych w okresie regulacji od roku 2011. Koszty te powinny być stopniowo wyłączone z kalkulacji przychodu regulowanego proporcjonalnie do postępującego wdrożenia liczników inteligentnych.

Obecnie w ramach kosztów własnych OSD spółki ewidencjonują koszty odczytów i kontroli układów pomiarowych łącznie. Na potrzeby wdrożenia AMI należałoby rozdzielić te koszty na dwie grupy:

- ▶ koszty odczytów,
- ▶ koszty kontroli.

Mogą tu wystąpić pewne trudności związane z alokacją kosztów. Może się okazać konieczne wprowadzenie w OSD rozwiązań typu Activity Based Costing (ABC).

W przypadku kosztów kontroli liczników inteligentnych można założyć, że nie będą one musiały być rutynowo sprawdzane raz na 2 lata tak, jak ma to miejsce w przypadku liczników konwencjonalnych. Z perspektywy OSD konieczne wydają się jedynie kontrole wynikające z analiz różnicy bilansowej w poszczególnych segmentach sieci oraz sygnałach o zdarzeniach wysyłanych przez liczniki. Przy takich założeniach koszty kontroli inteligentnych układów pomiarowych powinny być docelowo niższe niż koszty kontroli układów tradycyjnych, jednakże trudno określić dokładną skalę redukcji tych kosztów.

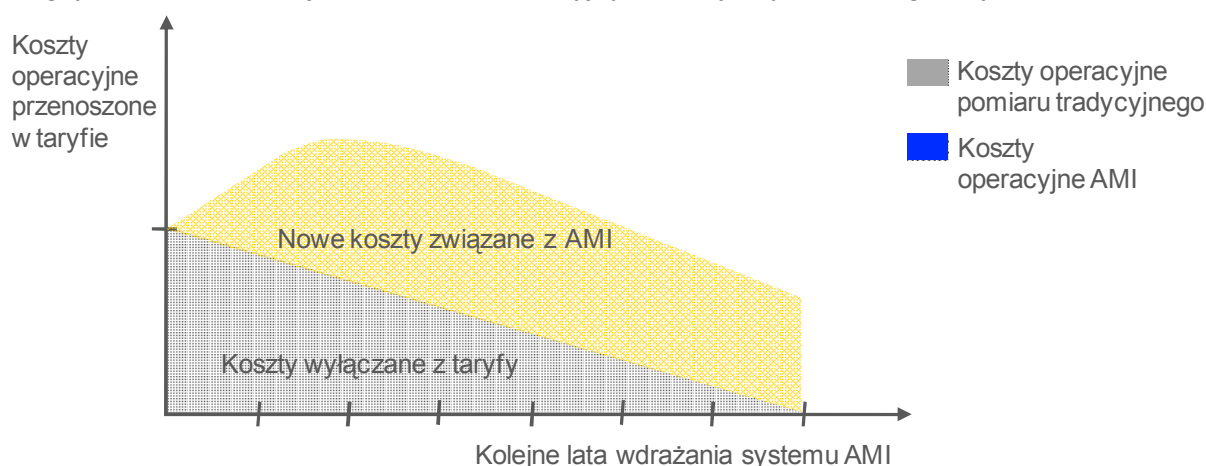
#### **Koszty eksploatacji systemu AMI**

Do istotnych kosztów, które będą ponoszone przez OSD w związku z wdrożeniem inteligentnego pomiaru zaliczyć można:

- ▶ koszty eksploatacji i konserwacji infrastruktury pomiarowej (liczniki, urządzenia),
- ▶ koszty transmisji i przesyłu danych pomiarowych,
- ▶ koszty zarządzania danymi pomiarowymi.

Powyższe kategorie kosztów własnych związanych z inteligentnym pomiarem należy uwzględnić w modelu oceny efektywności od roku 2011. Należy również wypracować mechanizmy oceny ich efektywności. Wartość powyższych kosztów będzie wprost proporcjonalna do liczby zainstalowanych liczników inteligentnych, dlatego w modelu oceny efektywności warto rozważyć wprowadzenie takiej zmiennej.

Rysunek 7.3 ilustruje proces wyłączenia z taryfy kosztów odczytów liczników tradycyjnych oraz uwzględnianie w ich miejsce kosztów operacyjnych związanych z inteligentnym pomiarem.



Rysunek 7.3 Proces zmiany składowych kosztów operacyjnych OSD przenoszonych w taryfie

W uzasadnionych kosztach własnych powinny zostać również uwzględnione koszty niezbędnych szkoleń personelu OSD związanych z obsługą systemów AMI, instalacją liczników inteligentnych, etc., a także koszty prowadzenia przez OSD działań mających na celu edukowanie odbiorców w zakresie „efektywnego” korzystania z energii elektrycznej.

### Koszty własne przenoszone w taryfie – doświadczenia międzynarodowe

We wszystkich krajach gdzie Regulator zdecydował się (lub w przyszłości zakłada) uznać koszty inwestycyjne wprowadzenia AMI w taryfie OSD za uzasadnione, uznawane są również koszty operacyjne związane z AMI.

Różnice występują natomiast w wyborze minimalnych wymagań funkcjonalnych AMI, mających decydujący wpływ na koszty i korzyści poszczególnych interesariuszy, związane z prowadzeniem inteligentnych pomiarów. Na przykład (jak wspomniano już wcześniej), niemiecki Regulator dopuszcza możliwość rozłożenia zarówno kosztów inwestycyjnych związanych z opomiarowaniem jak i kosztów operacyjnych inteligentnych liczników pomiędzy spółki OSD a spółki obrotu.

Na przykład w **Australii** koszty operacyjne mają być przeniesione w taryfie [49], a ich określenie ma przebiegać następująco:

- ▶ OSD przedstawia Regulatorowi proponowane przez siebie koszty operacyjne, które chciałby mieć przeniesione w taryfie,
- ▶ Regulator porównuje proponowane przez OSD koszty z kosztami oszacowanymi przez siebie,
- ▶ Porównanie kosztów jest przekazywane do OSD, który może ustosunkować się do wykazanych rozbieżności, wprowadzić poprawki do swojej propozycji lub uargumentować przyczynę wyższych kosztów w porównaniu z kosztami Regulatora,

- ▶ Ostatnim etapem jest decyzja Regulatora w sprawie wysokości kosztów przeniesionych w taryfie – w wymiarze ustalonym przez Regulatora, wymiarze ustalonym przez OSD, po konsultacjach lub w wymiarze pośrednim.

### **Koszty różnicy bilansowej**

W wyniku wdrożenia AMI OSD uzyskają narzędzia pozwalające na szczegółową analizę różnicy bilansowej, efektywne wykrywanie nielegalnego poboru energii elektrycznej oraz zmniejszenie strat technicznych poprzez lepsze zarządzanie obciążeniem sieci dystrybucyjnej.

Wdrożenie inteligentnego pomiaru będzie sprzyjało obniżaniu różnicy bilansowej przez OSD.

Połączenie wdrożenia inteligentnego pomiaru z wdrożeniem „modelu angielskiego” rozliczania różnicy bilansowej (w modelu tym spółki obrotu dokonują zakupu energii na różnicę bilansową, natomiast OSD są motywowani poprzez korekty przychodu regulowanego do redukcji tej różnicy) wydaje się być rozwiązaniem efektywnym i rozsądnym:

- ▶ Inteligentny pomiar zapewni OSD narzędzia pozwalające na redukcję różnicy bilansowej,
- ▶ Wdrożenie „modelu angielskiego” zmotywuje OSD do korzystania z powyższych narzędzi.

W obecnym systemie regulacji, w którym to OSD dokonuje zakupu energii na różnicę bilansową, a uzasadniona wielkość różnicy bilansowej określana jest przez Regulatora na każdy rok taryfowy, OSD nie mają motywacji do redukcji różnicy bilansowej poniżej wielkości uzasadnionej skalkulowanej przez Regulatora.

### **7.4 Sposób kalkulacji stawek opłat taryfowych po wdrożeniu inteligentnego pomiaru**

Niniejszy podrozdział przedstawia wpływ wdrożenia inteligentnego pomiaru na poszczególne stawki opłat taryfowych.

#### **Składnik stały stawki sieciowej**

Amortyzacja, zwrot z kapitału oraz koszty operacyjne związane z AMI mają charakter kosztów stałych (niezależnych od wielkości dostawy energii) i rekomenduje się, aby zostały przeniesione w stawce stałej sieciowej.

Obecnie, zgodnie z par. 29 Rozporządzenia taryfowego składnik stały stawki sieciowej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym jest określony jako stały miesięczny koszt (zł / miesiąc).

Po wdrożeniu inteligentnego pomiaru celową wydaje się zmiana sposobu naliczania składnika stałego stawki sieciowej na uzależniony od wielkości mocy umownej (zł/MW). Podejście to stałoby się bodźcem dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy taryfowej G do racjonalizacji wielkości mocy umownej, a w konsekwencji do jej redukcji.

Przeciętny poziom składnika stałego stawki sieciowej w grupie taryfowej G wynosi ok. 3,50 zł na miesiąc, natomiast w grupie taryfowej C1 – ok. 2,70 zł / kW / m-c.

Niski poziom składnika stałego wynika z zapisów art. 45 ust. 5 Prawa energetycznego, zgodnie z którym maksymalny udział opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług dystrybucji nie może przekroczyć wartości określonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. W praktyce powoduje to, iż istotna część kosztów stałych OSD jest przenoszona w składniku zmiennym stawki sieciowej. Niski poziom składnika stałego powoduje, że klienci mogą nie być wystarczająco motywowani do redukcji mocy umownej nawet, gdyby dokonano zmiany jego formuły na zł / MW.

Należy, zatem rozważyć zmianę poziomu maksymalnego udziału kosztów stałych w opłatach za usługę dystrybucji w celu większego motywowania odbiorców do redukcji mocy umownej.

Proponuje się również utożsamienie pojęć mocy umownej i mocy przyłączeniowej.

Rozróżnienie na moc umowną i przyłączeniową powoduje, że OSD musi zagwarantować odbiorcy moc przyłączeniową pomimo, że dokonał on zmniejszenia mocy umownej. Odbiorca ma zawsze prawo do ponownego zwiększenia mocy umownej w ramach przydzielonej mu mocy przyłączeniowej. Uniemożliwia to bezinwestycyjne przyłączanie nowych odbiorców w celu wykorzystania mocy umownej, z której odbiorcy „zrezygnowali”.

Z praktyki wynika, że klienci, którzy ograniczyli moc umowną bardzo rzadko później ją zwiększają. Fakt ten jest dodatkowym argumentem za propozycją utożsamienia pojęć mocy umownej i mocy przyłączeniowej.

### Opłata abonamentowa

Opłata abonamentowa (przenosząca koszty odczytów i kontroli urządzeń pomiarowych) wydaje się docelowo niepotrzebna i powinna zostać połączona ze stawką stałą sieciową.

Argumentami za połączeniem abonamentu ze stawką stałą sieciową są:

- ▶ uproszczenie struktury rachunku dla konsumenta,
- ▶ brak uzasadnienia dla różnicowania opłaty abonamentowej po wdrożeniu AMI ze względu na długość cyklu rozliczeniowego.

Tym niemniej jednak w okresie przejściowym opłata abonamentowa będzie musiała zostać zachowana dla klientów posiadających liczniki tradycyjne (patrz: Rozdział 8.1).

### Kontrola mocy pobranej przez odbiorców i opłaty za przekroczenie mocy umownej

Obecnie OSD prowadzą kontrolę jedynie mocy pobranej przez odbiorców o wysokim poborze energii, tj. odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych A, B oraz C2. Wynika to z zapisów taryf dystrybucyjnych zatwierdzonych przez Prezesa URE.

Wdrożenie inteligentnego pomiaru umożliwi automatyczną kontrolę mocy pobranej przez wszystkich odbiorców (również przyłączonych do sieci nn należących do grup taryfowych C1 i G) oraz pobieranie od nich opłat za przekroczenie mocy umownej.

Propozycja rozszerzenia rozliczeń za przekroczenia mocy na grupę taryfową C1 wydaje się uzasadniona. Odnośnie ewentualnego wprowadzenia rozliczeń za przekroczenia mocy w grupie taryfowej G, należałoby wprowadzać taki przepis w sposób stopniowy, wraz z odpowiednią edukacją konsumentów co do sposobu „efektywnego” korzystania z energii.

Rozliczanie odbiorców za przekroczenia mocy w grupie G będzie miało jedynie uzasadnienie w przypadku zmiany sposobu rozliczania tych odbiorców w zakresie składnika stałego stawki sieciowej (wprowadzenie opłaty uzależnionej od mocy umownej).

Rekomendujemy również wprowadzenie zapisów umożliwiających limitowanie mocy w grupie G dla odbiorców wrażliwych (taryfa socjalna). Takie zapisy są w zgodzie w Dyrektywą 2009/72/WE.



## Rozliczanie ponadumownego poboru mocy biernej przez odbiorców

W obecnie obowiązujących taryfach OSD rozliczaniem za ponadumowny pobór mocy biernej objęci są tylko odbiorcy przyłączeni do sieci wysokiego i średniego napięcia.

Powyższy stan wynika z przepisów Rozporządzenia taryfowego. Dodatkowo zgodnie z tym rozporządzeniem rozliczeniami za moc bierną mogą być objęci, w uzasadnionych przypadkach, także odbiorcy zasilani z sieci niskiego napięcia, którzy użytkują odbiorniki o charakterze indukcyjnym, o ile zostało to wcześniej określone w: technicznych warunkach przyłączenia, umowie o świadczenie usług dystrybucji lub umowie kompleksowej.

Wdrożenie inteligentnego pomiaru przy odpowiedniej funkcjonalności liczników będzie umożliwiało rozliczanie wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia z ponadumownego poboru energii biernej.

Rekomenduje się rozszerzenie rozliczeń za ponadumowny pobór mocy biernej na grupę taryfową C1.

Wprowadzenie rozliczeń odbiorców z grupy G za moc bierną wydaje się uzasadnione z punktu widzenia takiego samego traktowania wszystkich odbiorców przyłączonych do tej samej sieci nn oraz biorąc pod uwagę rosnącą liczbę odbiorników powodujących przekroczenia mocy biernej instalowanych przez tych odbiorców.

Mimo to rozszerzenie rozliczeń za moc bierną na grupę G ma szereg wad i wydaje się nie być rozwiązaniem praktycznym. Wydaje się mało prawdopodobne, aby zjawisko przekroczeń umownego poboru mocy biernej u odbiorców z grupy taryfowej G występowało na szeroką skalę. Przy założeniu stosowania w gospodarstwie domowym (np. domu o rocznym zużyciu 6 MWh energii elektrycznej) sprzętów o nadmiernym poborze mocy biernej (np. bardzo słabej jakości świetlówek) o łącznej mocy 200 W, tg ( $\varphi$ ) może wynieść około 0,1. Biorąc pod uwagę, że najczęściej stosowany umowny limit tg ( $\varphi$ ) (mierzący pobór energii biernej) wynosi 0,4, można dojść do wniosku, że problem przekroczeń będzie dotyczył jedynie wyjątkowych przypadków (głównie podłączeń urządzeń, których użycia nie przewidziano w gospodarstwach domowych). Dodatkowo czas, w którym dochodziłoby do przekroczenia poboru mocy biernej przy kalkulacji tg ( $\varphi$ ) może być zrównoważony przez okresy mniejszego niż ustalony umownie poboru mocy biernej.

Za nie rozszerzaniem rozliczeń za ponadumowny pobór mocy biernej na odbiorców grupy G przemawiają następujące argumenty:

- ▶ brak zrozumienia ze strony konsumentów zjawiska mocy biernej,
- ▶ zmniejszenie czytelności rachunku poprzez wprowadzenie dodatkowej opłaty,
- ▶ fakt, że u przeciętnego klienta w grupie G nie wystąpią przekroczenia mocy biernej, a konieczność gromadzenia i przetwarzania dodatkowych danych pomiarowych zwiększy koszty funkcjonowania AML,
- ▶ fakt, że (jak wskazano powyżej) skala potencjalnych opłat u klientów grupy G będzie niewielka, a wzrost kosztów reklamacji ze strony konsumentów prawdopodobnie przekroczy ich wysokość.

Bardziej uzasadnionym rozwiązaniem wydaje się wprowadzenie i egzekwowanie obowiązków w zakresie odpowiednich standardów urządzeń elektronicznych sprzedawanych konsumentom.

Rozliczanie odbiorców grupy G z tytułu ponadumownego poboru energii biernej powinno następować jedynie w przypadkach, w których jest to uzasadnione charakterem odbiorników użytkowanych przez tego odbiorcę. Nie ma natomiast potrzeby wdrażania dla wszystkich odbiorców grupy G funkcjonalności rejestrowania poboru energii biernej.

### **Dodatkowe usługi wykonywane na zlecenie odbiorcy**

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania może mieć również wpływ na ceny oraz sposób rozliczania części usług wykonywanych na dodatkowe zlecenie odbiorcy, określonych w taryfach OSD. Do usług, na które inteligentny pomiar może mieć wpływ, należy zaliczyć:

1. Przerwanie i wznowienie dostarczania energii,
2. Sprawdzenie prawidłowości działania układu pomiarowego,
3. Montaż i demontaż urządzenia kontrolno-pomiarowego instalowanego w celu sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii dostarczanej do sieci.

W celu określenia wpływu wdrożenia inteligentnego pomiaru na powyższe elementy taryfy należy przeprowadzić dalsze analizy.

Ponadto w wyniku wdrożenia AMI pojawi się dla OSD możliwość świadczenia dodatkowych usług związanych z udostępnianiem kanału komunikacji do licznika. Cennik części z tego typu usług mógłby być uwzględniony w taryfie dystrybucyjnej i zatwierdzany przez Prezesa URE tak, jak odbywa się to w dniu dzisiejszym np. dla usług związanych ze sprawdzeniem poprawności działania urządzenia pomiarowego. Jest to kwestia ważna, gdyż przychody z dodatkowych usług zneutralizują wpływ wdrożenia AMI na stawki opłat dystrybucyjnych.

### **7.5 Pozostałe kwestie związane z kalkulacją taryfy dystrybucyjnej**

Do pozostałych kwestii, które należy rozważyć w kontekście wdrożenia inteligentnego pomiaru, należą:

- ▶ pomiar jakości dostaw energii – bonifikaty za niedotrzymanie parametrów jakościowych dostawy energii elektrycznej,
- ▶ kształtowanie opłat przyłączeniowych.

### **Pomiar jakości dostaw energii**

Obecnie, za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w rozporządzeniu systemowym, odbiorcom końcowym przysługują bonifikaty. Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym występują dwa rodzaje bonifikat i są one naliczane po uprzednim złożeniu przez odbiorcę pisemnych wniosków:

- ▶ Za niedotrzymanie dopuszczalnych poziomów odchyień napięcia od napięcia znamionowego (par 37 Rozporządzenia taryfowego),
- ▶ Za przerwę w dostawie energii trwającą ponad dopuszczalny okres określony w rozporządzeniu systemowym (par 37a Rozporządzenia taryfowego).

Obecnie powyższe zapisy są zapisami „martwymi”, gdyż czas przerwy w dostawie dla odbiorców przyłączonych do nn rejestrowany jest od momentu zgłoszenia braku zasilania przez klienta, co albo w ogóle nie następuje, albo następuje ze znacznym opóźnieniem w stosunku do rzeczywistego czasu powstania przerwy. Ponadto obecnie zainstalowane liczniki nie dokonują pomiaru poziomu napięcia i w celu udowodnienia odchyień napięcia należy przeprowadzić dodatkowe pomiary instalując dodatkowe urządzenie u odbiorcy.

Po wdrożeniu inteligentnego pomiaru, funkcjonalność liczników będzie pozwalała na automatyczną rejestrację rzeczywistego czasu przerw w dostawach energii elektrycznej. W zależności od funkcjonalności liczników wymaganych przez regulacje, możliwy może być również pomiar poziomu napięcia u odbiorcy.

Z dotychczasowych doświadczeń OSD wynika, że niecelowym jest automatyczne naliczanie bonifikat dla odbiorców, gdyż istotna część przerw w dostawie energii elektrycznej wynika z działania samych odbiorców (zwarcia, awarie instalacji w obiektach odbiorców, podłączanie urządzeń powodujących przekroczenia mocy i zakłócenia pracy sieci, samodzielne odłączanie zasilania ze względu na prace prowadzone w obiekcie, wyjazdy, itp). Każdy przypadek

powinien być analizowany w sposób indywidualny przez OSD w zakresie m.in. przyczyny wystąpienia przekroczenia parametrów jakościowych (z winy OSD / z winy odbiorcy).

