

<p>Nazwa projektu Ustawa o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Energii</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Pan Tadeusz Skobel – Podsekretarz Stanu</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Łukasz Bartuszek Główny specjalista Departament Elektroenergetyki i Ciepłownictwa</p>	<p>Data sporządzenia 01.10.2018 r.</p> <p>Źródło:</p> <p>Nr w wykazie prac UD320 (UC34)</p>
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

1. Obecnie brak jest przepisów krajowych niezbędnych do prawidłowego i skutecznego stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 25.7.2015, str. 24).
2. Zachodzi potrzeba urealnienia kosztów ponoszonych przez właścicieli pojazdów oddających energię elektryczną do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania, odzwierciedlających rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i korzystanie z sieci.
3. Zachodzi również potrzeba zwiększenia zakresu nadzoru nad warunkami świadczenia usług magazynowania co powinno przyczynić się do zwiększenia przejrzystości zasad funkcjonowania operatora systemu magazynowania.
4. Przypisanie regulatorowi szeregu nowych zadań (m.in. w ramach tzw. Pakietu zimowego oraz kwalifikacji i spraw spornych w energetyce) wymaga jego wzmocnienia w celu zapewnienia skutecznego i sprawnego wykonywania obowiązków.
5. Wpływ pracy urzędów, instalacji i sieci energetycznych na zdrowie i życie człowieka oraz na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego wymaga aby powoływanie komisji kwalifikacyjnych oraz uznawanie świadectw kwalifikacyjnych zostało uregulowane w sposób gwarantujący najwyższy stopień fachowości oraz sprawne funkcjonowanie tych komisji.
6. Pomimo wielu lat funkcjonowania przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które kolejno wdrażały do polskiego systemu prawnego kolejne pakiety energetyczne UE nie zostały przełamane monopole grup energetycznych na sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Niejednakowa pozycja stron i nienarzucanie warunków umów przez stronę silniejszą prowadzi do hamowania rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej.
7. Notoryczne naruszanie zbiorowych interesów konsumenta energii powinno stanowić przesłankę umożliwiającą regulatorowi cofnięcie koncesji. Powyższe znajduje szczególnie silne uzasadnienie w świetle kierunku prawa UE mającego za cel równoważenie pozycji przedsiębiorcy i konsumenta energii.
8. W świetle obowiązujących przepisów każdy podmiot, który w jakikolwiek sposób jest zobowiązany do dostaw energii elektrycznej (np. centrum handlowe) musi uzyskać status OSD ze wszystkimi wynikającymi stąd konsekwencjami. Prowadzi to do zaburzenia proporcji pomiędzy wykonywanymi zadaniami a obowiązkami wynikającymi z prawa energetycznego. Instytucja zamkniętych systemów dystrybucyjnych została również przewidziana w prawie UE - art. 28 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylającej dyrektywę 2003/54/WE.
9. Obecnie brak jest przepisów regulujących w sposób kompleksowy magazynowanie energii elektrycznej. Występujące w prawie bariery nie pozwalają na rozwój tych instalacji (np. podwójne naliczanie opłat sieciowych) pomimo ich istotnego znaczenia dla funkcjonowania i bezpieczeństwa KSE a także zapewnienia odbioru energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE bez szkody dla systemu.
10. Istnieje też potrzeba elastycznego kształtowania formuły dokumentu regulującego politykę energetyczną państwa.
11. Z obecnie obowiązujących przepisów nie wynika, w jaki sposób należy rozliczać odbiorców po upływie okresu

obowiązywania dotychczasowej taryfy (której nie można stosować) a prawomocnym rozstrzygnięciem sprawy z odwołania od decyzji odmawiającej zatwierdzenia „nowej” taryfy, co przy obecnej długości postępowań sądowych prowadzi do niepewności odnośnie wysokości kosztów jaki ponoszą odbiorcy z tytułu dostarczania paliw lub energii.

12. W związku z wnioskiem de lege ferenda regulatora oraz ze względu na jego kompetencje celowe jest rozszerzenie zakresu spraw, w których właściwy jest regulator, o zmiany umów wymienionych w art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

13. Wraz ze wzrostem zainteresowania instytucją Koordynatora do prowadzenia postępowań ADR niezbędne jest umożliwienie prowadzenia postępowań na podstawie upoważnienia przez osoby obsługujące Koordynatora.

14. Obecnie obowiązujące przepisy przewidują oddzielną procedurę dla wydania koncesji na dystrybucję i oddzielną na przyznanie statusu operatora systemu dystrybucyjnego co niepotrzebnie wydłuża cały proces.

