



Warszawa, dn. 14 kwietnia 2008 r.

Urząd Regulacji Energetyki Fundacja Fundusz Współpracy

Projekt

„Przygotowanie, na podstawie badań przeprowadzonych przez Wykonawcę, studium wykonalności składającego się z 4 raportów oraz analizy końcowej stanowiącej podsumowanie całości prac” w ramach projektu Transition Facility PL2005/017-488.02.04 „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii” - Nr ref. 2005/017-488.02.04.01

Raport 3 obejmujący: analizę prawną wykonalności przedsięwzięcia z uwzględnieniem prawa własności urządzeń pomiarowych, ewentualnego wprowadzenia niezależnego operatora pomiarów oraz możliwych do zastosowania programów taryfowych

Adw. Tomasz Chmal

Dr Robert Zajdler



Projekt zrealizowany w ramach projektu nr 2005/017-488.02.04 finansowanego przez Unię Europejską ze środków Transition Facility PL2005/017-488.02.04 „Wzmocnienie nadzoru regulatora nad sektorem energii” - Nr ref. 2005/017-488.02.04.01

WARSZAWA 2008

Spis treści

WSTĘP	4
I. Regulacje europejskie	6
1. Wstęp	6
2. Rozwiązania prawne Unii Europejskiej	6
2.1. Dyrektywa 2006/32/WE	6
2.2. Dyrektywa 2005/89/WE	11
2.3. Zielona księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii	12
3. Rekomendacje ERGEG i CEER	13
4. Struktura rynku opomiarowania	15
5. Własność urządzeń pomiarowych	16
6. Wymiana urządzeń pomiarowych	17
7. Własność danych pomiarowych	19
8. Niezależny operator	19
9. Standaryzacja urządzeń	22
II. Analiza przepisów prawnych RP	23
1. Zagadnienia wstępne	23
2. Przyłączenie do sieci	23
3. Dostarczanie i pomiar energii elektrycznej	24
4. Własność urządzeń pomiarowych	26
5. Specyfikacja urządzeń	29
III. Aspekty prawne wymiany układów pomiarowych	30
1. Założenia proponowanego modelu rynku opomiarowania	30
2. Elementy proponowanego modelu	31
2.1. Założenia wstępne	31
2.2. Struktura systemu opomiarowania	32
2.3. Zalety proponowanego rozwiązania w zakresie systemu opomiarowania	32
2.4. Wady proponowanego rozwiązania w zakresie systemu opomiarowania	33
2.5. Zarządzenia danymi pomiarowymi	34
3. Prawna możliwość wprowadzenia nowych układów pomiarowych	37
4. Sposoby wprowadzenia nowych układów pomiarowych i ograniczenia w ich wprowadzaniu	38
4.1. Model przymusowy	38
4.2. Model współregulacji i samoregulacji	39
5. Wzmocnienie pozycji Prezesa URE w związku z wprowadzeniem nowych układów pomiarowych	40

5.1.	Wzmocnienie Prezesa URE na skutek wprowadzenia nowego modelu	41
5.2.	Wzmocnienie Prezesa URE w celu wprowadzenia nowego modelu...	41
IV.	Analiza prawna ewentualnego wprowadzenia niezależnego podmiotu odpowiedzialnego za obsługę urządzeń pomiarowych, w tym odczyt danych	43
1.	Operator pomiarów	43
2.	Wprowadzenie do analizy prawnej	44
3.	Charakter prawny operatora pomiarów	45
4.	Charakter danych pomiarowych	47
5.	Rekomendacja	50
6.	Przykładowe modele umiejscowienia operatora pomiarów	51
6.1.	Wstęp	51
6.2.	Model zdecentralizowany	52
6.3.	Model scentralizowany	56
6.4.	Model funkcjonalny	57
V.	Propozycje założeń do umów regulujących stosunki między właścicielami a użytkownikami urządzeń pomiarowych	60
VI.	Analiza możliwości wprowadzenia zróżnicowanych programów taryfowych w odniesieniu do grup odbiorców o podobnych profilach zużycia energii elektrycznej	61
VII.	Analiza prawnych aspektów przygotowania standardowych profili zużycia	63
VIII.	Podsumowanie	65

WSTĘP

Celem niniejszego raportu jest omówienie regulacji prawnych dotyczących urządzeń pomiarowych energii elektrycznej w Polsce w kontekście uwarunkowań prawnych Unii Europejskiej. Niniejszy raport obejmuje analizę prawną wykonalności przedsięwzięcia z uwzględnieniem prawa własności urządzeń pomiarowych, ewentualnego wprowadzenia niezależnego operatora pomiarów oraz możliwych do zastosowania programów taryfowych.

Analizując prawną wykonalność przedsięwzięcia, należy w pierwszej kolejności wziąć pod uwagę obowiązujące rozwiązania prawne Unii Europejskiej w tym zakresie. Te rozwiązania zarówno w sposób bezpośredni, jak i pośredni mają wpływ na strukturę systemu opomiarowania zużycia energii elektrycznej. Poniżej przedstawione zostaną rozwiązania prawne, które w sposób bezpośredni odnoszą się do tego zagadnienia. Na uboczu rozważań pozostaną rozwiązania prawne, które poprzez tworzenie modelu rynku energii elektrycznej, ochrony konsumenta, czy też regulacje w zakresie ochrony środowiska, mają wpływ na powyższe zagadnienie. Pozostawienie ich na uboczu nie ma wpływu na walory tego opracowania, gdyż obowiązujący na ich podstawie reżim prawny będzie również brany pod uwagę. W dalszej kolejności omówione zostaną niektóre regulacje krajowe dotyczące pomiarów energii elektrycznej zawarte w przepisach prawa. Następnie analizie prawnej poddane zostaną niektóre aspekty prawne wykonalności projektu.

Zastrzeżenie:

Przystępując do omówienia wskazanych powyżej problemów należy zastrzec, iż analizę prawnych aspektów projektu musi poprzedzać określenie i przesądzenie biznesowego modelu rekomendowanego przez doradców w raportach 1, 2 i 4¹. Skoro więc raporty te są w trakcie przygotowania i nie został ostatecznie przesądzony model rekomendowany przez doradców, w raporcie 3 na obecnym etapie nie ma możliwości przygotowania skończonej analizy prawnej odnoszącej się do modelu, który istnieje tylko w zarysie. Raport 3 ze swej istoty powinien być traktowany jako dokument kierunkowy wskazujący na pewne kwestie prawne,

¹ Na powyższą kwestię doradcy zwracali uwagę w Raporcie Wstępnym (str. 14) wskazując, że raport 3 rozważać będzie kwestie prawne „pozwalające na wdrożenie rozwiązań proponowanych przez doradców (raport 1,2 i 4)”.

sposób ich interpretacji oraz pewne postulaty w zakresie zmian w prawie. Uzupelnienie aspektów prawnych i skorelowanie ich z raportami 1, 2 i 4 nastąpi w Analizie Końcowej. Analiza Końcowa odnosić się będzie do aspektów prawnych rekomendowanego rozwiązania i dotyczyć będzie w szczególności:

1. sposobu zarządzania urządzeniami pomiarowymi, wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku, dostępu do urządzeń pomiarowych, procedur reklamacji zarówno w aspekcie prawa powszechnie obowiązującego jak i postanowień umów pomiędzy uczestnikami rynku;
2. ewentualnych postulatów w zakresie konieczności wzmocnienia regulatora;
3. aspektów prawnych pomocy publicznej, jeżeli okaże się to konieczne;
4. aspektów prawnych rekomendowanego harmonogramu wymiany (m.in. w zakresie zgodności z regulacjami związanymi ze standaryzacją urządzeń);
5. aspektów związanych ze stosunkami umownymi pomiędzy podmiotami działającymi na rynku;
6. ewentualnych zmian w rozporządzeniu taryfowym, jeżeli okażą się konieczne;
7. ewentualnych dalszych aspektów prawnych wprowadzenia niezależnego operatora pomiarów, jeżeli okażą się konieczne.

Zidentyfikowano osoby odpowiedzialne za kwestie kontraktowe i taryfowe w każdym OSD, jednakże dalsze działania w tym zakresie będą podjęte dopiero po uzyskaniu informacji z Raportu 1 i z Raportu 2, gdyż są one niezbędnym materiałem do bardziej szczegółowych rozmów. Zidentyfikowane osoby, w załączeniu do Raportu.

I. Regulacje europejskie

1. Wstęp

Celem tego rozdziału jest zaprezentowanie rozwiązań prawnych Unii Europejskiej w zakresie opomiarowania zużycia energii elektrycznej. W szczególności, analizie poddane zostały tutaj regulacje prawne Unii Europejskiej odnoszące się zarówno bezpośrednio, jak i pośrednio do kwestii opomiarowania, dokumenty programowe Komisji Europejskiej, rekomendacje ERGEG oraz CEER. Celem tego działania będzie pokazanie źródłowych problemów związanych z problematyką prawną opomiarowania zużycia energii elektrycznej.

2. Rozwiązania prawne Unii Europejskiej

2.1. Dyrektywa 2006/32/WE

Podstawową regulacją dotyczącą rynku opomiarowania energii elektrycznej jest Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. *o efektywności końcowej wykorzystania energii i usługach energetycznych, zastępująca dyrektywę Rady 93/76/EWG* (Dz. Urz. UE L 114, s. 64 z 27.04.2006 r.). Zawiera ona kilka przepisów odnoszących się do tej materii. W przepisie art. 10 zawiera zobowiązanie do stosowania efektywnych energetycznie taryf i innych instrumentów regulacyjnych. W przepisie art. 11 umożliwia stosowanie pomocy publicznej w celu m.in. wprowadzania nowych rozwiązań w zakresie opomiarowania, zaś w art. 13 podstawową regulację w tym zakresie, czyli odnoszącą się wprost do opomiarowania i informacji bilingowej. Głównym celem tej dyrektywy jest stworzenie dodatkowych bodźców mających na celu ograniczenie konsumpcji energii elektrycznej oraz szerszy rozwój usług w sektorze energetycznym.

Przepis art. 10 nakazuje państwom członkowskim usunięcie korzyści, jakie mogą być zawarte w taryfach dystrybucyjnych i przesyłowych, które to korzyści mogą zwiększać ilość dostarczanej konsumentom energii. Celem tej normy prawnej jest ograniczanie pozarynkowych bodźców zwiększających zużycie energii. Dodatkowo, przepis ten umożliwia nałożenie obowiązku świadczenia usług o charakterze publicznym (*Public Service Obligation*) na przedsiębiorstwa energetyczne, w zakresie efektywności energetycznej. Celem tego rozwiązania jest pobudzenie działań mających na celu poszanowanie zużycia energii. Obie te kwestie mają znaczenie dla rozwoju rynku opomiarowania zużycia energii. Korzyści zawarte w taryfach przesyłowych i dystrybucyjnych polegają na mniejszym bądź

większym uniezależnieniu bieżącej konsumpcji od stawek opłat, zwłaszcza opłat stałych zawartych w taryfach. Zastosowanie *smart metering* (dalej SM) powinno zatem ograniczać wysokość opłat stałych, jak również dostosowywać wysokość opłat taryfowych za te usługi do wielkości zużycia energii. Celem tego przepisu jest również zwiększanie świadomości odbiorców, co do wpływu ich bieżącej konsumpcji na rynek energetyczny oraz na ochronę środowiska, która to wiedza ma czynić ich konsumpcję bardziej efektywną.

Przepis art. 11 umożliwia państwu stworzenie programów pomocy publicznej, które będą wspomagały działania zwiększające efektywność energetyczną. W zakresie tych działań mieści się wspieranie bardziej wydajnych urządzeń pomiarowych (np.: *smart metering*), jak również działań zwiększających zakres dostępnej dla konsumentów informacji wykazywanej na rachunkach za energię elektryczną. Z programów pomocy mogą korzystać zarówno przedsiębiorstwa energetyczne, w tym operator systemów dystrybucyjnych (dalej OSD), jak również indywidualni konsumenci. Jak wynika z analiz prowadzonych w innych państwach członkowskich Unii Europejskiej, różny jest zakres korzyści i kosztów poszczególnych zainteresowanych grup z wprowadzenia systemu SM. Za największego beneficjenta tych rozwiązań uważa się OSD oraz konsumentów, zaś największe koszty mogą ponieść przedsiębiorstwa będące operatorem pomiarów. Z tego względu, biorąc również pod uwagę strukturę rynku w tym zakresie, konieczne może okazać się zastosowanie dodatkowych zachęt o charakterze pomocy publicznej, które zwiększą atrakcyjność wdrożenia systemu SM.

Przepis art. 13 ust. 1 nakazuje państwom członkowskim stworzenie regulacji prawnych umożliwiających korzystanie z indywidualnych urządzeń pomiarowych, udostępniających informację o bieżącej konsumpcji energii i czasie konsumpcji. Takie urządzenia pomiarowe powinny być wprowadzane, jeżeli jest to technicznie możliwe, efektywne kosztowo i proporcjonalne do osiągniętych celów w zakresie zwiększania efektywności energetycznej. W przypadku wymiany liczników stosowane mają być nowoczesne liczniki, pod warunkiem, iż ich zastosowanie jest technicznie możliwe i ekonomicznie opłacalne. W przypadku podłączania nowych budynków bądź znaczących remontach w istniejących budynkach, stosowane mają być urządzenia pomiarowe realizujące powyższe funkcje. Dodatkowo, rachunki za zużytą energię powinny opierać się na aktualnej konsumpcji, o której informacje są dostarczane konsumentom w prosty i zrozumiały sposób. Celem tego ma być

umożliwienie konsumentom bieżącego regulowania poziomu własnej konsumpcji, przy uwzględnieniu aktualnego w danej chwili poziomu cen.

Przepis art. 13 ust. 2 nakazuje państwom członkowskim zapewnić, tam gdzie jest to właściwe, ażeby dostawcy energii stosowali rozliczenia za zużytą energię odzwierciedlające bieżącą konsumpcję. Ma to umożliwić konsumentom dostosowywanie ich konsumpcji do bieżącej sytuacji. Ustawodawca wspólnotowy nakazuje zastosowanie takich rozwiązań prawnych, które umożliwią dokonywanie realnego wyboru konsumentom. Konsument ma mieć możliwość odpowiadania na bodźce rynkowe i odpowiedniego dostosowywania do nich swojej konsumpcji. Oznacza to, zmniejszenie czasokresu i zakresu stosowania systemu opartego na długookresowych prognozach zużycia energii. Takie prognozy nie dają wystarczających bodźców do zmiany indywidualnej konsumpcji.

Należy zauważyć, iż nie ma bezwzględnego nakazu zastosowania SM w stosunku do odbiorców. Zastosowano w tych rozwiązaniach prawnych metodę polegającą na wazieniu powstających korzyści w zakresie ograniczania konsumpcji energii elektrycznej od ponoszonych nakładów. Potencjalnie zwiększające się korzyści mogą skutkować wzrostem nakładów, np.: na bardziej zaawansowane technologicznie SM.

Przepis art. 13 ust. 3 zobowiązuje państwa członkowskie do nałożenia, tam gdzie jest to właściwe, na dystrybutorów energii, zobowiązania do informowania konsumentów o aktualnych cenach i ich aktualnej konsumpcji, umożliwienie konsumentom porównywania ich konsumpcji bieżącej z zeszłoroczną w określonych przedziałach czasowych, porównywania ich konsumpcji bieżącej ze średnią konsumpcją (wzorcową), zapewnienie dostępu do informacji w tym zakresie.

Powyższy zakres regulacji wspólnotowej oznacza, iż z prawnego punktu widzenia, wprowadzanie SM jest warunkowe. Ustawodawca wspólnotowy nałożył obowiązek wprowadzenia rozwiązań prawnych w tej materii, pozostawiając państwom możliwość dostosowania zakresu tego obowiązku do osiągniętych korzyści. Z punktu widzenia prawa wspólnotowego obowiązek nałożony na państwo ma charakter norm minimalnych (zob. art. 175 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską), które nie nakładają obligatoryjnego stosowania konkretnego typu SM. Ustawodawca krajowy jest zobowiązany zaproponować rozwiązania prawne w tym zakresie, jednakże ich zakres zależy od jego woli.

Polski projekt ustawy o efektywności energetycznej ma na celu implementację Dyrektywy 2006/32/WE do krajowego porządku prawnego. Kwestie związane z wprowadzeniem inteligentnego systemu opomiarowania są jednym z elementów służących realizacji tej ustawy. Należy ten element traktować bardziej jako narzędzie techniczne, wspomagające określone zamodelowane działania, niż cel sam w sobie. Z uwagi jednak, iż instalacja tego rodzaju urządzeń realizuje również cele wykraczające poza tę dyrektywę, o czym jest mowa w niniejszym Raporcie, wdrożenie tych rozwiązań technicznych powinno być oparte również na wynikających z nich celów i zadań. Ażeby w sposób skuteczny implementować Dyrektywę 2006/32/WE do krajowego porządku prawnego, w zakresie *smart metering*, zasadnym wydaje się zawarcie poniżej przedstawionych mechanizmów w krajowych instrumentach implementacyjnych.

Zgodnie z założeniami do ustawy, podmioty zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii oraz podmioty zajmujące się sprzedażą energii odbiorcom końcowym zostaną zobowiązane do udostępnienia na swoich stronach internetowych lub przesłania pocztą odbiorcom końcowym ankiet i programów komputerowych służących do zwiększenia świadomości o możliwych sposobach poprawy efektywności zużycia energii. W opinii doradców, te działania mogą również obejmować instruktaż w zakresie skutecznego wykorzystywania informacji uzyskiwanych w ramach systemu inteligentnego opomiarowania. Z uwagi na kilka możliwych dróg dostarczania tego rodzaju informacji, o czym jest mowa w Raporcie 4, ten instruktaż powinien obejmować skuteczne wykorzystywanie wszystkich z udostępnianych odbiorcom źródeł informacji (strona www, infolinia, rachunki za prąd, odczyt z samych liczników, itd.).

Z uwagi na fakt, iż powyższe podmioty zobowiązane zostaną również do zapewnienia odbiorcom końcowym liczników, które dokładnie oddają rzeczywiste zużycie energii i informują o rzeczywistym czasie jej wykorzystania, rekomendowane powinno być zakładanie liczników elektronicznych z rejestracją dobowego profilu zużycia energii z transmisją danych pomiarowych (opcjonalnie ze sterowaniem elementami wykonawczymi -wyłączniki, styczniki – lub bez tego elementu). Analizy w tym zakresie zawiera Raport 1 i Raport 4. Jak wynika z analizy kosztowej w opcji *business as usual*, oszczędności jakie uzyskają z tego tytułu różni uczestnicy rynku energetycznego mogą pokrywać w znacznym stopniu dodatkowe koszty, jakie muszą ponieść podmioty instalujące i eksploatujące nowe liczniki. Pomoc publiczna na ten cel, w postaci np.: wyższych taryf dla OSD może być jedynie

niezbędna i akceptowalna przy bardzo ambitnym harmonogramie wymiany urządzeń pomiarowych.