Zbierane przez OSD informacje o jakości dostaw mogą zostać wykorzystane do opracowania i wdrożenia systemu regulacji bodźcowej opartej na wskaźnikach jakości dostaw energii. Przygotowanie i wdrożenie tych regulacji stanowić będzie kolejny etap prac po wdrożeniu systemów AMI.

### **Kształtowanie opłat przyłączeniowych**

Obecnie w kalkulacji opłat przyłączeniowych uwzględnia się koszty zakupu i instalacji urządzeń pomiarowych. Po wdrożeniu inteligentnego pomiaru w opłacie przyłączeniowej będzie uwzględniany koszt zakupu licznika inteligentnego co spowoduje wzrost opłat przyłączeniowych. Przy uwzględnieniu faktu, że w przypadku większości odbiorców w grupie przyłączeniowej V moc przyłączeniowa nie przekracza 10kW, wzrost ten może być istotny (opłata przyłączeniowa dla klienta z mocą przyłączeniową 10kW wynosi około 1 000 złotych, a różnica w cenie między licznikiem inteligentnym a tradycyjnym wynosi około 300 złotych lub więcej).

## 7.6 Koszty osierocone powstałe w wyniku wdrożenia inteligentnego pomiaru i sposoby ich minimalizacji i pokrycia

Wdrożenie inteligentnego pomiaru na skalę krajową będzie wiązało się z koniecznością poniesienia przez OSD dodatkowych kosztów w postaci kosztów osieroconych, które w głównej mierze powstaną w przypadku wymiany niezamortyzowanego licznika konwencjonalnego na licznik inteligentny, tj. wtedy, kiedy dzień wymiany konwencjonalnego licznika będzie przypadał wcześniej niż zakończy się okres jego amortyzacji.

Ogólnie rzecz biorąc koszty osierocone można zdefiniować w tym przypadku jako wartość liczników tradycyjnych, która nie została by zamortyzowana do momentu wdrożenia AMI przy zachowaniu obecnych stawek amortyzacji.

Problem kosztów osieroconych należy rozważać na dwóch płaszczyznach poniższy schemat:

### 1) Koszty osierocone bilansu otwarcia

- Koszty osierocone wynikające z liczników tradycyjnych istniejących w dniu 31.12.2009 tzw. *bilans otwarcia*.
- W wyniku wdrożenia inteligentnego pomiaru część amortyzacji tych liczników może nie zostać przeniesiona w taryfie, gdyż zostaną zlikwidowane przed całkowitym umorzeniem.
- Należy uwzględnić liczniki zainstalowane „na sieci” oraz znajdujące się w magazynach (zapasy).
- Kosztów osieroconych istniejących liczników nie można zminimalizować, można jedynie zoptymalizować ich rozłożenie w czasie.
- Koszty osierocone mogą być generowane także przez inne niż liczniki aktywa, które przestaną być wykorzystywane w działalności OSD jak systemy IT itp.
- Optymalizacja polegać ma na odpowiednim rozłożeniu w czasie kosztów osieroconych.
- **Przyjęcie wytycznych URE przyspieszonej amortyzacji istniejących liczników tradycyjnych tak, aby ich amortyzacja zakończyła się do momentu wdrażania AMI.**

### 2) Koszty osierocone nowych liczników

- Koszty osierocone wynikające z konieczności instalacji nowych liczników w przyszłości, przed wdrożeniem AMI, ze względu na:
  - wymiany legalizacyjne,
  - przyłączanie nowych odbiorców,
  - awaryjność liczników.
- Te koszty można minimalizować.
- **Przyjęcie wytycznych URE przyspieszonej amortyzacji dla nowych liczników tradycyjnych instalowanych przed wdrożeniem AMI.**

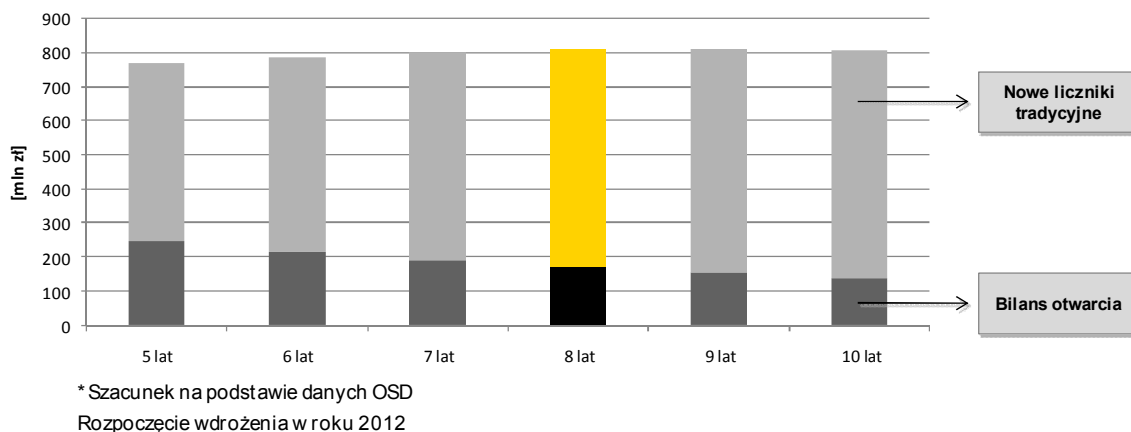
Wytyczne URE będą podstawą dla Zarządów OSD do przyspieszenia amortyzacji liczników. Bez takich wytycznych Zarządy OSD mogą nie przyspieszyć amortyzacji, gdyż spowoduje to pogorszenie wyniku finansowego spółek.

## Koszty osierocone – skala problemu

Wielkość problemu będzie uzależniona od polityki amortyzacji liczników. W szczególności problem nie wystąpi u OSD, którzy amortyzują liczniki jednorazowo. Obecnie stawki amortyzacji liczników u OSD są zróżnicowane: 1 rok, 8 lat, 15 lat.

Skala problemu jest uzależniona od czasu trwania wdrożenia AMI oraz roku jego rozpoczęcia – czynniki te mają przeciwstawny wpływ na dwie wyróżnione kategorie kosztów osieroconych.

Poniższy wykres (Rysunek 7.4) przedstawia szacunek łącznych kosztów osieroconych.



Rysunek 7.4 Szacunek łącznych kosztów osieroconych u wszystkich OSD w zależności od czasu trwania wdrożenia, z wyróżnieniem 8-letniego wariantu wdrożenia.

Powyższe koszty powinny obciążyć klientów wcześniej niż by to nastąpiło, w przypadku gdyby nie wprowadzono AMI.

## Koszty osierocone bilansu otwarcia – możliwe rozwiązania rozłożenia kosztów osieroconych w czasie

Możliwe podejście do rozwiązania problemu kosztów osieroconych bilansu otwarcia, z zaznaczeniem rozwiązania rekomendowanego, przedstawia poniższy schemat.

### ROZWIĄZANIE REKOMENDOWANE

#### 1) Przyspieszenie amortyzacji liczników tradycyjnych od roku 2010

- Okres amortyzacji tak dostosowany, aby amortyzacja została zakończona w momencie likwidacji liczników w związku z wdrożeniem
- Koszty osierocone zostaną rozłożone równomiernie w czasie – istotna ich część zostanie rozliczona przed rozpoczęciem wdrożenia
- Jest to rozwiązanie korzystne, gdyż w latach wdrożenia klientów zaczną obciążać koszty inwestycji w AMI (amortyzacja i zwrot z kapitału)

#### 2) Przyspieszenie amortyzacji od roku poprzedzającego wdrożenie

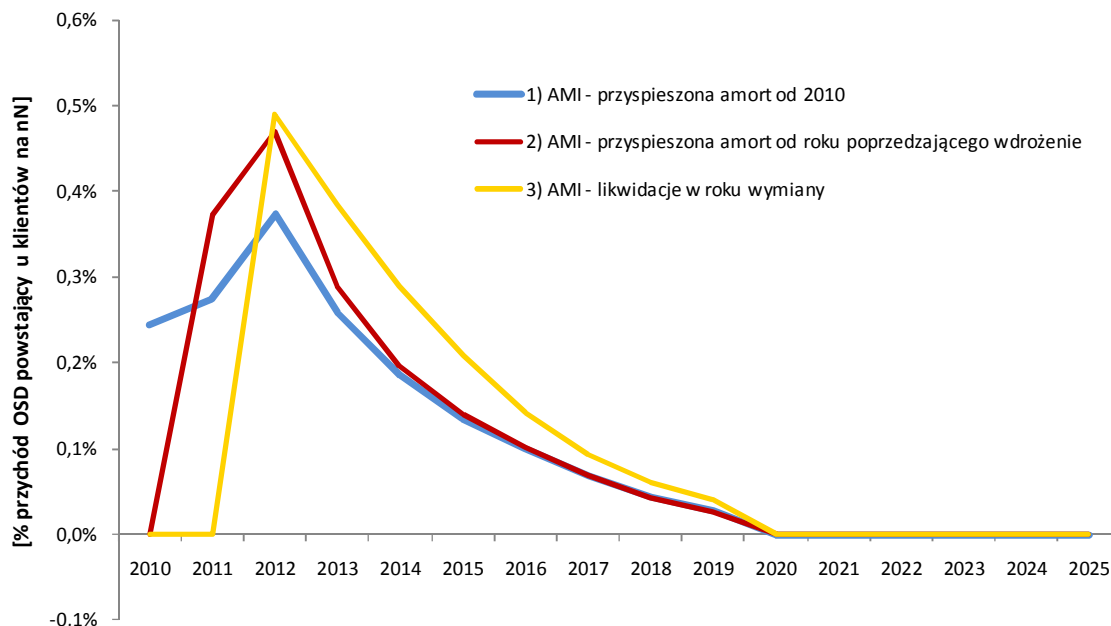
- Okres amortyzacji jak w rozwiązaniu 1
- Większa część amortyzacji obciąży klientów w latach wdrożenia

#### 3) Uwzględnienie w taryfie likwidacji liczników tradycyjnych

- Pełna wartość netto likwidowanych liczników obciąży klientów końcowych w roku wdrożenia



Wpływ możliwych rozwiązań na przychód regulowany OSD w porównaniu z sytuacją, gdyby nie nastąpiło wdrożenie AMI przedstawia poniższy wykres (Rysunek 7.5). Rozwiązanie rekomendowane (niebieska linia) pozwoli na bardziej równomierne rozłożenie amortyzacji w czasie.



\*) Wzrost amortyzacji odniesiono do przychodu OSD powstającego u klientów na nN, gdyż zakłada się, że wdrożenie AMI według modelu regulowanego nastąpi w tych grupach i problem kosztów osieroconych ich dotyczy.

Rysunek 7.5 Wpływ możliwych rozwiązań na przychód OSD powstający u klientów na nn w porównaniu z sytuacją, gdyby nie nastąpiło wdrożenie AMI.

### Koszty osierocone nowych liczników – możliwe działania pozwalające na optymalizację

Powstanie kosztów osieroconych możliwe jest również w przypadku, kiedy konieczna będzie wymiana licznika przed planowanym okresem wdrożenia inteligentnego pomiaru (w przypadku, gdy zainstaluje się nowy, konwencjonalny licznik, który po pewnym okresie zostanie również wymieniony na licznik inteligentny) lub dodatkowych kosztów ponoszonych przez OSD (w przypadku instalacji inteligentnego licznika, który będzie pełnił rolę licznika konwencjonalnego).

Rekomendowane jest przyspieszenie amortyzacji nowych liczników tradycyjnych, których zainstalowanie jest konieczne przed wdrożeniem AMI tak, aby amortyzacja zakończyła się w momencie wdrożenia.

Podstawę amortyzacji można ograniczyć poprzez następujące działania:

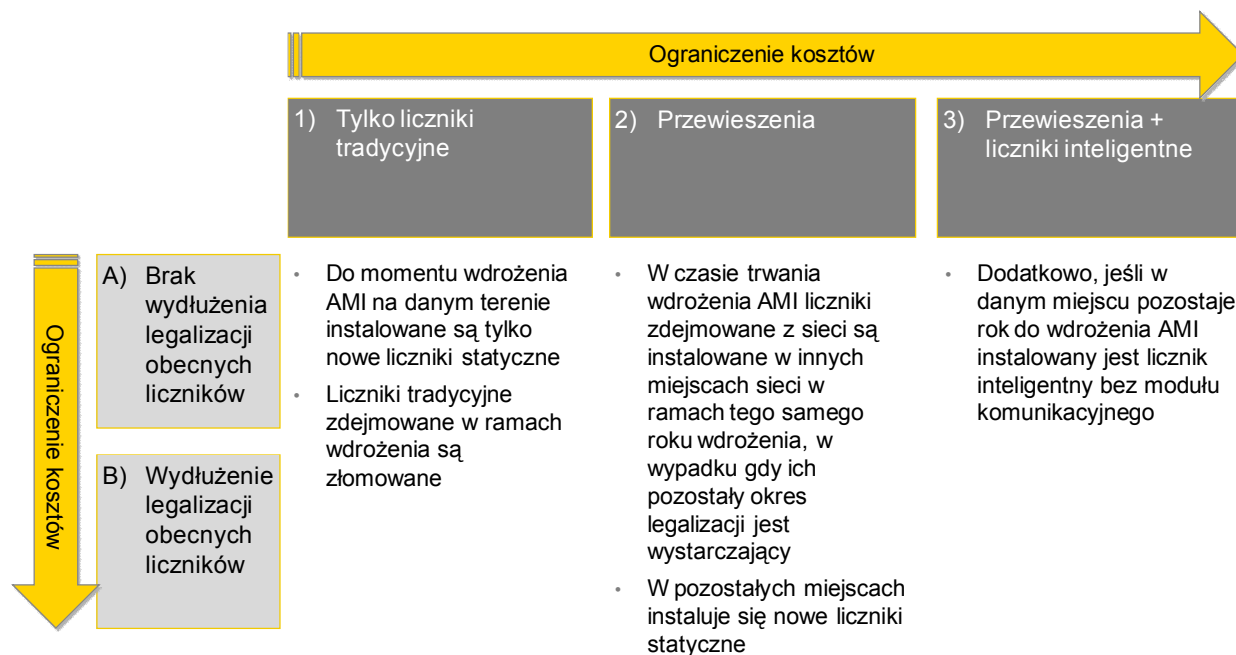
- ▶ **Rozwiązanie prawne** - przedłużenie okresu legalizacji dla istniejących liczników do planowanego roku zakończeniu wdrożenia.
- ▶ **Rozwiązania organizacyjne** – równoległe OSD mogą podjąć działania w celu zminimalizowania kosztów osieroconych nowych liczników.
  1. Instalacja liczników tradycyjnych zdjętych z sieci w ramach wdrożenia AMI na innych obszarach.

2. Jeśli zakup nowego licznika okaże się konieczny należy rozważyć, które z dwóch poniższych rozwiązań jest bardziej optymalne:
  - 2.1. Zakup licznika tradycyjnego statycznego i rozliczenie jego amortyzacji w sposób przyspieszony,
  - 2.2. Zakup licznika inteligentnego i rozliczanie jego amortyzacji przez okres legalizacji (8 lat); ale do momentu wdrożenia AMI na danym obszarze jego funkcje „inteligentne” będą nieaktywne.

Kryterium wyboru powinna być minimalizacja obciążenia odbiorcy w okresie do momentu wdrożenia AMI. Przeprowadzone analizy wskazują, że opcja 2.2. jest opłacalna tylko w momencie, gdy do wdrożenia AMI na danych obszarze pozostał rok.

Powyższe kalkulacje zostały wykonane przy założeniu różnicy cenowej pomiędzy licznikiem tradycyjnym a inteligentnym na poziomie 300 zł.

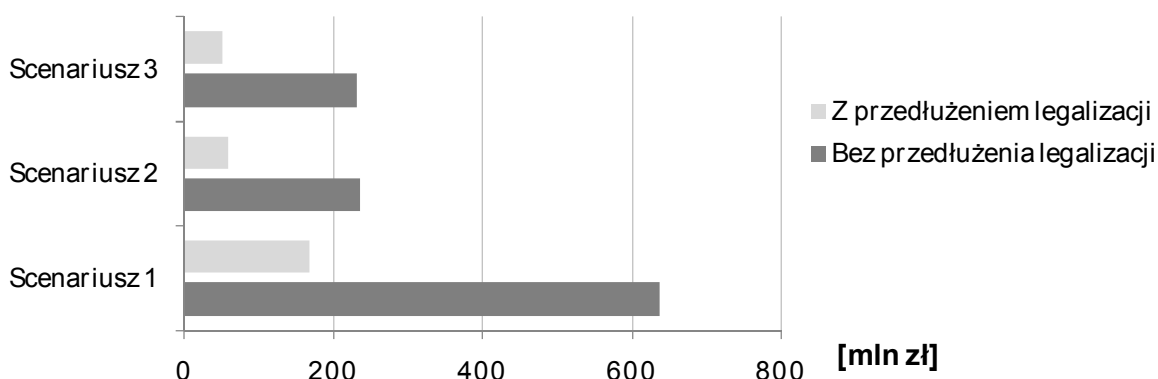
Założenia do analiz kosztów osieroconych nowych liczników przedstawia poniższy schemat (Rysunek 7.6).



Rysunek 7.6 Założenia do analiz kosztów osieroconych nowych liczników

Najskuteczniejszym sposobem uniknięcia kosztów osieroconych nowych liczników byłoby wydłużenie okresu legalizacji dla istniejących liczników do planowanego roku zakończenia wdrożenia poprzez wprowadzenie zmian w odpowiednich aktach prawnych.

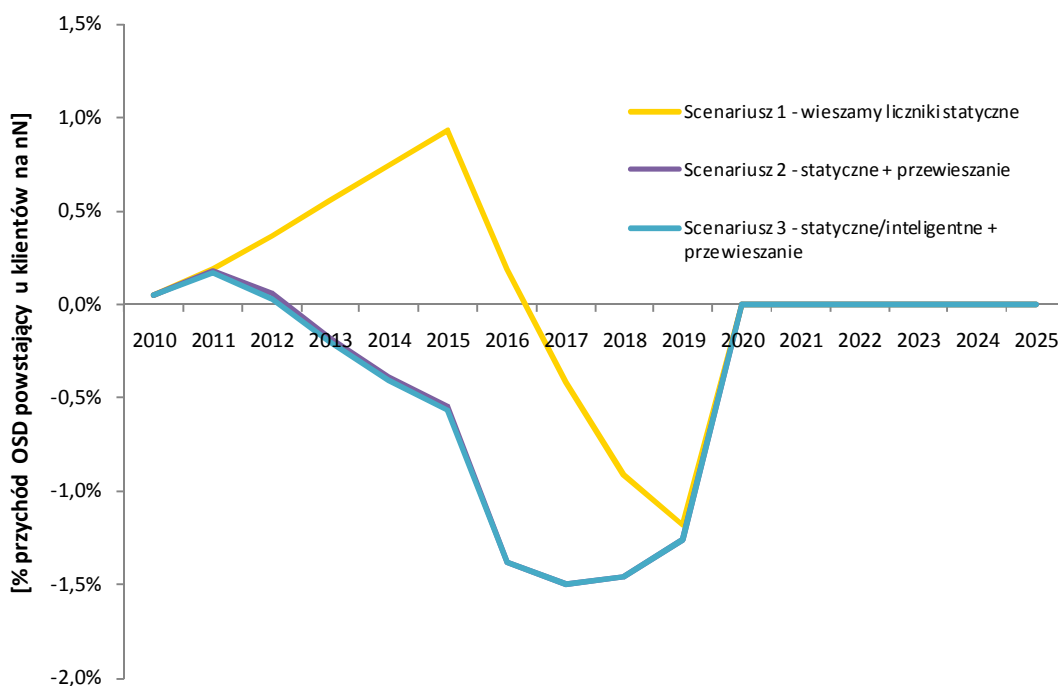
Koszty osierocone nowych liczników u wszystkich OSD w zależności od scenariusza optymalizacji przedstawia poniższy wykres (Rysunek 7.7).



