



Wdrożenie inteligentnego opomiarowania w Polsce

Luty 2010

Warszawa, dnia 26 lutego 2010 roku

Szanowni Państwo,

w marcu 2009 roku agendy Unii Europejskiej osiągnęły kompromis w sprawie propozycji trzeciego pakietu energetycznego. Jedną z poruszanych kwestii jest obowiązek zainstalowania 80% tzw. inteligentnych systemów pomiaru przed rokiem 2020. Jednoznaczny obowiązek kończy długie dyskusje na temat interpretacji zapisów tzw. Dyrektywy efektywnościowej („Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 roku w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych”). Już z zapisów Dyrektywy efektywnościowej duża część ekspertów wyciąga wnioski o konieczności instalacji inteligentnych systemów pomiaru (w szczególności na podstawie zapisów artykułu 13 wyżej wspomnianej Dyrektywy, traktującego o pomiarach przy pomocy liczników oraz przejrzystości informacji w rachunkach zużycia energii).

Dyrektywa uzależnia obowiązek wdrożenia inteligentnych systemów pomiaru od przeprowadzania ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie wdrożenie jest wykonalne.

Ocena taka powinna zostać przeprowadzona w terminie do dnia 3 września 2012 roku.

Wdrożenie wymogu dotyczącego inteligentnych systemów pomiaru niesie wiele ryzyk, ale i korzyści dla gospodarki naszego kraju. Na kolejnych stronach prezentujemy główne kwestie, które powinny być rozwiązane na poziomie makroekonomicznym.

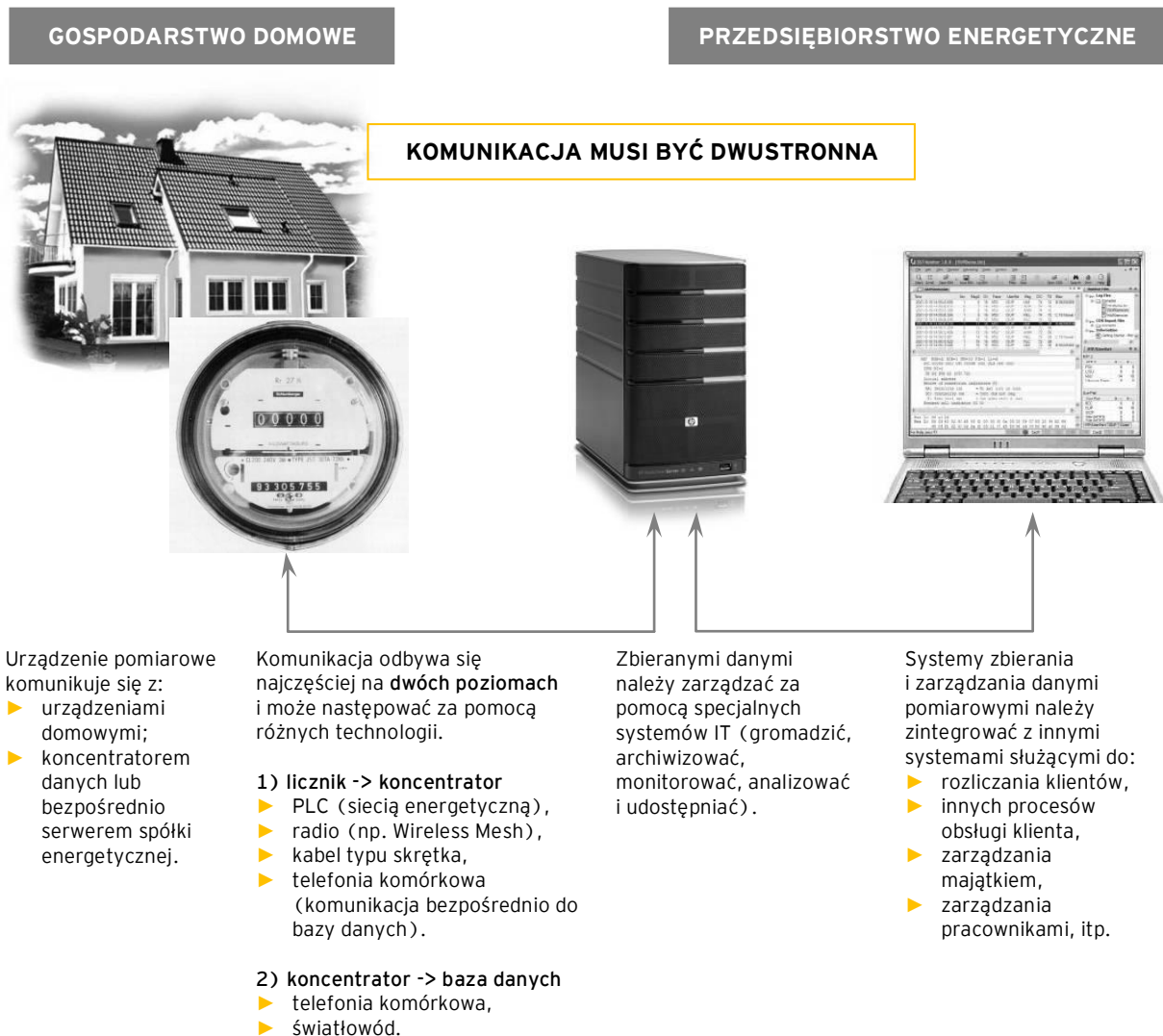
Nasi konsultanci od lat śledzą postępy w rozwoju idei inteligentnej sieci oraz analizują efekty poszczególnych wdrożeń, a przede wszystkim przyczyny sukcesów oraz porażek. Doradzaliśmy największym światowym spółkom energetycznym w tworzeniu strategii w zakresie idei inteligentnej sieci oraz pomagamy we wdrożeniu jej w życie.