Założenia do ustawy przewidują również obowiązek dostarczania odbiorcom energii rachunków, które w sposób jasny, zrozumiały przedstawiały informację o rzeczywistym zużyciu energii, jak również aktualne ceny oraz możliwość porównania własnego profilu zużycia do profilu średniego. Jak wynika z analiz prowadzonych w ramach Raportu 4, informacja zwrotna dostarczana odbiorcom energii jest istotna dla wygenerowania jego zachowań efektywnościowych. Skuteczność przekazu wynika z dwóch czynników: (1) kanałów komunikacji, (2) precyzji przekazu. Rekomendowane jest zatem zapewnienie odbiorcom informacji w zakresie jego dobowego profilu zużycia z podziałem na koszty zużycia w każdej godzinie doby, z odwzorowaniem tej informacji do jego zużycia w poprzednich okresach rozrachunkowych oraz do średniej zużycia w danej grupie konsumentów. Z uwagi na koszty, dane te mogłyby być uśrednione np.: w cyklu miesięcznym w rachunku za energię elektryczną, zaś udostępniane w wersji bardziej szczegółowej na stronie www, lub też w biurach obsługi klienta.

Zgodnie z założeniami do ustawy, wynikającymi wprost z Dyrektywy 2006/32/WE, wzorcową rolę w zakresie realizacji przedsięwzięć służących zwiększeniu efektywności wykorzystania energii będzie pełnił szeroko rozumiany sektor publiczny, zarówno na szczeblu centralnym (ministerstwa, urzędy, szpitale, szkoły), jak również na szczeblu regionalnym, obejmującym jednostki publiczne podległe wójtom, burmistrzom i prezydentom miast. Z tego względu efektywne wykorzystanie systemu inteligentnego opomiarowania mogłoby być szczególnie uwypuklone w działalności tych instytucji.

Zgodnie z projektem ustawy, Rada Ministrów mogłaby w ramach określania katalogu działań wzorcowych, do podejmowania których zobowiązana zostanie administracja publiczna, zobowiązać instytucje publiczne do szybkiego wprowadzenia *smart metering*, zobowiązać każdą z instytucji do przedstawienia w określonym terminie charakterystyki swojego zużycia energii z podziałem na sposób jej wykorzystania, zobowiązać każdą z tych instytucji do przygotowania i wdrożenia w odpowiednim ściśle określonym terminie projektów zwiększających efektywność jej wykorzystania, zobowiązać te instytucje do przygotowania

kampanii informacyjnej pokazującej zalety inteligentnych systemów opomiarowania zużycia energii, w oparciu o konkretne przykłady.

Z uwagi na fakt, iż przeciętna instytucja publiczna posiada sprzęty i urządzenia, które są wykorzystywane zarówno w gospodarstwach domowych (np.: lodówki, kuchenki mikrofalowe, czajniki bezprzewodowe, odkurzacze, pralki, sprzęt komputerowy), jak i przez małe i średnie przedsiębiorstwa (np.: sprzęt komputerowy, ksero, serwery, itd.), benchmarking pokazany przez instytucje publiczne byłby wiarygodnym wzorcem w zakresie wykorzystania tego rodzaju sprzętu przez całe spektrum odbiorców na średnim i niskim napięciu. Dodatkowo, benchmark mógłby dotyczyć charakterystyki pracy tych instytucji, np.: przerwa na obiad między 12-14, połączona z całkowitym wyłączeniem sprzętu komputerowego.

Jak wynika z powyższej analizy, projekt ustawy o efektywności energetycznej może służyć jako narzędzie pomocnicze we wprowadzaniu systemu inteligentnego opomiarowania. Powyższe uwagi służą efektywnej implementacji tej dyrektywy w zakresie objętym tym Raportem.

2.2. Dyrektywa 2005/89/WE

Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r., *dotycząca środków gwarantujących bezpieczeństwo dostaw energii i inwestycje w infrastrukturę* (Dz. Urz. WE L 33, s. 22, z dnia 4.02.2006 r.), wymienia w art. 5 jako jedno z działań, które mogą być podjęte przez państwo członkowskie w celu zbilansowania podaży i popytu na energię, zachęcanie do wprowadzania zaawansowanych systemów pomiarowych, nawet z wykorzystaniem pomocy państwa. Ta regulacją oznacza, iż SM postrzegane są również jako środek powodujący ograniczenie popytu na energię elektryczną, a przez to wpływający na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego.

Komunikat Komisji Europejskiej skierowany do Rady i Parlamentu Europejskiego o możliwościach rozwoju rynku gazu i energii elektrycznej (COM(2006)841 final) z dnia 10.01.2007 r., zauważa korzyści z wprowadzania SM zarówno dla konsumenta, jak i dla rozwoju konkurencji na rynku i ochrony środowiska. Jest to dokument o charakterze programowym, który potwierdza rolę SM w określonych obszarach rynku energetycznego.

2.3. Zielona księga w sprawie racjonalizacji zużycia energii

Zielona Księga Komisji Europejskiej z dnia 22 czerwca 2005 r. w sprawie racjonalizacji zużycia energii (COM(2005)265 final) jest dokumentem programowym, mającym na celu rozpoczęcie dyskusji na temat potencjalnych mechanizmach umożliwiających racjonalizację zużycia energii. Taka racjonalizacja jest konieczna z uwagi na wzrastające zapotrzebowanie na energię elektryczną, z którego wynika konieczność ponoszenia dodatkowych kosztów inwestycji w energetyce, zagrożenie w dostępie to paliw pierwotnych, wynikające przede wszystkim z niestabilności politycznej państw nimi dysponujących oraz wynikające z tego uzależnienie od tych państw. Racjonalizacja jest również konieczna z uwagi na wzrastającą świadomość, co do konieczności przyjmowania skutecznych mechanizmów w zakresie ochrony środowiska. Racjonalizacja zużycia energii w tym dokumencie jest rozpatrywana zarówno w aspekcie globalnym, jak i analizowana jest z punktu widzenia podmiotów wytwarzających, dostarczających energię i odbiorców energii. Działania na nich nakierowane mają na celu zachęcanie ich do uwzględniania energooszczędnych alternatyw w swoich planach finansowych. Mają pokazywać pozytywny stosunek kosztów do korzyści oraz efektywną stopę zwrotu z tych inwestycji. Te kwestie w sposób pośredni odnoszą się do zasadności wprowadzania systemu inteligentnego opomiarowania. Należy bowiem uznać, iż system ten w sposób pośredni realizuje powyższe zadania. Dodatkowo, Zielona Księga odnosi się wprost do konieczności przyjęcia dyrektywy dotyczącej racjonalizacji zużycia energii. Dyrektywa 2006/32/WE jest w istocie realizacją tego założenia.

Z uwagi zatem na ogólny charakter tego dokumentu i jego praktyczne uwzględnienie w innych wiążących dokumentach przyjętych przez Unię Europejską, będzie on jedynie w sposób pośredni uwzględniany przez Ekspertów w dalszych rozważaniach.

Reasumując, regulacje prawne Unii Europejskiej zauważają potrzebę zastosowania SM, jako urządzeń ograniczających konsumpcję energii elektrycznej, a przez to umożliwiające lepsze zbilansowanie produkcji energii, pozytywnie wpływających na rozwój konkurencyjnego rynku energii, jak również mające znaczenia dla ochrony środowiska. Regulacje te pozostawiają państwom członkowskim decyzje w zakresie sposobu i zakresu wdrożenia SM, zauważając konieczność brania pod uwagę przy ich stosowaniu również rachunku

ekonomicznego. Nie przesądzają jednakże, jak powinna wyglądać struktura rynku w tym zakresie.

3. Rekomendacje ERGEG i CEER

Rekomendacje odnośnie najnowszych trendów w zakresie urządzeń pomiarowych formułowane są także przez Council of European Energy Regulators (CEER oraz European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG). Takie rekomendacje zawarte są m.in. w raporcie ERGEG z 31 października 2007 r. dotyczącym inteligentnego sposobu pomiaru energii elektrycznej, umożliwiającej konsumentowi kontrolowanie zużycia energii (dalej „*smart metering*”). Zasadniczo rekomendowany jest odwrót od tradycyjnych systemów pomiarowych oraz rozważenie wprowadzenia systemów typu *smart metering*. Kluczowe korzyści dla konsumentów wynikające z tych systemów obejmują m.in. pomoc osobom stosunkowo najmniej zdolnym do płacenia za zużycie energii, jak również promowanie zachowań zapewniających większą wydajność energetyczną (*energy efficient behaviour*) oraz odpowiedzialną konsumpcję.

Smart metering odgrywa kluczową rolę we wszystkich procesach rynkowych i przez to oddziałuje na całokształt funkcjonowania rynku energetycznego. Z tego względu kluczową kwestią jest, aby regulatorzy, mając na względzie pełen obraz rynku energetycznego, zapewnili aby rynek ten jako całość jak również wszyscy jego uczestnicy mogli korzystać z pełnego zakresu funkcji, jakie ma on do zaoferowania. Poniższe zasadnicze rekomendacje zostały opracowane na podstawie analiz istniejących oraz planowanych systemów *smart metering*, jak również dyskusji przeprowadzonych w ciągu ostatnich miesięcy. Wnioski ERGEG są następujące:

Koszty i korzyści - wprowadzenie infrastruktury *smart metering* na większą skalę powinno być przez regulatorów dokładnie ocenione pod względem kosztów oraz korzyści (w tym m.in. kto i na jakim etapie będzie ponosił koszty a kto będzie otrzymywał korzyści); wśród czynników oddziałujących na wynik analizy kosztów i korzyści znajdują się: (i) prawne ramy regulacji pomiarów; (ii) model organizacyjny pomiarów; (iii) wybór danej technologii etc.

Dostęp do danych pomiarowych - niektóre usługi pomiarowe mogą być świadczone przez monopolistów jak również niezależnych usługodawców; niemniej, niezależnie od przyjętego

modelu pomiaru, zapewniony powinien być niedyskryminacyjny dostęp do danych pomiarowych i/lub do funkcji *smart metering*. Dostęp do danych pomiarowych powinien być zagwarantowany upoważnionym osobom trzecim, czy to poprzez: (i) ustanowienie niezależnego podmiotu świadczącego usługi pomiarowe; (ii) stworzenie platformy wymiany danych dostępnych dla osób trzecich: czy (iii) poprzez odpowiedni system IT; jak również poprzez odpowiednią kombinację ww. środków).

Model rynkowy - obecne modele rynkowe bazują na zastosowaniu tradycyjnych, ręcznie odczytywanych liczników domowych, co więcej, na ręcznym systemie odczytów bazują też wszystkie inne procesy zależne od danych pomiarowych. Systemy inteligentnego pomiaru, w odróżnieniu od systemów tradycyjnych, zapewniają każdemu użytkownikowi na żądanie dostęp do danych, pozwalają też na automatyczną zmianę/ przełączenie sprzedawcy (*automated supplier switching process*), czyniąc tym samym zbędnymi konwencjonalne procedury zmiany dostawcy. Wykorzystanie standardowych profili zużycia dla drobnych klientów w procesie rozliczeniowym mogłoby zostać zastąpione lub ulepszone poprzez profile zużycia dla indywidualnego klienta i/ lub poprzez częstsze odczyty liczników.

Minimalna funkcjonalność - „inteligentne” liczniki mają wiele dodatkowych funkcji, co wprawdzie zwiększa koszty ale jednocześnie zapewnia liczne korzyści. Dlatego rozważając zastosowanie systemów *smart metering*, konieczna jest analiza wszystkich funkcji oraz ich wpływu na wszystkich zainteresowanych uczestników rynku; szczególnie ważne jest zdefiniowanie pewnego minimum funkcjonalności licznika pomiarowego. Państwa Członkowskie powinny przede wszystkim rozważyć następujące funkcje: (i) zdalny odczyt licznika; (ii) dostęp do danych na żądanie użytkownika i osoby trzeciej; (iii) zapewnienie zróżnicowanych taryf w zależności od czasu poboru energii; (iv) zdalne zarządzanie licznikiem; (v) sygnał cenowy dla użytkownika. Podkreślić warto, że niektóre liczniki pozwalają konsumentom na pobór energii poza „godzinami szczytu” a tym samym po niższych cenach; Niektóre liczniki umożliwiają większą oszczędność, poprzez m.in. zmniejszone koszty pomiaru, mniejszą niedokładność w opłatach i lepszy system prognozowania.

Standaryzacja - w związku z postępowaniem w zakresie *smart metering*, zastosowanie znajduje wiele narzędzi oraz komunikacyjnych interfejsów. Aby zapewnić interoperacyjność

między różnymi uczestnikami i aplikacjami, wskazane jest wykorzystanie pewnych standardowych rozwiązań (interfejsów) na tyle na ile są one dostępne; np. interfejs liczników pomiarowych i centrów kontroli, odnoszący się do protokołów komunikacyjnych pomiędzy licznikami a centralą kontroli.

4. Struktura rynku opomiarowania

Proponując rozwiązania prawne, tworzące strukturę systemu opomiarowania zużycia energii elektrycznej, należy przesądzić o kształcie czterech elementów tego systemu, a mianowicie: kwestie związane z instalacją i wymianą urządzeń pomiarowych, ich eksploatacją, odczytem danych pomiarowych oraz przetwarzaniem tych danych. W zależności od wyboru kształtu tego systemu, różne podmioty działające na rynku energetycznym mogą prowadzić ten rodzaj działalności.

Istotną przesłanką mającą znaczenie dla zdeterminowania struktury systemu opomiarowania jest poziom liberalizacji i konkurencji rynku energii elektrycznej. Struktura rynku opomiarowania może albo wzmacniać mechanizmy rynku konkurencyjnego, albo też je ograniczać. Zgodnie z wizją zawartą w dokumentach prawnych Unii Europejskiej, jednym z podstawowych celów, jaki ma spełniać system opomiarowania zużycia energii elektrycznej w państwach członkowskich jest wzmocnienie mechanizmów rynku konkurencyjnego. Jeżeli zatem rynek danego państwa jest bardziej zintegrowany pionowo, system rozdziału działalności na rynku nie jest zakończony, właściwszym wydaje się zaproponowanie modelu rynku opomiarowania opartego bardziej na mechanizmach regulacyjnych. Taki model zwiększa istotnie rolę Regulatora rynku. W przypadku rynku w pełni konkurencyjnego, na którym działa duża liczba niezależnych podmiotów, właściwszym wydaje się zastosowanie modelu rynku opomiarowania, który wykorzystywałby mechanizmy rynkowe (tzw. rynek zliberalizowany). Powyższe dwa modele można zaobserwować w regulacjach prawnych poszczególnych państw.

Większość państw członkowskich Unii Europejskiej oparła swój system na mechanizmach regulacyjnych. Najbardziej zaawansowanym systemem opartym o mechanizmy rynkowe jest rynek Wielkiej Brytanii. Oparcie modelu polskiego na rozwiązaniach regulacyjnych wydaje się bardziej racjonalne. Duża koncentracja rynku, połączona z niepełnym rozdziałem działalności powoduje większą adekwatność takiego rozwiązania. Możliwa jest również

opcja pośrednia, polegająca na wprowadzeniu modelu regulacyjnego, ale z elementem rynkowym. Element rynkowy byłby w tych grupach odbiorców, dla których wymiana liczników jest rentowna dla OSD, zaś element regulowany w tych grupach dla których jest nierentowna.

5. Własność urządzeń pomiarowych

Przesądzenie kwestii własności urządzeń pomiarowych łączy się z przesądzeniem ponoszenia kosztów: instalacji (wymiany), eksploatacji, odczytów, przetwarzania danych pomiarowych. Każdą z tych usług może wykonywać jeden i ten sam podmiot. Państwa przyjęły różne systemy w tym zakresie. Generalnie, cztery grupy podmiotów są brane pod uwagę przez poszczególne państwa w świadczeniu usług w zakresie instalacji i wymiany urządzeń pomiarowych, ich eksploatacji, odczytu danych pomiarowych oraz przetwarzania tych danych, a mianowicie: (i) OSD, (ii) sprzedawcy energii, (iii) operator pomiarów oraz (iv) konsumenci.

Biorąc pod uwagę rozwiązania prawne innych państw członkowskich Unii Europejskiej, własność urządzeń pomiarowych może pozostawać przy: (i) OSD, (ii) konsumentach, (iii) sprzedawcach energii, (iv) operatorze pomiarów czy też (v) innych podmiotach, np.: gminie. To, który podmiot jest właścicielem urządzeń pomiarowych zależy od modelu rynku. Na rynku zliberalizowanym konsument lub sprzedawca energii są właścicielami urządzeń pomiarowych. Decydują oni, komu zlecać wykonanie usług w zakresie obsługi systemu opomiarowania. Obsługa tego systemu jest natomiast oparta na regułach konkurencji. Na rynku regulowanym określone podmioty odpowiedzialne są za obsługę systemu pomiarowego. Są to najczęściej OSD albo operator pomiarów.

Własność urządzeń pomiarowych jest najczęściej pozostawiona przy OSD. Inne rozwiązania mają charakter mniejszościowy. Zdarzają się również sytuacje, gdzie w zależności od charakteru odbiorcy energii, inna jest własność urządzeń. W takiej sytuacji, kwestie instalacji oraz konserwacji urządzeń pomiarowych jest również pozostawiona OSD, który koszty tego mogą przenosić w taryfach. OSD odpowiada za jakość danych pomiarowych w sieci oraz za inwestycje w nowe urządzenia i ich instalację. Konsumenci ponoszą zatem koszt funkcjonowania systemu w taryfach. Obligatoryjnie są ukształtowane również zasady wymiany liczników: harmonogram wymiany dla poszczególnych grup odbiorców, zakres

wymiany, specyfikacja nowych liczników, w taryfach mogą być przewidziane korzyści za instalacje SM. Rynek zliberalizowany: konsumenci lub sprzedawcy decydują o rodzaju zainstalowanego licznika, inne podmioty mogą je obsługiwać. Skutkiem tego może być niejednolita infrastruktura, różny zakres pomiarów.

Pozostawiając własność urządzeń pomiarowych przy OSD, konieczne jest przygotowanie rozwiązań prawnych umożliwiających dostęp innym podmiotów zarówno do tych urządzeń jak i zawartych w nich danych. W sytuacji rynku konkurencyjnego, na którym różne podmioty mogą oferować energię odbiorcom, konieczne jest zapewnienie dostępu tych podmiotów do urządzeń pomiarowych. Brak takiej regulacji może powodować, iż OSD może utrudniać taki dostęp.

Z przesądzeniem własności urządzeń pomiarowych łączy się również przesądzenie kwestii własności danych pomiarowych oraz dostępności do tych danych i urządzeń. Regulacje prawne Unii Europejskiej tej kwestii nie przesądzają, pozostawiając je do uregulowania poszczególnym państwom członkowskim. O ile własność urządzeń pomiarowych jest istotnie związana z infrastrukturą przesyłową i dystrybucyjną, to własność danych pomiarowych powinna być ukształtowana jako związana z konkretnym konsumentem.

6. Wymiana urządzeń pomiarowych

Prawna wykonalność przedsięwzięcia zależy w pierwszej kolejności od możliwości wymiany istniejących urządzeń pomiarowych na SM. Przepisy prawne Unii Europejskiej nie wprowadziły tutaj żadnych granic czasowych dla dokonania takiej wymiany. Sposób wprowadzenia nowych liczników zależy od struktury rynku krajowego. Oparcie wymiany liczników wyłącznie na mechanizmach rynkowych możliwe jest w państwach, gdzie istnieje pełny rozdział działalności w energetyce. W innych państwach wydaje się właściwszym wprowadzenie określonych obowiązków prawnych.