\* Szacunek na podstawie danych OSD  
Rozpoczęcie wdrożenia w roku 2012

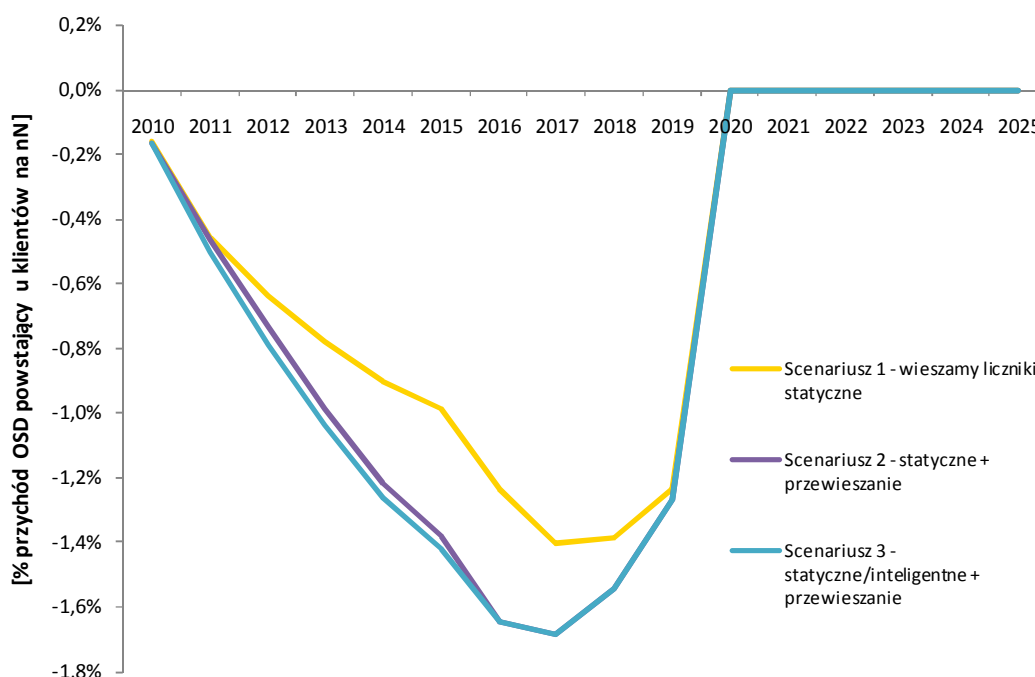
Rysunek 7.7 Koszty osieroczone nowych liczników u wszystkich OSD w zależności od scenariusza optymalizacji

Wpływ możliwych rozwiązań na przychód regulowany OSD w porównaniu z sytuacją, gdyby nie przyspieszono stawek amortyzacji i nie podejmowano żadnych działań optymalizacyjnych (scenariusz 1 bez przedłużenia okresu legalizacji) przedstawiają poniższe wykresy (Rysunek 7.8 oraz 7.9).



\*) Wzrost amortyzacji odniesiono do przychodu OSD powstającego u klientów na nn (w grupach G i C1), gdyż zakłada się, że wdrożenie AMI według modelu regulowanego nastąpi w tych grupach i problem kosztów osieroconych ich dotyczy.

Rysunek 7.8 Wpływ zastosowania przyspieszonej amortyzacji dla nowych liczników tradycyjnych na przychód OSD powstający u klientów na nn (bez przedłużenia okresu legalizacji)



\*) Wzrost amortyzacji odniesiono do przychodu OSD powstającego u klientów na nn (w grupach G i C1), gdyż zakłada się, że wdrożenie AMI według modelu regulowanego nastąpi w tych grupach i problem kosztów osieroconych ich dotyczy.

Rysunek 7.9 Wpływ zastosowania przyspieszonej amortyzacji dla nowych liczników tradycyjnych na przychód OSD powstający u klientów na nn (z przedłużeniem okresu legalizacji)

Przyspieszenie stawek amortyzacji spowoduje, że w ostatnich latach wdrażania AMI koszty tradycyjnych liczników nie będą obciążać przychodu regulowanego, co daje miejsce na wzrost taryfy wynikający z samego wdrożenia AMI.

### Koszty osierocone – doświadczenia międzynarodowe

W wielu krajach nie podjęto jeszcze ostatecznej decyzji w sprawie planu wdrożenia AMI i nie został tam jeszcze uregulowany problem kosztów osieroconych związanych z masowym wdrożeniem. Najczęściej koszty osierocone uwzględniane są przez Regulatorów jako koszty uzasadnione wdrożenia AMI (Holandia, Wielka Brytania, Kanada). Wyjątkiem są tu Włochy gdzie wdrożenie AMI efektywnie wyprzedziło regulacje i gdzie brak jest system rekompensat za koszty osierocone w taryfie OSD.

W Wielkiej Brytanii zgodnie z dokumentem BEER z kwietnia 2007 [69] [70] planuje się następujące rozwiązania:

- ▶ sprzedawcy mają ponieść koszty osierocone (bez rekompensat), gdyż zakłada się, że osiągną w przyszłości korzyści z wdrożenia inteligentnego pomiaru,
- ▶ koszty osierocone ponoszone przez OSD mają być przeniesione w taryfie tylko pod warunkiem zgody ze strony Regulatora.

## 7.7 Zarysowanie niezbędnych zmian w funkcjonowaniu i regulacji obrotu energią elektryczną

Aby wprowadzenie rozwiązań AMI wiązało się z realizacją korzyści dla szerokiego grona beneficjentów oraz korzyści makroekonomicznych opisanych w Rozdziale 4 należy wprowadzić szereg zmian w zakresie funkcjonowania rynku obrotu energią elektryczną. W przeciwnym razie będziemy mieli do czynienia z wdrożeniem tylko i wyłącznie zdalnego odczytu bez osiągnięcia wymiernych korzyści przez odbiorców oraz gospodarkę kraju.

Dla osiągnięcia oczekiwanych korzyści kluczowa jest rola Regulatorów rynku – Ministerstwa Gospodarki oraz Urzędu Regulacji Energetyki.

Rekomendowanym jest pełne uwolnienie rynku dla gospodarstw domowych.

Pierwszą niezbędną zmianą jest pełne uwolnienie rynku energii elektrycznej dla klientów na nn (grupa G). Zatwierdzanie przez Urząd Regulacji Energetyki taryf na obrót energią elektryczną dla tej grupy klientów powoduje, że spółki sprzedaży detalicznej nie są zainteresowane budową portfela nowoczesnych produktów energetycznych (np. taryf strefowych, godzinowych), a klienci nie są zainteresowani zmianą sprzedawcy oraz korzystaniem z nowoczesnych produktów taryfowych

Różnica cen w taryfach strefowych / godzinowych powinna motywować klientów do zmiany swoich zachowań konsumpcyjnych.

W obecnie funkcjonujących taryfach strefowych na obrót (np. grupa taryfowa G12 – dzień / noc) różnica w cenie pomiędzy strefami wynosi średnio 38 % (dla usługi dystrybucyjnej w taryfach G12 składnik zmienny stawki sieciowej jest średnio 70 % niższy w paśmie „nocnym”). Wydaje się więc, że procentowa zmiana stawki powinna być wystarczającym czynnikiem motywującym dla przeciętnego odbiorcy do zmiany swojego profilu konsumpcji. Jednak porównując stawki w taryfach G11 oraz szczytowe stawki w taryfie G12 można zauważyć już dwukrotnie mniejsze różnice (jedynie ok. 15% różnicę dla taryfy obrotu oraz 30% różnicę dla taryfy dystrybucji).

Dodatkowo waga ceny energii w budżecie przeciętnego odbiorcy może nie być wystarczająca aby nawet znaczące zmiany w stawkach taryfowych motywowały go do zmiany nawyków poboru energii. Przykładowy szacunek potencjalnej miesięcznej oszczędności na zakupie energii elektrycznej u konsumentów z grupy G w sytuacji, gdyby przenieśli oni 10% swojego zużycia ze strefy „dzień” do strefy „noc”, zawiera Tabela 7.1.

Tabela 7.1 Oszczędność dla odbiorcy z grupy taryfowej G12 z przeniesienia 10% poboru energii elektrycznej poza szczyt.

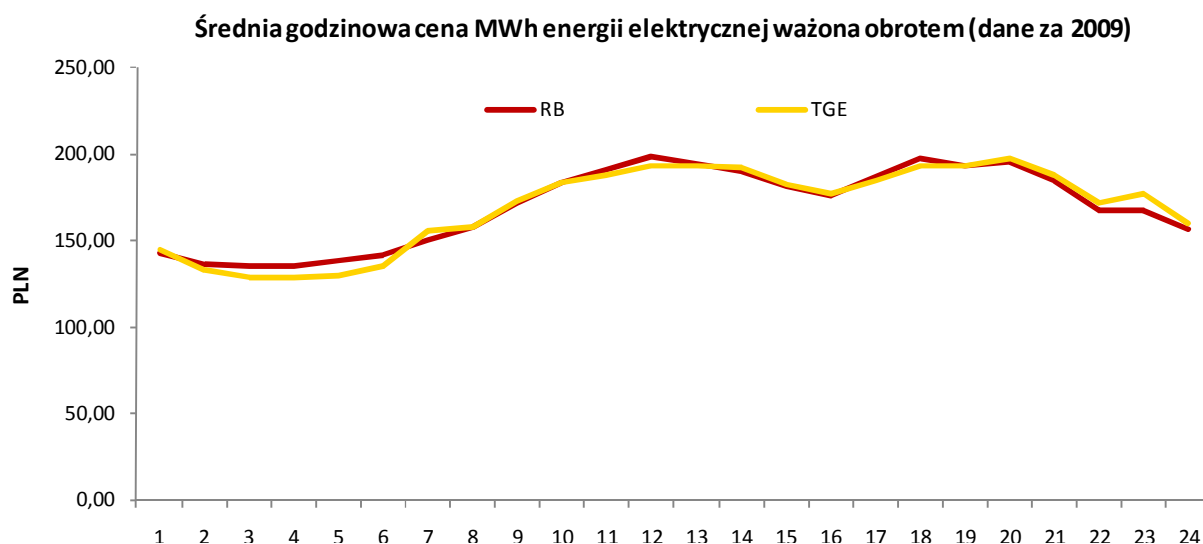
Oszczędność dla odbiorcy z grupy taryfowej G12 z przeniesienia 10% poboru energii elektrycznej poza szczyt	Roczne zużycie [MWh]	Opłata za energię elektryczną w PLN	Opłata za dystrybucję w PLN	Redukcja opłaty za energię elektryczną w %	Redukcja opłaty za usługę dystrybucyjną w %	Łączna oszczędność w PLN na rok	Oszczędność w PLN na m-c
Odbiorca indywidualny - mieszkanie	2,50	574	447	3,8%	6,5%	50,89	4,24
Odbiorca indywidualny - dom	6,00	1 376	936	3,8%	7,2%	119,70	9,97

Ceny energii elektrycznej w poszczególnych strefach powinny odzwierciedlać rzeczywiste różnice w koszcie wyprodukowania energii w różnych strefach godzinowych. Obecne taryfy za energię elektryczną i dystrybucję nie tworzą wystarczającego bodźca cenowego motywującego oszczędzanie dla odbiorców indywidualnych. Jedynie odbiorcy posiadający w swoich gospodarstwach energochłonne urządzenia takie jak np. elektryczny system ogrzewania mogą



być wystarczająco zmotywowani, aby aktywnie dostosowywać swój pobór energii elektrycznej do pasm czasowych proponowanych w taryfach wielostrefowych.

Analizując ceny energii elektrycznej na Rynku Bilansującym oraz Towarowej Giełdzie Energii (patrz Rysunek 7.10), można zauważyć, że różnica między ceną w szczycie a poza szczytem wynosi 32% dla rynku bilansującego oraz 35% dla TGE. Wartości te odpowiadają w przybliżeniu różnicy w cenie pomiędzy strefami obecnych taryfach G12 na obrót (średnio 38%). Należy tu jednak zauważyć, że duża część odbiorców nadal stosuje „płaskie taryfy” G11 co powoduje rozbieżności pomiędzy ceną za energię elektryczną płaconą przez odbiorcę a jej kosztami na rynku (gdyby odnieść się do różnicy w koszcie wytworzenia energii elektrycznej w szczycie oraz poza szczytem różnica ta powinna być jeszcze większa).



Rysunek 7.10 Średnia godzinowa cena MWh energii elektrycznej ważona obrotem (dane za 2009)

Konsument powinien mieć możliwość zmiany grupy taryfowej w obrocie energią częściej niż raz w roku – przynajmniej raz w miesiącu.

Zapis dotyczący możliwości zmiany grupy taryfowej raz w roku wynika z zapisów taryf spółek obrotu. Zapisy taryf, o których mowa, są z kolei powieleniem zapisów Rozporządzenia taryfowego. Warunkiem koniecznym do realizacji istotnej części korzyści z inteligentnego pomiaru jest możliwość elastycznego reagowania przez klienta na zmieniające się na rynku energii warunki. Taka elastyczna reakcja nie jest możliwa bez zapewnienia klientowi możliwości częstej zmiany grupy taryfowej.

Obecne zapisy Rozporządzenia taryfowego mają swoje uzasadnienie tylko dla taryf na dystrybucję. Dystrybucja jako sektor regulowany ma zatwierdzone stawki na podstawie planowanej struktury dostaw w poszczególnych grupach taryfowych. Umożliwienie odbiorcy częstych zmian grupy taryfowej w dystrybucji spowoduje wzrost ryzyka związanego z utratą części zaplanowanych i zaakceptowanych w taryfie przychodów.

Regulator po pełnym uwolnieniu rynku obrotu nie będzie miał wpływu na taryfy stosowane przez spółki sprzedaży detalicznej, natomiast może wprowadzić obowiązek stosowania taryf strefowych w dystrybucji.

Doświadczenia z wdrożeń inteligentnego pomiaru na świecie wskazują, że większe korzyści z tytułu redukcji obciążenia w godzinach szczytu osiągnięte zostały w przypadku wprowadzenia obowiązkowych taryf strefowych niż miało to miejsce w przypadku dobrowolności takich rozwiązań.

## 8 ROZWIĄZANIA W OKRESIE PRZEJŚCIOWYM

Okres przejściowy to okres, w którym nie wszyscy klienci zostaną wyposażeni w inteligentne urządzenia pomiarowe. Równolegle zatem będą musiały funkcjonować rozwiązania tradycyjne oraz inteligentne.

Niniejszy rozdział przedstawia problemy okresu przejściowego wdrożenia inteligentnego pomiaru w zakresie regulacyjnym oraz prawnym. W podrozdziale drugim wskazano również obszary z zakresu organizacji i logistyki wdrożenia AML, na które należy zwrócić szczególną uwagę. Szczegółowa analiza problemów z zakresu organizacji i logistyki wdrożenia leży poza zakresem prac.

### 8.1 Rozwiązania regulacyjno-prawne w okresie przejściowym

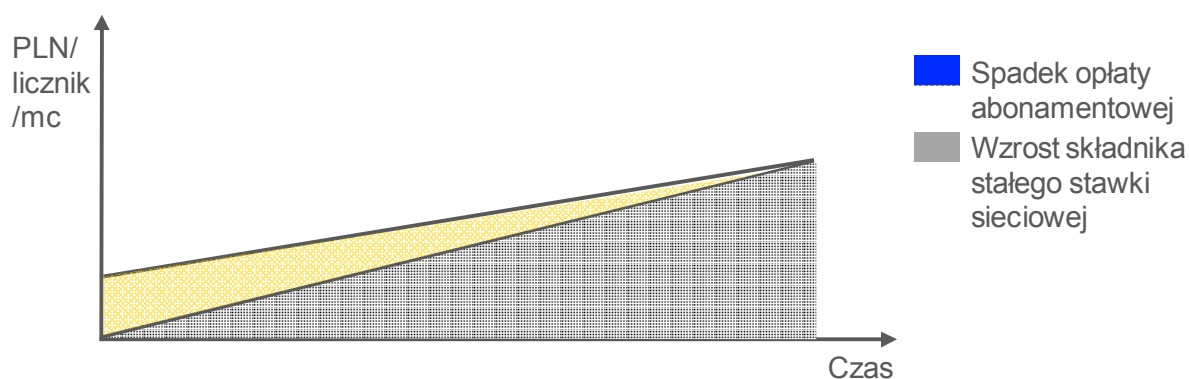
Najistotniejszym problemem od strony regulacyjno-prawnej niezbędnym do rozwiązania w okresie przejściowym jest sposób kalkulacji taryfy dystrybucyjnej w tym okresie. Należy odpowiedzieć na pytanie, którzy odbiorcy mają w swoich stawkach taryfowych ponosić koszty związane z inteligentnym pomiarem. W tym zakresie możliwe są dwa rozwiązania:

1. Koszty związane z inteligentnym pomiarem ponoszą w sposób jednakowy wszyscy odbiorcy niezależnie od typu posiadanego układu pomiarowego,
2. OSD jest zobowiązany do kalkulacji dwóch zestawów stawek – dla odbiorców posiadających licznik inteligentny oraz dla odbiorców posiadających licznik tradycyjny.

W ramach pierwszego rozwiązania wszyscy klienci pokrywają koszty amortyzacji, zwrotu z kapitału oraz koszty operacyjne AML w ramach jednolitego składnika stałego stawki sieciowej. Dodatkowo klienci, którzy posiadają liczniki tradycyjne płacą opłatę abonamentową uzależnioną od długości cyklu rozliczeniowego aż do czasu wymiany licznika na inteligentny.

W ramach drugiego rozwiązania tylko klienci posiadający liczniki inteligentne pokrywają koszty amortyzacji, zwrotu z kapitału oraz koszty operacyjne AML w ramach składnika stałego stawki sieciowej. Klienci posiadający liczniki tradycyjne nie pokrywają powyższych kosztów, a więc płacony przez nich składnik stały stawki sieciowej jest niższy. Klienci ci również płacą opłatę abonamentową uzależnioną od długości cyklu rozliczeniowego. Taki podział klientów OSD na dwie grupy może opóźnić realizację wdrożenia.

Ilustracja kosztów ponoszonych przez odbiorcę w przypadku jednej, wspólnej taryfy prezentuje poniższy wykres (Rysunek 8.1).

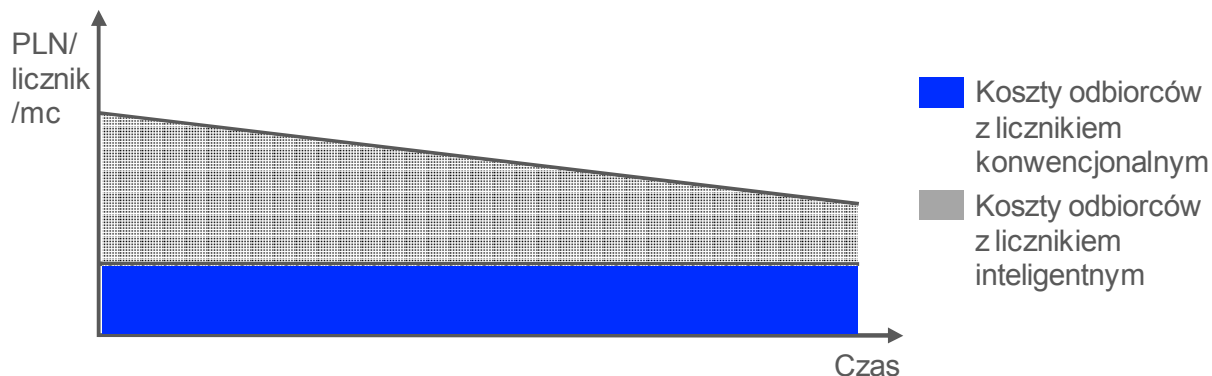


Rysunek 8.1 Koszty ponoszone przez odbiorcę w przypadku jednej wspólnej taryfy.

Zaletą jednej, wspólnej taryfy jest fakt, iż będzie ona łatwo akceptowalna społecznie, gdyż koszty, jakie będą musieli ponieść odbiorcy energii elektrycznej będą się równomiernie rozkładać pomiędzy wszystkie punkty opomiarowania gospodarstw domowych, a wzrost

obciążeń będzie zrównoważony. Z drugiej strony jednak, wprowadzenie jednolitej taryfy może przyczynić się do protestów społecznych związanych z faktem, iż odbiorcy korzystający w dalszym ciągu z konwencjonalnych liczników będą musieli pokrywać część kosztów wynikających z instalacji liczników inteligentnych u innych odbiorców.

Ilustracja kosztów ponoszonych przez odbiorców w przypadku dwóch, odrębnych taryf zaprezentowane na poniższym wykresie (Rysunek 8.2).



Rysunek 8.2 Koszty ponoszone przez odbiorców w przypadku dwóch odrębnych taryf.

W przeciwieństwie do wariantu z jedną taryfą, wariant rozdzielający taryfę dla odbiorców energii elektrycznej z konwencjonalnymi licznikami i taryfę dla odbiorców z inteligentnymi licznikami przenosi obciążenia związane z wdrożeniem inteligentnego pomiaru na odbiorców, którzy rzeczywiście mają zainstalowane liczniki inteligentne, co może być odbierane jako sprawiedliwe przez społeczeństwo. Z drugiej jednak strony, koszty, jakie będzie musiał ponieść odbiorca, u którego zainstalowano inteligentny licznik będą znacznie wyższe od kosztów abonamentowych związanych z ręcznym odczytem konwencjonalnych liczników, co może przyczynić się do opinii, iż wdrożenie inteligentnego pomiaru nie przynosi odbiorcy jakichkolwiek korzyści, a jedynie generuje dodatkowe koszty (należy tu jednak pamiętać o wprowadzeniu w Unii Europejskiej wymogu miesięcznych odczytów, który może znacząco podnieść obecne koszty konwencjonalnego odczytu liczników).