15. W polskim prawie cywilnym oprócz osób fizycznych i prawnych występuje kategoria jednostek organizacyjnych nieposiadających osobowości prawnej. Należy dostosować definicję uczestnika rynku” do polskiego systemu prawnego przewidującego taką kategorię.

16. Obowiązek (nałożony na przedsiębiorstwa) udostępniania publicznie aktualnego stanu prawnego dotyczącego praw konsumenta energii umożliwi poszerzenie świadomości prawnej konsumentów energii w sposób bezkosztowy.

17. Obecnie brak jest przepisu stanowiącego wykonanie prawa UE, nakazującego aby znak towarowy OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie wprowadzał w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo;

18. Obecnie nadzór nad warunkami świadczenia usług magazynowania paliw gazowych nie jest zbyt silny a zasady funkcjonowania operatora systemu magazynowania nie są do końca przejrzyste.

19. Wdrożenie w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania:

a. Realizacja celów przepisów wspólnotowych (przesłanki formalno - prawne wdrożenia inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym)

Rzeczpospolita Polska zobligowana jest do wdrożenia do krajowego systemu prawnego przepisów wspólnotowych tzw. **trzeciego pakietu energetycznego**, który wszedł w życie 3 marca 2011 roku. W ramach pakietu opublikowano m.in. dyrektywę rynkową dotyczącą wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i rozporządzenie dotyczące warunków dostępu do sieci.¹ Regulacje te wprowadzono m.in. w celu zwiększenia transparentności rynku detalicznego energii elektrycznej i objęcia szczególną ochroną praw konsumentów poprzez wprowadzenie i stosowanie odpowiednich mechanizmów na gruncie przepisów krajowych.

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

Dyrektywa wprowadza szereg obowiązków, z których istotna część jest już w Polsce realizowana w konsekwencji implementacji przepisów do prawa krajowego. Wśród zrealizowanych obszarów wskazać należy wyznaczenie niezależnego organu regulacyjnego na poziomie krajowym (Prezesa URE), wdrożenie skutecznego rozdziału działalności w zakresie wytwarzania i dostaw energii elektrycznej (*unbundling*), wyznaczenie niezależnego operatora systemu przesyłowego (OSP), którego funkcję na obszarze kraju pełni PSE S.A., wyznaczenie operatorów systemu dystrybucyjnego (OSD).

W świetle zapisów Dyrektywy, sposobem na zapewnienie aktywnego uczestnictwa konsumentów w rynku, a tym samym wzmocnienie ich pozycji jako odbiorców końcowych, jest **wdrożenie inteligentnych systemów pomiarowych**. Zobowiązanie do przeprowadzenia oceny efektywności ekonomicznej ewentualnego wdrożenia, wskazane w pkt 2 Załącznika 1 Dyrektywy, zostało przez Polskę wypełnione poprzez złożenie, przy piśmie z dnia 3 września 2012 r. do KE *Informacji dotyczącej zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce*.² W informacji tej wskazano na pozytywną ocenę przedmiotowego przedsięwzięcia.

Opublikowana w listopadzie 2016 roku propozycja regulacji prawnych przygotowana przez Komisję Europejską i nosząca nazwę „Pakiet Zimowy Unii Europejskiej: Czysta energia dla Europejczyków” zawiera m.in. propozycję

¹ Urząd Regulacji Energetyki *Trzeci pakiet energetyczny*, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/wspolpraca-miedzynarod/trzeci-pakiet-energety>

² Minister Gospodarki, *Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania*, Warszawa kwiecień 2013 r., https://informatyzacja-w-energetyce.cire.pl/pliki/1/Analiza_skutkow_spoeczno-gospodarczych.pdf