Z poważaniem,

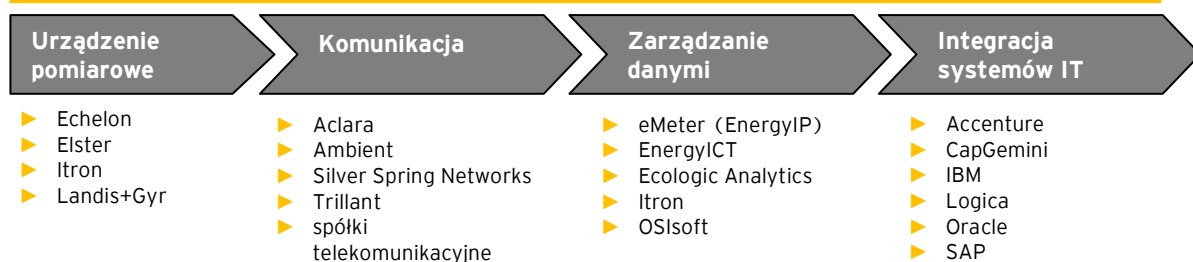
.....
Jarosław Wajer
Dyrektor, Pełnomocnik
Ernst & Young Business Advisory

Inteligentny pomiar – definicja łańcucha wartości

Poniższy schemat przedstawia podstawowe ogniwa łańcucha wartości inteligentnego pomiaru. Idei inteligentnego pomiaru nie należy łączyć jedynie z instalacją liczników z możliwością zdalnego odczytu. Zagadnienie jest o wiele szersze i wbrew pozorom nie dotyczy jedynie branży energetycznej. Duża część zagadnień dotyczy zagadnień z zakresu telekomunikacji.



ISTOTNI GRACZE RYNKOWI W DANYM OGNIWIE WARTOŚCI

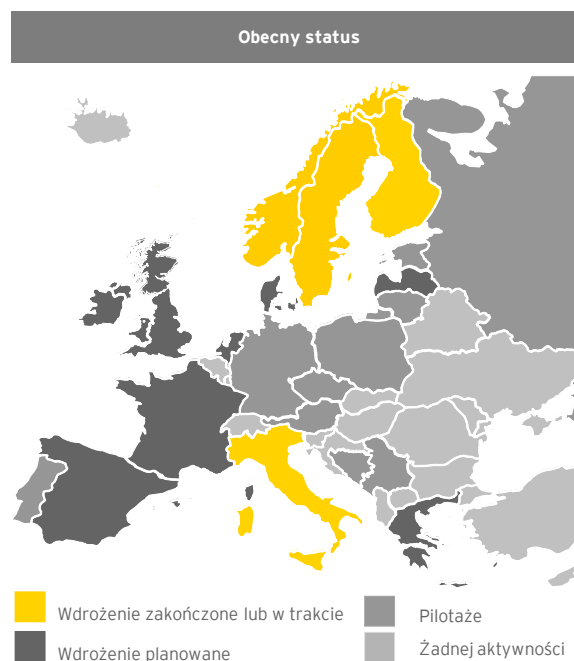


Stopień zaawansowania postępuje

Proces wymiany urządzeń pomiarowych na inteligentne dopiero się rozpoczął. Zaledwie kilka krajów zbliża się do jego ukończenia. Nie oznacza to jednak, iż brakuje doświadczeń z dotychczas przeprowadzonych prac.