Rekomendowane jest rozwiązanie pierwsze polegające na wprowadzeniu jednolitej taryfy na dystrybucję dla wszystkich klientów. Rozwiązanie to posiada następujące zalety:

- ▶ Brak skokowego wzrostu taryfy u odbiorcy po założeniu inteligentnego licznika – wzrost obciążeń klienta będzie rozłożony w czasie w miarę postępującego wdrożenia.
- ▶ Klienci nie będą opóźniać/utrudniać instalacji inteligentnych liczników, aby uniknąć przejścia na wyższą taryfę (z doświadczeń OSD wynika, że klienci posiadający liczniki w mieszkaniach mogą skutecznie utrudniać do nich dostęp).
- ▶ Klienci będą wspierać instalację inteligentnych liczników, gdyż po ich zainstalowaniu nie będą płacić opłaty abonamentowej.

Odrębną kwestią, która nie została poruszona w tym rozdziale jest problem związany z momentem, od którego odbiorcy będą mogli skorzystać z nowoczesnych taryf, które będą oferowane przez spółki sprzedaży detalicznej klientom z licznikami inteligentnymi. To drugie zagadnienie związane jest z wdrożeniem odpowiednich systemów IT po stronie OSD oraz budową interfejsów z systemem informatycznym NOP, który z kolei musi być posiadać odpowiednie interfejsy z systemami bilingowymi spółek sprzedaży detalicznej. Interfejsy te powinny być dwukierunkowe tj. nie tylko pozwalać spółce sprzedaży detalicznej na pozyskanie danych do rozliczenia klienta, ale również umożliwić przekazywanie klientowi informacji cenowych.

Sposobem na wcześniejsze skorzystanie przez odbiorców z możliwości oferowanych przez systemy inteligentnego pomiaru jest wyposażenie systemów informatycznych OSD (system MDM) w interfejsy wymiany danych ze sprzedawcą (sprzedawcami).

Należy zwrócić uwagę na fakt, że z punktu widzenia osiągnięcia przez konsumenta jak największych korzyści z wdrożenia AMI, powinien on jak najwcześniej mieć możliwość skorzystania z nowych rozwiązań taryfowych. Zarysowany powyżej problem nie leżał w zakresie prac i nie był przedmiotem szczegółowych analiz.

### **Taryfy dla projektów pilotażowych AMI – doświadczenia międzynarodowe**

Przykłady taryfowania odbiorców biorących udział w projektach pilotażowych, które mogłyby być stosowane w początkowej fazie okresu przejściowego można znaleźć we Francji czy w Niemczech.

**We Francji** w celu wyjścia naprzeciw planowanemu przez ERDF pilotażowemu wdrożeniu AMI [67], w ostatniej taryfie uwzględniono zastosowanie inteligentnych liczników poprzez ujęcie ich w taryfie. Wysokość składowej pomiarowej dla klientów posiadających liczniki inteligentne jest natomiast taka sama jak dla klasycznych liczników. W obecnej taryfie TURPE uwzględniana jest tzw. składowa pomiarowa. Jej wysokość zależy od:

- ▶ własności licznika (operator czy odbiorca),
- ▶ poziomu napięcia przyłącza,
- ▶ mocy zamówionej,
- ▶ sposobu odczytu i powiązanego z nim rodzaju dokonywanych pomiarów.

Składowa pomiarowa pokrywa następujące koszty:

- ▶ kontroli układu pomiarowego,
- ▶ odczytów układu pomiarowego,
- ▶ przetwarzania i obróbki danych pomiarowych, a także przechowywania i udostępniania tych informacji,
- ▶ wynajmu i serwisu licznika,
- ▶ ustawienia licznika wynikającego ze zmiany taryfy przez użytkownika.

Nie są pokrywane koszty wymiany licznika, które są osobno fakturowane przez operatora. Klient może wyrazić chęć wypożyczenia dodatkowego wyświetlacza w celu monitorowania danych ze swojego licznika. Za wypożyczenie zewnętrznego panelu informacyjnego pobierana jest miesięczna opłata w wysokości 10 EUR.

**W Niemczech** przykładowa taryfa EnBW AG uwzględnia stosowanie inteligentnych liczników (stan na dzień 1 lipca 2009 roku).

- ▶ Koszt licznika i jego instalacji ponoszony jest na zasadzie dobrowolności przez klienta. Jednorazowa opłata za modyfikację/przebudowę licznika 99,90 EUR brutto.
- ▶ Po zainstalowaniu inteligentnego opomiarowania klient ma dostęp do specjalnego planu taryfowego; zużycie energii elektrycznej w godzinach 20 - 8 w tygodniu oraz w czasie całego weekendu jest tańsze – za każdą kilowatogodzinę przyznawana jest bonifikata na koniec miesiąca w rozliczeniu.
- ▶ Opłata podstawowa (abonamentowa) wynosi 14,95 EUR/miesiąc brutto. Cena normalna za zużycie wynosi 22,31 EURCent/kWh brutto. Bonifikata za zużycie w czasie poza szczytem wynosi 3,00 EURCent/kWh brutto.

## 8.2 Organizacja i logistyka wdrożenia AMI

Poniżej wskazano problemy i zagadnienia związane z okresem przejściowym oraz z organizacją i logistyką wdrożenia inteligentnego pomiaru.

### 1. Optymalizacja procesów biznesowych OSD pod kątem wdrożenia AMI

Osiągnięcie rzeczywistych korzyści z wdrożenia AMI przez OSD jest uzależnione od dostosowania obecnego przebiegu procesów biznesowych do specyfiki systemu AMI. W wyniku wdrożenia AMI szereg procesów będzie musiało ulec zmianie. Samo wdrożenie bez wcześniejszej analizy procesów i ich optymalizacji pod kątem przyszłego wykorzystania systemów AMI, nie spowoduje osiągnięcia istotnych korzyści a nawet może prowadzić do pogorszenia efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa.

Rekomenduje się, aby każdy OSD przeprowadził analizę wpływu wdrożenia AMI na procesy biznesowe. Analiza ta nie powinna ograniczać się tylko i wyłącznie do procesów związanych z akwizycją danych odczytowych, ich udostępnianiem oraz rozliczaniem klientów, a objąć w szczególności takie procesy jak planowanie inwestycji (np. pozyskiwanie i analiza danych z AMI do planowania rozwoju sieci), zarządzanie ruchem sieci, planowanie i system prac brygad w terenie, optymalizacja uwolnionych zasobów inkasenckich.

Dla każdego procesu, na który będzie miało wpływ AMI, należy określić niezbędne zmiany oraz określić ich harmonogram, który być powinien ściśle powiązany z harmonogramem wdrożenia AMI.

### 2. Czas, w jakim zostaną wdrożone poszczególne funkcje inteligentnego pomiaru.

Do funkcji, które będą dostępne bezpośrednio po zainstalowaniu inteligentnego licznika będzie rejestracja profili zużycia oraz ich zdalne przekazywanie do bazy OSD. Możliwe będą również funkcje polegające na zdalnym sterowaniu licznikiem jak np. limitowanie mocy, czy załącz / wyłącz.

Istnieje jednak szereg funkcji (szczególnie tych istotnych z punktu widzenia klienta oraz systemu energetycznego), które będą dostępne dopiero po zbudowaniu całego krajowego systemu opomiarowania oraz po budowie odpowiednich interfejsów między NOP a spółkami sprzedaży detalicznej (oraz stworzeniu odpowiednich systemów taryfowania i rozliczeń).

Również w ramach samych OSD konieczna będzie integracja systemu MDM z innymi systemami IT funkcjonującymi w tym przedsiębiorstwie. Samo wdrożenie AMI bez integracji z innymi systemami IT nie przeloży się na osiągnięcie korzyści z tytułu redukcji różnicy bilansowej, optymalizacji prac na sieci czy szybszego lokalizowania awarii.

Powyższe zagadnienia należy poddać szczegółowej analizie po uchwaleniu aktów prawnych nakazujących wdrożenie inteligentnego pomiaru i określających jego specyfikację funkcjonalną i techniczną. Analiza powinna zostać przeprowadzona indywidualnie na poziomie każdego OSD. Każdy operator powinien przygotować nie tylko harmonogram wymiany liczników na inteligentne, ale również plan i harmonogram budowy i integracji odpowiednich systemów IT tak, aby osiągnąć jak najwyższe korzyści z wdrożenia inteligentnego pomiaru przy jak najniższym koszcie.

Jak podkreślono w Rozdziale 3 budowa i integracja systemów informatycznych u OSD i jego otoczeniu jest zadaniem równie ważnym jak instalacja liczników. Sama tylko wymiana liczników nie przyniesie jakichkolwiek korzyści technicznych i ekonomicznych przedsiębiorstwom energetycznym.



### 3. Problem uzależnienia się od jednego dostawcy.

Z punktu widzenia efektywności kosztowej koniecznym wydaje się być wdrożenie rozwiązań pozwalającym na kreowanie wolnej konkurencji dla poszczególnych dostawców na terenie każdego OSD. Z jednej strony konkurencyjność ofert umożliwi zazwyczaj wybór najtańszej ale z drugiej strony wymusza dokładną specyfikację pożądanych własności (funkcji) określonego rozwiązania. Temu celowi m.in. służą standardy techniczne, które posiadają sformalizowany opis takich cech i pozwalają na wymiennność elementów systemu (liczników, koncentratorów) pochodzących od różnych dostawców a tym samym uniezależnienie się od jednego dostawcy.

Obecnie istniejące i zatwierdzone standardy komunikacyjne dotyczące standaryzacji wymiany informacji na różnych poziomach (stykach) opisanych w rozdz. 5.5 mają charakter ogólny i pomimo szczegółowej specyfikacji zawartej w standardzie zawsze zachodzi potrzeba określenia implementacji standardu w danym rozwiązaniu technicznym. Współpraca urzędów pochodzących od różnych producentów będzie możliwa tylko wówczas gdy oba rozwiązania będą zgodne z tym opisem implementacji standardu.

Przykładem może być wykorzystanie do transmisji danych pomiędzy licznikiem a systemem odczytowym standardu DLMS/COSEM. Nawet zakładając, że medium komunikacyjne jest w stanie przenieść ruch komunikacyjny wymuszony tym standardem (duża nadmiarowość, tzw. narzut komunikacyjny), to wybór tego standardu zawsze będzie związany z koniecznością opracowania przez zamawiającego opisu implementacji i oczywiście wdrożenia przez dostawców tego protokołu w swoich urządzeniach zgodnie z tym opisem.

Standaryzacja rozwiązań na określonym styku (interfejsie) nie zawsze jest korzystna również z technicznego punktu widzenia. Firmowe rozwiązania dedykowane mogą być znacznie bardziej dopasowane do istniejących technik wymiany informacji, a przez to tańsze i bezpieczniejsze.

Na przykład, przy wykorzystaniu do transmisji danych pomiędzy licznikiem a systemem odczytowym standardu DLMS/COSEM każdy odczyt dobowego profilu obciążeń jest obciążony tzw. narzutem protokołowym, znacznie przekraczającym rozmiar informacji użytecznej.

Na obecnym etapie rozwoju technik komunikacyjnych powszechnie stosowanych w systemach AMI (np. technika przesyłania danych w sieci nn - PLC), nie jest uzasadnione wprowadzanie formalnych i powszechnie obowiązujących zaleceń, które mogłyby w niedalekiej przyszłości utrudnić wprowadzenie do instalowanych systemów nowych (oczekiwanych) rozwiązań komunikacyjnych.

Nie podlega natomiast dyskusji konieczność standaryzacji wymiany informacji w systemie AMI pomiędzy systemami odczytowymi a systemem MDM oraz pomiędzy systemem MDM a aplikacjami zewnętrznymi. Wybór standardu zapisu wymiennych informacji (zazwyczaj pliku) determinuje ilość transferowanych danych. Wstępna analiza spodziewanego ruchu komunikacyjnego związanego z wymianą danych pomiarowych pomiędzy systemami komputerowymi przy wykorzystaniu sieci WAN/LAN pozwala stwierdzić, że ruch ten będzie bez trudności przez te sieci przenoszony. Rozsądnym wydaje się zaangażowanie rodzimych dostawców liczników i urządzeń.

### 4. Zwiększone potrzeby zasobów ludzkich do realizacji wdrożenia.

Według stanu obecnego w całym kraju instaluje się rocznie średnio 1,642 mln liczników. Jest to związane z upływem ich terminu legalizacji, przyłączaniem nowych odbiorców oraz awariami samych liczników. Podczas wdrażania inteligentnego pomiaru średniorocznie będzie instalowanych 2,322 mln liczników inteligentnych (przy założeniu 8-letniego harmonogramu). Równocześnie będą przeprowadzane wymiany legalizacyjne liczników tradycyjnych na poziomie 653 tys. liczników średniorocznie w okresie wdrożenia AMI.

Zatem w latach wdrażania inteligentnego pomiaru instalować się będzie średnio 1,333 mln liczników rocznie więcej niż ma to miejsce obecnie.

Według danych uzyskanych od OSD elektromonter jest w stanie zainstalować dziennie od 7 do 12 liczników w zależności od charakteru lokalizacji odbiorcy (zwarta zabudowa miejska a tereny wiejskie). Powyższe dane uwzględniają tzw. „dojście” do licznika, czyli sytuacje związane z nieobecnością odbiorcy w domu (duża część odbiorców posiada jeszcze liczniki na terenie własnych posesji).

Z jednej strony przy masowym wdrożeniu możemy mieć do czynienia ze zwiększeniem efektywności pracy elektromonterów z uwagi na prowadzenie wymian sukcesywnie, obszarowo. Z drugiej strony przy dużej skali instalacji pojawią się większe problemy związane z nieobecnością odbiorców w domu, które doprowadzą do zmniejszenia efektywności pracy. Biorąc pod uwagę dwa powyższe czynniki przyjęto, że jeden elektromonter będzie w stanie zainstalować dziennie 10 liczników.

Na podstawie rozmów z przedstawicielami OSD przyjęto, że na 10 monterów potrzebnych jest 2 pracowników administracyjnych do obsługi wdrożenia – wydawania nowych liczników, odbierania starych, rozliczania przyjęć na majątek, kontrolowania obiegu dokumentów magazynowych, rozliczenia z dostawcami, itp.

Przyjmując powyższe założenia można oczekiwać, że spółki OSD potrzebować będą dodatkowo ok. 500 elektromonterów oraz ok. 100 pracowników administracji w okresie wdrożenia. Liczby te oszacowano przy założeniu, że w spółkach nie występują wolne zasoby, co w rzeczywistości częściowo może mieć miejsce. Ponadto część zasobów inkasenckich będzie się stopniowo uwalniać wraz z postępującym wdrożeniem.

Przy okazji wdrażania inteligentnego pomiaru należy również zadbać o to, aby przy okazji wszystkie liczniki przenieść poza teren posesji odbiorcy.

Powyższy szacunek nakładów pracy ludzkiej nie uwzględnia zaangażowania koniecznych zasobów po stronie systemów informatycznych, których udział będzie polegał na wprowadzaniu danych w trakcie instalowania liczników i uruchomienie komunikacji z licznikami.

#### 5. Sposób zagospodarowania liczników zdjętych z sieci.

W latach wdrażania AMI średnio około 2,322 mln liczników tradycyjnych rocznie będzie zdejmowanych z sieci. Oznacza to 45 tys. liczników tradycyjnych zdejmowanych z sieci tygodniowo.

Aby zminimalizować koszty osierocone zdejmowane liczniki powinny być w pierwszej kolejności instalowane w tych miejscach, gdzie kończą się okresy legalizacji, przyłączani są nowi odbiorcy lub liczniki dotychczasowe uległy uszkodzeniu.

Harmonogram wymian legalizacyjnych liczników tradycyjnych powinien zostać zsynchronizowany z harmonogramem wdrożenia inteligentnego pomiaru, tak aby liczniki zdjęte z sieci jak najkrócej „oczekiwały” w magazynie na zainstalowanie u innego odbiorcy.

Z szacunków przedstawionych w Rozdziale 7.6 wynika, że po wykorzystaniu liczników zdejmowanych z sieci w sposób wskazany powyżej pozostanie część liczników, która będzie musiała być na bieżąco odbierana przez firmy zajmujące się utylizacją odpadów. Będzie to 1,175 mln liczników rocznie, co oznacza 23 tys. liczników do zełomowania tygodniowo.

Na etapie planowania wdrożenia należy zaplanować sposób utylizacji niepotrzebnych liczników oraz podjąć rozmowy z firmami, które odebrałyby wymaganą ilość liczników.

#### 6. Konieczne szkolenia dla personelu i ich harmonogram.

Wdrożenie inteligentnego pomiaru będzie wymagało nowych kompetencji u personelu OSD. Zwiększy się zapotrzebowanie na wykwalifikowanych informatyków, spadnie natomiast na inkasentów i elektromonterów.

Rekomenduje się, aby każdy OSD, w ramach przygotowania planu wdrożenia inteligentnego pomiaru, dokonał inwentaryzacji posiadanych zasobów ludzkich oraz ich kompetencji i przygotował na tej podstawie plan niezbędnych szkoleń. Działania związane ze szkoleniami i pozyskiwaniem niezbędnych zasobów (w sytuacji, gdy nie są dostępne wewnątrz organizacji) powinny się rozpocząć odpowiednio wcześniej, minimum rok przed rozpoczęciem wdrożenia.

#### 7. Problemy związane ze skróceniem okresu legalizacji liczników z 15 do 8 lat w wyniku wdrożenia AMI.

Obecnie w całym kraju wymianie legalizacyjnej podlega około 1,189 mln liczników rocznie. Obecnie 81% liczników stanowią liczniki indukcyjne, których okres legalizacji wynosi 15 lat. Są one stopniowo zastępowane przez liczniki elektroniczne o okresie legalizacji równym 8 lat. Wdrożenie inteligentnego pomiaru spowoduje, że proces ten zostanie przyspieszony i po zakończeniu wdrożenia wszystkie liczniki będą musiały przechodzić legalizację ponowną po 8 latach.

Oznacza to konieczność wymiany legalizacyjnej około 2,45 mln liczników rocznie po wdrożeniu AMI. Zatem po zakończeniu wdrożenia AMI będzie się wymieniać średnio 1,261 mln liczników rocznie więcej niż ma to miejsce obecnie.

Przyjmując powyższe założenia można oczekiwać, że spółki OSD potrzebować będą dodatkowo w okresie wdrożenia ok. 470 elektromonterów oraz ok. 90 pracowników administracji. Liczby te oszacowano przy założeniu, że w spółkach nie występują wolne zasoby, co w rzeczywistości częściowo może mieć miejsce. Ponadto część zasobów inkasenckich będzie się stopniowo uwalniać wraz z postępującym wdrożeniem.

Przedłużenie okresu legalizacji liczników elektronicznych do 15 lat oraz wdrożenie legalizacji statystycznej spowoduje, że skala powyższego problemu zostanie zminimalizowana.

Przykładem wartym analizy jest podejście do projektu wdrożenia AMI w Kanadzie. Proces ten został podzielony na trzy części:

- ▶ Okres wczesnej implementacji – okres, w którym OSD, które uzyskały zgodę Regulatora będą instalować inteligentne liczniki,
- ▶ Okres transformacji – okres, w którym będzie odbywała się integracja systemów AMI poszczególnych OSD z systemem centralnego repozytorium danych,
- ▶ Okres końcowy, w którym zostanie ustalony wymóg przesyłania danych do repozytorium w okresach godzinowych.

W okresie przejściowym, OSD miały odczytywać dane z inteligentnych liczników w układzie skumulowanym, tj. tak, jak w konwencjonalnych licznikach, często również dane musiały być zbierane w sposób tradycyjny.

W okresie transformacji – po połączeniu infrastruktury komunikacyjnej z centralnym repozytorium, dane pozyskane z liczników miały być przedstawiane w ujęciu skumulowanym lub w ujęciu odzwierciedlającym wymogi taryf TOU (na przykład zsumowane zużycie energii w trzech przedziałach czasowych) – to, w jaki sposób mają być agregowane dane miało zależeć od indywidualnej decyzji każdego klienta – nie ustanowiono daty, od której naliczanie cen miałyby zależeć od momentu poboru energii.

Na koniec trzeciego okresu, repozytorium danych miało być w ostateczności oddane pod zarządek operatora danych pomiarowych, a OSD miały mieć możliwość pozyskiwania danych w bardziej szczegółowym i funkcjonalnym formacie – np. dane godzinowe.