W przypadku stworzenia rynku regulowanego, Regulator rynku może wprowadzić obowiązkową wymianę liczników wg. określonego harmonogramu, przygotować specyfikację techniczną mierników, jak również może wprowadzić wsparcie publiczne w tym zakresie. W przypadku stworzenia rynku opartego o reguły konkurencji, Regulator rynku może stworzyć tylko specyfikację techniczną dla urządzeń pomiarowych, która

przeciwdziałałaby trudnościom w korzystaniu z urządzeń pomiarowych zainstalowanych przez innego sprzedawcę energii w sytuacji zmiany sprzedawcy. Niezależnie jednak od obranego modelu rynku, kompetencje kontrolne Regulatora rynku w tym zakresie powinny być wzmocnione. W szczególności w zakresie zapewnienia nieskrępowanego dostępu autoryzowanych podmiotów do danych pomiarowych oraz dostępu samego URE do danych pomiarowych. Kompetencje te dotyczą również taryf za usługi pomiarowe.

Jak wynika z szeregu raportów, technologie wykorzystujące SM są wystarczająco rozwinięte, ażeby można było je zastosować w sposób rynkowy. Dotyczy to w szczególności sektora energii elektrycznej. Doświadczenia innych państw nie dają jednak wystarczających danych porównawczych.

Odrębną kwestią jest, w jakim zakresie wymiana liczników powinna być oparta na analizie kosztowej. Z jednej strony wymiana liczników oraz rodzaj instalowanych nowych liczników może być niezależny od indywidualnej konsumpcji. Oznaczać to będzie, że każdy konsument będzie miał zamontowany SM o określonych parametrach. Koszty dokonywanej wymiany mogą być przenoszone w taryfach. Mogą również być dofinansowywane z pomocy publicznej dla niektórych grup konsumentów, których zużycie energii nie pozwala na efektywny zwrot kosztów wymiany dla OSD. Może też być zaproponowany model mieszany polegający na tym, że pewien rodzaj SM będzie instalowany na koszt operatora systemu, konsument może jednak chcieć mieć zainstalowany licznik bardziej zaawansowany technicznie. Wtedy ponosi on częściowo koszty jego instalacji.

Oparcie harmonogramów wymiany na analizie kosztów i korzyściach w skali mikro, bez uwzględnienia kosztów ogólnospołecznych i ogólnospołecznych może prowadzić do ograniczania lub spowolnienia wymiany. Może prowadzić również do wyboru tańszych a przez to mniej zaawansowanych technicznie liczników (np.: AMR zamiast AMM). Dlatego też oparcie wymiany liczników na określonych harmonogramach, przy określeniu specyfikacji technicznej urządzeń oraz dywersyfikacji ponoszenia kosztów w tym zakresie wydaje się sugerowanym rozwiązaniem.

Przykłady: *Obligatoryjna wymiana urządzeń pomiarowych wprowadzono we Włoszech decyzją z 18 grudnia 2006 r., no. 292/06 (AEEG, 2006b). Wymiana połączona była z wprowadzeniem ścisłego harmonogramu wymiany trwającego cztery*

lata (2008-2012) oraz charakterystyki nowych urządzeń pomiarowych. Wymianą objęci zostali wszyscy konsumenci o mocy umownej powyżej 50kW. Za wymianę odpowiedzialny był OSD, który ponosił skutki finansowe opóźnień w realizacji harmonogramu. W Norwegii bezpłatna wymiana urządzeń, jeżeli konsumpcja danego konsumenta jest powyżej pewnego progu. Jeżeli jest poniżej cena wymiany nie może być wyższa niż ustawowo określona.

7. Własność danych pomiarowych

Kwestią wymagającą rozstrzygnięcia jest własność danych pomiarowych. Dane dotyczące indywidualnej konsumpcji energii elektrycznej teoretycznie mogą być własnością podmiotu, którego własnością są liczniki. Z uwagi jednak na indywidualny charakter tych danych oraz ich istotny walor rynkowy, dane dotyczące indywidualnej konsumpcji powinny być prawnie chronione jako dane osobowe konsumenta. Dostęp do tych danych jest możliwy dla podmiotu obsługującego danego konsumenta. Jaki to będzie podmiot powinno być przesądzone podczas tworzenia struktury całego systemu. Najczęściej spotykanym rozwiązaniem jest, że podmiotem tym jest OSD, niezależny operator pomiarów lub sprzedawca. Jeden z tych podmiotów ma niejako *ex lege* prawo do ich przetwarzania. Jednakże udostępnianie tych danych innym podmiotom wymaga zgody ich właściciela, czyli konsumenta.

8. Niezależny operator

Analizując konieczność wprowadzenia niezależnego operatora pomiarów, niezbędnym wydaje się dokonanie analizy całego rynku energii elektrycznej z punktu widzenia jego konkurencyjności. Wprowadzenie bowiem nowej instytucji prawnej o określonych kompetencjach, niezależnej od funkcjonujących już na rynku podmiotów ma na celu wzmocnienie konkurencji i przeciwdziałanie dyskryminacji. Jeżeli bowiem z analizy stanu prawnego i stanu faktycznego wynika, że działanie sił rynkowych zapewnia konkurencję na rynku, konieczność wprowadzenia nowej instytucji prawnej może być niewielka.

Dokonując takiej analizy, koniecznym jest zwrócenie uwagi na rozwój konkurencyjnego rynku Unii Europejskiej. Takiego działania podjęła się Komisja Europejska. Zauważyła ona

szereg barier wpływających na rozwój tego rynku². Należą do nich w szczególności: regulowane ceny energii elektrycznej utrudniające dostęp do rynku dla nowych podmiotów, niewystarczające rozdzielanie działalności, zwłaszcza OSD, które nie gwarantuje ich niezależności i niedyskryminującego dostępu stron trzecich do sieci, niewystarczające kompetencje regulatora rynku w zakresie dbania o rozwój konkurencyjnego i niedyskryminującego rynku energii.

Każda z tych barier ma znaczenie dla przesądzenia miejsca usytuowania operatora pomiarów w ramach prawnych rynku energii. Usytuowanie go powinno wzmacniać rozwój mechanizmów rynku konkurencyjnego i w miarę możliwości ograniczać niedociągnięcia tego rynku na innych płaszczyznach. Z jednej strony, regulowane ceny energii elektrycznej mają na celu ochronę konsumentów, zwłaszcza konsumentów bytowych przed nadmiernym wzrostem cen energii. Ceny mogą być szczególnie niekonkurencyjne w sytuacji dużej koncentracji rynku i trudnościach z wejściem nowych podmiotów na rynek. Z drugiej jednak strony, ograniczają dostęp nowych podmiotów do rynku oraz tworzenie przez nich bardziej Sieć, zwłaszcza sieć rozdzielcza traktowana jest jako majątek mający istotne znaczenie handlowe, zwłaszcza w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo. Prawne rozdzielanie działalności w energetyce nie wyłącza w tym zakresie konfliktu interesów. Interes konsumenta wymaga, aby dostęp do sieci był niedyskryminujący. Pozostawienie operatora pomiarów w ramach OSD może powodować, że OSD będzie udostępniać w uprzywilejowany sposób (w większym zakresie, szybciej) dane pomiarowe dla działających w ramach zintegrowanego pionowo przedsiębiorstwa części produkcyjnej, czy też handlowej.

Odnosząc się do niewystarczających kompetencji regulatora rynku, Komisja Europejska zwróciła uwagę na kompetencje, które powinny zostać wzmocnione. Niektóre z nich mają pośrednio bądź bezpośrednio związek z pozycją operatora pomiarów. Wśród tych kompetencji wyróżnia się: kwestie związane z dostępem stron trzecich do sieci, bilansowanie rynku, zgodność z funkcjonalnym i księgowym rozdziałem działalności OSD, transgraniczny przepływ energii, ochrona konsumenta, zwłaszcza związana z kontrolą cen, dostęp do informacji.

² Communication of the European Commission to the Council and the European Parliament on Prospects of the internal gas and electricity market (COM(2006)841 final)

Z dostępnych danych wynika, że działalność polegająca na zarządzaniu danymi pomiarowymi jest działalnością deficytową. Z drugiej strony jednak, jej znaczenie dla funkcjonowania systemu, zapewnienia konkurencji na rynku jest istotne. Przede wszystkim, dla zapewnienia konkurencyjnego charakteru rynku, istotne jest ażeby zbierane dane pomiarowe były dostępne w niedyskryminujący sposób dla wszystkich podmiotów spełniających określone kryteria. Dane pomiarowe mogą być istotne dla 6 grup podmiotów: (i) producenci energii (w zakresie planowania produkcji), (ii) OSD (w zakresie zarządzania siecią, wykrywania i minimalizowania strat, zarządzania jakością, fakturowania konsumentów i sprzedawców, zmiany dostawców przez konsumentów, prognozowania), (iii) sprzedawców (fakturowanie, handel, prognozowanie, zamówienia), (iv) konsumentów (modelowanie konsumpcji), (v) regulatora rynku (w zakresie zapewnienia jakości usług na rynku, statystyki, ochrony konsumenta, ochrony konkurencji), (vi) innych podmiotów (w zakresie działań efektywnościowych i rozwoju technologii). Przy założeniu jednak, że dane pomiarowe są towarem, podobnie jak ich agregowanie według określonych kryteriów, można założyć, iż sprzedaż tych danych może być działalnością przynoszącą realne przychody dla operatorów pomiarów. Należy rozważyć zatem powołanie niezależnego operatora pomiarów oraz rozważyć jego formę prawną.

Za taką tezę przemawiają również doświadczenia rynku brytyjskiego związane ze zmianą sprzedawcy energii. Mianowicie sprzedawcy energii, konkurując między sobą o obsługiwane konkretnego odbiorcy, często oferują mu usługi kompleksowe, a mianowicie sprzedaż innych towarów i usług połączoną ze sprzedażą energii elektrycznej. Tymi innymi produktami, oprócz gazu, czy wody, może być również telewizja, internet³. Często dostosowują oni taryfy do indywidualnych potrzeb danej grupy konsumentów. Przykładem tego jest usługa polegająca na przesyłaniu danych o bieżącej konsumpcji energii elektrycznej na telefon komórkowy. Niezbędne dla korzystania przez konsumentów z tego rodzaju ofert jest umożliwienie sprzedawcom energii elektrycznej nieskrępowanego dostępu do danych pomiarowych. Niezależny operator pomiarów oprócz realizacji tego zadania, może równocześnie pełnić funkcje takiego operatora w stosunku do innych towarów dostarczanych konsumentom.

³ Zob. szerzej: Zajdler R.: Skutki liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu dla konsumentów i dostawców, Prawo i podatki Unii Europejskiej w praktyce, nr 6(66)2007;

9. Standaryzacja urządzeń

Kwestie standaryzacji urządzeń pomiarowych zawarte są w dyrektywie 2004/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. w sprawie przyrządów pomiarowych (Dz. Urz. WE L 135 z 30.04.2004). Dyrektywę tę stosuje się m.in. do urządzeń i systemów z funkcjami pomiarowymi, takich jak: liczniki energii elektrycznej czynnej (załącznik MI-003 do dyrektywy). Państwa mogą nakazać stosowanie tych urządzeń pomiarowych ze względu na interes społeczny, zdrowie, bezpieczeństwo, ład, ochronę środowiska, ochronę konsumentów, nakładanie podatków i ceł oraz uczciwy handel, jeżeli uznają to za zasadne. Kwestia ta jest zatem pozostawiona woli państw członkowskich.

Dyrektywa umożliwia wprowadzanie na rynek i użytkowanie urządzeń pomiarowych spełniających prawo obowiązujące przed dniem 30 października 2006 r., aż do upływu ważności zatwierdzeń typów tych urządzeń pomiarowych lub, w przypadku bezterminowego zatwierdzenia typu, przez okres maksymalnie do 30 października 2016 r. Oznacza to zatem duży zakres swobodny w tym zakresie ustawodawcy krajowego.

Na tej podstawie, państwa tworzą własne regulacje mające na celu określenie wymagań technicznych urządzeń pomiarowych. W chwili obecnej żadne państwo UE nie wprowadziło obowiązkowych technicznych specyfikacji dla SM. Najbardziej zaawansowane są Holandia i Norwegia. Sugerowany zakres dostępnych informacji metrycznych dla konsumentów to: aktualne zużycie, aktualna cena za kWh, aktualna taryfa, całkowita konsumpcja z podziałem na określone strefy czasowo-cenowe. Właściwe jest też umożliwienie dostępu do danych historycznych. Specyfikacja techniczna liczników powinna zawierać natomiast: licznik (w kWh), dane o konsumpcji w określonym czasie (min. kwartał), informacje o zakłóceniach, wewnętrzny zegar, dwukierunkową transmisję danych, zwrotne dostarczanie energii (np. z ogniw PV). Konieczne jest również stworzenie standardowego systemu wymiany danych metrycznych (np.: system DLMS, OBIS, czy też EDIFACT) w ramach UE, który będzie w stanie zapewnić przepływ danych pomiarowych między określonymi podmiotami.

II. Analiza przepisów prawnych RP

1. Zagadnienia wstępne

Analizując kwestię opomiarowania energii elektrycznej w Polsce należy rozważyć zakres istniejących regulacji, przesądzić kwestie własności urządzeń pomiarowych oraz danych pomiarowych oraz wskazać na niektóre problemy prawne związane z wprowadzeniem nowych rozwiązań. Poniższa analiza koncentruje się na stosunkach pomiędzy OSD a odbiorcami energii elektrycznej. Poniższe opracowanie nie analizuje kwestii relacji z wytwórcami a także relacji pomiędzy przedsiębiorstwami sieciowymi i operatorem systemu przesyłowego (OSP).

Punktem wyjścia do dalszych analiz jest Polityka Energetyczna Państwa, przyjęta obwieszczeniem Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 1 lipca 2005 r. w *sprawie polityki energetycznej państwa do 2025 r.* (MP nr 42 poz. 560, 561 i 562 z 2005 r.). Polityka ta określa cele, zasady i priorytety polityki państwa w tym zakresie. Jednym z celów tej polityki jest wzrost efektywności energetycznej gospodarki, poprzez zmniejszenie energochłonności wyrobów, zwiększenie sprawności wytwarzania energii, zmniejszenie energochłonności procesów przemysłowych, zmniejszenie strat energii w przesyśle, wdrożenie systemów zarządzania popytem na energię. Wprowadzenie inteligentnych systemów opomiarowania będzie miało przede wszystkim znaczenie dla bardziej efektywnego zarządzania popytem na energię. Zwiększenie świadomości, w tym w rozbiciu kosztowym, spowoduje racjonalizację konsumpcji oraz może wpłynąć na spłaszczenie profili konsumpcji przed odbiorców finalnych. Aktywizacja usług w zakresie zarządzania zapotrzebowaniem na energię, do realizacji których niezbędna jest szczegółowa informacja o profilu konsumpcji danego podmiotu, wpłynie również na zwiększenie efektywności kosztowej tej konsumpcji. Można oczekiwać, iż dokładne opomiarowanie odbiorców będzie również bodźcem do zmniejszania strat energii przez podmioty świadczące usługi przesyłowe i dystrybucyjne. Rozwój świadomości ekologicznej, wynikający z tej Polityki ma również na celu zwiększenie racjonalności wykorzystania energii. System inteligentnego zarządzania opomiarowaniem może być instrumentem technicznym do realizacji tego celu.

2. Przyłączenie do sieci

Dostarczanie energii elektrycznej do odbiorców odbywa się po uprzednim przyłączeniu do sieci. Przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie. Umowa o

przyłączenie do sieci powinna zawierać m.in. także wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów (art. 7 ust. 2 Prawa energetycznego).

Podmiot przyłączany natomiast obowiązany jest umożliwić przedsiębiorstwu energetycznemu 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 (art. 7 ust. 12 Prawa energetycznego).

Warunkiem zawarcia umowy o przyłączenie do sieci jest uzyskanie od przedsiębiorstwa energetycznego warunków przyłączenia.

Stosownie do §8 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623), dalej „Rozporządzenie Systemowe” warunki przyłączenia określają m.in. także w szczególności:

- (a) miejsce zainstalowania układu pomiarowo-rozliczeniowego;
- (b) wymagania dotyczące układu pomiarowo-rozliczeniowego i systemu pomiarowo-rozliczeniowego;
- (c) wymagania w zakresie przystosowania układu pomiarowo-rozliczeniowego do systemów zdalnego odczytu danych pomiarowych.

Z powyższego wynika, iż podstawowym dokumentem określającym sposób opomiarowania energii elektrycznej są warunki przyłączenia wydawane przez przedsiębiorstwo sieciowe oraz umowa o przyłączenie. Powyższe w znacznym stopniu determinuje kwestie związane z instalacją i wymianą urządzeń pomiarowych, ich eksploatacją, odczytem danych pomiarowych oraz przetwarzaniem tych danych.

3. Dostarczanie i pomiar energii elektrycznej

Dostarczanie energii elektrycznej do odbiorców odbywa się po uprzednim przyłączeniu do sieci na podstawie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowy sprzedaży (art. 5 ust. 1 Prawa energetycznego). Dostarczanie energii

może odbywać się na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii („umowa kompleksowa”) albo na podstawie odrębnych umów sprzedaży oraz umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji. Prawo energetyczne określa niektóre postanowienia umów sprzedaży, umowy o świadczenie usług przesyłowych i dystrybucyjnych oraz umowy kompleksowej.

Określenie ilości dostarczonej energii w danym okresie rozliczeniowym następują za pomocą układu pomiarowego.

Stosowanie do §2 pkt 22 Rozporządzenia Systemowego układem pomiarowo-rozliczeniowym są liczniki i inne urządzenia pomiarowe lub pomiarowo-rozliczeniowe, w szczególności: liczniki energii czynnej, liczniki energii biernej oraz przekładniki prądowe i napięciowe, a także układy połączeń między nimi, służące bezpośrednio lub pośrednio do pomiarów energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię. Systemem pomiarowo-rozliczeniowym stosownie do Rozporządzenia Systemowego jest natomiast teleinformatyczny system pozyskiwania, przetwarzania i udostępniania danych pomiarowych i pomiarowo-rozliczeniowych.

Kontroli układów pomiarowych, dotrzymania zawartych umów oraz prawidłowości rozliczeń dokonują upoważnieni przedstawiciele przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii (art. 6 Prawa energetycznego). Osobom tym przysługuje prawo:

- (a) wstępu na teren nieruchomości lub do pomieszczeń, gdzie jest przeprowadzana kontrola, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej;
- (b) przeprowadzania, w ramach kontroli, niezbędnych przeglądów urządzeń będących własnością przedsiębiorstwa energetycznego, a także prac związanych z ich eksploatacją lub naprawą oraz dokonywania badań i pomiarów;
- (c) zbierania i zabezpieczania dowodów naruszenia przez odbiorcę warunków używania układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz warunków umowy zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym.

W konsekwencji przeprowadzonej kontroli przedsiębiorstwo energetyczne może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej jeśli stwierdzono, że:

- (a) instalacja znajdująca się u odbiorcy stwarza bezpośrednie zagrożenie dla życia, zdrowia albo środowiska;
- (b) nastąpił nielegalny pobór paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła.

Nadto przedsiębiorstwa energetyczne mogą wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności. Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do bezzwłocznego wznowienia dostarczania energii elektrycznej wstrzymanego z powodów, o których mowa wyżej jeżeli ustaną przyczyny uzasadniające wstrzymanie ich dostarczania.