Zrealizowane wdrożenia, analizy oraz pilotaże są skarbnicą wiedzy. Nie warto popełniać błędów, popełnionych przez poprzedników.

Zidentyfikowane kwestie problematyczne w części udało się rozwiązać. Przyjęte na świecie rozwiązania mogą i powinny być przynajmniej przeanalizowane pod kątem ich adekwatności do polskiego rynku energii elektrycznej. Pierwszy wniosek nasuwa się automatycznie – nie istnieje jedno, powszechnie obowiązujące rozwiązanie. Każdy kraj dopasowuje rozwiązania do własnych celów oraz specyfiki lokalnego rynku.



Od wdrożenia idei inteligentnej sieci w życie oczekuje się wielu korzyści. Ogólnie można je pogrupować w czterech kategoriach:

- ▶ zwiększenie efektywności energetycznej (mniej strat energii w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych – oznacza to, iż na dostarczenie tej samej ilości energii do odbiorcy końcowego potrzebna będzie mniejsza ilość nieodnawialnej energii pierwotnej np. węgla),
- ▶ zwiększenie efektywności ekonomicznej (ta sama ilość energii może zostać dostarczona po niższych kosztach ale jednocześnie może przynieść spółce większe przychody, z uwagi na możliwość wprowadzenia nowoczesnych sposobów rozliczeń z odbiorcami - taryf),
- ▶ zwiększenie efektywności procesowej (większą liczbę czynności będzie można wykonywać automatycznie, pracownicy będą mogli bardziej synchronizować swoją pracę, rozbija się tzw. „silosy” – pracownicy z różnych departamentów muszą pracować wspólnie), oraz ostatnia kategoria – choć wcale nie najmniej ważna ...
- ▶ zwiększenie satysfakcji klientów (możliwość wcześniejszego wykrycia awarii, wcześniejszego jej usunięcia i w rezultacie zmniejszenia częstotliwości ich występowania, większa wiedza o klientach oraz większa możliwość zrozumienia ich oczekiwań oraz zaproponowania im specyficznej usługi).

Podział energetyki na poszczególne ogniwa wartości (wydobycie, wytwarzanie, przesył, dystrybucja, obrót i sprzedaż energii elektrycznej) komplikuje jednoznaczną ocenę kosztów i korzyści z wdrożenia. W szczególności podział na inwestorów i beneficjentów nie jest symetryczny, co może być jedną z barier wdrożenia (poniesienia głównych nakładów inwestycyjnych oczekuje się od Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, przy czym niekoniecznie te spółki muszą być głównymi beneficjentami).

Kluczowe decyzje do podjęcia w skali kraju

1) Krajowy cel dotyczący wdrożenia wymogów dyrektywy (co zamierzamy osiągnąć?)

Komisja Europejska zwraca uwagę na dobro klienta, a w szczególności na fakt, aby odbiorcy energii byli obciążani według jej rzeczywistego zużycia (a nie wg ogólnych prognoz). Efektywność energetyczna, a w szczególności możliwość wystawiania rachunków według rzeczywistego zużycia (przez co klienci powinni podejmować bardziej racjonalne decyzje na temat zużycia energii), wydaje się być najbardziej istotną przesłanką do wymogu wdrożenia inteligentnego opomiarowania.

Komisja Europejska uzależnia wdrożenie inteligentnego opomiarowania od wyników analizy ekonomicznej („*Wdrożenie tych systemów pomiarowych może być uzależnione od ekonomicznej oceny wszystkich długoterminowych kosztów i korzyści dla rynku oraz indywidualnego konsumenta lub od oceny, która forma inteligentnego pomiaru jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia i najbardziej opłacalna oraz w jakim czasie ich dystrybucja jest wykonalna.*”). Jest to racjonalne, z uwagi na ostatecznego beneficjenta zmian, którym ma być odbiorca końcowy. W praktyce ekonomika wdrożenia została udowodniona w różnych krajach oraz przez różne podmioty gospodarcze, więc trudno zakładać, iż analiza przygotowana dla rynku polskiego wykaże brak uzasadnienia ekonomicznego.

Wbrew pozorom regulatorzy stawiają różne szczegółowe cele przed wdrożeniem inteligentnego opomiarowania – od zmniejszenia zużycia w szczytach (USA, Australia), poprzez zmniejszenie nielegalnego poboru energii (Ameryka południowa, Włochy), zmniejszenie ogólnego zużycia energii (Afryka) po unowocześnienie sieci – elektryfikację (południowa Azja, Bałkany).