zmiany wyżej wymienionej Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE (dokument COM (2016) 864 final). W odniesieniu do wdrożenia inteligentnych systemów pomiarowych, projekt nowelizacji Dyrektywy dodatkowo wzmacnia pozycję i znaczenie konsumentów (odbiorców końcowych) na rynku energii elektrycznej w taki sposób, aby posiadali oni większą możliwość oddziaływania (pole do podejmowania decyzji) oraz byli lepiej chronieni. Regulacja zawiera zapisy zapewniające odbiorcom końcowym prawo do dowolnego wyboru i zmiany sprzedawcy energii lub agregatora, korzystania z taryf dynamicznych, jak też umożliwiające zaangażowanie użytkowników końcowych w świadczenie usług elastycznego popytu (*demand side response*). Zapewnia ponadto, że każdy odbiorca końcowy będzie mógł zażądać zainstalowania inteligentnego licznika, wyposażonego w określony minimalny zestaw funkcjonalności, jeżeli uzna on, że rozwiązanie takie jest dla niego korzystne. Dokument wprowadza też udoskonalenia w zakresie zapewnienia odbiorcy końcowemu pełnej i zrozumiałej informacji o tym kto (którzy uczestnicy rynku), w jakim zakresie i w jakim celu będzie miał dostęp do jego danych. Zaangażowanie użytkowników końcowych w partycypowaniu w kosztach związanych z wdrożeniem inteligentnych systemów pomiarowych będzie mogło mieć miejsce jedynie w oparciu o przejrzyste, niedyskryminujące zasady. Władze krajowe będą zobligowane do monitorowania sposobu przenoszenia kosztów i korzyści generowanych w czasie realizowania wdrożenia systemu na poszczególnych uczestników rynku, ze szczególnym uwzględnieniem dostarczenia korzyści użytkownikowi końcowemu. Nowelizacja Dyrektywy określa poza tym szereg wymagań w zakresie funkcjonalności liczników inteligentnych, w tym w obszarze prowadzenia pomiarów zużycia energii w czasie rzeczywistym, zasad przepływu danych, czy warunków zapewnienia ochrony prywatności i danych odbiorców końcowych. Ponadto, w przypadku tych użytkowników, którzy nie będą posiadali liczników zdalnego odczytu i korzystać będą z liczników tradycyjnych, konieczne będzie zapewnienie takich warunków, aby odbiorcy ci byli rozliczani według faktycznego zużycia energii elektrycznej.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylecia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE.

Postanowienia w artykule 7 pkt 8 Dyrektywy 2012/27/UE, dotyczące ustanawiania i funkcjonowania systemów zobowiązujących do efektywności energetycznej, wskazują na konieczność zapewnienia przez państwa członkowskie, aby strony zobowiązane (dystrybutorzy energii lub przedsiębiorstwa prowadzące jej sprzedaż, objęte krajowymi systemami zobowiązującymi do efektywności energetycznej), przedstawiały na żądanie informacje bieżące w zakresie zużycia energii przez odbiorców końcowych. Spełnienie tego wymogu związane jest z koniecznością zastosowania inteligentnego systemu pomiarowego opartego na licznikach zdalnego pomiaru, skomunikowanych z odpowiednią stroną zobowiązaną.

Artykuł 9 Dyrektywy określa natomiast warunki wprowadzania inteligentnych systemów pomiarowych energii elektrycznej, wskazując jednocześnie na dążenie do zapewnienia odbiorcom końcowym nabycia po cenach konkurencyjnych liczników indywidualnych, realizujących pomiar rzeczywistego zużycia oraz czasu korzystania z energii. Kluczowe jest, aby odbiorcy końcowi indywidualni (konsumenty) posiadali możliwość regulowania własnego zużycia energii oraz posiadali wystarczające, zrozumiałe informacje rozliczeniowe (w szczególności: zużycie, ceny bieżące, porównanie zużycia w poszczególnych okresach) przy jednoczesnym spełnieniu wymogów ochrony danych i prywatności wynikających z RODO obowiązującego od 25 maja 2018 roku.

W ramach „Pakietu Zimowego” Komisja Europejska przygotowała propozycję regulacji prawnej zmieniającej ww. Dyrektywę (dokument COM (2016) 761 final), w którym zmianie ulega treść Artykułu 9 w taki sposób, że usunięto zapisy dotyczące pomiarów w zakresie energii elektrycznej.

b. Potrzeba kształtowania świadomości i aktywnego zaangażowania użytkowników końcowych wobec uwarunkowań wynikających z prognozowanego braku możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w średnim i długim okresie w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym

Jednym z czynników przyczyniających się do niepewnej sytuacji bilansowej KSE jest sposób wykorzystywania energii elektrycznej i kształtowania zapotrzebowania na moc szczytową przez odbiorców końcowych. Obecnie funkcjonujący system rozliczania umów zawartych na korzystanie z energii elektrycznej nie zawiera zachęt do zmiany przyzwyczajzeń w obszarze codziennego zużycia energii elektrycznej. Użytkownicy końcowi nie dokonują analizy swoich działań w zakresie sposobu korzystania z energii elektrycznej w kontekście funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Istotnym czynnikiem tego stanu jest brak danych pomiarowych dotyczących zużycia energii w okresach godzinowych, oraz brak ofert rynkowych uwzględniających oddziaływania na zachowania odbiorcy końcowego w zużyciu szczytowym.