Jak wynika z powyższego urządzenia pomiarowe i pomiary są niezbędne m.in. do:

- (a) prawidłowego ustalenia ilości odebranej/dostarczonej energii;
- (b) prowadzenia rozliczeń;
- (c) ustalenia nielegalnego poboru energii;
- (d) wstrzymania dostaw w przypadku zagrożenia dla życia, zdrowia albo środowiska;
- (e) wstrzymania dostaw w przypadku nielegalnego poboru energii;
- (f) wstrzymanie dostaw w przypadku braku zapłaty.

4. Własność urządzeń pomiarowych

Stosownie do §13 ust. 4 Rozporządzenia Systemowego przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy 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.

Z powyższego postanowienia Rozporządzenia Systemowego wynika obowiązek ponoszenia kosztów instalacji układu oraz systemu pomiarowo-rozliczeniowego przez przedsiębiorstwo energetyczne wyłącznie w stosunku do podmiotów zaliczonych do IV, V, i VI grupy przyłączeniowej zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. Przyjmując interpretację *a contrario* przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przyłączaniem do sieci przyjęły jako zasadę, iż obowiązek ponoszenia kosztów instalacji układów i systemów pomiarowych dla podmiotów zaliczanych do innych grup przyłączeniowych (I-III) a także dla wytwórców nie ciąży na przedsiębiorstwie energetycznym świadczącym usługę przesyłania lub dystrybucji lecz obciąża odbiorcę.

W oparciu o powyższe postanowienie Rozporządzenia Systemowego, a także wcześniejsze postanowienia Rozporządzeń Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków przyłączania do sieci elektroenergetycznej⁴ ukształtowała się praktyka, iż koszty instalacji układów i systemów pomiarowych w stosunku do innych podmiotów niż wskazane wprost w przepisach ponoszą te podmioty (tj. odbiorcy, wytwórcy) a nie przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Konsekwencją takiego postanowienia było ukształtowanie się w Polsce dualnego systemu własności urządzeń pomiarowych. Zgodnie z nim właścicielem urządzeń i systemów pomiarowych w IV-VI grupie przyłączeniowej są przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i

⁴ (a) §16 ust. 2 pkt 2 Rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z 20 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, ruchu i eksploatacji tych sieci (Dz.U. Nr 2, poz. 6).
(b) §15 pkt 2 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz.U. Nr 85, poz. 957).
(c) §21 pkt 3 Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 21 października 1998 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, pokrywania kosztów przyłączenia, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 135, poz. 881).

dystrybucją energii elektrycznej, natomiast co do zasady⁵ właścicielem urządzeń w I-III grupie przyłączeniowej są odbiorcy.

Prawo energetyczne ani Rozporządzenie Systemowe nie zakazuje innego ukształtowania relacji pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą energii. W oparciu o istniejące przepisy nie ma przeciwwskazań aby to przedsiębiorstwo energetyczne ponosiło koszty instancji wszelkich układów pomiarowych. Kwestią wymagającą ustalenie byłoby tu: czy regulator uznawałby koszty poniesione na instancję układów i systemów pomiarowych dla podmiotów należących do I-III grupy przyłączeniowej za koszt uzasadniony przenoszony w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego oraz czy podmioty przyłączane do sieci wyrażałyby zgodę aby urządzenia i układy pomiarowe stawały się własnością przedsiębiorstwa energetycznego.

O tytule prawnym do układów i systemów pomiarowych przesądzają umowy zawierane przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne z odbiorcami i wytwórcami oraz koszty ponoszone na ich zakup i instalację. Umowy o przyłączenie do sieci oraz umowy sprzedaży lub świadczenia usług dystrybucyjnych wskazują podmiot ponoszący koszty układów. Umowy przesądzają, iż właścicielem układów i systemów pomiarowych w I - III grupie przyłączeniowej są podmioty przyłączane (one ponoszą koszty) zaś właścicielem tych urządzeń w IV - VI grupie przyłączeniowej są przedsiębiorstwa energetyczne (one ponoszą koszty).

Z nadesłanych przez OSD ankiet wynika, iż kwestia własności układów i systemów pomiarowych nie budzi zasadniczych wątpliwości. Z informacji tych nie wynikało, aby kwestia tytułu prawnego do urządzeń i systemów pomiarowych budziła wątpliwości albo aby ustanawiano na urządzeniach pomiarowych prawa osób trzecich. W szczególności OSD nie wskazały innych tytułów prawnych do układów i systemów pomiarowych (np. najem, dzierżawa). Tym samym należy założyć, iż w przypadku tytułu prawnego do urządzeń pomiarowych można mówić o swoistej dychotomii: własność OSD- własność podmiotu przyłączonego.

⁵ Z informacji uzyskanych od Vattenfall Distribution Poland S.A., Vattenfall na podstawie umów dokonał na własny koszt wymiany urządzeń i systemów pomiarowych niektórym odbiorcom z I-III grupy przyłączeniowej. Na mocy tych umów stał się właścicielem tych urządzeń.

5. Specyfikacja urządzeń

Prawo Unii Europejskiej zawiera regulacje określające ogólne wymagania techniczne dotyczące liczników. W sytuacji podjęcia decyzji o tworzeniu systemu SM, konieczne jest stworzenie specyfikacji technicznej nowych liczników. Specyfikacja ta powinna wskazać istotne cechy nowych liczników, stanowiące o ich funkcjonalności jako SM. Z legislacyjnego punktu widzenia, nie jest potrzebna nowelizacja ustawy prawo o miarach. Konieczne będzie stworzenie rozporządzenia wykonawczego do tej ustawy, w którym zawarte będą dane odnośnie standardów liczników. Podstawą prawną do wydania tego rozporządzenia powinien być art. 9a pkt 1 i 2 ustawy z dnia 11 maja 2001 r. - *Prawo o miarach* (Dz. U. z 2004 r. Nr 243, poz. 2441, z późn. zm.).

Kwestie związane z technicznymi aspektami specyfikacji SM zawarte będą w raporcie nr 1. W tym miejscu warto podkreślić, iż uregulowania wymagać będzie kwestia komunikacji urządzenia pomiarowego. Możliwymi protokołami komunikacji są DLMS, czy też OBIS. Z prawnego punktu widzenia ważne jest zwrócenie uwagi na dwie kwestie. Po pierwsze, przyjęte standardy urządzeń pomiarowych nie mogą być na tyle dokładne, żeby faworyzować określonych producentów. Po drugie, specyfikacja techniczna powinna promować dwutorową transmisję danych, wyeliminowanie liczników, które takiej transmisji nie przewidują oraz taki protokół przesyłania informacji, ażeby liczniki różnych producentów mogły działać w tym samym systemie.

Z kwestią specyfikacji technicznej liczników wiąże się również problematyka szybkości wymiany tych liczników. Rolą Regulatora byłoby zaproponowanie określonego harmonogramu⁶ wymiany urządzeń pomiarowych.

⁶ Harmonogram ten powinien być dostosowany do możliwości produkcyjnych producentów liczników. Wymiana liczników na masową skalę odbyła się dotychczas tylko we Włoszech. Wymagała ona ścisłej współpracy OSD z IBM (producentem liczników). Ażeby zachować warunki konkurencji w tym sektorze rynku i wyeliminować nadużywanie pozycji dominującej producentów liczników, wynikającej z niezrównoważonego popytu na nowe liczniki z ich podażą konieczne jest właściwe ustalenie harmonogramu ich wymiany.

III. Aspekty prawne wymiany układów pomiarowych

1. Założenia proponowanego modelu rynku opomiarowania

Tworząc prawny model rynku opomiarowania zużycia energii, należy odpowiedzieć na kilka kwestii, które mają kluczowe znaczenie przy jego projektowaniu:

- (a) Które z możliwych rozwiązań zapewni w największym stopniu urzeczywistnienie reguł rynku konkurencyjnego? Rynek konkurencyjny zapewnia konsumentom możliwość zakupu energii elektrycznej od podmiotu, który przedstawi ofertę najlepiej odpowiadającą jego oczekiwaniom. Zapewnia sprzedawcom energii elektrycznej podobną pozycję konkurencyjną na rynku, zaś wytwórcom energii, możliwość nieskrępowanego dostępu do odbiorców. OSD z racji swojej *quasi* monopolistycznej pozycji na rynku nie mogą utrudniać poprzez swoje działania gry sił rynku konkurencyjnego między innymi uczestnikami rynku. Istotne jest więc umożliwienie konsumentom zmiany sprzedawcy energii, co łączy się z koniecznością zapewnienia dostępu do danych o zużyciu energii przez tego konsumenta dla podmiotów zainteresowanych złożeniem mu oferty. Dane te muszą być udostępnione w formie, zapewniającej efektywne ich wykorzystanie. Czas uzyskania tych danych powinien być możliwie krótki, gdyż tylko taki czas umożliwi realne odpowiadanie na pojawiające się bodźce rynkowe. W przypadku niemożności uzyskania tych danych w odpowiednim terminie, konieczne musi być wyposażenie regulatora rynku w uprawnienia pozwalające na realizację tego rodzaju obowiązku przez właściwe podmioty. Regulator rynku powinien mieć możliwość władczej kontroli uzyskiwania takich informacji oraz ich zakresu.
- (b) Które rozwiązanie jest najbardziej efektywne kosztowo? Zmiana systemu opomiarowania na systemy *smart metering* rodzi dodatkowe koszty. Teoretycznie można wyobrazić sobie różne sposoby ponoszenia tych kosztów przez uczestników rynku. Dla doradców najbardziej racjonalnym wydaje się takie skonstruowanie systemu wymiany liczników, ażeby odbywało się to bez ponoszenia dodatkowych kosztów przez konsumentów, a koszty poniosłyby podmioty, które z tego tytułu uzyskają największe korzyści ekonomiczne. Z

uwagi na fakt, iż efektywność kosztowa przedsięwzięcia zależy od harmonogramu wymiany, konieczne jest sprecyzowania czynnika czasowego, a mianowicie, w jakim terminie liczniki powinny zostać wymienione.

- (c) Jakie są terminy wynikające ze zobowiązań dotyczących skutecznej implementacji przepisów prawa Unii Europejskiej do krajowego porządku prawnego. Zobowiązania tego dotyczące zostały określone w innych częściach tego Raportu a dotyczą implementacji Dyrektywy 2006/32/WE oraz zgodności przyjmowanych rozwiązań z dyrektywą MID. Dodatkowo, przyjęte rozwiązanie powinno czynić zadość ograniczeniom wynikającym z ochrony danych osobowych, umożliwiając jednocześnie funkcjonowanie rynku.
- (d) Jakie są aspekty społeczne rekomendowanego rozwiązania? Należy bowiem zaproponować rozwiązanie, które realizując stawiane przed nim cele, w maksymalnym stopniu zgodne będzie z oczekiwaniami społecznymi. Tylko takie rozwiązanie może doprowadzić do jego pełnej społecznej akceptacji. Dotyczy to zwłaszcza kwestii związanych z restrukturyzacją OSD wynikającą z ewentualnego wydzielenia z jego struktur wydzielonych fragmentów przedsiębiorstwa, zajmujących się opomiarowaniem, czy też ich częściowe likwidowanie.
- (e) Jakie rozwiązanie jest najefektywniejsze z technicznego punktu widzenia. Różne systemy opomiarowania są możliwe z technicznego punktu widzenia. Biorąc pod uwagę wydajność całego systemu, pewne rozwiązania strukturalne są bardziej korzystne. Kwestie z tym związane wynikają z Raportu 1, tutaj będą one uwzględniane.

2. Elementy proponowanego modelu

2.1. Założenia wstępne

Analizując powyższe przesłanki doradcy postanowili wyróżnić dwa fragmenty tego rynku tj. strukturę opomiarowania oraz obsługi urządzeń pomiarowych oraz ten fragment rynku, który

dotyczyć będzie samego zarządzania danymi pomiarowymi i ich udostępnianiem podmiotom trzecim.

2.2. Struktura systemu opomiarowania

W zakresie struktury systemu opomiarowania, przewiduje się pozostawienie całości infrastruktury pomiarowej w ramach OSD, które będzie odpowiedzialne za stworzenie całej infrastruktury inteligentnego opomiarowania zużycia, zapewnienie jego niezakłóconego funkcjonowania, zapewnienie odpowiedniej jakości liczników, które spełniać będą wymagania prawne, zapewnienie odpowiednich sposobów przekazywania danych pomiarowych, eksploatację i konserwację urządzeń pomiarowych, zapewnienie niezawodności całego systemu. Liczniki, jako element całego systemu pozostawać będą własnością OSD. Odbiorcy będą mieli prawo korzystania z tych liczników, jak również udostępniania danych w nich zawartych osobom trzecim.

2.3. Zalety proponowanego rozwiązania w zakresie systemu opomiarowania

- A. Efektywność kosztowa. OSD potrzebuje skutecznego systemu opomiarowania dla prowadzenia swojej działalności, zwłaszcza dla ograniczania strat sieciowych i rozliczania sprzedawców energii i odbiorców. Niezależnie zatem od przyjętego rozwiązania w zakresie inteligentnego systemu opomiarowania, OSD i tak będzie musiało wprowadzić system bardziej wydajny. Stworzenie jednego systemu opomiarowania w aspekcie technicznym i umożliwienie korzystania z niego wszystkim zainteresowanym podmiotom na rynku wydaje się właściwe. Poza tym, OSD potrzebuje dla prowadzenia swojej działalności szerszego zakresu danych pomiarowych niż podmioty konkurujące na rynku i odbiorcy, co również potwierdza racjonalność proponowanego rozwiązania.

- B. Akceptacja społeczna. Zmiana systemu opomiarowania rodzić będą konieczność restrukturyzacji wewnętrznej OSD. Pewne zadania, związane dotychczas z obsługą systemu opomiarowania będą niepotrzebne (np.: inkasenci), gdyż ich miejsce zajmą pracownicy o innych kwalifikacjach (np.: informatycy). Wydzielenie infrastruktury opomiarowania z OSD rodziłoby konieczność ograniczenia zatrudnienia, zarówno outsource'owanego, jak i własnego. Pozostawienie jej w ramach OSD będzie

wymagało pewnej restrukturyzacji wewnętrznej, która jednak może być wspierana działaniami służącymi przekwalifikowaniu pracowników. Potencjalnie może ograniczyć również liczbę zwolnień z pracy.

- C. Ograniczona konieczność wprowadzania zmian prawnych i organizacyjnych przedsiębiorstwa. Wprowadzenie tego rodzaju systemu ogranicza również konieczność tworzenia nowych regulacji prawnych. Będą one ograniczone jedynie do zmiany podmiotu będącego właścicielem licznika, co stanowić będzie niejako uporządkowanie całego systemu, określenie umowne zasad korzystania z licznika i udostępniania zawartych w nim informacji przez odbiorcę podmiotom trzecim oraz wzmocnienie uprawnień regulatora, poprzez zobowiązanie podmiotów pod groźbą kary do przekazywania danych pomiarowych, w określonym formacie, w określonym terminie, zainteresowanym podmiotom.
- D. Kompatybilność systemu. Tego rodzaju struktura systemu zapewnić powinna jego całkowitą kompatybilność z pozostałą infrastrukturą OSD. Pozwoli również na racjonalizację harmonogramu wymiany liczników. Z punktu widzenia OSD najbardziej skutecznym jest wymiana liczników obszarowa, a niewynikająca z upływu terminu ważności legalizacji. Obszarowa wymiana pozwala, bowiem na lepsze likwidowanie strat i większą skuteczność systemu.

2.4. Wady proponowanego rozwiązania w zakresie systemu opomiarowania

- A. Zagrożenie aktywnego udziału OSD w grze rynkowej pomiędzy innymi uczestnikami rynku. Z uwagi na strukturę krajowego rynku energetycznego i funkcjonowanie na nim przedsiębiorstw pionowo zintegrowanych, OSD może w uprzywilejowany sposób traktować wchodzące w ramach tego samego przedsiębiorstwa podmioty, zniekształcając tym samym konkurencję na rynku. Może również udostępniać dane pomiarowe zainteresowanym podmiotom w różnej formie lub też udostępniać niepełne zakres potrzebnych tym podmiotom danych.
- B. Zagrożenie ograniczonego dostępu do licznika. OSD może uniemożliwiać podłączenie się pod konkretny licznik podmiotom trzecim i pobranie przez nich

danych pomiarowych. Widząc zagrożenie wynikające z takiego podłączania się i ściągania danych, wydaje się iż umożliwienie takiego rozwiązania jest korzystne dla funkcjonowania całego rynku.

2.5. Zarządzenia danymi pomiarowymi

W zakresie zarządzania danymi pomiarowymi przewiduje się dwa modele rynku: z wydzieleniem niezależnego operatora pomiarów oraz bez takiego wydzielenia.

Model 1 polega na pozostawieniu przy OSD całości zadań związanych ze zbieraniem danych pomiarowych, ich przetwarzaniem, agregowaniem i udostępnianiem innym uczestnikom rynku. OSD będzie zbierało wszystkie dane pomiarowe i agregowało je na potrzeby innych uczestników rynku w taki sposób, jaki jest dla nich istotny. Z uwagi na mniejszy zakres danych, jakie potrzebują inni uczestnicy rynku, aby przedstawić ofertę odbiorcy, czy też określonej grupie odbiorców, nie powinno łączyć się to z koniecznością dodatkowego przetwarzania tych danych. OSD powinno być zobowiązane do udostępniania danych w odpowiednim, ustawowo czy też umownie określonym formacie innym uczestnikom rynku.

W umowach z odbiorcami OSD powinno zawrzeć klauzulę umożliwiającą odbiorcom wyrażenie sprzeciwu na udostępnianie ich profili zużycia energii łącznie z identyfikującymi ich danymi osobowymi zainteresowanym podmiotom, bez indywidualnej zgody odbiorcy. Udostępnianie podmiotom trzecim samych profili zużycia, bez możliwości bezpośredniej identyfikacji odbiorcy nie wymaga jego dodatkowej zgody.

Zaletą takiego rozwiązania jest:

1. Efektywność jego wdrożenia. Wydaje się, iż system taki mógłby być najszybciej wdrożony. Zarządzanie danymi pomiarowymi jest istotne również dla OSD. Konieczne byłoby tylko wprowadzenie dodatkowych mechanizmów i zobowiązań w zakresie udostępniania pewnej części tych danych podmiotom zewnętrznym.
2. Koszt obsługi. System taki zapewniłby mniejsze potrzeby w zakresie przesyłania danych pomiarowych z liczników (transformatorów) do OSD. Nie byłoby dodatkowych kosztów związanych z dodatkowymi przesyłami

zarówno między licznikiem (transformatorem) a operatorem pomiarów, czy też OSD a operatorem pomiarów.

3. Mniejsza konieczność wprowadzania nowych rozwiązań prawnych. Rozwiązania prawne dotyczyłyby jedynie kwestii wydzielenia organizacyjnego w ramach OSD, zapewnienia odpowiedniego formatu danych udostępnianych przez OSD podmiotom trzecim oraz wzmocnienia uprawnień Regulatora w zakresie zobowiązania OSD do udostępniania danych.
4. Większa akceptacja społeczna. Taki model generować będzie dodatkowe zatrudnienie w ramach OSD. W wyniku restrukturyzacji związanej z wprowadzeniem systemu inteligentnego opomiarowania, takie dodatkowe zatrudnienie może okazać się korzystne, gdyż uchroni OSD przed negatywnymi konsekwencjami społecznymi związanymi z redukcją zatrudnienia.