1

Punktem wyjścia do rozpoczęcia procesu wdrożenia (wypełnienia wymogów Komisji Europejskiej) powinien być jasno określony cel, jaki zamierzamy osiągnąć w Polsce.

Cel Komisji Europejskiej odnoszący się w praktyce do miesięcznych odczytów nie jest więc jedynym możliwym celem.

Przed ustanowieniem wymogu wdrożenia dla polskich spółek energetycznych ustawodawcy powinni określić własne szczegółowe cele. Natomiast spółki instalujące inteligentne oprogramowanie – skaskadować cele ustawodawców oraz dodać własne cele strategiczne.

Przykłady potencjalnych celów dla gospodarki:

- ▶ miesięczny cykl rozliczeniowy w oparciu o rzeczywiste dane odczytowe dla wszystkich gospodarstw domowych (cel KE),
- ▶ zmniejszenie zużycia energii w szczytach o 10%,
- ▶ łączne zmniejszenie zużycia energii o 3-5%,
- ▶ zmniejszenie kosztów energii dla odbiorców końcowych o 5%.

Brak szczegółowych celów może prowadzić do tego, iż wdrożenie inteligentnego opomiarowania zostanie zrealizowane tylko i wyłącznie dla spełnienia minimalnych wymogów Komisji Europejskiej a gospodarka polska (oraz polscy konsumenci) poniesie duże nakłady i nie osiągając istotnych korzyści.

2) Zakres wdrożenia wymogów dyrektywy (czy tylko energia elektryczna, czy również gaz, woda i ciepło?)

Zakres wdrożenia wiąże się bezpośrednio z celem opisanym w punkcie poprzednim, w praktyce dotyczy jednak wielu gałęzi gospodarki. Tak jak zostało to przedstawione na schemacie obrazującym łańcuch wartości inteligentnych pomiarów – przedsięwzięcie nie powinno być utożsamiane jedynie z branżą elektroenergetyczną. Znaczna część łańcucha wartości inteligentnego pomiaru to kwestie związane z telekomunikacją oraz informatyką (zarządzaniem danymi oraz integracją systemów występujących w przedsiębiorstwie).

Infrastruktura przesyłania, gromadzenia, zarządzania i integracji danych może zostać wykorzystana nie tylko dla danych dotyczących energii elektrycznej. Efekt skali mógłby prowadzić do rozłożenia nakładów inwestycyjnych oraz kosztów zarządzania danymi również na inne media, co prowadziłoby do redukcji kosztów na jednego odbiorcę (we wszystkich spółkach z branży „utilities”).

Dla każdego z typów przedsiębiorstw należałoby nałożyć oddzielne cele (np. jakich oszczędności oczekujemy po wdrożeniu inteligentnych liczników w danym typie przedsiębiorstw).

W praktyce należy odpowiedzieć na pytanie czy – a jeśli tak to – po jakich kosztach mają wejść do systemu inne branże (średnich czy krańcowych)?

1

**Cel,
jaki zamierzamy
osiągnąć**

2

**Kaskadowanie
celu na
poszczególne
obszary
(sektory
gospodarki – takie
jak np.
elektroenergetyka,
gaz, woda, ciepło)**

3) Funkcjonalność urządzeń pomiarowych (co będą potrafiły inteligentne liczniki?)

Obecnie zainstalowane w gospodarstwach domowych urządzenia pomiarowe nie posiadają zbyt wielu funkcji. Najczęściej rejestrują jedynie skumulowane zużycie energii elektrycznej. Różnica wyników pomiędzy dwoma kolejnymi odczytami wskazuje ile dane gospodarstwo domowe zużyło energii elektrycznej w okresie wyznaczonym wyżej wspomnianymi dwoma odczytami.

Jak wspomniano na początku niniejszego dokumentu, Komisja Europejska wymaga, aby konsumentów obciążać kosztami rzeczywistego zużycia energii elektrycznej (a nie szacunkami, jak jest to często praktykowane obecnie). Oznacza to, iż do spełnienia powyższych wymogów wystarczyłby zdalny odczyt (AMR) – lub zwiększenie częstotliwości ręcznych odczytów obecnie zainstalowanych urządzeń pomiarowych.