Tabela 9.2 Średnioważony koszt kapitału.

WACC	
WACC (pre-tax)	10,49%
WACC (post-tax)	8,50%
Efektywna stopa podatkowa	19,00%

Dane dotyczące liczby liczników u odbiorców na niskim napięciu według stanu na dzień 31 grudnia 2009 roku oraz liczby nowych planowanych przez OSD przyłączeń odbiorców (według scenariusza niezakładającego wdrożenia AMI) na niskim napięciu w latach prognozy zostały pozyskane od spółek OSD. Założenia te prezentuje Tabela 9.3.

Tabela 9.3 Liczba liczników oraz liczba nowych przyłączeń.

Liczba liczników na początek roku	jednostka	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Łączna liczba liczników	[szt.]	16 994 252	16 994 252	17 277 418	17 555 852	17 834 992	18 154 941
Przyłączanie nowych odbiorców	[szt.]	-	283 166	278 434	279 140	319 949	285 704
		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Łączna liczba liczników	[szt.]	18 440 645	18 727 767	19 016 269	19 306 713	19 597 793	19 890 955
Przyłączanie nowych odbiorców	[szt.]	287 122	288 502	290 444	291 080	293 163	293 686
		2021	2022	2023	2024	2025	
Łączna liczba liczników	[szt.]		20 184 642	20 478 853	20 773 590	21 068 854	21 364 645
Przyłączanie nowych odbiorców	[szt.]		294 211	294 737	295 264	295 791	296 320

*W tabeli przyjęto dane dla całej Polski (uzyskane od 14 OSD)*

Poszczególne pozycje nakładów inwestycyjnych i ich koszty zostały pozyskane w ramach zapytań ofertowych kierowanych do producentów elementów systemu AMI, przy założeniu wdrożenia na poziomie ponad 1 mln punktów pomiarowych. W odpowiedzi na zapytania ofertowe oferenci nie podali rozbitcia kosztów na funkcje podstawowe oraz poszczególne funkcje dodatkowe i opcjonalne wyspecyfikowane w Rozdziale 5, zaznaczając jednocześnie, że ich oferta uwzględnia wszystkie funkcje dodatkowe i opcjonalne. W związku z powyższym analizy przeprowadzono przy założeniu jednakowej funkcjonalności liczników u wszystkich klientów według cen podanych przez oferentów.

W ramach analiz przyjęto dwa scenariusze cenowe – optymistyczny oraz pesymistyczny.

Założenia do kalkulacji nakładów inwestycyjnych przedstawia Tabela 9.4. W kalkulacji ceny liczników zaprezentowanej w tej tabeli założono, że w populacji znajduje się 70% liczników jednofazowych oraz 30% liczników trójfazowych.

Tabela 9.4 Jednostkowe nakłady na AMI w scenariuszu optymistycznym i pesymistycznym.

Nakłady inwestycyjne na AMI - ceny roku 2010	jednostka	Scenariusz optymistyczny	Scenariusz pesymistyczny
Cena licznika	[PLN/punkt pomiarowy]	288	338
Instalacja liczników i urządzeń pomocniczych	[PLN/punkt pomiarowy]	60	100
Routery /koncentratory	[PLN/szt.]	800	1 200
System odczytowy	[tys. PLN/mln punktów pomiarowych]	2 000	4 000
System MDM	[tys. PLN/system]	30 000	60 000



Zaprezentowane w niniejszym rozdziale wielkości nakładów zostały skalkulowane przy następujących założeniach:

- ▶ na każde 50 zainstalowanych liczników konieczna będzie instalacja jednego koncentratora,
- ▶ koszty zarządzania projektem i logistyki wdrożenia wyniosą 5% łącznych nakładów inwestycyjnych związanych z wdrożeniem AMI,
- ▶ koszty związane z systemem MDM poniesione zostaną w pierwszych 4 latach wdrożenia, przy czym 50% z tych kosztów zostanie poniesiona w 1 roku wdrożenia, natomiast pozostałe 50% będzie rozłożone równomiernie w 3 kolejnych latach.

Założenie dotyczące 50 liczników na koncentrator zostało przyjęte jako pesymistyczne. W analizach międzynarodowych przyjmuje się zazwyczaj między 50 a 100 liczników na koncentrator. Należy mieć na uwadze, że założenie to nie ma istotnego wpływu na łączne nakłady inwestycyjne niezbędne do wdrożenia AMI. Jeśliby przyjąć, że na każde 100 zainstalowanych liczników konieczny będzie jeden koncentrator, łączne nakłady inwestycyjne zmaleją o około 2,4%.

## 9.2 Propozycje w zakresie ogólnego harmonogramu wdrożenia inteligentnego pomiaru

W niniejszym podrozdziale przedstawiono modelowe harmonogramy wdrożenia inteligentnego pomiaru. Należy zwrócić uwagę, że rzeczywiste harmonogramy wdrożenia zostaną ustalone przez poszczególnych OSD po przeprowadzeniu szczegółowych analiz i będą różnić się od przedstawionych w niniejszym rozdziale.

### Wariant podstawowy

Pierwszym z modelowych harmonogramów wdrożenia inteligentnego pomiaru jest wariant podstawowy, gdzie:

- ▶ rozpoczęcie wdrożenia następuje w 2012 roku,
- ▶ czas trwania wdrożenia inteligentnego pomiaru wynosi 8 lat,
- ▶ liczniki instalowane są równomiernie w każdym roku wdrożenia, z wyjątkiem pierwszego roku, gdzie instalowanych jest 6,25%,
- ▶ docelowy udział liczników inteligentnych wynosi 100%.

### Wariant przyspieszony

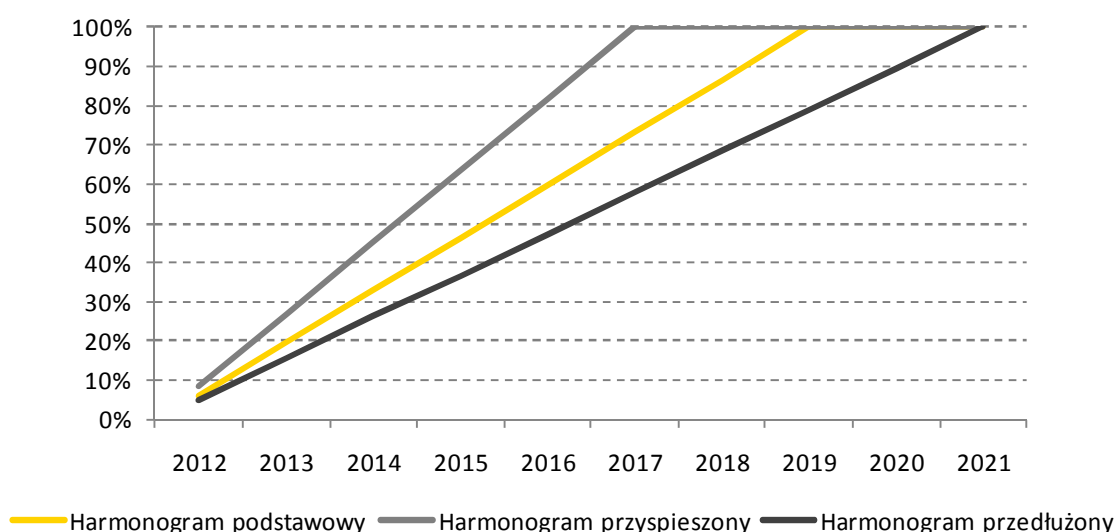
Drugim z modelowych wariantów harmonogramu wdrożenia inteligentnego pomiaru jest wariant przyspieszony (Rysunek 9.1 – linia jasnoszara), który różni się od podstawowego okresem wdrożenia, który wynosi 6 lat oraz udziałem liczników instalowanych w pierwszym roku, który wynosi 8,33%.

### Wariant przedłużony

Ostatnim z modelowych wariantów harmonogramu wdrożenia inteligentnego pomiaru jest wariant przedłużony (Rysunek 9.1 – linia ciemnoszara), który różni się od podstawowego okresem wdrożenia, który wynosi 10 lat oraz udziałem liczników instalowanych w pierwszym roku, który wynosi 5%.

Trzy modelowe harmonogramy wdrożenia inteligentnego pomiaru przedstawia Rysunek 9.1.

### Proponowane harmonogramy wdrożenia AMI

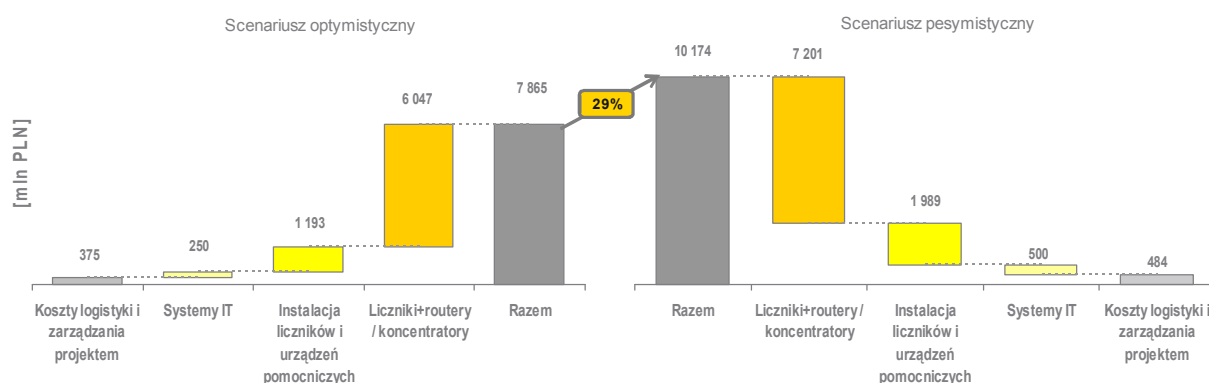


Rysunek 9.1 Proponowane modelowe harmonogramy wdrożenia AMI.

Przedstawione powyżej harmonogramy wynikają z konieczności poniesienia znacznych nakładów na wdrożenie systemów IT. Zmniejszenie skali wymiany liczników w pierwszym roku obniży wiążące się z tym ponadprzeciętne obciążenie finansowe oraz ułatwi prawidłową współpracę liczników z systemem (większa ich część będzie instalowana w dalszym etapie jego rozwoju). Tak więc zarówno względy organizacyjne, jak i finansowe nakazują obniżenie innych wydatków oraz redukcję skali wdrożenia do czasu stworzenia podstaw systemów IT.

### 9.3 Szacunki nakładów inwestycyjnych dla założeń opisanych we wcześniejszej części studium

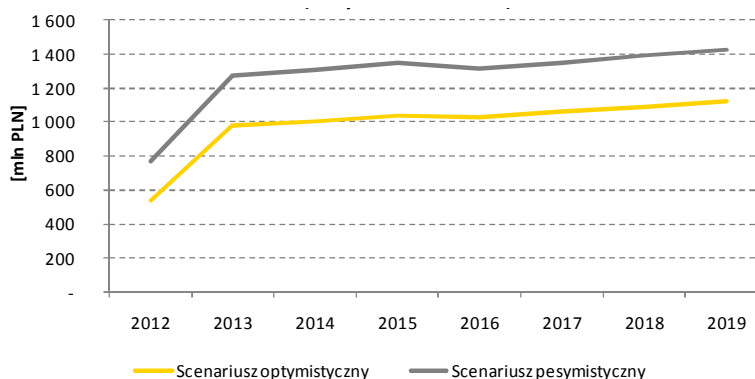
W szacunkach nakładów inwestycyjnych ponoszonych w związku z wdrożeniem uwzględniono dwa scenariusze: optymistyczny i pesymistyczny. Łączne nakłady w cenach stałych roku 2010 wyniosły ok. **7,8 mld PLN w scenariuszu optymistycznym** oraz ok. **10,2 mld PLN w scenariuszu pesymistycznym** (łączne koszty w scenariuszu pesymistycznym przewyższają te w scenariuszu optymistycznym o ok. 29%). Najistotniejszą pozycją kosztową są koszty urządzeń odczytowych oraz urządzeń towarzyszących (routerów oraz koncentratorów) stanowiące ok. 77% nakładów w scenariuszu optymistycznym oraz ok. 71% w scenariuszu pesymistycznym. Kolejną pozycją pod względem istotności są koszty związane z instalacją urządzeń odczytowych oraz urządzeń towarzyszących stanowiące ok. 15% nakładów w scenariuszu optymistycznym oraz ok. 20% w scenariuszu pesymistycznym.



Rysunek 9.2 Łączne nakłady inwestycyjne związane z wdrożeniem AMI w rozbiciu na najważniejsze kategorie kosztowe w scenariuszu optymistycznym oraz pesymistycznym [mln PLN].

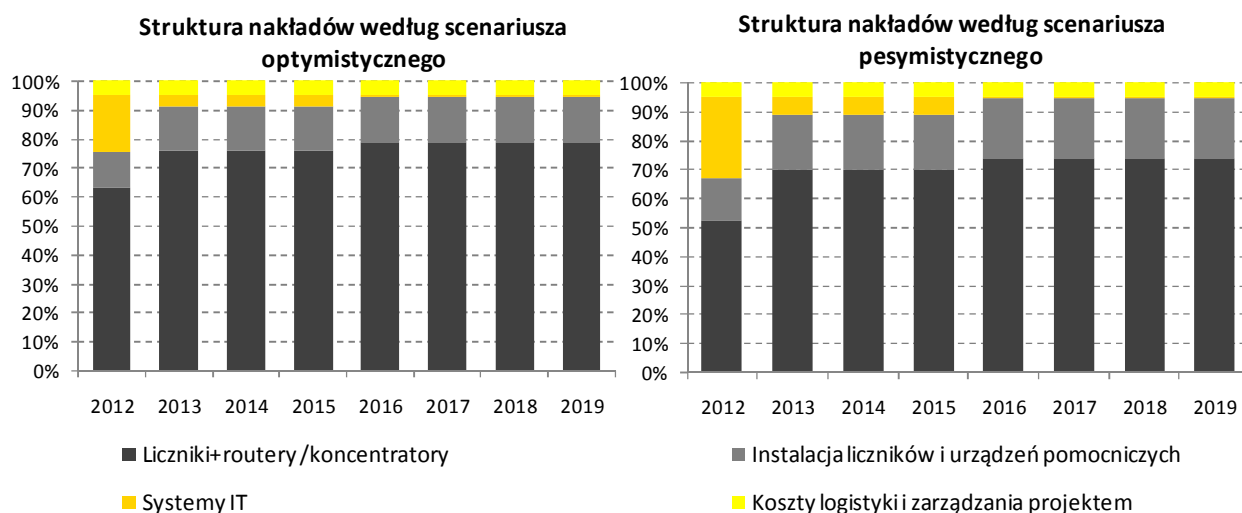
Szczegółowe informacje dotyczące scenariuszy ponoszonych w związku z wdrożeniem AMI nakładów oraz wysokości poszczególnych pozycji kosztowych w tych scenariuszach zaprezentowano w dalszej części niniejszego rozdziału.

Dynamika kosztów ponoszonych w kolejnych latach wdrożenia AMI dla obu scenariuszy będzie kształtowała się podobnie – po stopniowym wzroście kosztów w pierwszym roku wdrożenia roczne nakłady będą rozkładać się równomiernie w kolejnych latach. Dodatkowo w modelu nakładów założono, że znaczący koszt związany z zakupem systemu MDM w pierwszym roku wdrożenia (50% łącznych kosztów systemu) zostanie zrównoważony przez zainstalowanie mniejszej liczby liczników w tym roku (50% niż wynikałoby to z liniowego wzrostu liczby liczników w całym okresie wdrożenia AMI). Rozkład powyższych kosztów wdrożenia AMI w poszczególnych latach dla rozważanych scenariuszy prezentuje Rysunek 9.3. Należy tu zauważyć, że przedstawiony rozkład nakładów inwestycyjnych jest oparty na modelowym, proporcjonalnym harmonogramie wymian. Przy rzeczywistym projekcie wdrożenia AMI mogą wystąpić pewne odchylenia, w szczególności koszty w ostatnim roku wdrożenia mogą być wyższe z uwagi na prawdopodobne wymiany liczników w najtrudniejszych i najbardziej oddalonych punktach sieci jako ostatnich.



Rysunek 9.3 Rozkład nakładów inwestycyjnych związanych z wdrożeniem AMI w poszczególnych latach wdrożenia (ceny stałe z 2010 roku).

Rozkład kosztów w poszczególnych latach pokazuje pewne różnice pomiędzy scenariuszem optymistycznym oraz pesymistycznym. Analizując procentowy udział poszczególnych pozycji kosztowych w wydatkach w kolejnych latach wdrożenia AMI dla obu scenariuszy można zauważyć, że w pierwszym roku wdrożenia w wariantcie pesymistycznym wymiennie większe koszty generuje zakup i wdrażanie systemów IT – głównie systemu MDM (28% względem 20% w scenariuszu optymistycznym). Porównanie procentowych udziałów kosztów w wydatkach w poszczególnych latach wdrożenia prezentuje Rysunek 9.4.



Rysunek 9.4 Procentowy udział najważniejszych pozycji kosztowych w nakładach inwestycyjnych związanych z wdrożeniem AMI w poszczególnych latach wdrożenia.

Zgodnie z założeniami dotyczącymi najważniejszych grup kosztów opisanymi w poprzednim podrozdziale oraz podstawowego harmonogramu wdrożenia AMI od 2012 do 2019 roku (opisanego szczegółowo w następnym podrozdziale) poniżej omówione zostały cztery podstawowe pozycje kosztowe dla scenariusza optymistycznego oraz pesymistycznego.

#### **Liczniki oraz urządzenia towarzyszące**

Przy rozważaniu kosztów urządzeń pomiarowych w jednej grupie kosztów zostały zagregowane koszty liczników, routerów oraz koncentratorów (instalowanych zgodnie z założeniami przedstawionymi w poprzednim podrozdziale). W scenariuszu optymistycznym na inteligentne liczniki oraz urządzenia towarzyszące OSD będą musiały ponieść nakłady w wysokości ok. 339 mln PLN w 2012 roku oraz ok. 887 mln PLN w roku 2025 (jak już wspomniano łączne nakłady OSD na ten cel w tym scenariuszu wyniosą ok. 6 047 mln PLN).

W scenariuszu pesymistycznym natomiast OSD będą musiały ponieść na ten cel nakłady w wysokości ok. 404 mln PLN w 2012 roku oraz ok. 1 056 mln PLN w roku 2025 (jak już wspomniano łączne nakłady OSD na ten cel w tym scenariuszu wyniosą ok. 7 201 mln PLN).

Różnice pomiędzy kosztami nowych liczników i urządzeń towarzyszących w pierwszym roku wdrożenia a latami następnymi wynikają ze wspomnianego już założenia, że w pierwszym roku w celu optymalizacji poziomu kosztów wdrożenia instaluje się 50% mniej liczników niż wynikałoby to z liniowego harmonogramu wdrożenia AMI (6,25%).

#### **Instalacja liczników i urządzeń pomocniczych**

Koszty instalacji są sumarycznie drugą co do wielkości pozycją kosztową w ramach wdrożenia AMI, w pierwszych latach wdrożenia mogą one jednak wynosić mniej niż koszty związane z zakupem i wdrożeniem systemów IT (szczególnie w pierwszym roku wdrożenia). W scenariuszu optymistycznym na instalację liczników i urządzeń pomocniczych OSD będą musiały ponieść nakłady w wysokości ok. 67 mln PLN w 2012 roku oraz ok. 175 mln PLN w roku 2025 (jak już wspomniano łączne nakłady OSD na ten cel w tym scenariuszu wyniosą ok. 1 193 mln PLN).

W scenariuszu pesymistycznym natomiast OSD będą musiały ponieść na ten cel nakłady w wysokości ok. 111 mln PLN w 2012 roku oraz ok. 292 mln PLN w roku 2025 (jak już wspomniano łączne nakłady OSD na ten cel w tym scenariuszu wyniosą ok. 1 989 mln PLN).

### **Systemy IT**

Zgodnie z założeniami opisanymi w poprzednim podrozdziale, w pierwszym roku poniesionych będzie 50% nakładów na systemy IT. W kolejnych trzech latach OSD poniosą pozostałe 50% kosztów równomiernie. W scenariuszu optymistycznym na systemy IT OSD będą musiały ponieść nakłady w wysokości ok. 107 mln PLN w 2012 roku oraz ok. 40 mln PLN w roku 2015, natomiast w roku 2015 koszty systemów IT mogą wynieść jedynie 5 mln PLN (łącznie nakłady OSD na ten cel w tym scenariuszu wyniosą ok. 250 mln PLN).