Wadą tego rozwiązania jest:

1. Możliwość rynkowej aktywności OSD, które może w różny sposób traktować podmioty trzecie i niektórym ułatwiać innym utrudniać otrzymywanie danych pomiarowych.
2. Brak konkurencji w świadczeniu tego rodzaju usług, co może powodować konieczność kontroli kosztów przez Regulatora. OSD mogą żądać odpłatnego udostępniania tych danych. Wysokość opłat może pozostawać poza kontrolą. Może być zróżnicowana w zależności od podmiotu, który wnioskuje o informacje. Dodatkowo OSD może żądać przenoszenia kosztów w tym zakresie w taryfie.

Model 2 polega na stworzeniu nowej instytucji mającej za zadanie zbieranie danych pomiarowych, ich przetwarzanie, agregowaniem i udostępnianie innym uczestnikom rynku. Trudno jest wskazać, jak powinien wyglądać model prawny tej instytucji i przez kogo powinien być powołany. Powinien jednak spełniać kilka warunków. Po pierwsze, powinien być niezależny od innych uczestników rynku, w szczególności OSD, wytwórców i sprzedawców. Po drugie, powinien mieć możliwość dostępu do liczników i bezpośredniego

odczytu danych pomiarowych. Z uwagi na efektywność przedsięwzięcia, należałoby przyjąć, iż dane pomiarowe w określonym formacie otrzymuje on bezpośrednio od OSD, jednakże dla potrzeby kontrolno-weryfikacyjnych powinien mieć możliwość zbierania danych również ze stacji przekaźnikowych. Po trzecie, powinien mieć charakter *quasi* publiczny, gdyż taki charakter zapewnia dostęp do danych pomiarowych oraz związanych z tym danych osobowych odbiorców.

Operator pomiarów prowadziłby również działalność o charakterze badawczym i statystycznym, realizowana zarówno na potrzeby uczestników rynku, jak i Regulatora.

Zaletą tego rozwiązania jest:

1. Neutralny charakter operatora pomiarów. Nie jest on uczestnikiem gry rynkowej, ma *quasi* monopolistyczną pozycję. Stanowi kolejny element systemu. Nie oznacza to jednak, że OSD nie mają prawa udostępniania danych pomiarowych. Mogą to również czynić, jednakże działanie OP powoduje iż dane są dostępne bez ograniczeń i na równoprawnych zasadach.
2. Nieskrępowany dostęp do danych pomiarowych dla wszystkich uczestników rynku, w tym również dla regulatora.
3. Ujednolicony format danych ze wszystkich OSD. W przypadku stworzenia takiej instytucji, konieczne wydaje się ujednoczenie nie tylko formatu zbierania danych ale również ich transferu.

Wadą takiego rozwiązania jest:

1. Koszty. Stworzenie nowej instytucji wymaga dodatkowych nakładów. Jej działalność należy założyć, że będzie deficytowa bądź non-profit. Przy opcji odpłatnego udostępniania danych może ona uzyskiwać zysk. W przypadku odpłatności i monopolistycznej pozycji takiego podmiotu kwestią otwartą pozostałaby wysokość wynagrodzenia. Rekomendowana jest jednak taka jego struktura, która zapewni dostęp do danych pomiarowych po kosztach. Instytucja będzie działała więc non-profit. Dodatkowo koszty połączeń i przesyłu danych rodzić będą dodatkowe koszty jej działalności.

2. Harmonogram wdrożenia. Czas potrzebny na stworzenie tej instytucji i jej operacyjne działanie będzie z pewnością dłuższy, niż w przypadku poprzedniego rozwiązania.
3. Większa konieczność wprowadzania zmian prawnych. W zależności od umiejscowienia tej instytucji, inny może być zakres tych zmian. Generalnie konieczne będzie zapewnienie zasad transferu danych, formatu software dla obsługi całego systemu w Polsce, formatu przesyłu danych, zasad ich udostępniania.

3. Prawna możliwość wprowadzenia nowych układów pomiarowych

Z uwagi na powyższe uwarunkowania, w opinii doradców konieczne jest przeanalizowanie kosztów obu tych rozwiązań oraz osiąganych dzięki nim korzyści. Stworzenie rekomendowanego modelu prawnego systemu opomiarowania zależeć też będzie od przesądzenia kwestii o charakterze politycznym, co jest poza zasięgiem niniejszego opracowania.

Jak wskazano wyżej rekomendowanym rozwiązaniem byłoby doprowadzenie do wymiany układów i systemów pomiarowych w ramach istniejących OSD. Wymiana układów pomiarowych wiązać się będzie z koniecznością zmiany Rozporządzenia systemowego. W szczególności zmianie ulegnie załącznik 1 pkt 4-6 określające wymagania techniczne dla układów i systemów pomiarowych. Zależnie od wprowadzanego rozwiązania zmianie ulegną także m.in. §12-18 Rozporządzenia systemowego w zakresie przekazywania danych, wglądu do wskazań układu pomiarowego.

Przygotowanie instrumentów prawnych do wprowadzenia nowych układów pomiarowych powinno przesądzać kwestie, czy koszty wymiany układów pomiarowych będą przenoszone na odbiorców końcowych w taryfie przedsiębiorstwa energetycznego, a jeżeli tak to w jakim zakresie. Powyższe może przesądzić o konieczności zmiany Rozporządzenia taryfowego.

Jakkolwiek wymiana układów pomiarowych wiązać się będzie z koniecznością zmiany przepisów powszechnie obowiązującego prawa nie wydaje się, iżby istniały takie ograniczenia, które powodowałyby, że wprowadzenie określonych nowych rozwiązań było niemożliwe.

4. Sposoby wprowadzenia nowych układów pomiarowych i ograniczenia w ich wprowadzaniu

Wprowadzenie nowych układów pomiarowych stanowić będzie dla przedsiębiorstw energetycznych dość znacząca zmianę w stosunku do stanu obecnego. Wymiana urządzeń pomiarowych może powodować zmiany w organizacji wewnętrznej przedsiębiorstwa energetycznego. Nie można wykluczyć, iż konieczne stanie się przekwalifikowanie pracowników, zwolnienia pewnych grup pracowników ewentualnie także zatrudnienie nowych pracowników. Tego typu zmiana, nawet w przypadku wykazania bezpośrednich korzyści finansowych dla spółek nie musi zostać dobrze przyjęta.

Mając powyższe na uwadze należy wskazać dwa zasadnicze modele wprowadzenia nowych układów pomiarowych: (a) model przymusowy, (b) model współregulacji i samoregulacji⁷.

4.1. Model przymusowy

Założeniem modelu przymusowego (w dużym uproszczeniu) jest to, iż ustawodawca w oparciu o analizy wykonalności i pewne konsultacje dochodzi do przekonania, że wprowadzenia danego rozwiązania jest konieczne i uzasadnione. Ponieważ podjęcie takiej decyzji wiąże się nałożeniem obowiązków na określone podmioty konieczne staje się przygotowanie odpowiedniej infrastruktury prawnej- ustawa, przepisy wykonawcze.

Wprowadzając obowiązek wymiany układów i systemów pomiarowych można skorzystać z rozwiązań zastosowanych do nakładania na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków w latach 1998-2008. Wydaje się, iż za najbardziej zbliżony do proponowanych rozwiązań można uznać sposób wprowadzenia obowiązku zakupu energii ze źródeł odnawialnych. Nie wdając się w dyskusję dotyczącą jednoznaczności przyjmowanych wówczas rozwiązań oraz sposobu wykonywania tego obowiązku należy uznać, iż przyjęty uprzednio model prawny był dobry. Zgodnie z tym modelem ustawa Prawo energetyczne nakładała obowiązek zakupu energii ze źródeł odnawialnych. Rozporządzenie wykonawcze przewidywało harmonogram wykonania obowiązku w poszczególnych latach.

⁷ Na model ten zwraca uwagę Komisja Wspólnot Europejskich – Komunikat Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego z dnia 16 marca 2005 r. „Poprawa otoczenia regulacyjnego w dziedzinie wzrostu gospodarczego i zatrudnienia w Unii Europejskiej”, COM (2005) 97 końcowy oraz Parlament Europejski – Dokument roboczy w sprawie instytucjonalnych i prawnych skutków stosowania instrumentów „prawa miękkiego” PE 384.581v02-00.

Zważywszy, że wymiana układów pomiarowych byłaby obowiązkiem nakładanym na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek ten winien zostać nałożony w ustawie Prawo energetyczne.

Zważywszy, że wymiana układów pomiarowych nie mogłaby nastąpić w okresie 1-2 lat (ograniczenia produkcyjne, koszty etc.), z prawnego punktu widzenia konieczne byłoby ustalenie racjonalnego wieloletniego harmonogramu wymiany układów pomiarowych zależnie od rekomendacji technicznych i finansowych. Harmonogram taki mógłby znaleźć się w rozporządzeniu wykonawczym do Prawa energetycznego. Harmonogram wymiany mógłby przewidywać procentowy obowiązek wymiany np. stałą wymianę układów na poziomie X% przez Y lat. Harmonogram ten mógłby zostać także zróżnicowany w poszczególnych latach. Opracowując harmonogram wymiany od strony prawnej istotne byłoby przesądzenie uprawnień przedsiębiorstw energetycznych oraz odbiorców w zakresie wymiany. Harmonogram np. mógłby przewidywać wymianę według następujących kryteriów: (i) pierwszeństwo wymiany dla układów dla których kończą się cechy legalizacyjne; (ii) pierwszeństwo dla odbiorców żądających wymiany; (iii) wyłączne prawo decydowania o sposobie wymiany przyznane przedsiębiorstwu energetycznemu; (iv) możliwość współfinansowania wymiany przez odbiorcę, etc.

Skoro wymiana układów pomiarowych wiązałaby się z obowiązkiem przedsiębiorstwa energetycznego zasadne byłoby także wprowadzenie sankcji za niewykonanie tego obowiązku. W tym wypadku można by wykorzystać albo regulacje art. 56 Prawa energetycznego albo opracować inny rodzaj sankcji pieniężnej skorelowany ze stratami powstałymi z tytułu niewykonywania obowiązku.

Wprowadzając uprawnienie odbiorcy do żądania wymiany układu pomiarowego nie należałoby wykluczyć zmiany art. 8 Prawa energetycznego. Zgodnie z postulowaną regulacją odbiorca energii w przypadku odmowy wymiany układu pomiarowego mógłby zwrócić się do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu i zażądać wymiany układu pomiarowego.

4.2. Model współregulacji i samoregulacji

Jak wskazano wcześniej wymiana urządzeń pomiarowych stanowić będzie z punktu widzenia przedsiębiorstw energetycznych dość istotną zmianę. Wprowadzanie tej zmiany wyłącznie za

pomocą środków administracyjnych wiązać się może z problemami komunikacyjnymi, kwestionowaniem założeń wymiany, podważaniem wyników analiz ekonomicznych etc. Mając na uwadze te ograniczenia nie można wykluczyć, iż wprowadzenie zmiany mogłoby następować także przy ograniczaniu środków administracyjnych i zwiększaniu środków perswazyjnych. W tym celu, jeszcze przed przesądzeniem jakichkolwiek rozwiązań zasadne byłoby zorganizowanie konsultacji z uczestnikami rynku np. przy współpracy z Polskim Towarzystwem Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej oraz Towarzystwem Obrotu Energią. Przeprowadzenie tego typu konsultacji byłoby niezbędne do tego, aby m.in. poznać plany inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych w kolejnych latach, poznać możliwości zorganizowania procesu przez firmy, uwzględnić wewnętrzne ograniczenia przedsiębiorstw oraz inne ryzyka. Wyniki rozmów i konsultacji mogłyby zostać opublikowane w formie komunikatu Prezesa URE. Komunikat ten określałby politykę regulacyjną w zakresie zmiany sposobu pomiaru energii elektrycznej w kolejnych latach. W komunikacie uwzględniono by postulaty i oczekiwania Prezesa URE w zakresie techniki, ekonomii i aspektów prawnych procesu. W komunikacie przedstawiono by także postulaty i oczekiwania przedsiębiorstw energetycznych. Komunikat Prezesa URE mógłby stanowić swoiste podsumowanie rozmów z sektorem a także stać się podstawą do ewentualnych dalszych prac legislacyjnych. Jakkolwiek komunikat nie ma waloru prawa, z którym związana jest sankcja, to stanowi jasną komunikację polityki regulacyjnej oraz oczekiwań Prezesa URE wobec sektora. Nie można wykluczyć, iż wobec stanowiska Prezesa URE i pomimo braku wyraźnej legislacji przedsiębiorstwa sektora energetycznego rozpoczęłyby przygotowania do wprowadzenia wymiany układów pomiarowych. Komunikat mógłby zawierać swoiste zachęty dla przedsiębiorstw energetycznych np. w zakresie przeniesienia części kosztów w taryfach. Jasna komunikacja Prezesa URE przygotowywałaby firmy do wprowadzenia obowiązku w formie powszechnie obowiązującego prawa.

5. Wzmocnienie pozycji Prezesa URE w związku z wprowadzeniem nowych układów pomiarowych

Wprowadzenie nowych układów pomiarowych będzie miało wpływ na pozycję Prezesa URE. Z jednej strony wprowadzając model inteligentnego opomiarowania pozycja Prezesa URE zostanie wzmocniona, z drugiej strony wprowadzenie modelu będzie musiało się

wiązać z koniecznością wyposażenia Prezesa URE w dodatkowe instrumenty oddziaływania tak aby model mógł zostać implementowany.

5.1. Wzmocnienie Prezesa URE na skutek wprowadzenia nowego modelu

Zgodnie z art. 21 ust. 1 Prawa energetycznego Prezes Urzędu Regulacji Energetyki realizuje zadania z zakresu regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji. Wprowadzenie inteligentnego systemu opomiarowania może poprzez łatwą dostępność danych dla różnych podmiotów powodować różnicowanie ofert, a to z kolei może przyczynić się do promocji konkurencji w sektorze elektroenergetycznym.

Ponieważ zadaniem Prezesa URE jest m.in. regulacja gospodarki energią istotne jest, aby Prezes URE posiadał niezbędne narzędzia do wykonywania tego zadania. Dostępność Prezesa URE do profili zużycia, a tym samym bardziej szczegółowa informacja o odbiorze energii w Polsce przez Prezesa URE mogłoby mieć wpływ na politykę regulacyjną. Wydaje się, iż Prezes URE dzięki zainstalowaniu inteligentnego systemu opomiarowania mógłby uzyskać jeszcze bardziej szczegółowe informacje o stratach sieciowych, nielegalnym poborze, awariach sieciowych etc. Kwestia sposobu i zakresu wykorzystania tych danych w procesie regulacyjnym np. przy zatwierdzaniu taryf dla OSD należałby do Prezesa URE. Możliwość wykorzystania tych danych byłaby zapewne wypadkową narzędzi dostępnych Prezesowi URE koniecznych do interpretacji danych oraz celów stawianych sobie przez Prezesa URE w zakresie polityki regulacyjnej. Innymi słowy jakkolwiek z samej wymiany opomiarowania nie wynika wprost wzmocnienie pozycji regulatora, to uzyskanie przez Prezesa URE dostępu do bardzo szczegółowych danych mogłoby wzmocnić pozycję Prezesa URE w procesie zatwierdzania taryf.

5.2. Wzmocnienie Prezesa URE w celu wprowadzenia nowego modelu

Wprowadzeniu nowego modelu winny towarzyszyć takie zmiany w prawie lub w decyzjach koncesyjnych, które umożliwią jego implementację. Z jednej strony winien to być wynikający z ustawy obowiązek wymiany urządzeń pomiarowych wraz z upoważnieniem Prezesa URE w prawo nakładania sankcji karnej za jego niewykonanie. Z drugiej strony w przypadku przyznania odbiorcom prawa do skorzystania z wymiany układów pomiarowych mogą to być nowe obowiązki Prezesa URE przymuszając przedsiębiorstwo energetyczne do

wymiany. Nie można wykluczyć, iż pewne aspekty nowego systemu opomiarowania mogłyby następować także w warunkach koncesji. W szczególności do przesądzenia byłby nowy zakres obowiązków informacyjnych np. w zakresie przekazywania profili zużycia Prezesowi URE. W tym celu konieczne byłoby opracowanie zakresu informacji niezbędnych Prezesowi URE.

IV. Analiza prawna ewentualnego wprowadzenia niezależnego podmiotu odpowiedzialnego za obsługę urządzeń pomiarowych, w tym odczyt danych

1. Operator pomiarów

Do rozważenie jest także kwestia ewentualnego wprowadzenia operatora pomiarów. Operatora pomiarów można definiować poprzez zadania, które mógłby/miałyby wykonywać. Do zadań tych mogłyby należeć:

- zakup, instalacja i obsługa urządzeń pomiarowych,
- zbieranie danych pomiarowych,
- zarządzanie danymi pomiarowymi (agregowanie danych, statystyka),
- udostępnianie danych pomiarowych.

Model funkcjonowania OP może być różny. Nie wszystkie powyższe zadania muszą być realizowane przez jeden podmiot. Zadania w zakresie obsługi systemu opomiarowania i zbierania danych pomiarowych mogą być realizowane przez OSD, natomiast OP może realizować jedynie zadania w zakresie zarządzania i udostępniania danych pomiarowych.

Jak wynika z analizy technicznej przeprowadzonej w Raporcie 1, najbardziej efektywne kosztowo będzie pozostawienie całości zadań w zakresie wdrożenia i obsługi infrastruktury pomiarowej w ramach OSD. Poza aspektami związanymi z rozwojem rynku konkurencyjnego, pozostałe korzyści wynikające z zainstalowania nowego inteligentnego systemu opomiarowania dotyczyć będą głównie funkcjonowania OSD i ograniczania kosztów jego działalności. Dlatego też takie rozwiązanie wydaje się racjonalnym.

Z punktu widzenia rozwoju rynku konkurencyjnego ważne jest zapewnienie niezakłóconego dostępu do danych pomiarowych dla każdego uczestnika rynku. Dane takie są podstawą przygotowywania przez niezależnych dostawców konkurencyjnych ofert sprzedaży dla odbiorcy. Powinni oni mieć zapewniony nieskrępowany dostęp do tych danych.

Teoretycznie mogą oni otrzymać te dane z trzech źródeł: od samego odbiorcy, od OSD bądź od OP. Odbiorca może udostępnić zarówno dane, jakie otrzymuje w wersji papierowej. Powinien również mieć możliwość udostępnienia licznika, ażeby niezależny dostawca mógł podłączyć się pod licznik i ściągnąć zawarte tam dane pomiarowe. Charakterystyka licznika

nie powinna uniemożliwiać takiego transferu danych. OSD powinien mieć obowiązek udostępnienia danych pomiarowych w ustawowo określonym formacie, w ustawowo określonym terminie, pod groźbą kary. Ustawowo określony format wyklucza możliwość manipulowania danymi pierwotnymi, uniemożliwiając dokonanie prostej analizy porównawczej przez niezależnego dostawcę. Ustawowe określenie terminu oraz kara zapobiegająca powinny przewlekłości całego postępowania. Takie zadanie nałożone na OSD może być wyłączone w przypadku powołania niezależnego OP. Wtedy OP przejmie obowiązki w zakresie udostępniania danych pomiarowych. Wtedy konieczne byłoby ściąganie danych pomiarowych przez OP bezpośrednio z OSD, bądź bezpośrednio z liczników. Dane takie mogłyby być przekazywane zbiorczo w określonych odstępach czasu, np.: raz dziennie o godz. 00.30.