Należy jednak zwrócić uwagę, że rozwiązania wskazane powyżej wiązać się będą z istotnymi kosztami, natomiast korzyści z tego płynące będą istotnie ograniczone. Sam zdalny odczyt i miesięczne rozliczanie nie będzie motywowało klientów w istotny sposób do racjonalizacji zużycia energii elektrycznej. Celowym wydaje się wdrożenie bardziej zaawansowanych układów pomiarowych, których koszt krańcowy w porównaniu do systemu AMR będzie prawdopodobnie niższy niż korzyści krańcowe w skali całej gospodarki wynikające z dodatkowych funkcji.

Inteligentne urządzenia pomiarowe (smart metering, AMM) posiadają znacznie większą funkcjonalność niż urządzenia zdolne do zdalnego odczytu (AMR). Wśród ich funkcji wymienia się np.:

- ▶ pomiar wybranych wielkości fizycznych (moc czynna, moc bierna, zużycie, długość przerw w dostawach, poziom napięcia, itp.) z zadaną częstotliwością,
- ▶ możliwość zapamiętywania danych (w danym okresie),
- ▶ możliwość transmisji danych z zadaną częstotliwością,
- ▶ możliwość detekcji prób włamań (ingerencji) do urządzenia pomiarowego,
- ▶ możliwość zdalnego odłączenia danego odbiorcy,
- ▶ możliwość zmiany trybu pracy licznika (np. przełączenie w tryb licznika przedpłatowego),
- ▶ możliwość zdalnego programowania.

1

**Cel,
jaki zamierzamy
osiągnąć**

2

**Kaskadowanie
celu**

3

Jakie urządzenia pomiarowe są w stanie wypełnić założone wcześniej cele? Jaka powinna być ich wymagana funkcjonalność? Z jakich funkcji dodatkowych warto skorzystać przy inwestycji?

Pytanie o wymaganą, minimalną funkcjonalność urządzeń jest zasadne z uwagi na wysokość nakładów inwestycyjnych. Na niektórych rynkach jedynie koszty urządzeń spełniających minimalne wymogi są uwzględniane przez regulatora w taryfie spółki dystrybucyjnej i jedynie te koszty obciążają wszystkich odbiorców końcowych. Jeśli dany odbiorca zainteresowany jest bardziej zaawansowanymi funkcjami urządzenia pomiarowego, różnicę w cenie musi pokryć we własnym zakresie.

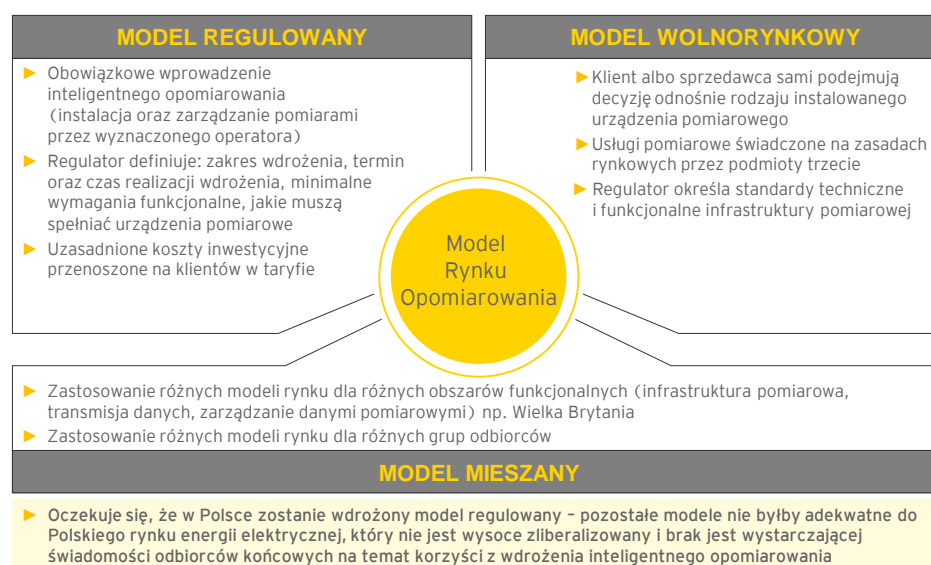
Minimalne wymogi powinny pozwolić na spełnienie założonych celów wdrożenia.

Zwiększona funkcjonalność może wpływać nie tylko na wyższe nakłady inwestycyjne (CAPEX), ale również na wyższe koszty operacyjne (OPEX) – np. w przypadku częstszej transmisji danych niż wymagana przez Regulatora.