W scenariuszu pesymistycznym natomiast OSD będą musiały ponieść na ten cel nakłady w wysokości ok. 214 mln PLN w 2012 roku oraz ok. 80 mln PLN w roku 2015, natomiast w roku 2015 koszty systemów IT mogą wynieść jedynie 12 mln PLN (łącznie nakłady OSD na ten cel w tym scenariuszu wyniosą ok. 500 mln PLN).

### **Logistyka i zarządzanie projektem**

Zgodnie z założeniami opisanymi w poprzednim podrozdziale koszty logistyki i zarządzania projektem wynoszą 5% nakładów inwestycyjnych. W związku z tym w scenariuszu optymistycznym na logistykę i zarządzanie projektem OSD będą musiały ponieść nakłady w wysokości ok. 26 mln PLN w 2012 roku oraz ok. 53 mln PLN w roku 2025 (łącznie nakłady OSD na ten cel w tym scenariuszu wyniosą ok. 375 mln PLN).

W scenariuszu pesymistycznym natomiast OSD będą musiały ponieść na ten cel nakłady w wysokości ok. 36 mln PLN w 2012 roku oraz ok. 68 mln PLN w roku 2025 (łącznie nakłady OSD na ten cel w tym scenariuszu wyniosą ok. 484 mln PLN).

### **Łączne nakłady inwestycyjne na punkt pomiarowy**

Wysokość nakładów inwestycyjnych (łącznie z systemami IT) niezbędnych do poniesienia przez wszystkich OSD w przeliczeniu na jeden punkt pomiarowy można rozważać pod warunkiem porównywania kosztu całkowitego zakończonego wdrożenia (koszty związane z systemami IT mają inną specyfikę i ich uwzględnienie w obliczeniach kosztów na punkt pomiarowy w pierwszych latach znacząco zniekształciłoby obraz).

Zgodnie z powyższymi założeniami dla podstawowego harmonogramu wdrożenia AMI (opisanego szczegółowo w następnym podrozdziale), spółki OSD w scenariuszu optymistycznym będą musiały ponieść nakłady inwestycyjne na punkt pomiarowy w wysokości około 401 PLN (w porównaniu do 519 PLN w scenariuszu pesymistycznym).

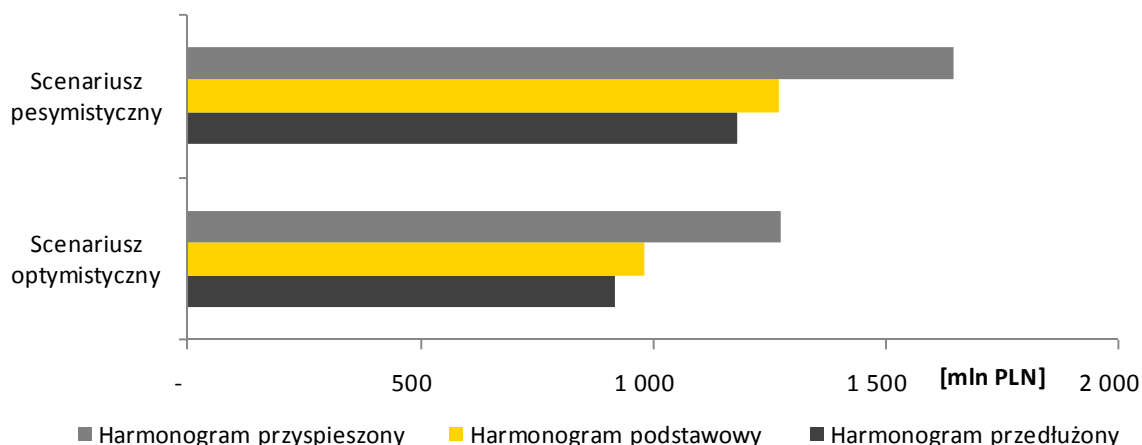
W porównaniu z innymi europejskimi krajami, gdzie wysokość nakładów inwestycyjnych w przeliczeniu na punkt pomiarowy wynosi od około 280 PLN we Włoszech przez około 660 PLN dla Portugalii czy 740 PLN dla Wielkiej Brytanii do około 852 w USA czy 872 PLN w Szwecji, szacowane nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na punkt pomiarowy w Polsce kształtują się na niższym poziomie, co wynika z różnego rodzaju technologii komunikacji wykorzystywanych w licznikach, niższych kosztów pracy w Polsce oraz odmiennej funkcjonalności systemu inteligentnego pomiaru.



## 9.4 Symulacje wpływu wdrożenia na plany rozwoju i taryfę

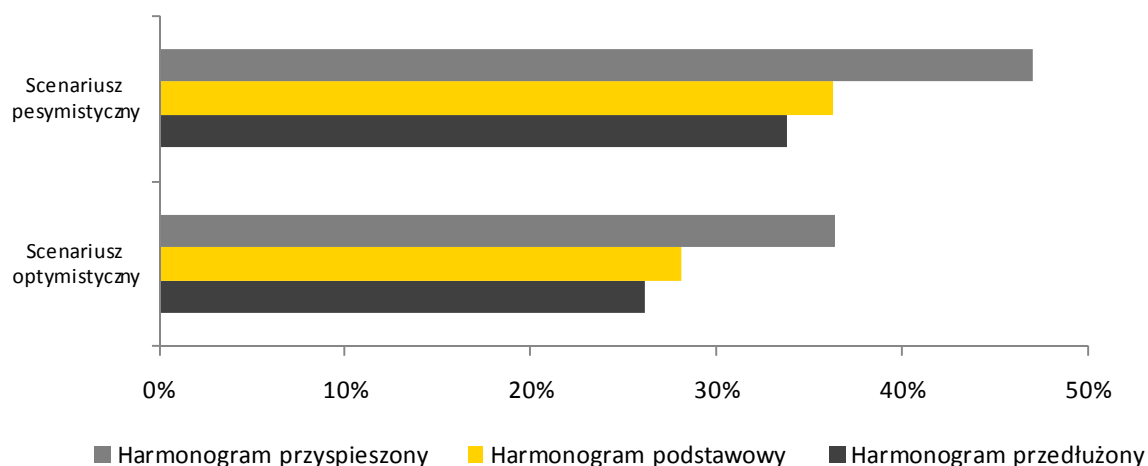
### Wpływ wdrożenia AMI na plany rozwoju OSD

Poniższe rysunki przedstawiają symulację wpływu wdrożenia inteligentnego pomiaru (zgodnie z założeniami opisanymi w Rozdziale 9.1) na plan rozwoju w ramach trzech wariantów harmonogramów wdrożenia z uwzględnieniem dwóch scenariuszy cenowych – optymistycznego i pesymistycznego.



Rysunek 9.5 Wpływ wdrożenia AMI na plan rozwoju dla poszczególnych wariantów scenariuszy i harmonogramów.

Przedstawione na powyższym wykresie wartości przedstawiają średnie dodatkowe kwoty nakładów, które spółki OSD będą musiały ponieść w latach wdrożenia AMI.



Rysunek 9.6 Procentowy wpływ wdrożenia AMI na plan rozwoju dla poszczególnych wariantów scenariuszy i harmonogramów.

Ze względu na istotny wpływ wdrożenia AMI na plan rozwoju skutkujący koniecznością aranżacji finansowania znacznych nakładów na AMI, rekomendowany jest jak najdłuższy harmonogram wdrożenia. Jest to jedno z zagadnień, które należy brać pod uwagę przy budowaniu planu i harmonogramu wdrożenia AMI.

Scenariusz cenowy oraz wybór harmonogramu wdrożenia AMI mogą mieć znaczący wpływ na zmianę planu rozwoju. W zależności od wariantu wdrożenie AMI może spowodować wzrost planu rozwoju od ponad 25% nawet do ponad 45%. Należy jednak zauważyć, że wzrost kosztów inwestycyjnych ponoszonych przez OSD nie oznacza automatycznego wzrostu cen usług dystrybucji energii elektrycznej (taryf dystrybucyjnych) o wyżej wymienione wartości procentowe. Analiza wpływu wdrożenia AMI na taryfę OSD przedstawiona została w kolejnej części niniejszego rozdziału.

### **Wpływ wdrożenia AMI na taryfę dystrybucyjną**

W niniejszym studium analizie poddany został jedynie wpływ kosztów kapitałowych (tj. amortyzacji i zwrotu z kapitału). Oznacza to przyjęcie założenia, że koszty operacyjne związane z funkcjonowaniem systemu AMI będą równe unikniętym kosztom odczytów tradycyjnych.

Wpływ na taryfę badano w odniesieniu do przychodu wszystkich OSD osiąganego tylko na niskim napięciu, gdyż wdrożenie inteligentnego opomiarowania będzie dotyczyło tych właśnie klientów. Dla najważniejszych kwot pokazano również wpływ w odniesieniu do całego przychodu regulowanego OSD.

Oszacowanie pełnego wpływu wdrożenia AMI na taryfę dystrybucyjną będzie wymagało dodatkowo uwzględnienia:

- ▶ kosztów operacyjnych funkcjonowania AMI oraz unikniętych kosztów odczytów tradycyjnych,
- ▶ dodatkowych przychodów OSD, które będą pomniejszały podstawę do kalkulacji stawek za dystrybucję,
- ▶ możliwości finansowania części nakładów na AMI ze źródeł pomocowych, od których nie jest naliczany w taryfie zwrot z kapitału.

W rzeczywistości prawdopodobne jest, że koszty operacyjne funkcjonowania AMI w pierwszych latach wdrożenia mogą przekraczać korzyści płynące z wdrożenia AMI. Należy natomiast zaznaczyć, że docelowo koszty operacyjne funkcjonowania AMI powinny być niższe od korzyści z tytułu unikniętych kosztów odczytów tradycyjnych. Uproszczenia przyjęte w niniejszej analizie wynikają z faktu, że uzgodniony z Zamawiającym zakres prac nie obejmował oszacowania kosztów operacyjnych oraz korzyści związanych z wdrożeniem AMI.

Przedstawiona analiza nie uwzględnia wpływu dodatkowych przychodów, które OSD może zacząć osiągać w wyniku wdrożenia AMI i które będą miały wpływ na pomniejszenie stawek opłat dystrybucyjnych. Przychody te obejmują:

- ▶ Potencjalny wzrost przychodów z tytułu przekroczeń mocy umownej oraz ponadumownego poboru energii biernej po wdrożeniu AMI.
- ▶ Potencjalne opłaty za usługi dodatkowe wykonywane przez OSD. Takimi usługami będą np. odczyty liczników innych mediów, wykorzystanie licznika jako kanału marketingowo-informacyjnego przez sprzedawców i podmioty trzecie, opłaty za udostępnianie podmiotom trzecim kanału komunikacyjnego z i do licznika w celu świadczenia usług (ochrona, itp.). Cennik części z tych usług mógłby być uwzględniony w taryfie dystrybucyjnej i zatwierdzany przez Prezesa URE tak, jak odbywa się to w dniu dzisiejszym np. dla usług związanych ze sprawdzeniem poprawności działania urządzenia pomiarowego.

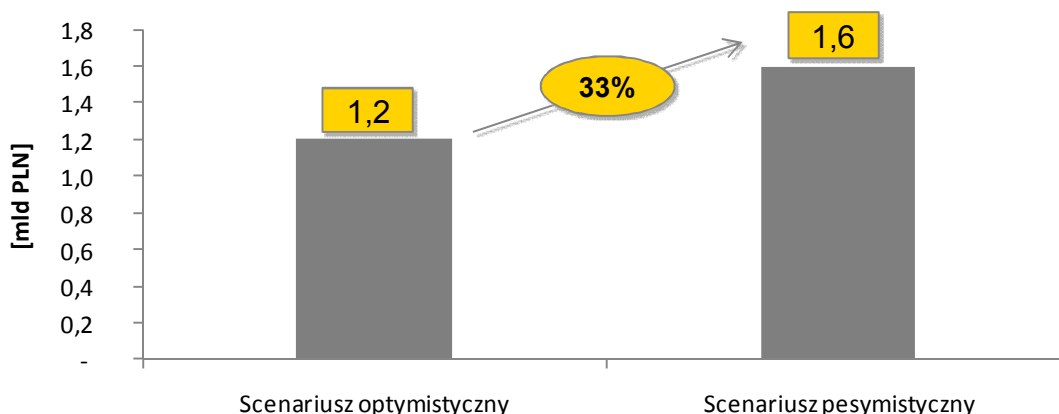
Osiąganie powyższych dodatkowych przychodów przez OSD po wdrożeniu AMI zneutralizuje wpływ wdrożenia AMI na wzrost stawek za dystrybucję. Oszacowanie potencjalnych przychodów z powyższych tytułów nie leżało w zakresie niniejszego studium i będzie wymagało przeprowadzenia dodatkowych analiz.

W analizie przyjęto również, że OSD nie korzystają ze źródeł pomocowych przy finansowaniu AMI. Sfinansowanie części nakładów ze źródeł pomocowych zneutralizuje wzrost stawek za dystrybucję wynikający z wdrożenia AMI.

W analizach wpływu wdrożenia AMI na taryfę przyjęto okres amortyzacji inteligentnych liczników równy 8 lat, a pozostałych nakładów na AMI (w tym systemów IT) równy 15 lat. Wydłużenie okresu legalizacji liczników elektronicznych do lat 15 (i tym samym okresu amortyzacji liczników), będzie miało istotny wpływ zmniejszenie wzrostu stawek dystrybucyjnych. Pozytywny wpływ będzie miało również wdrożenie legalizacji statystycznej.

Z uwagi na wyżej opisane uwarunkowania oszacowany wpływ wdrożenia AMI na taryfę należy traktować jako scenariusz „maksimum”, a w wyniku ustanowienia odpowiednich ram prawnych i zasad regulacji oszacowane kwoty będzie można ograniczyć.

Rysunek 9.7 przedstawia symulację wpływu wdrożenia inteligentnego pomiaru na przychód na niskim napięciu z uwzględnieniem przyłączania nowych odbiorców w ramach trzech wariantów harmonogramów wdrożenia. Wartości przedstawione na wykresach reprezentują wzrost łącznego przychodu regulowanego dla wszystkich OSD. Wartości te są niezależne od wybranego harmonogramu wdrożenia AMI.

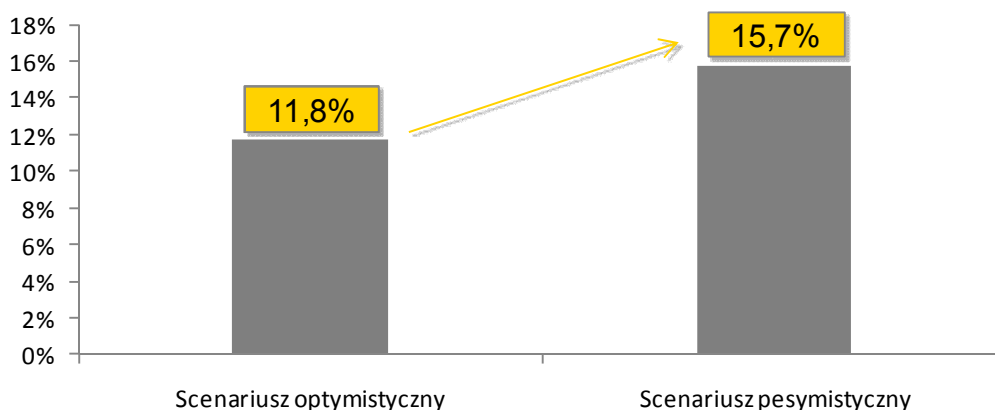


Rysunek 9.7 Łączny wpływ wdrożenia AMI na przychód OSD powstający u klientów na nn w mld PLN.

Przyjęcie okresu amortyzacji inteligentnych liczników równego 15 lat spowoduje ograniczenie wpływu pokazanego na Rysunku 9.7 o około 20%. Dla scenariusza optymistycznego wyniesie on niecały 1 mld PLN, natomiast dla scenariusza pesymistycznego niecałe 1,3 mld złotych.

Rysunek 9.8 przedstawia symulację wpływu wdrożenia inteligentnego pomiaru na przychód na niskim napięciu przy uwzględnieniu przyłączania nowych odbiorców przy uwzględnieniu dwóch scenariuszy cenowych w ujęciu procentowym w stosunku do przychodu regulowanego. Wartości przedstawione na wykresach reprezentują procentowy wzrost łącznego przychodu dla wszystkich OSD oraz procentowy wzrost opłat za usługę dystrybucyjną dla odbiorców

przyłączonych do sieci niskich napięć. Wartości te są niezależne od wybranego harmonogramu wdrożenia AMI.



Rysunek 9.8 Łączny procentowy wpływ wdrożenia AMI na przychód OSD powstający u klientów na nn.

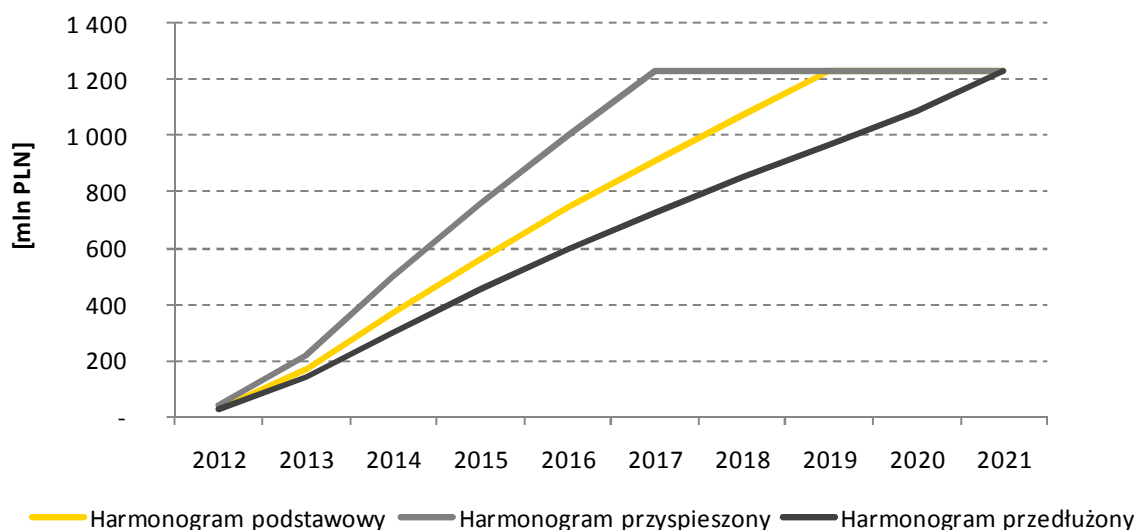
W zależności od scenariusza cenowego (optymistyczny/pesymistyczny) stawki opłat dystrybucyjnych dla rozważanej grupy taryfowej mogą wzrosnąć **od ok. 12%** (scenariusz optymistyczny) **do ok. 16%** (scenariusz pesymistyczny).

Gdyby natomiast oszacowany wzrost przychodu regulowanego z tytułu wdrożenia AMI odnieść do łącznego przychodu regulowanego wzrosty wyniosłyby **od ok. 8%** (scenariusz optymistyczny) **do ok. 10,5%** (scenariusz pesymistyczny)

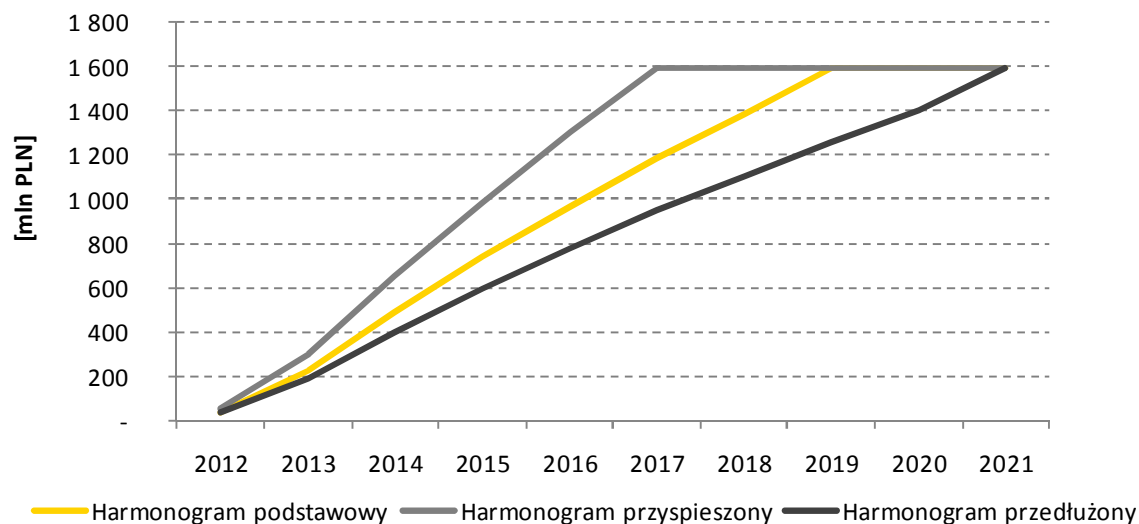
Z punktu widzenia ograniczenia wzrostu stawek opłat dystrybucyjnych działaniem rekomendowanym jest wydłużenie okresu legalizacji liczników elektronicznych, wdrożenie legalizacji statystycznej, wsparcie finansowania wdrożenia poprzez fundusze pomocowe oraz stworzenie ram regulacyjnych umożliwiających świadczenie dodatkowych usług przez OSD.