Rolą OP byłoby wtedy agregowanie tych danych oraz ich udostępnianie. Dane te mogłyby być udostępniane w formie nieprzetworzonej lub też zagregowane w oparciu o pewne kryteria (np.: wszystkie zakłady krawieckie w województwie mazowieckim).

Kwestia do rozważenia byłoby, czy te informacje byłyby udostępniane bezpłatnie, czy za pewną odpłatnością. Drugą kwestią wymagającą rozważenia to to, czy OP działałby jako podmiot komercyjny nastawiony na osiąganie zysków (wtedy opłaty uwzględniałyby zysk), czy też prowadziłby działalność non-profit (wtedy opłaty za udostępnianie danych pokrywałyby jego uzasadnione koszty). Kwestią wymagającą rozważenia jest również koncesjonowanie OP, ze strony Prezesa URE. Wydaje się, że jeżeli OP udostępniałby dane odpłatnie, jego koncesjonowanie i taryfikowanie jego usług byłoby niezbędne.

W każdym z powyższych wariantów URE powinno mieć możliwość nakazania OSD dostarczenia tego rodzaju informacji w określonej formie.

2. Wprowadzenie do analizy prawnej

Zważywszy, że nie przesądzony został jeden model docelowy niezależnego operatora pomiaru na potrzeby niniejszej analizy przyjęto trzy potencjalne struktury funkcjonowania niezależnego operatora pomiaru: (a) struktura zdecentralizowana, (b) struktura scentralizowana oraz (c) struktura funkcjonalna – punkt 3 poniżej. Liczba potencjalnych struktur może być znacznie szersza. Wybór właściwej struktury należałby do ustawodawcy

oraz do uczestników rynku. Kryteriami determinującymi wybór struktury powinny być w szczególności: koszty, opłacalność, czas dojścia, technologia wymiany informacji pomiarowych. Niezwykle istotne byłoby szczegółowe opisanie funkcji nowego, niezależnego operatora pomiarów. Z prawnego punktu widzenia należy zwrócić uwagę na: charakter prawny operatora pomiarów, kwestię wymiany informacji pomiarowych oraz niektóre ograniczenia przy wprowadzaniu możliwych rozwiązań.

3. Charakter prawny operatora pomiarów

Podmiotem odpowiedzialnym za dokonywanie pomiaru energii odebranej jest operator systemu dystrybucyjnego. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Rozdzielczej (dalej „IRiESD”) (w słowniczku części szczegółowej) posługują się pojęciem ‘administratora pomiarów’. Administratorem pomiarów jest ta jednostka organizacyjna OSD, która odpowiedzialna jest za obsługę i kontrolę układów pomiarowych. Administrator pomiarów jest zatem wewnętrzną jednostką organizacyjną OSD. Zważywszy na fakt, iż układy pomiarowe są własnością albo OSD albo odbiorców energii administrator pomiarów zajmuje się obsługą i kontrolą urządzeń własnych oraz urządzeń należących do odbiorców.

Kwestią wymagającą rozważenia jest ustalenie charakteru prawnego administratora pomiaru oraz rozważenie możliwości odmiennego umiejscowienia administratora pomiarów.

Z działalnością administratora pomiarów wiąże się prawo i obowiązek kontroli układów pomiarowych, ich obsługa oraz inne czynności wynikające wprost z umowy czy IRiESD. Funkcje administratora pomiarów można przypisać konkretnym osobom. Osoby te są obecnie zatrudnione przez OSD⁸. Tym samym administratorowi pomiarów działającemu w strukturze OSD niewątpliwie można przypisać pewne funkcje, czynności, osoby oraz majątek. W naszej ocenie ten zespół funkcji, osób oraz majątek administratora pomiarów można z punktu widzenia prawa traktować jako przedsiębiorstwo (zorganizowaną część przedsiębiorstwa).

⁸ W przypadku niektórych OSD pewne funkcje operatora pomiarów takie jak np. odczyt danych wykonywane są przez firmy zewnętrzne na podstawie umowy z OSD.

Zgodnie z art. 55¹ k.c. przedsiębiorstwo jest zorganizowanym zespołem składników niematerialnych i materialnych przeznaczonym do prowadzenia działalności gospodarczej⁹.

Po przeprowadzeniu dalszych szczegółowych analiz prawnych i podatkowych możliwe wydaje się opisanie „przedsiębiorstwa” administratora pomiarów. Wydzielenie i opisanie administratora pomiarów polegałoby na przypisaniu mu konkretnych pracowników, umów, czynności, ustaleniu wartości wykonywanych czynności, itd.¹⁰ Jakkolwiek niniejszy raport nie traktuje o celowości i zasadności wydzielenia abstrakcyjnego przedsiębiorstwa administratora pomiarów wydaje się, iż z prawnego punktu widzenia przyjęcie takiej konstrukcji byłoby teoretycznie możliwe do zrealizowania.

Kwestią wymagającą ustalenia w przypadku opisywania przedsiębiorstwa administratora pomiarów byłoby przesądzenie do kogo w przyszłości miałyby należeć urządzenia pomiarowe. Urządzenia pomiarowe należące do OSD mogłyby albo w dalszym ciągu stanowić własność OSD albo mogłyby stać się własnością OP należącego do OSD. Z prawnego punktu widzenia wszystkie te czynności dokonywane byłyby w ramach restrukturyzacji wewnętrznej jednego podmiotu tj. OSD i nie wydaje się, iżby w przypadku woli OSD ich przeprowadzenia było utrudnione¹¹.

⁹ Obejmuje ono w szczególności: (i) oznaczenie indywidualizujące przedsiębiorstwo lub jego wyodrębnione części (nazwa przedsiębiorstwa); (ii) własność nieruchomości lub ruchomości, w tym urządzeń, materiałów, towarów i wyrobów, oraz inne prawa rzeczowe do nieruchomości lub ruchomości; (iii) prawa wynikające z umów najmu i dzierżawy nieruchomości lub ruchomości oraz prawa do korzystania z nieruchomości lub ruchomości wynikające z innych stosunków prawnych; (iv) wierzytelności, prawa z papierów wartościowych i środki pieniężne; (v) koncesje, licencje i zezwolenia; (vi) patenty i inne prawa własności przemysłowej; (vii) majątkowe prawa autorskie i majątkowe prawa pokrewne; (viii) tajemnice przedsiębiorstwa; (ix) księgi i dokumenty związane z prowadzeniem działalności gospodarczej.

¹⁰ Zważywszy na stosunkowo skomplikowaną strukturę przedsiębiorstw energetycznych, spółki te często decydują się na przeprowadzenie restrukturyzacji. Celem restrukturyzacji jest wydzielenie działalności względnie połączenie tych samych funkcji w jednym miejscu. Restrukturyzacja może polegać na wydzieleniu zorganizowanej części przedsiębiorstwa i przeniesieniu tego przedsiębiorstwa do innego podmiotu. Niekiedy restrukturyzacja może mieć więcej cech outsourcingu funkcji bez wydzielenia przedsiębiorstwa. Wówczas dochodzi do przejścia poszczególnych osób do innego podmiotu, zawarcia umów o współpracę (umów serwisowych) i świadczenia usług. Zwykle celem tych operacji jest poprawa zarządzania, koncentracja na działalności podstawowej spółki (wydzielającej przedsiębiorstwo, dokonującej outsourcingu usług). Sposób wydzielenia wymaga przed wszystkim analizy z punktu widzenia procesów biznesowych, kosztów oraz uzyskiwanych efektów końcowych.

¹¹ Jak wynika z informacji uzyskanych od Vattenfall Distribution Poland S.A. „cała odpowiedzialność w zakresie układów pomiarowych klientów biznesowych realizowana jest w Dziale Operatora Pomiarów-Klienci Biznesowi. W procesie odczytowym ten dział spółki dystrybucyjnej (podkr. moje) odpowiada za przekazanie do rozliczeń prawidłowych danych pomiarowych, naliczanie ryczałtów z uszkodzonych układów pomiarowych oraz zleca i nadzoruje czynności eksploatacyjne i reklamacyjne wykonywane przez spółkę wykonawczą Vattenfall Network Services Poland fizycznie realizującą w imieniu Vattenfall

Wydzielenie i opisanie abstrakcyjnych przedsiębiorstw operatorów pomiarów w ramach OSD mogłoby stanowić pierwszy krok do dokonywania ewentualnej dalszej restrukturyzacji. Wydaje się także, iż szczegółowe opisanie funkcji administratora pomiarów oraz technicznych możliwości wydzielenia administratora pomiarów ze struktury OSD byłoby kluczowe dla realizacji rozważanego procesu. Przesądzenie tych kwestii pozwalałoby na podjęcie próby dostosowania infrastruktury prawnej (tak ustawowej jak i umownej).

4. Charakter danych pomiarowych

Jak wskazano wyżej własność urządzeń pomiarowych w Polsce należy do OSD (IV-VI grupa przyłączeniowa) albo do odbiorców (I-III grupa przyłączeniowa). Umowy o przyłączenie do sieci nie przesądzają kwestii własności danych pomiarowych. Można argumentować, że własność urządzeń pomiarowych powinna przesądzać o kwestii własności danych pomiarowych. Zgodnie z tym poglądem w Polsce właścicielem części danych pomiarowych byłiby odbiorcy a części OSD. Wydaje się, iż przyjęcie takiej interpretacji byłoby nieprawidłowe.

Dane pomiarowe stanowią swoisty rezultat stosunku zobowiązaniowego (stosunków zobowiązaniowych) pomiędzy przedsiębiorstwem sieciowym (przedsiębiorstwem obrotu) a odbiorcą. Tym samym każda ze stron tego stosunku na podstawie umowy ma prawo uzyskania tych danych oraz dysponowania nimi. Swoboda dysponowania tymi danymi nie jest jednak nieograniczona. W naszej ocenie indywidualne dane pomiarowe (dla każdej godziny doby) bez względu na własność układu pomiarowego, które indywidualizują odbiorcę i winny być raczej traktowane jako dane osobowe odbiorcy (szerzej poniżej). Podmiot przyłączający do sieci ma możliwość korzystania z tych danych na mocy umowy (prawo odczytu) na własne potrzeby niemniej nie oznacza to, iż OSD miałby prawo swobodnego przekazywania tych danych innym podmiotom bez zgody zainteresowanych. Wydaje się, iż prawo udostępniania danych pomiarowych innym podmiotom przez podmiot upoważniony do odczytu wymagałoby zgody odbiorcy. Kwestia przekazywania danych pomiarowych operatorowi pomiaru winna zostać rozwiązana w umowie o przyłączenie z odbiorcą.

Distribution Poland S.A. czynności zabudów wybudów, modernizacji, kontroli, wymian usterkowych i legalizacyjnych”.

Kwestie ochrony danych osobowych, a za takie naszym zdaniem należy traktować dane dotyczące indywidualnej konsumpcji określonego konsumenta uregulowane są w ustawie z dnia 29 sierpnia 1997 r. *o ochronie danych osobowych*, dalej ‘ustawa’ (tekst jednolity: Dz. U. z 2002 r. Nr 101, poz. 926, ze zm.). Zgodnie z art. 6 tej ustawy, za dane osobowe uważa się wszelkie informacje dotyczące zidentyfikowanej lub możliwej do zidentyfikowania osoby fizycznej. Identyfikacja w tym rozumieniu oznacza możliwość określenia tożsamości, pośrednio lub bezpośrednio, na podstawie określonych kryteriów, w tym numeru identyfikacyjnego, czy też jednej lub kilku specyficznych czynników, jak: cechy ekonomiczne, czy społeczne. Z uwagi zatem na fakt, iż na podstawie danych pomiarowych oraz powiązanych z nimi danych personalnych można zidentyfikować konkretnego konsumenta, jego dane licznikowe są traktowane jako dane osobowe podlegające ochronie na podstawie tej ustawy.

Takie dane osobowe zbierane w zbiorze danych przez administratora danych można przetwarzać na warunkach określonych w tej ustawie. Za administratora danych uważa się podmioty określone w art. 3 ustawy. Należą do nich organy państwowe (np.: Prezes URE), jak również podmioty gospodarcze w związku z ich działalnością zarobkową (np.: OSD), tudzież celami statutowymi. Za zbiór danych uważa się każdy posiadający określoną strukturę zestaw danych o charakterze osobowym, dostępnych według określonych kryteriów, niezależnie od tego, czy zestaw ten jest rozproszony lub podzielony funkcjonalnie. Za taki zbiór uważa się również dane zagregowane w systemie informatycznym, czyli w zespole współpracujących ze sobą urzędów, programów, procedur przetwarzania informacji i narzędzi programowych zastosowanych w celu przetwarzania danych. Oznacza to zatem, że dane zbierane przez OSD i przetwarzane zarówno przez OSD jak i operatora pomiarów są uważane za dane osobowe i podlegają ochronie na podstawie ww. ustawy. Dane te mogą być przetwarzane (zbierane, utrwalane, przechowywane, opracowywane, zmieniane, udostępniane, itd.) po spełnieniu określonych kryteriów.

Na podstawie art. 23 ust. 1 tej ustawy, przetwarzanie powyższych danych pomiarowych jest dopuszczalne tylko wtedy, gdy: (i) osoba, której dane dotyczą, wyrazi na to zgodę, chyba że chodzi o usunięcie dotyczących jej danych; (ii) jest to niezbędne dla zrealizowania uprawnienia lub spełnienia obowiązku wynikającego z przepisu prawa; (iii) jest to konieczne do realizacji umowy, gdy osoba, której dane dotyczą, jest jej stroną lub gdy jest to niezbędne

do podjęcia działań przed zawarciem umowy na żądanie osoby, której dane dotyczą; (iv) jest niezbędne do wykonania określonych prawem zadań realizowanych dla dobra publicznego; (v) jest to niezbędne dla wypełnienia prawnie usprawiedliwionych celów (np.: marketing bezpośredni własnych produktów lub usług administratora danych), realizowanych przez administratorów danych albo odbiorców danych, a przetwarzanie nie narusza praw i wolności osoby, której dane dotyczą.

W przypadku zbierania danych osobowych przez OSD na potrzeby obsługi systemu pomiarowego, zbieranie tych danych jest niezbędne dla realizacji umowy, w szczególności wystawienia faktury. Nie jest zatem konieczne uzyskiwanie dodatkowej zgody konsumenta. W przypadku operatora pomiarów zgoda taka wydaje się niezbędna. Operator pomiarów uzyskuje dane od OSD lub bezpośrednio z liczników, przetwarza je oraz może je udostępniać. Koniecznym wydaje się zawarcie odpowiednich uregulowań w przepisach powszechnie obowiązujących albo też zawarcie odpowiedniej klauzuli o wyrażeniu zgody przez konsumenta. Niezależnie od wybranego modelu (zawarcie nowych uregulowań prawnych albo zgoda wyrażona w umowie), konsument nie powinien mieć prawa odmowy dostępu do jego danych przez operatora pomiarów. Operator pomiarów oprócz działalności komercyjnej związanej z udostępnianiem zagregowanych danych podmiotom trzecim za wynagrodzeniem, będzie również udostępniał te dane odpowiednim organom administracji publicznej na ich potrzeby (statystyka, kontrola rynku). Działania tego rodzaju, jako działania realizowane dla dobra publicznego powinny być udostępnione. Konsument może natomiast odmówić dalszego przekazywania jego danych innym podmiotom przez operatora pomiarów. W tym miejscu należy zastanowić się, jakie dane konsumenta powinny być tym brakiem zgody chronione. Wydaje się, iż chronione powinny być tylko takie dane które identyfikują go bezpośrednio (np.: imię i nazwisko, adres). Dane określające profil indywidualnej konsumpcji powinny być dostępne bez ograniczeń.

Operator pomiarów, jako administrator danych będzie zobowiązany do zabezpieczenia tych danych oraz dalszego udostępniania ich na warunkach określonych w ustawie. Dodatkowo, prowadzony przez niego zbiór danych powinien być zgłoszony Generalnemu Inspektorowi Ochrony Danych Osobowych. Zgłoszenie takie powinno zawierać informacje określone w art. 41 ustawy.

5. Rekomendacja

Reasumując, w opinii doradców poniższe rozwiązanie wydaje się najbardziej zasadne.

- (1) Dane pomiarowe indywidualizujące odbiorcę i traktowane jako dane osobowe, niezależnie od własności urządzeń pomiarowych są zawsze własnością odbiorcy. Mają one bowiem na tyle indywidualny charakter, iż nie można traktować ich jako elementu systemu opomiarowania. Stanowią one bowiem istotną przesłankę aktywności danego odbiorcy na rynku energetycznym. Z tego względu to odbiorca jest właścicielem tych danych.
- (2) OSD ma prawo do korzystania i przetwarzania tych danych pomiarowych, gdyż łączy go z odbiorcą umowa na świadczenie usług przesyłowych lub umowa kompleksowa. Dane pomiarowe są niezbędne do realizacji tej umowy, co na podstawie art. 23 ust. 1 sankcjonuje korzystanie z tych danych i ich przetwarzanie przez OSD.
- (3) Dostawca energii, który ma zawartą umowę z odbiorcą na zakup określonej ilości energii ma również prawo do korzystania i przetwarzania tych danych pomiarowych, gdyż łączy go z odbiorcą umowa dostawy. Dane pomiarowe są niezbędne do realizacji tej umowy, co na podstawie art. 23 ust. 1 sankcjonuje korzystanie z tych danych i ich przetwarzanie przez dostawcę.
- (4) W przypadku powołania Operatora Pomiarów, miałby on prawo korzystania i przetwarzania danych pomiarowych z uwagi na interes o charakterze publicznym, który realizuje.
- (5) Udostępnianie danych pomiarowych innym uczestnikom rynku, np.: innym dostawcom, przez podmiot inny niż sam odbiorca zależy od formy tych danych. Jeżeli są to wyłącznie profile zużycia, które nie identyfikują konkretnego odbiorcy mogą być udostępniane bez zgody tego odbiorcy. Jeżeli natomiast udostępniane są dane, które pozwalają na identyfikację danego odbiorcy, powinien on mieć prawo wyrażenia sprzeciwu na przekazywanie tego rodzaju danych. W zależności od tego kto będzie administratorem danych pomiarowych (OSD, Operator Pomiarów, czy też podmiot trzeci) umowa

łącząca odbiorcę z administratorem danych powinna przewidywać możliwość wyrażenia takiego sprzeciwu.

- (6) Z uwagi na fakt, iż rekomendowanym modelem rynku w tym zakresie będzie umiejscowienie operatora pomiarów w każdym OSD, które będzie odpowiedzialne za zarządzanie całą infrastrukturą opomiarowania, umowa łącząca odbiorcę energii z OSD powinna zawierać paragraf umożliwiający wyrażenie sprzeciwu przez odbiorcę. W przypadku braku sprzeciwu, OSD może udostępniać dane pomiarowe w pełnym zakresie.