4) Model i struktura rynku opomiarowania (centralizacja versus decentralizacja różnych funkcji)

Jaki podmiot / podmioty mają być odpowiedzialne za wypełnienie wymogów? Spółki elektroenergetyczne zostały podzielone wg wykonywanych przez nich funkcji (prawny wymóg wydzielenia wynikający z wcześniejszych Dyrektyw unijnych spowodował podział sektora na spółki wytwórcze, przesyłową, dystrybucyjne, spółki obrotu hurtowego oraz spółki sprzedające energię do klientów końcowych). W wielu krajach istnieją niezależne spółki zajmujące się obsługą klientów, w tym usługami pomiarowymi.

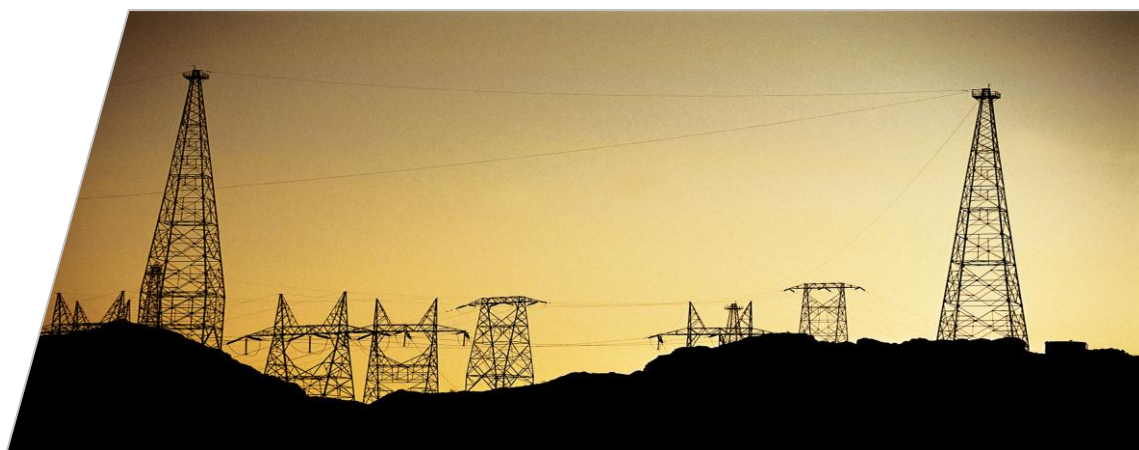
Modele rynku opomiarowania można zaklasyfikować do następujących kategorii według poniższego schematu.



Ustawodawcy powinni określić, w jaki sposób ma wyglądać polski rynek energii elektrycznej po zrealizowaniu wymogów Komisji Europejskiej oraz kto i w jakim zakresie te wymogi ma realizować.

- ▶ Kto odpowiada za strategię wdrożenia?
- ▶ Kto odpowiada za wymogi techniczne odnośnie urządzeń pomiarowych (systemów pomiaru)?
- ▶ Kto odpowiada za zakup i instalację urządzeń pomiarowych oraz ich legalizację (kto będzie ich właścicielem)?
- ▶ Kto będzie zajmował się ich utrzymaniem po instalacji?
- ▶ Kto będzie zarządzał danymi pomiarowymi?
- ▶ Czy pewne funkcje zamierzamy scentralizować czy stworzymy nowy rynek?
- ▶ Jaki jest udział odbiorców końcowych w całym procesie?

Specyfika polskiego rynku wskazuje, że najprawdopodobniej to Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych będą w większości odpowiedzialni za realizację wymogów Komisji Europejskiej. Warto jednak mieć świadomość, że powyższe pytania znalazły różne odpowiedzi na różnych rynkach energetycznych (np. część zadań powierzono spółkom obrotu czy utworzono nowy podmiot).



5) Wybór standardu i technologii komunikacji

Istotnym jest, aby urządzenia zainstalowane w poszczególnych segmentach systemu inteligentnego pomiaru były w stanie na bieżąco komunikować się z innymi urządzeniami. Standardy oraz protokoły komunikacji powinny być ujednolicone w skali kraju, aby możliwa była efektywna wymiana danych między uczestnikami rynku oraz realizacja inwestycji przez różnych dostawców urządzeń pomiarowych. Jest to niezwykle istotne ze względu na skalę przedsięwzięcia oraz czas jego trwania.

Wydaje się natomiast, że technologia komunikacji nie powinna być regulowana centralnie, lecz zależy od specyfiki danej spółki, danego odcinka sieci dystrybucyjnej oraz odbiorców do niej przyłączonych. To dany Operator Systemu Dystrybucyjnego powinien odpowiadać za wybór technologii optymalnej w danych warunkach.