Szczegółowe rozkłady wzrostów przychodu w kolejnych latach wdrożenia AMI dla poszczególnych wariantów wdrożenia przedstawiają Rysunek 9.9, Rysunek 9.10, Rysunek 9.11 oraz Rysunek 9.12.

Rysunek 9.9 oraz Rysunek 9.10 przedstawiają symulację wpływu wdrożenia inteligentnego pomiaru na przychód na niskim napięciu z uwzględnieniem przyłączania nowych odbiorców z uwzględnieniem dwóch scenariuszy cenowych. Wartości przedstawione na wykresach reprezentują wzrost przychodu dla wszystkich OSD w poszczególnych latach.



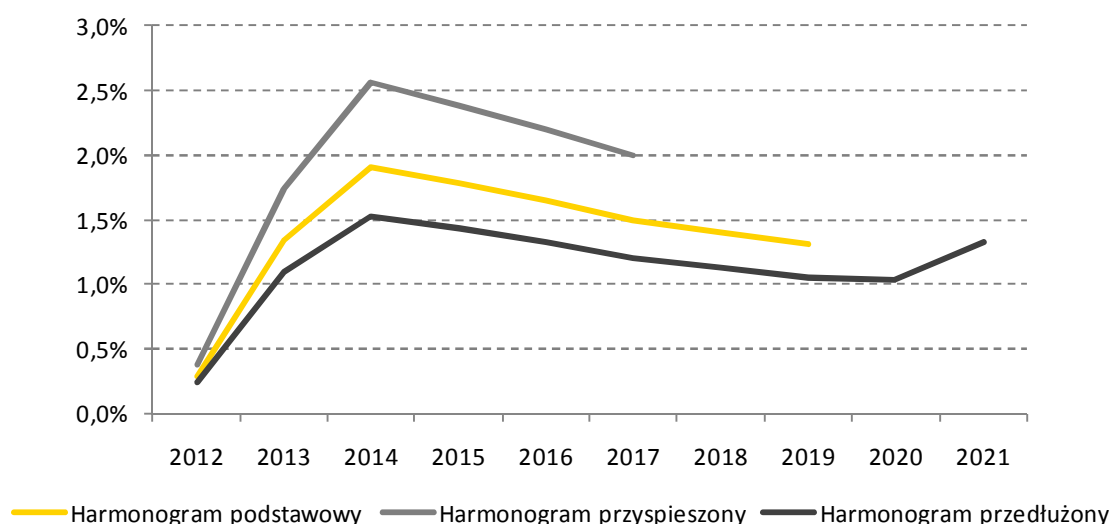
Rysunek 9.9 Skumulowany wzrost przychodu powstającego u klientów na nn według scenariusza optymistycznego (ceny stałe z 2010 roku).



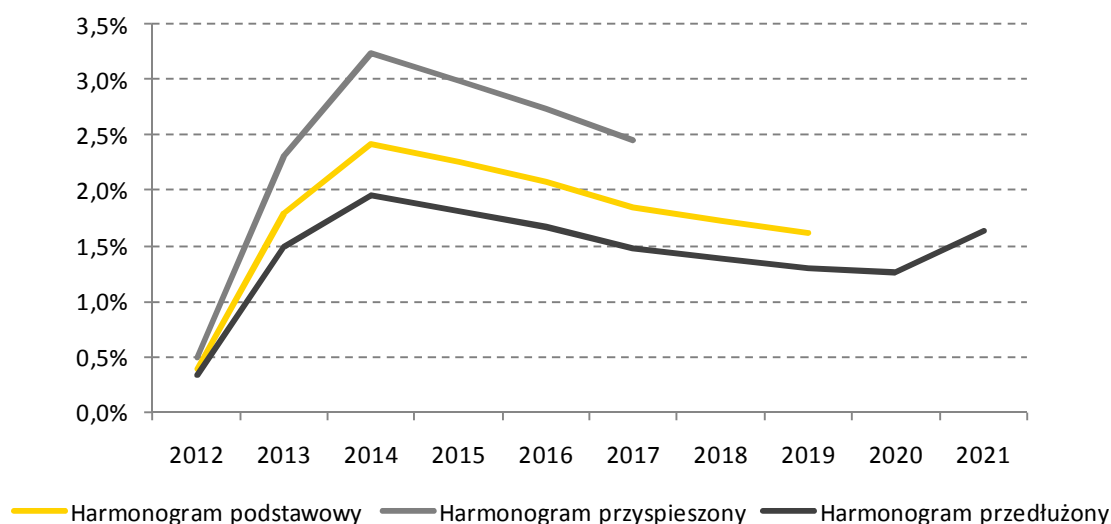
Rysunek 9.10 Skumulowany wzrost przychodu powstającego u klientów na nn według scenariusza pesymistycznego (ceny stałe z 2010 roku).

Rysunek 9.11 oraz Rysunek 9.12 przedstawiają symulację wpływu wdrożenia inteligentnego pomiaru na przychód na niskim napięciu w ujęciu procentowym (wzrost ceny usługi dystrybucyjnej) przy uwzględnieniu przyłączania nowych odbiorców w ramach trzech wariantów harmonogramów wdrożenia przy uwzględnieniu dwóch scenariuszy cenowych – optymistycznego i pesymistycznego. Wartości przedstawione na wykresach reprezentują procentowy wzrost przychodu dla wszystkich OSD oraz procentowy wzrost opłat za usługę dystrybucyjną dla odbiorców przyłączonych do sieci niskich napięć w poszczególnych latach.





Rysunek 9.11 Wzrost poziomu opłat za usługę dystrybucji u klientów na rok do roku według scenariusza optymistycznego.



Rysunek 9.12 Wzrost poziomu opłat za usługę dystrybucji u klientów na rok do roku według scenariusza pesymistycznego.

Jak widać na powyższych wykresach pomimo, że poziom opłat za usługę dystrybucji u klientów na rok pozostanie niezależny od wyboru konkretnego harmonogramu wdrożenia, rozkład tego wzrostu w poszczególnych latach może się wyraźnie różnić. Różne harmonogramy wdrożenia AMI będą nierównomiernie obciążać odbiorców poprzez inaczej rozłożony w czasie wpływ na stawki taryf dystrybucyjnych OSD.

Z punktu widzenia bardziej równomiernego rozłożenia wzrostu cen za usługę dystrybucji energii elektrycznej dla odbiorców końcowych rekomendowany jest dłuższy harmonogram wdrożenia AMI lub specjalne zasady taryfowania. Przy budowaniu harmonogramu wdrożenia AMI brać należy również pod uwagę korzyści, jakie z wdrożenia będą osiągać odbiorcy końcowi - dłuższy harmonogram oznacza, że korzyści będą osiągnięte później.

## 10 WYTYCZNE DO ANALIZ EKONOMICZNYCH OSD

Zgodnie z przywoływaną w Rozdziale 1 umową w zakresie prac wykonawcy leżała identyfikacja korzyści z wdrożenia inteligentnego pomiaru, natomiast ich kwantyfikacja została wyłączona z zakresu prac.

Kwantyfikacja korzyści, w szczególności korzyści osiąganych przez OSD, jest niezwykle istotna z punktu widzenia oceny ekonomicznej opłacalności wdrożenia. W ramach prac nad studium przygotowano narzędzie w arkuszu kalkulacyjnym Excel, które może posłużyć m.in. do kwantyfikacji korzyści osiąganych przez poszczególnych OSD oraz kalkulacji wskaźników ekonomicznej opłacalności wdrożenia. Założeniem zamawiającego było, że każdy OSD dokona powyższych analiz we własnym zakresie w oparciu o opracowany arkusz kalkulacyjny.

Niniejszy rozdział zawiera stanowi swego rodzaju przewodnik po funkcjonalności opracowanego arkusza.

### 10.1 Opis funkcjonalności narzędzia informatycznego do analiz ekonomicznych

W ramach prac nad opracowaniem Studium wdrożenia inteligentnego pomiaru energii elektrycznej w Polsce został stworzony arkusz aplikacji MS Excel służący do przeprowadzania wariantowej symulacji kosztów wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce oraz przeprowadzenia analiz ekonomicznych przez poszczególnych OSD.

Arkusz składa się z siedmiu następujących zakładek:

- ▶ Założenia – arkusz, w którym przedstawione są ogólne założenia wykorzystywane w kalkulacji nakładów takie jak: poziom inflacji, wysokość średnioważonego kosztu kapitału itp. oraz tabele z danymi wsadowymi niezbędnymi do przeprowadzenia szacunków kosztów wdrożenia AMI w Polsce,
- ▶ Ster – arkusz, w którym umieszczone są parametry do dowolnego definiowania przez użytkownika, które mają wpływ na ostateczny wynik kalkulacji oraz prezentacja najważniejszych wyników kalkulacji za pomocą wykresów,
- ▶ CAPEX i OPEX – arkusz, w którym przeprowadzona jest kalkulacja wysokości nakładów inwestycyjnych, kosztów operacyjnych oraz amortyzacji i zwrotu z zaangażowanego kapitału w zależności od przyjętego harmonogramu wdrożenia AMI w Polsce,
- ▶ Odczyty – arkusz, w którym skalkulowana jest oszczędność OSD wynikająca z uniknięcia kosztów odczytów konwencjonalnych liczników w zależności od przyjętego harmonogramu wdrożenia AMI w Polsce,
- ▶ Korzyści – arkusz, w którym skalkulowana jest wysokość oszczędności OSD będących rezultatem wykorzystania możliwości funkcjonalnych inteligentnych liczników w zależności od przyjętego harmonogramu wdrożenia AMI w Polsce,
- ▶ Taryfa – arkusz, w którym przedstawiony jest wpływ wdrożenia AMI w Polsce zgodnie z wybranym wariantem kosztowym na przychód regulowany oraz stawkę za usługę dystrybucyjną,
- ▶ Wskaźniki efektywności – arkusz, w którym przeprowadzona jest kalkulacja przepływów pieniężnych związanych z projektem wdrożenia AMI w Polsce na okres od 2010 do 2025 roku oraz wskaźników prezentujących opłacalność inwestycji i okres jej zwrotu.

## Arkusz ZAŁOŻENIA

Wszelkie komórki arkusza oznaczone kolorem żółtym mogą być dowolnie definiowane przez użytkownika, a dane należy podawać w cenach stałych 2010 roku. Indeksacja inflacją następuje w odpowiednich arkuszach z kalkulacjami.

Szczegółowe zestawienie elementów arkusza „Założenia” wraz z opisem przedstawia Tabela 10.1.

Tabela 10.1 Elementy arkusza „Założenia”.

Nazwa tabeli	Szczegółowy opis
Założenia makroekonomiczne	Dane dotyczące wysokości wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych (inflacji) w latach 2009-2025 pochodzące ze strony Global Insight według stanu na marzec 2010.
WACC	Wysokość średnioważonego kosztu kapitału przed i po opodatkowaniu.
Liczba liczników	Dane dotyczące liczby liczników oraz liczby przyłączy nowych odbiorców w latach 2009-2025.
Liczba systemów MDM	Liczba systemów zarządzania danymi odczytowymi, które należy wdrożyć. W analizie dla kraju przyjęto 7 systemów MDM. Dla analiz, które będą prowadzone na poziomie OSD należy przyjąć 1 system.
Pozostałe koszty związane z AMI	Dane dotyczące: <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ pozostałych kosztów związanych z inwestycją w AMI (niezwiązanych z zakupem, instalacją liczników, innych urządzeń oraz systemów IT);</li> <li>▶ kosztów operacyjnych związanych z funkcjonowaniem AMI.</li> </ul> <p>Jedynymi kosztami zawartymi w tej tabeli, które zaliczane są do nakładów inwestycyjnych są koszty prowadzenia wdrożenia przez OSD – logistyka i zarządzanie projektem. Pozostałe koszty zaliczane są do kosztów operacyjnych.</p> <p>Do standardowo zdefiniowanych kosztów operacyjnych zalicza się:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ koszty szkoleń;</li> <li>▶ koszty eksploatacji i utrzymania systemu odczytowego oraz MDM;</li> <li>▶ koszty transmisji danych;</li> <li>▶ koszty zarządzania danymi.</li> <li>▶ Ponadto możliwe jest definiowanie własnych tytułów kosztów operacyjnych przez użytkownika.</li> </ul>
Koszt odczytów liczników tradycyjnych	Koszt jednorazowego odczytu licznika tradycyjnego w latach 2010-2025
Średnia liczba odczytów planowych w roku na licznik	Liczba odczytów liczników tradycyjnych w ciągu roku według stanu obecnego oraz docelowego związanego z wdrożeniem zapisów Dyrektywy UE Założono, iż docelowa liczba odczytów planowych rocznie na licznik dotyczy jedynie zainstalowanych zgodnie z harmonogramem wdrożenia liczników inteligentnych.
Odczyty nieplanowane rocznie	Liczba odczytów związanych ze zmianą sprzedawcy i reklamacjami odbiorców według stanu obecnego i docelowego po wdrożeniu AMI w Polsce
Przychód regulowany 2009	Wysokość przychodu regulowanego OSD oraz jego część przypadająca na odbiorców przyłączonych na niskim napięciu. W analizie dla kraju przyjęty został przychód regulowany dla wszystkich 14-tu OSD.

## Arkusz STER

Wszelkie komórki arkusza oznaczone kolorem żółtym mogą być dowolnie definiowane przez użytkownika, a dane należy podawać w cenach stałych 2010 roku (o ile nie zaznaczono inaczej).

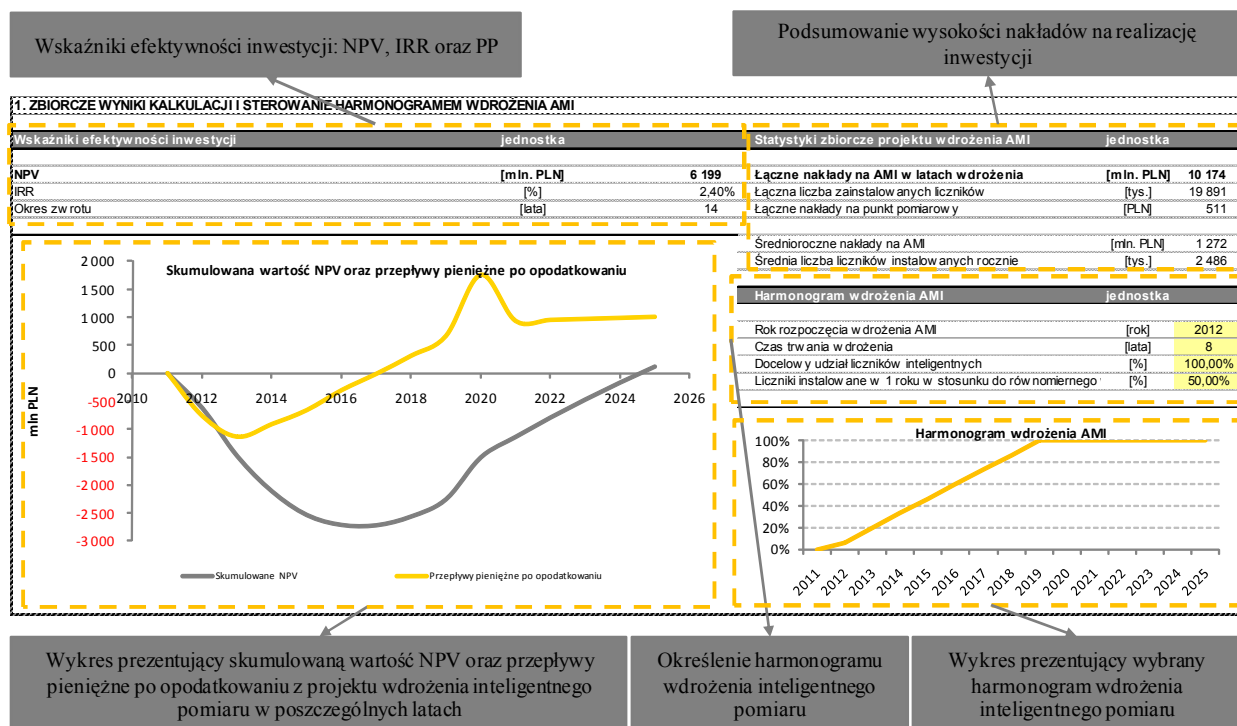
Szczegółowe zestawienie elementów arkusza „Ster” wraz z opisem przedstawia Tabela 10.2.

Tabela 10.2 Elementy arkusza „Ster”.

Nazwa tabeli	Szczegółowy opis
Harmonogram wdrożenia AMI	Tabela, na podstawie której kalkulowany jest harmonogram wdrożenia AMI – zawiera takie definiowalne pozycje jak: rok rozpoczęcia wdrożenia, czas trwania wdrożenia oraz docelowy udział liczników inteligentnych w populacji liczników mierzących pobór energii elektrycznej odbiorców przyłączonych na niskim napięciu.
Macierz kosztów AMI	W tej tabeli użytkownik definiuje zakres, rodzaje i cenę funkcjonalności systemu AMI w ramach scenariusza optymistycznego i pesymistycznego oraz definiuje podział odbiorców przyłączonych na niskim napięciu na grupy taryfowe i ich udział w całej populacji odbiorców.
Zmiana realnej ceny systemów AMI	Definiowanie poziomu realnego wzrostu ceny zakupu poszczególnych elementów systemu AMI. Parametr ten określa procentowy wzrost ceny poszczególnych elementów systemu AMI, który przekłada się na wzrost niezbędnych nakładów inwestycyjnych w ramach wdrożenia inteligentnego opomiarowania.
Okres amortyzacji nakładów	Definiowanie liczby lat, w których spółka poniesie koszty wynikające z amortyzacji nakładów inwestycyjnych
Udział kosztów przeniesionych w taryfie	Zdefiniowanie, w jakiej części poszczególne pozycje będą przenosiły się na zmiany przychodu regulowanego.
Parametry dotyczące korzyści z wdrożenia AMI	<p>W tej tabeli użytkownik definiuje nazwy korzyści OSD, jakie wystąpią wskutek wdrożenia AMI wraz z rokiem początkowych korzyści w stosunku do instalacji inteligentnych liczników, ich docelowego poziomu oraz podstawą do ich naliczania według poziomu na rok 2009.</p> <p>Do standardowo zdefiniowanych korzyści zalicza się istotne korzyści ilościowe wyspecyfikowane w Rozdziale 4:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ obniżenie strat handlowych,</li> <li>▶ obniżenie strat technicznych,</li> <li>▶ obniżenie kosztów operacji na licznikach dokonywanych u klienta,</li> <li>▶ obniżenie kosztów funkcji obsługi klienta,</li> <li>▶ koszt usuwania awarii (mniejsza liczba awarii),</li> <li>▶ redukcja kosztów analiz związanych z warunkami przyłączeniowymi.</li> </ul> <p>Ponadto możliwe jest zdefiniowanie dodatkowych tytułów korzyści OSD.</p>

W dalszej części podrozdziału przedstawiono w formie schematów możliwości funkcjonalne arkusza STER:

1. Zbiorcze wyniki kalkulacji i sterowanie harmonogramem wdrożenia AMI.



Rysunek 10.1 Funkcjonalność części „Zbiorcze wyniki kalkulacji i sterowanie harmonogramem wdrożenia AMI



2. Nakłady inwestycyjne



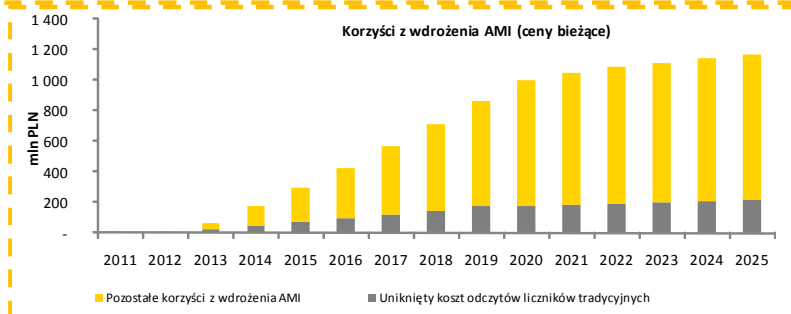
Rysunek 10.2 Funkcjonalność części „Nakłady inwestycyjne”