6. Przykładowe modele umiejscowienia operatora pomiarów

6.1. Wstęp

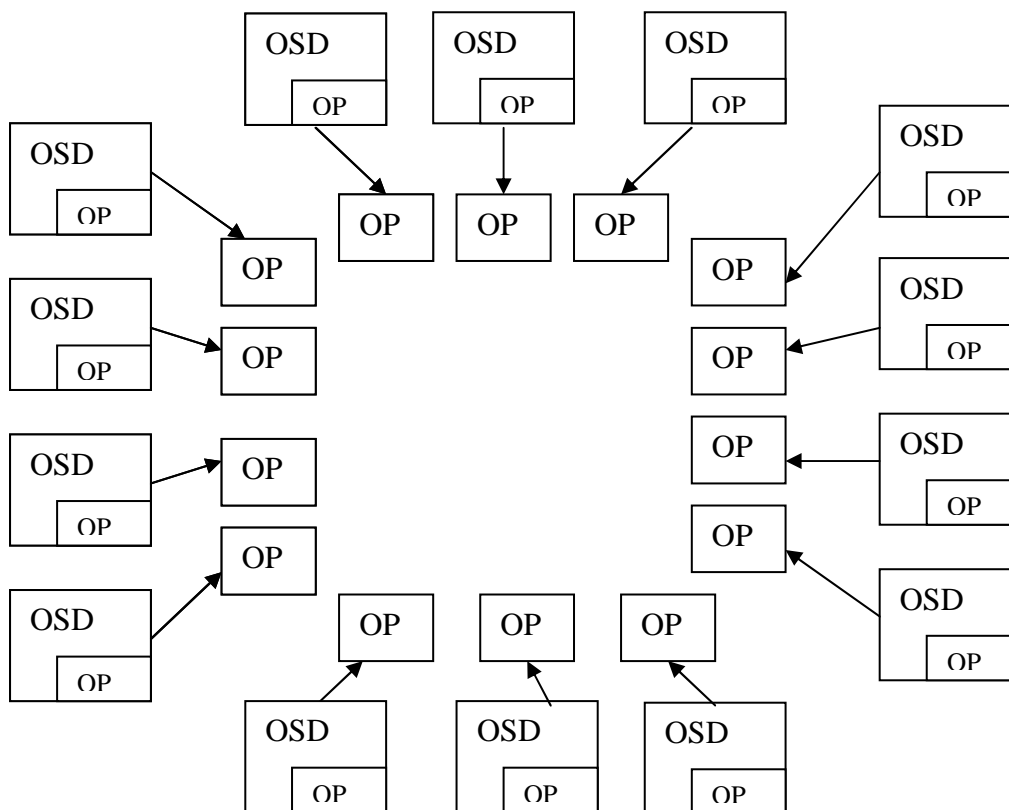
Proponując model prawny w zakresie umiejscowienia OP, konieczne jest zwrócenie uwagi na korzyści, jakie różne podmioty mogą i powinny z tego tytułu uzyskiwać. Pewne modele mogą być korzystne dla określonych grup podmiotów, ale nie spełniać oczekiwań pozostałych. Generalnie 6 grup podmiotów może uzyskiwać korzyści z istnienia SM: (i) OSD w zakresie redukcji kosztów działalności i lepszego zarządzania dystrybucją; (ii) sprzedawcy energii w zakresie lepszego dostępu do danych pomiarowych konsumentów oraz marketingu swoich towarów; (iii) OSP w zakresie redukcji ograniczeń mocy na poziomie regionalnym i ogólnokrajowym oraz zwiększania efektywności przesyłu; (iv) organizacje zrzeszające przemysł w zakresie reprezentowania interesów różnych grup; (v) Regulator rynku w zakresie zachowania konkurencyjności rynku i konkurencji na rynku, promocji efektywności energetycznej, zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, redukcji emisji dwutlenku węgla; (vi) organizacje społeczne w zakresie dbania o interesy konsumentów co do dokładności pomiarów i ich ochrony przed nieuczciwymi praktykami handlowymi. Ochrona interesów tych grup przekłada się również na kwestie umiejscowienia operatora pomiarów. Pewne rozwiązania mogą dawać większe korzyści OSD (np: model scentralizowany), inne konsumentom i sprzedawcom (np.: model funkcjonalny). Analizując zatem poniżej przedstawione modele należy mieć na uwadze ich znaczenie dla różnych uczestników rynku energii elektrycznej.

Nie przesądzając kwestii tego umiejscowienia operatora pomiarów, należy podkreślić, iż bez względu na stopień rozwoju rynku i zakres rozdziału działalności na rynku energetycznym, opomiarowanie i bilingowanie nie są częścią naturalnego monopolu jaki mają OSD. Z tego względu, z prawnego punktu widzenia, te usługi mogą być oddzielone od działalności OSD i przekazane innemu podmiotowi.

Dodatkowo, nie przesądzając modelu operatora pomiarów należy zwrócić uwagę na to, iż tworzony model rynku może umożliwić w dłuższym horyzoncie czasowym prowadzenie działalności operatora pomiarów w odniesieniu również do innych towarów, takich jak: gaz, ciepło, woda przez ten sam podmiot.

6.2. Model zdecentralizowany

Model zdecentralizowany sprowadza się do wydzielenia operatora pomiarów ze struktur każdego OSD. Wydzielenie OP ze struktur OSD do innego podmiotu. OP może być własnością albo OSD albo podmiotu trzeciego.



Z prawnego punktu widzenia wydzielenie operatora pomiarów mogłoby nastąpić albo poprzez jego wydzielenie do spółki należącej do OSD albo poprzez wydzielenie do podmiotu umiejscowionego poza strukturą spółki nienależącej do OSD¹². W przypadku wydzielenia, obok OSD powstawałby odrębny podmiot prawny – operator pomiarów (OP).

W sytuacji OP kontrolowanego przez OSD otwarta pozostawałaby kwestia niezależności operatora pomiarów od OSD. W tym wypadku można byłoby posłużyć się regulacjami analogicznymi do tych, o których mowa w art. 9d Prawa energetycznego. Przyjmując te regulacje za podstawę niezależności operatora pomiaru można by przyjmować, że: operatorzy pomiarów będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, powinni pozostawać pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od innych działalności niezwiązanych z ich działalnością. W celu zapewnienia niezależności operatora musiałyby zostać spełnione np. łącznie następujące

¹² Ilekroć będzie mowa o udziałach należy przez to rozumieć także akcje. Niniejsza analiza w jakikolwiek sposób nie przesądza formy prawnej (spółka z ograniczoną odpowiedzialnością, spółka akcyjna) wydzielonego operatora pomiarów.

kryteria: (i) osoby odpowiedzialne za zarządzanie nie mogłyby uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się także działalnością gospodarczą niezwiązaną z energią elektryczną ani być odpowiedzialne - bezpośrednio lub pośrednio - za bieżącą działalność w zakresie wykonywanej działalności gospodarczej innej niż wynikająca z zadań operatorów pomiaru; (ii) osoby odpowiedzialne za zarządzanie powinny mieć zapewnioną możliwość niezależnego działania; (iii) operatorzy powinni mieć zapewnione prawo podejmowania niezależnych decyzji w zakresie zarządzanego majątku koniecznego do ich działania, w tym eksploatacji, konserwacji, remontów lub rozbudowy sieci; (iv) kierownictwo przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo nie powinno wydawać operatorom poleceń dotyczących ich bieżącego funkcjonowania ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że te polecenia lub decyzje dotyczyłyby działań operatorów, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub równoważny dokument.

W przypadku modelu operatora pomiaru niezależnego od OSD lecz pozostającego w strukturach grupy kapitałowej OSD powstałoby przynajmniej 14 niezależnych operatorów pomiaru wyposażonych w majątek. W takim wypadku konieczne byłoby ustalenie zakresu obowiązków przekazywania danych pomiarowych innym operatorom pomiaru. W celu implementacji tego rozwiązania do rozważenia byłyby zarówno instrumenty administracyjne albo cywilnoprawne. Kwestią byłoby rozstrzygnięcie sposobu wymiany zebranych informacji (umowy dwustronne, umowa wielostronna, inne), standardu przekazywanych informacji (instrukcja funkcjonowania operatorów pomiaru), zasad ochrony informacji, sposobu wyrażania zgody przez odbiorców, itd.

Nie można wykluczyć, że niezależność operatora pomiarów wzorowana na niezależności OSD nie byłaby wystarczająca do realizacji celu wydzielania operatorów pomiaru. Gdyby z analiz wynikało, że przyjęcie rozwiązania niezależnego operatora pomiarów pozostającego w strukturach OSD było niewystarczające i nie spełniałoby oczekiwań stawianych przed niezależnym operatorem pomiarów wówczas należałoby rozważyć własnościowe wydzielenie operatorów pomiaru. W takim wypadku OSD winny dokonać zbycia wydzielonych operatorów pomiaru. Wydzielenie operatora pomiarów poza struktury OSD wymagałoby m.in.:

- (a) przekonania OSD co do celowości zbycia przedsiębiorstwa/ udziałów w operatorze pomiarów. W naszej ocenie wydzielenie operatorów pomiaru poza strukturę OSD bez uzgodnienia tej operacji z OSD mogłoby zostać potraktowane jako działanie naruszające Konstytucyjne prawa przedsiębiorców (swoboda działalności gospodarczej, prawo własności, etc). Powyższe mogłoby wiązać się szeregiem postępowań sądowych. Nie można wykluczyć, iż w przypadku prawidłowego przygotowania koncepcji wydzielenia operatorów pomiaru, OSD uznałyby celowość takiego wydzielenia i dostrzegłyby w tym własny interes. W przypadku podjęcia działań wbrew albo bez uwzględnienia interesów OSD ustanowienie niezależnego OP mogłoby okazać się bardzo trudne¹³ a dodatkowo wprowadzałoby element niepewności regulacyjnej.
- (b) ustalenia ekwiwalentnego wynagrodzenia za przedsiębiorstwo/udziały w operatorze pomiarów w przeciwnym razie OSD mogłyby podnosić zarzut wyłączenia.
- (c) zawarcia umów przez nowy podmiot OP z OSD zapewniający prawidłową obsługę i eksploatację pomiarów. Bez przesądzenia docelowego modelu oraz wskazania funkcji OP omówienie relacji kontraktowych pomiędzy uczestnikami rynku nie jest możliwe.
- (d) zmian w prawie. Nie można wykluczyć, że stworzenie niezależnych OP musiałyby się wiązać z wprowadzeniem koncesjonowania OP a być może także taryfowanie ich działalności. Bez przesądzenia docelowego modelu wskazanie koniecznych zmian w prawie nie wydaje się zasadne.

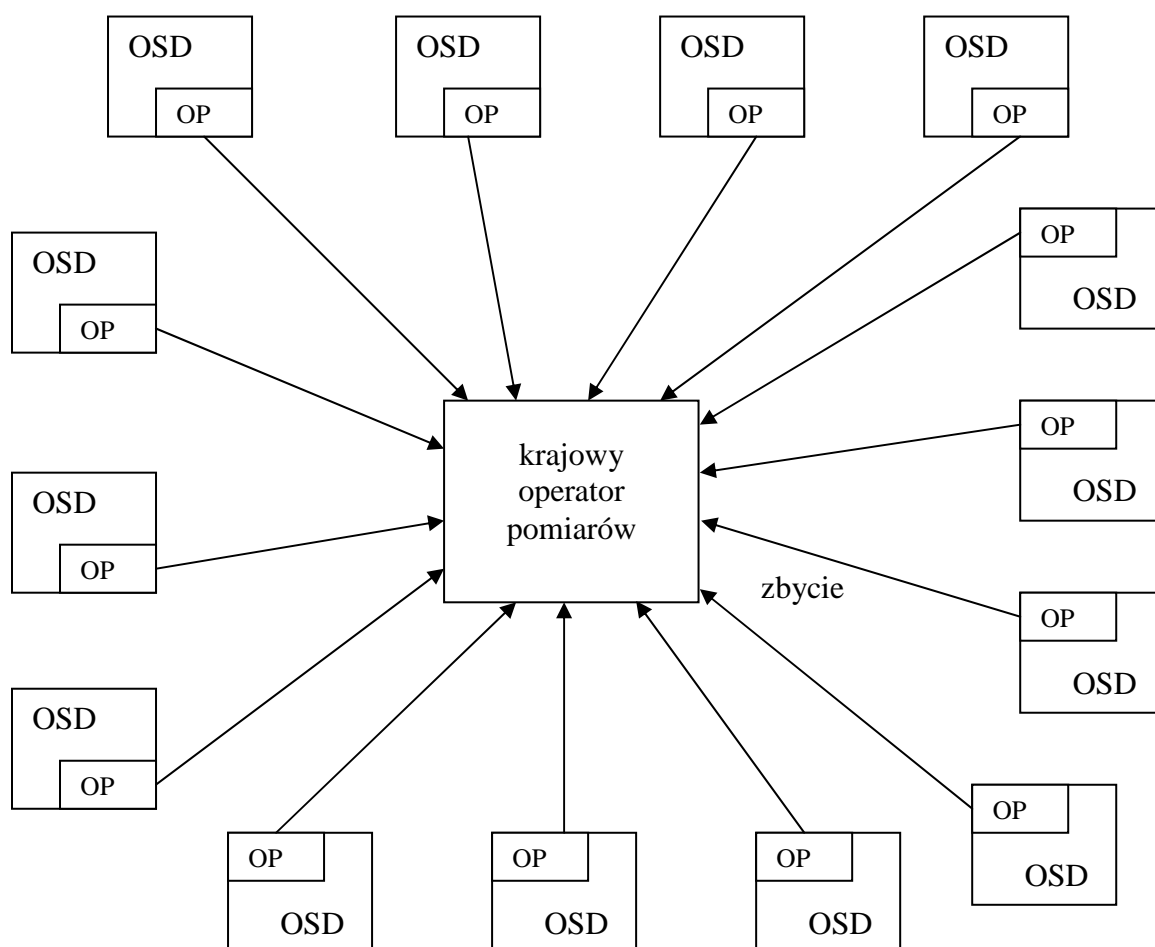
Wydzielenie własnościowe operatorów pomiaru byłoby niewątpliwie rozwiązaniem bardzo daleko idącym. Nie można wykluczyć, że OP dysponując różnymi systemami transferu danych oraz różnymi protokołami tego transferu mogłyby powodować istotne ograniczenie w ich dostępności dla pozostałych podmiotów, zarówno dla celów rynkowych jak i celów o charakterze interesu publicznego. Z drugiej jednak strony konkurencja pomiędzy OP

¹³ Można antycypować, że proces wydzielenia OP wbrew OSD miałby wiele wspólnego z kwestią rozwiązywania kontraktów długoterminowych w Polsce.

stworzyłaby odrębny segmenty rynku. OP konkurowałyby ze sobą o prawo do dokonywania pomiarów, instalacji układów pomiarowych.

6.3. Model scentralizowany

Nie można wykluczyć, iż w przypadku wydzielenia operatorów pomiarów z poszczególnych OSD możliwe byłoby połączenie tych operatorów i utworzenie jednej spółki (krajowy operator pomiarów).



Wydzielenie operatorów pomiarów poprzez wydzielenie zorganizowanych części przedsiębiorstw z OSD i wniesienie ich do jednego podmiotu.

W przypadku utworzenia jednego operatora pomiarów - krajowego operatora pomiarów również konieczne byłoby rozważenie struktury własnościowej. Właścicielem krajowego operatora pomiarów mogłyby np. stać się OSD proporcjonalnie do wnoszonego majątku. W przypadku utworzenia jednego krajowego operatora pomiarów powstałby jeden (quasi-

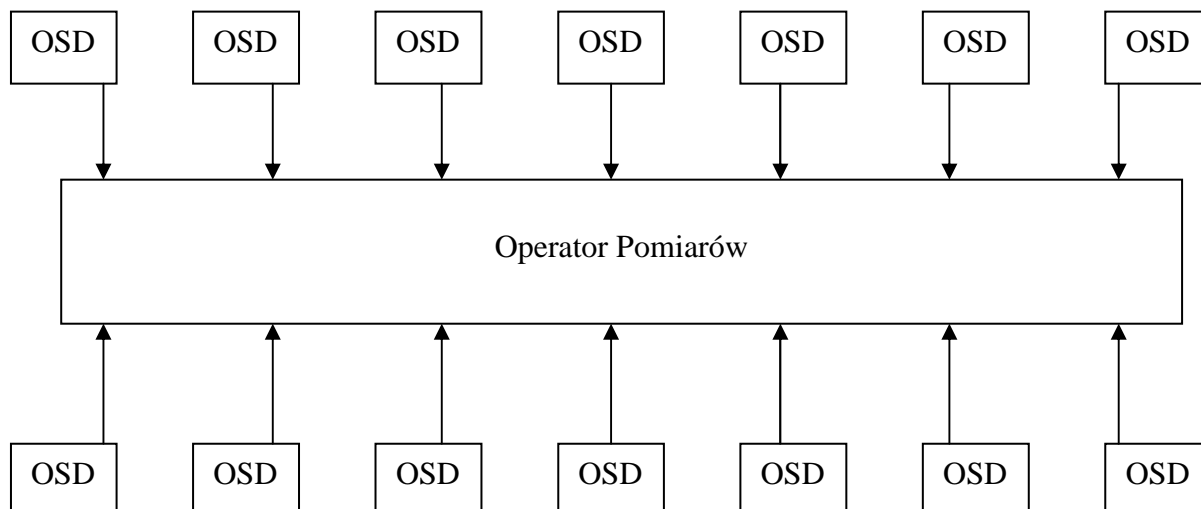
monopolistyczny) podmiot odpowiedzialny za instalację, kontrolę i obsługę układów pomiarowych oraz inne czynności operatora pomiarów. Ze swej istoty podmiot ten musiałby zatrudniać osoby oraz posiadać majątek na terenie całego kraju. Przesądzenia wymagałyby podział funkcji pomiędzy OSP a krajowego operatora pomiarów.

Zaletą takiego rozwiązania byłoby m.in. możliwość wypracowania jednolitego rozwiązania dla wszystkich uczestników rynku. Dodatkowo, gdyby współwłaścicielem tego podmiotu były wszystkie OSD nie można wykluczyć, że przyjęte rozwiązania nie byłyby dyskryminujące. Niewątpliwą wadą takiego rozwiązania byłoby zmonopolizowanie funkcji OP w jednej spółce. W tym wypadku rola regulatora musiałaby być większa np. poprzez zatwierdzenia instrukcji funkcjonowania takiego operatora pomiarów.

Dodatkowo, należy zauważyć, iż ten model może również rodzić zagrożenie z punktu widzenia rozwoju rynku konkurencyjnego. Wydaje się, że zagrożenie będzie mniejsze niż w przypadku modelu zdecentralizowanego, gdyż przenikanie się interesów różnych OSD w ramach jednego podmiotu może prowadzić do zachowania równowagi konkurencyjnej w tym podsektorze rynku. Możliwość unifikacji systemów agregacji i transferu danych również to zagrożenie ogranicza. Pozostaje jednak kwestia dostępności tych danych pomiarowych dla innych podmiotów, (np.: niezależnych dostawców) oraz zapewnienia konkurencji w tym podsektorze rynku, gdyż tworzy się w istocie kolejny monopol naturalny.

6.4. Model funkcjonalny

Jeżeli przyjąć, że kluczowa dla rozwoju konkurencyjnego rynku energii elektrycznej jest wyłącznie dostępność do danych pomiarowych nie można wykluczyć przyjęcia odmiennej koncepcji niezależnego operatora pomiarów. Jedną z takich koncepcji może być ustanowienie operatora pomiaru jako podmiotu (podmiotów) odpowiedzialnego za zbieranie danych pomiarowych od odbiorców, od OSD lub bezpośrednio z liczników, przetwarzania ich oraz udostępniania ich innym zainteresowanym podmiotom.