Wydaje się, iż w Polsce urządzenie pomiarowe będzie komunikowało się z koncentratorem za pomocą jednego z następujących rodzajów łączności:

- ▶ techniki PLC (kabel energetyczny),
- ▶ łączności radiowej,
- ▶ dedykowanego kabla typu skrętka.

Natomiast dane z koncentratora będą przesyłane do systemu przedsiębiorstwa energetycznego za pomocą:

- ▶ cyfrowej sieci komórkowej,
- ▶ sieci światłowodów przedsiębiorstwa energetycznego.

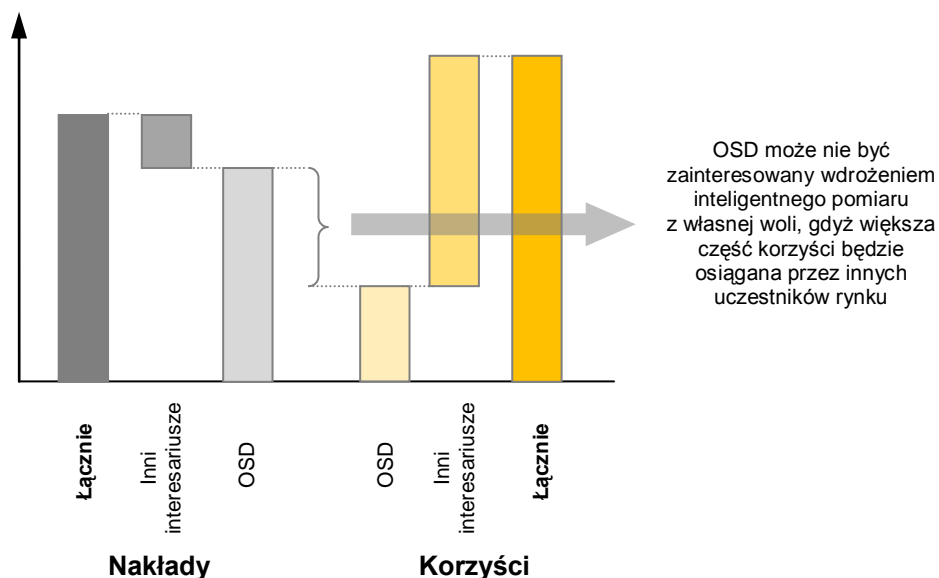
6) Kwestie ekonomiczne, prawne, regulacyjne oraz plan wdrożenia

Szczegółowa analiza ekonomiczna wdrożenia systemu inteligentnego opomiarowania jest niezwykle istotna. Ma to szczególne znaczenie z punktu widzenia Operatora Systemu Dystrybucyjnego z uwagi na następujące aspekty:

- ▶ koszty wdrożenia ponoszone są przez operatora, natomiast istotna część korzyści jest realizowana po stronie innych uczestników rynku energii,
- ▶ operatorzy zainwestowali i będą zobowiązani w dalszym ciągu inwestować w rozwiązania tradycyjne (np. bieżąca wymiana liczników tradycyjnych) – koszty tych inwestycji staną się kosztami osieroconymi po wdrożeniu systemów inteligentnego pomiaru,
- ▶ nakłady należy ponieść dzisiaj, natomiast korzyści zrealizują się w długim horyzoncie czasowym.



Najbardziej prawdopodobny scenariusz alokacji kosztów i korzyści na podstawie doświadczeń z innych rynków przedstawiono na schemacie poniżej.



Ekonomikę projektu z punktu widzenia Operatora Systemu Dystrybucyjnego, który będzie odpowiedzialny za instalację systemu, zapewnić powinien zwrot uzasadnionych wydatków w taryfie dystrybucyjnej. Tylko w takiej sytuacji operator będzie zainteresowany wdrożeniem.

Przed wdrożeniem systemu inteligentnego pomiaru w Polsce niezbędne będzie podjęcie decyzji odnośnie wielu istotnych zagadnień oraz ich uregulowanie poprzez stosowne przepisy prawa bądź wytyczne Regulatora. Do najważniejszych z nich zalicza się:

- ▶ określenie ogólnokrajowego harmonogramu wdrożenia systemu,
- ▶ precyzyjne zdefiniowanie podstawowych funkcji systemów inteligentnego pomiaru oraz określenie pułapu cenowego, który będzie uwzględniony w taryfie dystrybucyjnej,
- ▶ określenie zasad monitoringu wdrożenia systemu w zakresie oceny, czy nakłady ponoszone przez poszczególnych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych są zgodne z wymogami regulacyjnymi oraz czy wdrożenie systemu AMI jest realizowane zgodnie z harmonogramem ustalonym przez Regulatora,
- ▶ określenie sposobu i warunków zwracania kosztów osieroconych w taryfie dystrybucyjnej lub w inny sposób,
- ▶ uregulowanie sposobu i wysokości przenoszenia w taryfie dystrybucyjnej kosztów eksploatacji systemów AMI.