### 3. Korzyści z wdrożenia AMI

Określenie tytułów korzyści z wdrożenia AMI wraz poziomem docelowym, rokiem początku korzyści oraz podstawą naliczania

3. KORZYŚCI Z WDROŻENIA AMI					
Parametry dotyczące korzyści z wdrożenia AMI (za wyjątkiem uniknięcia kosztów odczytów tradycyjnych) - ceny stałe roku 2009	jednostka	Docelowa korzyść [%]	Początek korzyści w stosunku do roku instalacji liczników	Podstawa naliczenia korzyści - poziom w roku 2009	Rok początku korzyści
Obniżenie strat handlowych	[tys PLN]	90,00%	1	470 000	2013
Obniżenie strat technicznych	[tys PLN]	5,00%	3	1 400 000	2015
Obniżenie kosztów operacji na licznikach dokonywanych u klienta	[tys PLN]	95,00%	1	145 000	2013
Obniżenie kosztów funkcji obsługi klienta	[tys PLN]	10,00%	1	40 000	2013
Koszt usuwania awarii (miejscza awarii)	[tys PLN]	20,00%	3	150 000	2015
Redukcja kosztów analiz związanych z warunkami przyłączeniowymi	[tys PLN]	80,00%	3	1 000	2015
Redukcja kosztów X6	[tys PLN]				2012
Redukcja kosztów X7	[tys PLN]				2012
Redukcja kosztów X8	[tys PLN]				2012
Redukcja kosztów X9	[tys PLN]				2012

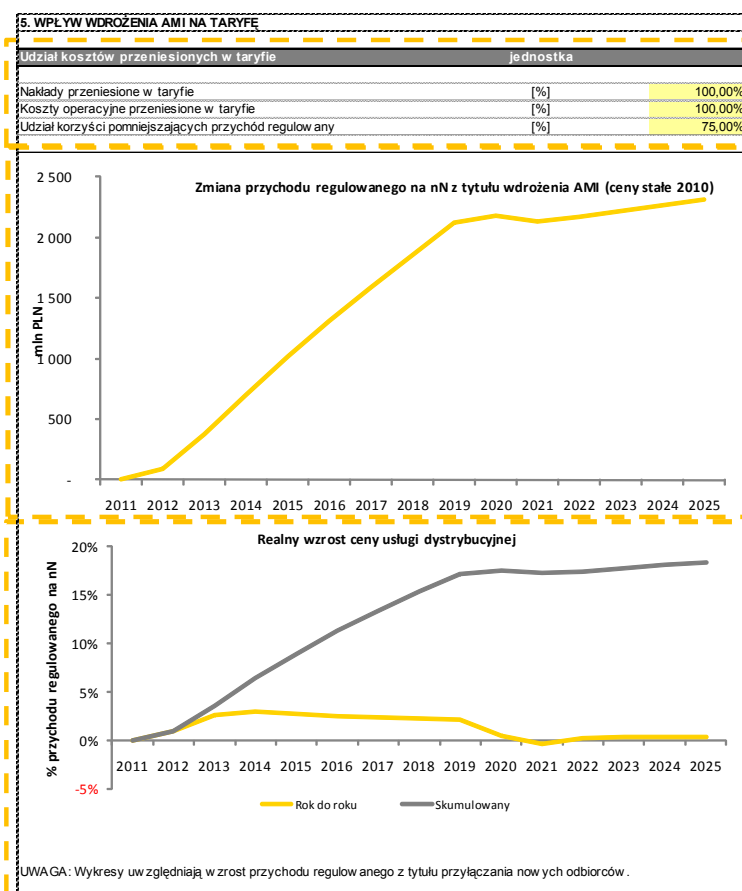
Dane wpisane w tabelę są przykładowe. Każdy OSD powinien ją uzupełnić o swoje specyficzne dane.



Wykres prezentujący korzyści w wdrożenia AMI w poszczególnych latach zaprezentowane w cenach bieżących

Rysunek 10.3 Funkcjonalność części „Korzyści z wdrożenia AMI”

#### 4. Wpływ wdrożenia AMI na taryfę



Określenie udziału kosztów, które będą przeniesione przez regulatora w taryfie oraz udział korzyści z tytułu wdrożenia AMI pomniejszających przychód regulowany. Parametr udziału kosztów operacyjnych przeniesionych w taryfie dotyczy również udziału korzyści z tytułu uniknięcia odczytów tradycyjnych pomniejszających przychód regulowany.

Wykres prezentujący zmianę przychodu regulowanego na niskim napięciu w cenach roku 2010 wskutek wdrożenia AMI w poszczególnych latach.

Wykres prezentujący realny wzrost ceny usługi dystrybucyjnej w poszczególnych latach.

Rysunek 10.4 Funkcjonalność części „Wpływ wdrożenia AMI na taryfę”

## 10.2 Możliwości rozbudowy narzędzia informatycznego na potrzeby poszczególnych OSD

Arkusze przygotowane przy uwzględnieniu możliwości jego rozbudowy i dostosowania do potrzeb poszczególnych OSD.

Szczegółowe zestawienie elementów narzędzia informatycznego, które mogą być definiowane i dostosowywane przez użytkowników przedstawia Tabela 10.3.

Tabela 10.3 Definiowalne elementy narzędzia informatycznego.

Nazwa arkusza	Nazwa tabeli	Szczegółowy opis
Założenia	Pozostałe koszty związane z wdrożeniem AMI	W ramach tej tabeli użytkownik może zdefiniować szczegółowe dla swojego OSD koszty operacyjne będące podstawą do wyliczania kosztów wdrożenia inteligentnego pomiaru. Koszty te są definiowane jako kwota w PLN na każdy instalowany punkt pomiarowy (ceny stałe 2010 roku).
Ster	Macierz nakładów inwestycyjnych na AMI – ceny stałe 2010 roku	W tabeli tej użytkownik definiuje rodzaje grup klientów oraz ich udział w całej populacji odbiorców przyłączonych na niskim napięciu.  Ponadto możliwe jest również definiowanie dodatkowych funkcji liczników inteligentnych wraz z ich ceną liczoną w PLN na każdy punkt pomiarowy.
Ster	Parametry dotyczące korzyści z wdrożenia AMI (za wyjątkiem uniknięcia kosztów odczytów tradycyjnych) - ceny stałe roku 2009	Tabela ta pozwala na zdefiniowanie dodatkowych korzyści OSD wynikających z wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce, wraz z kosztem bazowym będącym podstawą do obliczenia wysokości korzyści, rokiem początku wystąpienia korzyści oraz procentowym wskaźnikiem obniżenia kosztów w ramach danej korzyści.

## 11 LITERATURA

### Normy i standardy

- [1] COSEM Architectures and Protocols, Green Book - 6th edition, Technical Report of DLMS User Association, 2007.
- [2] PN-EN 62056-52, Pomiary elektryczne - wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem. Część 52: Obsługa warstwy fizycznej i procedury łączeniowo zorientowanej asynchronicznej wymiany danych, 2003.
- [3] PN-EN 62056-46, Pomiary elektryczne - wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem. Część 46: Warstwa łącza danych przy użyciu protokołu HDLC, 2003.
- [4] PN-EN 62056-53, Pomiary elektryczne - wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem. Część 53: COSEM warstwa aplikacji, 2003.
- [5] PN-EN 61344-4-1, Automatykacja sieci rozdzielczej z użyciem łączności wykorzystującej tę sieć. Część 4-1: Protokoły transmisji danych. Model odniesienia systemu komunikacyjnego, 2002.
- [6] ISO/IEC 7498, Information technology -- Open Systems Interconnection -- Basic Reference Model: The Basic Model, 1994.
- [7] Open Meter Report D2.1, Part 2, Task 2.1.1: Description of Current State-of-the-Art of Technology and Protocols. Description of State-of-the-Art PLC-Based Access Technology, ver. 2.3, May 2009.
- [8] Open Meter Report D1.1: Report on the Identification and Specification of Functional, Technical, Economical and General Requirements of Advanced Multi-Metering Infrastructure, Including Security Requirements, ver. 1.0, July, 2009.
- [9] ISO/IEC 13239: Information technology -- Telecommunications and information exchange between systems -- High-level data link control (HDLC) procedures, 2002.
- [10] RFC 791: Internet Protocol, 1981.
- [11] RFC 793: Transmission Control Protocol, 1981.
- [12] PN-EN 61334-4-42: Automatykacja sieci rozdzielczej z użyciem łączności wykorzystującej tę sieć. Część 4-42: Protokoły transmisji danych. Protokoły aplikacji. Warstwa aplikacji. 2003.
- [13] PN-EN 61334-5-1: Automatykacja sieci rozdzielczej z użyciem łączności wykorzystującej tę sieć. Część 5-1: Profile niższej warstwy. Profil kluczowania częstotliwości z rozpraszaniem (S-SFK), 2004.
- [14] IEC 61334-5-2: Distribution automation using distribution line carrier systems - Part 5-2: Lower layer profiles - Frequency shift keying (FSK) profile, 1998.
- [15] IEEE Std 802.3: IEEE Standards for Information Technology – Telecommunications and Information Exchange between Systems – Local and Metropolitan Area Networks – Specific Requirements. Part 3: Carrier Sense Multiple Access with Collision Detection (CSMA/CD) Access Method and Physical Layer Specifications, 2005 Edition.
- [16] IEEE Std 802.2: IEEE Standards for Information Technology – Telecommunications and Information Exchange between Systems – Local and Metropolitan Area Networks – Specific Requirements. Part 2: Logical Link Control, 2003 Redition.
- [17] PN-EN 62056-21: Pomiary elektryczne - wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem. Część 21: Lokalna bezpośrednia wymiana danych, 2003.
- [18] PN-EN 62056-31: Pomiary elektryczne -- wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem -- Część 31: Użycie lokalnych sieci ze skrętki przewodów, wykorzystujących sygnał nośny, 2002.
- [19] PN-EN 13757-1: System komunikacji do zdalnego odczytywania wskazań przyrządów pomiarowych -- Część 1: Wymiana danych, 2008.
- [20] PN-EN 13757-2: System komunikacji do zdalnego odczytywania wskazań przyrządów pomiarowych -- Część 2: Warstwa fizyczna i warstwa łącza, 2005.



- [21] PN-EN 13757-3: System komunikacji do zdalnego odczytywania wskazań przyrządów pomiarowych -- Część 3: Wydzielona warstwa zastosowań, 2005.
- [22] PN-EN 13757-4: System komunikacji do zdalnego odczytywania wskazań przyrządów pomiarowych -- Część 4: Bezprzewodowy odczyt miernika (odczyt miernika drogą radiową pracującego w paśmie SRD od 868 MHz do 870 MHz), 2005.
- [23] PN-EN 13757-5: System komunikacji do zdalnego odczytywania wskazań przyrządów pomiarowych -- Część 5: Przesyłanie odczytów, 2009.
- [24] PN-EN 13757-6: System komunikacji do zdalnego odczytywania wskazań przyrządów pomiarowych -- Część 6: Lokalny system odczytu przyrządów, 2009.
- [25] PN-EN 60870-5-1: Urządzenia i systemy telesterowania -- Część 5-1: Protokoły transmisyjne -- Formaty ramek transmisyjnych, 2002.
- [26] PN-EN 60870-5-2: Urządzenia i systemy telesterowania -- Część 5-2: Protokoły transmisyjne -- Procedury transmisyjne, 2002.
- [27] IEEE Std. 802.15.1: IEEE Standards for Information Technology - Telecommunications and Information Exchange between Systems – Local and Metropolitan Area Networks – Specific Requirements. Part 15.1: Wireless Medium Access Networks (MAC) and Physical Layer (PHY) Specifications for Wireless Personal Area Networks (WPANs), 2005.
- [28] IEEE Std. 802.15.4: IEEE Standards for Information Technology - Telecommunications and Information Exchange between Systems – Local and Metropolitan Area Networks – Specific Requirements. Part 15.4: Wireless Medium Access Networks (MAC) and Physical Layer (PHY) Specifications for Low-Rate Wireless Personal Area Networks (WPANs), 2006.
- [29] COSEM Identification System and Interface Classes, Blue Book - 9th edition, Technical Report of DLMS User Association, 2009.
- [30] PN-EN 62056-61, Pomiary elektryczne - wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem. Część 61: System identyfikacji obiektów (OBIS), 2003.
- [31] PN-EN 62056-62, Pomiary elektryczne - wymiana danych w celu odczytu liczników, sterowania taryfami i obciążeniem. Część 62: Klasy interfejsów, 2003.
- [32] IEEE Std. 802.11: IEEE Standards for Information Technology - Telecommunications and Information Exchange between Systems – Local and Metropolitan Area Networks – Specific Requirements. Part 11: Wireless LAN Medium Access Control (MAC) and Physical Layer (PHY) Specifications, grupa standardów 1999-2007.
- [33] IEEE P1901 Draft Standard for Broadband over Power Line Networks: Medium Access Control and Physical Layer Specifications.
- [34] PN-EN 61334-4-32: Automatyzacja sieci rozdzielczej z użyciem łączności wykorzystującej tę sieć. Część 4-32: Protokoły transmisji danych. Warstwa łącza danych. Sterowanie łączem logicznym (LLC), 2004.
- [35] PN-EN 61334-4-33: Automatyzacja sieci rozdzielczej z użyciem łączności wykorzystującej tę sieć. Część 4-33: Protokoły transmisji danych. Warstwa łącza danych. Protokół zorientowany połączeniowo, 2004.
- [36] RFC 768: User Datagram Protocol, 1980.
- [37] <http://www.sensormag.com/wireless-applications/news/zigbee-propose-smart-energy-profile-iec-standard-5938>.
- [38] Open Meter Report D2.1/Part 4: State-of-the-Art Technologies & Protocols - description of State-of-the-Art Communication Protocols and Data Structures, ver 1.0, June, 2009.
- [39] Open Meter: D 1.2 Report on regulatory requirements, 17.07.2009
- [40] RFC 959: File Transfer Protocol, 1985.
- [41] RFC 2616: Hypertext Transfer Protocol, 1999.
- [42] <http://www.wavenis-osa.org>.

- [43] Open Meter Report D2.1/Part 1: Description of Current State-of-the-Art Technologies and Protocols. General Overview of State-of-the-Art-Technological Alternatives, task 2.1.0, ver. 3.0, June 2009.
- [44] Open Meter Report D2.1/Part 3: State-of-the-Art Technologies and Protocols. Description of State-of-the-Art-Wireless Access Technologies, ver. 1.0, June 2009.
- [45] The Smart Metering Technology Value Chain (Strategic Focus) - An Analysis of the Current Technology and Providers in Advanced Metering Infrastructure. Datamonitor. StrategicFocus Report DMTC2323, September 2009.

#### **Międzynarodowe akty prawne, dyrektywy i wytyczne Regulatorów**

- [46] „Note of DG Energy & Transport on Directives 2003/54/EC and 2003/55/EC on the internal market in electricity and natural gas. Practical measures for distribution resulting from the opening up to competition”. Dokument z 16 stycznia 2004 r.
- [47] Europejska Karta Praw Odbiorców Energii Parlament Europejski Serwis prasowy opracowanie Andrzej Sanderski Bruksela, 19.06.2008
- [48] Open Meter: D 1.2 Report on regulatory requirements, 17.07.2009
- [49] Australian Energy Regulator: Victorian advanced metering infrastructure review, 2009-11 AMI budget and charge applications, październik 2009
- [50] Ontario Energy Board: Guideline, smart Meter Funding and Cost Recovery, 22.10.2008
- [51] Ontario Energy Board: Decision on order on cost awards, 13.12.2007
- [52] Ontario Energy Board: Decision and order, 25.11.2008
- [53] Ontario Energy Board: Ontario Regulation 426/06, Smart Meters: Cost Recovery, 10.08.2006
- [54] New Zealand Electricity Commission, Guidelines on Advanced Metering Infrastructure Version 2.0, 28.01.2009
- [55] The Energy Markets Inspectorate: The Swedish Energy Markets Inspectorate's report in accordance with the EC Directives for the internal markets for electricity and natural gas 2009, sierpień 2009
- [56] Nordic Energy Regulators: Market Design Common Nordic end-user market, maj 2009
- [57] European Regulators' Group for Electricity and Gas: Smart Metering with a Focus on Electricity Regulation, 31.10.2007
- [58] European Regulators' Group for Electricity and Gas: Position Paper on Smart Grids – An ERGEG Public Consultation Paper, 10.12.2009
- [59] Włoska Ustawa dotycząca Smart Metering: Annex A to Regulatory Order 18 December 2006 no. 292/06 “Obligations for the installation of electronic meters for low voltage withdrawal points”, as modified by Regulatory Order 26 September 2007 no. 235/07 “Obligations for the commissioning of electronic meters and AMM systems referred to at Regulatory order 18 December 2006 no. 292/06, and for the introduction of performance indicators and indicators of the level of utilization of AMM systems”

#### **Raporty i materiały zagraniczne**

- [60] Dutch Ministry of Economic Affairs (KEMA Consulting): Reflections on Smart Grids for the Future, 11.03.2008
- [61] Frontier Economics LTD: Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs, wrzesień 2008
- [62] BERG Insight: Smart Metering and Wireless M2M, sierpień 2008
- [63] ESMA European Smart Metering Alliance: Project Reports, 28.01.2010  
<http://www.esma-home.eu/downloads/>

- [64] Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas: Smart Metering Regulation – The Italian experience, 06.02.2009
- [65] ERDF AMM project AMM Pilot presentation, czerwiec 2008
- [66] Raport: The Consumer Implications of Smart Meters” National Consumer Council (NCC), lipiec 2008
- [67] Datamonitor: Smart metering – a review of experience and potential across multiple geographies, listopad 2009
- [68] Datamonitor: Smart metering in the Australian Landscape (Strategic Focus), wrzesień 2009
- [69] United Kingdom Department of Business Enterprise and Regulatory Reform: Impact assessment of smart and advance metering for small and medium-sized businesses and public sector sites, wrzesień 2008
- [70] United Kingdom Department of Business Enterprise and Regulatory Reform: Citing consumer behaviour, a consultation on policies presented in Energy White Paper, sierpień 2007
- [71] Baringa Partners LLP: Smart Meter Roll Out: Risk & Optimism Bias Project, 23.02.2009
- [72] Baringa Partners LLP: Smart Meter Roll Out: Market Model Definition & Evaluation Project, 08.04.2009
- [73] United Kingdom Department of Energy & Climate Change: Energy Metering, a consultation on smart metering for electricity and gas, maj 2009
- [74] United Kingdom Department of Energy & Climate Change: Impact assessment of a GB-wide smart meter roll out for the domestic sector, maj 2009
- [75] United Kingdom Department of Energy & Climate Change: Impact Assessment of smart / advanced meters roll out to small and medium businesses, maj 2009
- [76] Ofgem: Presentation on Innovative Metering, 02.03.2006
- [77] Bernard J. Bujnowski: Manage Risk in AMI Deployments PPL Electric Utilities 2007

#### **Opracowania krajowe**

- [78] Instytut Energetyki Oddział Gdańsk: Przygotowanie wdrożenia systemu zdalnego zarządzania układami pomiaru energii oraz opracowanie wytycznych stosowania różnych technik transmisji danych do odczytu liczników energii elektrycznej".  
Część I: "Przegląd dostępnych na rynku systemów zdalnego zarządzania układami pomiarowymi  
Część II: "Analiza techniczno-ekonomiczna różnych sposobów transmisji danych  
Raport nr OG/132-1/06 październik 2006
- [79] Wyniki „Analizy technicznej, kosztowej, prawnej i społeczno - ekonomicznej instalacji elektronicznych urządzeń pomiarowych oraz rozpatrzenie możliwości wydzielenia Niezależnego Operatora Pomiarów” przeprowadzonej w ramach projektu Transition Facility „Wzmocnienie nadzoru Regulatora nad sektorem energii”  
Praca realizowana na zamówienie URE przez Doradztwo Gospodarcze DGA S.A. i Instytut Sobieskiego. Wrzesień 2008
- [80] Instytut Energetyki Oddział Gdańsk: Przygotowanie wdrożenia systemu zdalnego zarządzania układami pomiaru energii - Aktualizowane studium wdrożenia AMI w Energa-Operator wg stanu na koniec 2008 z uwzględnieniem zmian rynkowych. Raport nr OG/278/08 październik 2008
- [81] Kancelaria Prawna Grynhoff Woźny Maliński: Opinia prawna dotycząca sytuacji i stanu prawnego zagadnień inteligentnego opomiarowania w legislacji polskiej i europejskiej w aspekcie zobowiązań dla polskich przedsiębiorstw energetycznych, 28.12.2009