Zgodnie z tym modelem ze struktur OSD nie wydzielano by OP rozumianego jako przedsiębiorstwo OP (posiadające własny majątek). Na OSD natomiast nałożony zostałby obowiązek udostępniania danych pomiarowych oraz format w jakim te dane powinny być udostępniane albo też nałożono by obowiązek udostępniania danych licznikowych.

Analiza aspektów prawnych implementacji takiego funkcjonalnego modelu operatora wymagałaby przesądzenia następujących kwestii:

- (a) czy funkcjonalny model operatora pomiarów byłby scentralizowany (jak na rysunku) czy zdecentralizowany. W przypadku modelu scentralizowanego powstawałby jeden nowy podmiot - operator pomiarów, który nie dysponując majątkiem pomiarowym na podstawie umów (lub powszechnie obowiązujących przepisów) zbierałby dane pomiarowe z OSD, standaryzowałby je oraz za zgodą odbiorców udostępniałby je podmiotom zainteresowanym na rynku). W przypadku modelu zdecentralizowanego mogłoby powstać wiele podmiotów – niezależnych operatorów pomiaru wykonujących te funkcje.
- (b) czy funkcje operatora pomiarów w tym modelu pełniłby podmiot komercyjny, czy np. organ administracji publicznej. Nie można wykluczyć, że funkcje takiego operatora pomiarów mógłby pełnić np. Prezes URE. Funkcje takiego

operatora pomiarów mógłby zapewne także pełnić podmiot powołany wspólnie przez wszystkich OSD.

- (c) jakie dokładnie funkcje pełniłby w tym modelu operator pomiarów i w jakim celu. Jeżeli wyłącznym celem operatora pomiarów byłoby zbieranie i udostępniania danych pomiarowych w celu rozwoju konkurencyjnego rynku, wówczas należałoby przesądzić charakter i format tych danych. W przypadku jednak, gdyby cel działania takiego podmiotu przewidywał także inne czynności np. związane z monitorowaniem kosztów OSD (weryfikowanie danych przedstawianych do taryfikacji np. w zakresie start sieciowych) wówczas należałoby dostosować proponowany model do tych funkcji.
- (d) czy operator pomiarów mógłby angażować się w świadczenie usług pomiarowych także innych towarów (np. woda, gaz, ciepło).
- (e) komu operator pomiarów miałby przekazywać dane, czy wszystkim zainteresowanym na rynku, czy określonym grupom podmiotów.

Przesądzenie tych okoliczności umożliwiłoby w większym zakresie dostosowanie do rozważanego rozwiązania infrastrukturę prawną.

Oprócz korzyści jakie to rozwiązanie może rodzić dla różnych grup uczestników rynku, w szczególności w zakresie wymiany i zarządzania danymi, istnieje pewne ryzyko w zakresie prawidłowego określenia formatu przekazywanych danych, tak aby mogły one stanowić podstawę do konstruowania zróżnicowanych ofert marketingowych. Rozwiązanie to nie tworzyłoby także nowego segmentu rynku polegającego na zaoferowaniu odbiorcom konkurencyjnych ofert w zakresie instalacji, odczytu i konserwacji w zakresie urządzeń pomiarowych.

V. Propozycje założeń do umów regulujących stosunki między właścicielami a użytkownikami urządzeń pomiarowych

Jak wskazano wyżej kwestia własności urządzeń pomiarowych naszym zdaniem nie przesądza o własności, czy prawie dysponowania danymi pomiarowymi. Kwestia prawa dysponowania danymi pomiarowymi jest raczej pochodną relacji kontraktowych i zgody uczestników rynku na udostępnianie niektórych danych (osobowych) podmiotom trzecim. Ponieważ podstawową umową określającą *ab initio* stosunki pomiędzy OSD a odbiorcą jest umowa o przyłączenie do sieci, elementem tej umowy może być (zależnie od wybranego modelu) zgoda na przekazywanie danych pomiarowych osobom trzecim. Aby jednak określić kształt postanowień umowy należałoby uprzednio przesądzić charakter danych (dane osobowe pozwalające na indywidualizację odbiorcy czy nie). W przypadku danych traktowanych jako dane osobowe uzyskanie zgody odbiorcy byłoby niezbędne. Nie można wykluczyć, iż w przypadku wprowadzenia SM odbiorca udostępniłby swoje dane pomiarowe w formie elektronicznej dowolnie wybranemu sprzedawcy. W takim wypadku odbiorcy należałoby umożliwić stały monitoring zużycia oraz możliwość generowania zestawień zużycia w celu ich przekazania innym podmiotom.

Uzyskana przez odbiorców techniczna możliwość przekazywania danych pomiarowych innym podmiotom nie musiałaby iść w parze ze świadomością możliwości i skłonnością do przekazywania tych danych. Co więcej, nawet przekazanie danych jednostkowego odbiorcy z punktu widzenia firmy obrotu mogłoby być mało interesujące do stworzenia konkurencyjnej oferty dostawy. W takim wypadku należałoby (zgodnie z modelem funkcjonalnym) rozważyć zobowiązanie OSD do przekazywania danych pomiarowych innym podmiotom. Zobowiązanie to wymagałoby raczej interwencji ustawodawcy. Przygotowanie od strony prawnej takiego rozwiązania wymagałoby ustalenia podmiotów uzyskujących prawo do danych (np. podmioty posiadające koncesję na obrót energią elektryczną). Kluczowe byłoby także wprowadzenie jednolitego standardu przekazywanych danych zarówno pod względem technicznym jak i pod względem użyteczności dla podmiotów mających zamiar korzystania z tych danych. Wstępnie wydaje się, że format i sposób udostępniania danych pomiarowych winien zostać określony w formie rozporządzenia w oparciu o ustawę Prawo energetyczne.

Przedstawienie założeń do umów wymagałoby wypracowania modelu funkcjonowania operatora pomiaru. Nie wydaje się jednak, aby ze względów prawnych przyjęcie któregośkolwiek modelu (po spełnieniu określonych warunków) było niemożliwe.

VI. Analiza możliwości wprowadzenia zróżnicowanych programów taryfowych w odniesieniu do grup odbiorców o podobnych profilach zużycia energii elektrycznej

Celem tej analizy nie jest zaproponowanie konkretnych programów taryfowych, ale przedstawienie kierunków różnicowania taryf, które realizować będą określone cele indywidualne, jak i ogólnospołeczne. Konsument musi mieć interes w tym, że wykorzystując SM zmienia swój indywidualny sposób konsumpcji. Interes konsumenta może być dwojakiego rodzaju. Z jednej strony może on mieć charakter ekonomiczny. Zmiana sposobu konsumpcji może rodzić dla niego ograniczenie kosztów energii elektrycznej. Z drugiej strony, może on być zainteresowany, ażeby jego konsumpcja w jak najmniejszym stopniu negatywnie oddziaływała na środowisko naturalne. Oferowane konsumentom programy taryfowe muszą realizować przynajmniej jeden z tych celów. Dostawca energii (OSD lub dostawca) oferując konsumentom określone programy taryfowe muszą dzięki dostosowaniu się konsumentów do określonych sposobów konsumpcji ograniczać własne koszty, a co jest z tym związane móc w większym stopniu przewidywać sposób indywidualnej konsumpcji.

Wprowadzenie w pełni konkurencyjnego rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej z dniem 1 lipca 2007 r. spowodowało znaczące ograniczenie możliwości taryfowania cen energii elektrycznej przez Regulatorów. Taryfowaniu podlegać będą dalej właściwie usługi przesyłowe. To ograniczenie prawne oznacza inny zakres możliwości wpływania Regulatora na tworzone przez podmioty działające na rynku programy taryfowe dla konsumentów polegać będzie raczej na miękkiej ingerencji, mającej na celu zachęcanie do różnicowania taryf. Interwencja twarda o charakterze regulacyjnym w taryfy i w rynek powinna być ograniczona do sytuacji, w których zapewnienie konkurencji na rynku nie jest możliwe przy wykorzystaniu w pełni mechanizmów rynkowych. W szczególności jest to możliwe w sytuacji, gdy koszty wprowadzania SM przewyższają korzyści dla operatorów tych urządzeń.

Zróżnicowane taryfy w ciągu dnia powinny realnie umożliwiać konsumentom zmianę sposobu konsumpcji energii. Niższa stawka nocna mogłaby być np.: od 21.00 a nie od północy. Stawka szczytowa od nieszczytowej powinna różnić się w istotny sposób. Opłaty stałe powinny być ograniczone do minimum. Można zastanowić się nad wprowadzeniem w okresie przejściowym takich taryf, które w przypadku zachowań *business-as-usual* nie generują dla konsumentów dodatkowych kosztów, ale w przypadku gdy ich zachowania są oszczędnościowe, powodują obniżenie ich rachunków. Negatywnym rozwiązaniem jest pozostawienie jednolitej stawki (*flat price*) niezależnie od ilości elektryczności zużywanej w

ciągu doby przez konsumentów energii, gdyż brak jest bodźców do zwiększania efektywności zużycia i planowania zużycia w konkretnych porach doby. SM umożliwia dostawcom energii indywidualne kalkulowanie taryf za energię do potrzeb danego klienta, dostosowując ją do indywidualnego profilu konsumpcji klienta (grupy klientów).

Wydaje się zatem, iż tworzenie zróżnicowanych programów taryfowych winno stać się domeną firm obrotu a nie powszechnie obowiązujących regulacji.

VII. Analiza prawnych aspektów przygotowania standardowych profili zużycia

Standardowy profil zużycia to zbiór danych o przeciętnym zużyciu energii elektrycznej w poszczególnych godzinach doby przez grupę odbiorców końcowych. Stosuje się go do odbiorców bez urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych, mających zbliżoną charakterystykę poboru energii elektrycznej, zlokalizowanych na obszarze działania danego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego¹⁴.

W chwili obecnej brak jest unifikacji profili stosowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych. Obecne profile zostały opracowane przez każdego z operatorów i różnią się sposobem budowy. Różnią się podziałem na grupy taryfowe, ilość faz, pory roku dni tygodnia itp. Stosowanie tak różnorodnych sposobów budowy standardowych profili zużycia pozostawia pod znakiem zapytania wiarygodność danych pomiarowych przekazywanych przez operatora, a na podstawie tych danych rozliczani są sprzedawcy na rynku bilansującym. Będzie to szczególnie istotne zagadnienie po 1 stycznia 2009 r.

Standardowy profil zużycia dla odbiorców grupy C1 i G może być przydzielony przez operatora systemu dystrybucyjnego i wykorzystywany w bilansowaniu handlowym miejsc dostarczania energii elektrycznej, dla odbiorców o mocy umownej nie większej niż 40 kW.¹⁵ Z prawnego punktu widzenia korzystanie ze standardowych profili zużycia może być alternatywnym rozwiązaniem dla wprowadzania systemu inteligentnego opomiarowania. Pozwala on na uśrednienie zużycia energii w danej grupie odbiorców. Profile zużycia powinny umożliwić uzyskanie jednogodzinnych charakterystyk (krzywych) obciążeń odbiorców energii elektrycznej, w zależności od zakwalifikowania odbiorców do odpowiednich grup przez OSD, w wymiarze rocznym (wieloletnim) przy zastosowaniu istniejącego systemu. Problemem może być różnica pomiędzy danymi profilowymi a faktycznym zużyciem energii.

Związany z tym zagadnieniem, które wymaga rozwiązania jest ilość standardowych profili, jaka będzie przygotowywana. Należy założyć, że im większa będzie liczba profili, tym mniejsze będą średnie odchylenia między profilem a faktycznym zużyciem. Nawet przy

¹⁴ Szerzej zob. Raport 4, str. 14 i n.

¹⁵ Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1977r. art. 9g ust.4 poz. 5a. Dz.U. z 2006 r. Nr 89 poz. 625 (z późniejszymi zmianami)

jednym profilu dla danego typu odbiorców, np.: kioski Ruchu, może okazać się, że zużycie energii przez tę grupę będzie się różniło, bo inna jest charakterystyka pracy kiosków ruchu na wsi, a inna w mieście. Takie uśrednianie może wywołać problemy związane z rozliczaniem strat grafikowych. Pomimo, że koszty powyższych odchyień będzie ponosił operator systemu dystrybucyjnego, będzie on starał się przenieść przynajmniej część ryzyka z tym związanego na sprzedawców. W konsekwencji, koszty rynku bilansującego będą musiały być przeniesione na odbiorców w cenie energii.

Prawnym problemem w tym zakresie może być brak przejrzystości cen energii, nieuprawnione przenoszenie kosztów związanych z grafikowaniem strat na sprzedawców, jak również brak przejrzystości cen dla odbiorców, co może ograniczyć dalszy rozwój rynku. Problem dotyczy w istocie grup taryfowych innych niż A, B, C2, gdyż dla tych grup wymagania stawiane układom pomiarowym w praktyce uniemożliwiają rozliczanie zużycia w oparciu o profile.

Przygotowanie i korzystanie ze standardowych profili zużycia powinno być częścią relacji umownych między operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą. Są to podmioty, które z ekonomicznego punktu widzenia są najbardziej zainteresowane tą kwestią. Z uwagi na *quasi* monopolistyczną pozycję operatora systemu dystrybucyjnego na rynku, opracowane profile powinny umożliwiać realizację uprawnień nadzorczych przez Prezesa URE. Wydaje się właściwym unifikacja profili w ramach operatorów systemów dystrybucyjnych.

VIII. Podsumowanie

Szczegółowe podsumowanie raportu 3 możliwe byłoby dopiero po przeprowadzeniu wszystkich analiz i rozważeniu przedstawionych tam aspektów technicznych i ekonomicznych.

Na obecnym etapie prac wydaje się, iż dla wprowadzenia któregośkolwiek z rozwiązań wypracowanie rozwiązań prawnych nie powinno stanowić bariery nie do pokonania. Niewątpliwie wyodrębnienie przedsiębiorstw zajmujących się pomiarami przy jednoczesnym rozdzielaniu własnościowym OP i OSD byłoby rozwiązaniem tworzącym konkurencyjny rynek operatorów pomiaru. Rozwiązanie to jednak byłoby najtrudniejszym do przeprowadzenia. Nie jest jednak jasne, czy zakładanych celów nie udałoby się osiągnąć przy mniejszym nakładzie sił i środków.

Niewątpliwie łatwiejszym (z prawnego punktu widzenia) do wprowadzenia byłoby przygotowanie takiego rozwiązania, które pozwalałoby na korzystanie z danych pomiarowych różnym uczestnikom rynku.

W tym wypadku konieczne byłoby uprzednie przesądzenie sposobu zbierania i udostępniania danych, ustalenie formatu tych danych. Wydaje się, iż także w tym zakresie przygotowanie odpowiedniej infrastruktury prawnej nie powinno stanowić zasadniczej bariery, szczególnie, że jak rozumiemy do rozważenia byłaby także interwencja ustawodawcy.

Akty prawne odnoszące się do układów pomiarowych

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (tekst jednolity z 2006 Nr 89, poz. 625 z późn. zm.)
2. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. Nr 93, poz. 623).
3. 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. Nr 128, poz. 895 z późn. zm.)
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne (Dz.U. z 2000 Nr 75, poz. 866).
5. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 grudnia 2006 r. w sprawie zasadniczych wymagań dla przyrządów pomiarowych (Dz.U. Nr 3 poz. 27).
6. Dyrektywa 2004/22/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 31 marca 2004 r. w sprawie przyrządów pomiarowych (Dz.U. UE L.04.135.1 ze. zm.)

Zestawienie publikacji

1. Siderius H-P, Dijkstra A.: *Smart metering for households: cost and benefits for the Netherlands* [na:] http://mail.mtprog.com/CD_Layout/Day_2_22.06.06/0900-1045/ID57_Siderius_final.pdf;
2. ERGEG: *Smart metering focus on electricity regulation* [na:] http://www.e-control.at/portal/page/portal/ERGEG_HOME/ERGEG_DOCS/ERGEG_DOCUMENTS_NEW/CUSTOMER_FOCUS_GROUP/E07-RMF-04-03_SmartMetering_final.pdf;
3. Commission on Energy: *Liberalized markets and technical boundary conditions* [na:] http://www.ce2030.be/public/documents_publications/publ/R%20%20Belmans%20Liberalized%20markets%20and%20technical%20boundary%20conditions%20version%208.pdf;
4. NVE: *NVE Recommends Full-scale Development of smart metering in Norway* [na:] www.nve.no/FileArchive/185/Englesk%20notat.doc;
5. Commission for Energy Regulation: *Demand side management & smart metering, consultation paper* [na:] <http://www.surfacepower.ie/pdf/cer07187.pdf>
6. Commission for Energy Regulation: *Smart metering: the next step for implementation* [na:] <http://www.surfacepower.ie/pdf/cer07198.pdf>;
7. Combat Poverty Agency: *Submission to the Commission for Energy Regulations: Reference CER /07/038 - Demand Side Management and Smart Metering – Consultation Paper* [na:] www.combatpoverty.ie/publications/submissions/2007_Sub_CERSmartMetering.pdf;
8. van Gerwen R., Jaarsma S., Wilhite R.: *Smart Metering* [na:] <http://www.leonardo-energy.org/drupal/files/SmartMetering.pdf?download>;
9. Energywatch: *Getting Smarter: Improved energy information for consumers* [na:] www.energywatch.org.uk/uploads/Getting_Smarter_Improved_energy_information_for_consumers.pdf;
10. ESMA: *D7: Regulation and European Market Conditions to Smart Metering* [na:] <http://esma.sharepoint.com>;

11. van Damme E.: *Liberalizing the Dutch electricity market 1998 – 2004* [na:] <http://www.econ.cam.ac.uk/electricity/publications/wp/ep77.pdf>;
12. Kester J. C. P., González Burgos M. J.: *European Smart Metering Guide: Energy Efficiency and the Customer* [na:] <http://esma.sharepointspace.com>;
13. Klackenberg D. (red.): *Rethinking the EU regulatory strategy for the internal energy market* [na:] <http://www.ceps.be>;
14. Baldock M.: *Domestic Metering Innovation* [na:] <http://www.ofgem.gov.uk>;
15. Department of Trade and Industry UK: *Meeting the Energy Challenge: A White Paper on Energy* [na:] http://esma.sharepointspace.com/Smart%20Metering%20Documents/UK%20Energy%20White%20Paper_full.pdf;
16. Owen G., Ward J.: *Smart Meters: Commercial, Policy and Regulatory Drivers* [na:] <http://esma.sharepointspace.com>;
17. Lubicki G.: *O roli operatorów pomiarów na liberalizowanym rynku energii elektrycznej w Polsce*, [na:] www.e-energetyka.pl, październik 2006;
18. Rutkowski, A.: *Zastosowanie systemu pomiarowego do wspomagania działań OSD na zliberalizowanym rynku energii elektrycznej*, [w:] *Rynek Energii*, 2/2007;
19. PSE-Operator S.A., *Zasady dostępu do układów pomiarowo-rozliczeniowych PSE-Operator S.A.*
20. Gawin R., *Opomiarowanie odbiorców a liberalizacja rynku energii elektrycznej*, [na:] <http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis=pl&dzial=258&id=1473> ;
21. Gawin R., *Skandynawski rynek energii elektrycznej – przypadek szczególny czy uniwersalne rozwiązanie*, [na:] <http://www.ure.gov.pl/portal.php?serwis=pl&dzial=258&id=1247>;
22. Zajdler R.: *Skutki liberalizacji rynku energii elektrycznej i gazu dla konsumentów i dostawców, Prawo i podatki Unii Europejskiej w praktyce*, nr 6(66)2007.