Należy szczegółowo przeanalizować obowiązujące przepisy prawne oraz regulacje taryfowe i dostosować je do rzeczywistości, jaka nastąpi po wdrożeniu systemów inteligentnego opomiarowania. Dotyczy to w szczególności zasad rozliczania odbiorców za przekroczenia mocy, zużycia energii biernej oraz bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych.

Odrębną kwestią jest zapewnienie odpowiednich rozwiązań w okresie przejściowym z uwagi na fakt, że wdrożenie systemów inteligentnego opomiarowania będzie procesem rozłożonym w czasie.

Wdrożenie inteligentnego opomiarowania będzie również wymuszało zmiany w funkcjonowaniu rynku obrotu hurtowego i detalicznego energii elektrycznej. Aby korzyści z wdrożenia po stronie odbiorców końcowych zostały zrealizowane należy zaoferować im taryfy strefowe (tzw. „*time-of-use tariffs*”), które będą odzwierciedlały rzeczywisty koszt wytworzenia energii w danej strefie czasowej. Dzisiejsze różnice w cenach energii w strefach czasowych nie są wystarczającym bodźcem motywującym zmiany zachowań klientów.

Powyższe wymaga z kolei przebudowy hurtowego rynku energii oraz uwolnienia taryf na obrót dla gospodarstw domowych (grupa G).

7) Poufność danych osobowych

W niektórych krajach wdrożenie inteligentnych urządzeń pomiarowych zostało wstrzymane z uwagi na kwestie poufności danych (np. Holandia). Należy mieć świadomość, że zbierane i przechowywane dane będą nie tylko danymi osobowymi, ale również danymi bardzo wrażliwymi. Dane o zużyciu energii czy docelowo innych mediów mogą być interesujące dla wielu osób a ich gromadzenie niebezpieczne dla odbiorców energii i innych mediów.

Pierwsze problemy mogą się pojawić już na etapie wyboru rodzaju urządzenia pomiarowego. Dostęp do niego powinien być istotnie ograniczony a każda próba nieuprawnionego dostępu odpowiednio sygnalizowana. Dane wysyłane z urządzenia pomiarowego do koncentratora (lub bezpośrednio do systemu informatycznego spółki) powinny być odpowiednio szyfrowane, blokując możliwość nieuprawnionego dostępu na etapie przesyłania danych. Ostatecznie przedsiębiorstwo przechowujące dane (bez względu na fakt, czy będzie to Operator Systemu Dystrybucyjnego, niezależny operator pomiarów czy operator danych pomiarowych) powinno wdrożyć procedury ograniczające dostęp do danych osobom nieuprawnionym.

Obszar ten powinien zostać szczegółowo uregulowany przed rozpoczęciem wdrożenia.

Autorzy niniejszego dokumentu



Piotr Piela
+48 22 557 75 80
piotr.piel@pl.ey.com



Jarosław Wajer
+48 22 557 71 63
jaroslaw.wajer@pl.ey.com



Jakub Tomczak
+48 22 557 87 78
jakub.tomczak@pl.ey.com

Ernst & Young

Assurance | Tax | Transactions | Advisory

Firma Ernst & Young jest globalnym liderem w zakresie usług audytorskich, podatkowych, transakcyjnych i doradczych. Na całym świecie 144 000 naszych pracowników jednoczą wspólne wartości i świadczenie wysokiej jakości usług. Zmieniamy rzeczywistość, pomagając naszym pracownikom, naszym klientom oraz naszej coraz szerszej społeczności w wykorzystaniu ich potencjału.

Nazwa „Ernst & Young” dotyczy firm członkowskich EY Global Limited („EYG”), z których każda stanowi osobny podmiot prawny. EYG, brytyjska spółka z odpowiedzialnością ograniczoną do wysokości gwarancji (company limited by guarantee), nie świadczy usług na rzecz klientów.

Aby uzyskać więcej informacji, odwiedź www.ey.com/pl.

© 2010 Ernst & Young
Wszelkie prawa zastrzeżone.