Wspomniany powyżej rynek mocy wzmocniony wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania są mechanizmami, które prowadzą do niwelacji niebezpieczeństwa wystąpienia niedoboru mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

c. Sytuacja odbiorcy końcowego energii elektrycznej

Najlicniejszą grupą odbiorców energii elektrycznej i jednocześnie najlicniejszą grupą uczestników rynku energii elektrycznej są odbiorcy indywidualni (głównie gospodarstwa domowe) należący do grupy taryfowej G. Liczba

punktów pomiarowych w 2018 roku osiągnęła poziom 17,5 mln odbiorców³. Z tego względu, charakterystykę funkcjonującego rynku energii elektrycznej w Polsce przeanalizowano w zakresie rynku detalicznego, z uwzględnieniem percepcji indywidualnego odbiorcy końcowego.

Uczestnikami detalicznego rynku energii elektrycznej są przedsiębiorstwa obrotu (sprzedawcy energii) oraz odbiorcy końcowi (indywidualni oraz przedsiębiorstwa).

Według informacji URE⁴, w roku 2017 funkcjonowało w Polsce 5 dużych operatorów sieci dystrybucyjnej, których sieci są przyłączone bezpośrednio do sieci przesyłowej (OSDp) oraz 178 przedsiębiorstw nie przyłączonych do sieci przesyłowych (OSDn).

To samo źródło wskazuje, że w roku 2017 działało ogółem 302 sprzedawców energii elektrycznej, w tym 5 podmiotów pozostałych jako strona umów kompleksowych po wyodrębnieniu OSD, ponad 119 przedsiębiorstw obrotu zajmujących się sprzedażą energii elektrycznej do odbiorców końcowych (w tym działających na rynku gospodarstw domowych), oraz 178 podmiotów powiązanych z OSDn, utworzonych w celu sprzedaży energii elektrycznej.

Ze względu na dominującą pozycję rynkową oraz małą konkurencję cenową, wciąż największy udział w sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych mają sprzedawcy z urzędu. Odsetek zmiany sprzedawców energii elektrycznej publikowany na stronie URE w pierwszych 4 miesiącach roku 2018 wynosi 3,9%.

Pozycja indywidualnego odbiorcy końcowego kształtowana jest poprzez warunki umów zawieranych z przedsiębiorstwami po stronie podaży. Odbiorca nie ma możliwości zmiany OSD (monopol naturalny). Może natomiast zmienić sprzedawcę energii elektrycznej, przy czym aktualnie proces ten jest długotrwały i uciążliwy dla konsumenta, za sprawą skomplikowanych procedur formalnych, na co wpływ wywiera również ograniczenie dostępu do danych dla sprzedawców. W konsekwencji, aktualnie funkcjonujący model zmiany sprzedawcy nie wpływa pozytywnie na podejmowanie decyzji przez odbiorców końcowych.

Ponadto, odbiorcy końcowi nie dysponują narzędziami, które umożliwiałyby im kontrolę jakości pobieranej energii elektrycznej. Rozliczenia umów zakupu/sprzedaży energii odbywają się na podstawie prognoz a nie rzeczywistego zużycia. W efekcie często następuje kredytowanie przedsiębiorstw energetycznych przez odbiorców, a z drugiej strony zdarza się kumulacja wysokich kwot płatności za użytą energię elektryczną w przypadku niedoszacowanych prognoz. Brak dostępu do danych pomiarowych dotyczących rzeczywistego zużycia odbiorców jest również barierą dla rozwoju usług opartych o elastyczny popyt odbiorców (*Demand Side Response*), a także dla nowych usług zarządzania zużyciem energii przez odbiorców przez podmioty komercyjne tzw. ESCO (*Energy Services Companies*).

d. Przewidywane skutki niewprowadzania zmian – dalsze utrzymanie stanu istniejącego

Koszty związane z utrzymaniem prawidłowego funkcjonowania systemu pomiarowego stanowią dużą część wydatków ponoszonych przez OSD. Na podstawie danych dostarczonych przez największych OSD, ustalono, że w latach 2019-2028, przy utrzymaniu stanu istniejącego, koszt ten może osiągnąć łączną wysokość ok. 3 mld zł. Zachowanie modelu systemu pomiarowego opartego o liczniki statyczne spowoduje w perspektywie najbliższych dziesięciu lat zdecydowany wzrost kosztów związanych z ich odczytem. Przy założeniu, że:

- a) podtrzymany zostanie inkasencki sposób zbierania informacji na temat ilości energii elektrycznej pobranej przez odbiorcę końcowego,
 - b) częstotliwość odczytu licznika uzależniona będzie od postanowień umowy zawartej ze sprzedawcą (może wahać się od 1 w miesiącu do 1 w skali całego roku),
 - c) a ilość odczytów będzie wprost proporcjonalnie powiązana z wysokością opłaty abonamentowej
- to koszty związane z odczytem liczników statycznych w latach 2019 - 2028 mogą osiągnąć wartość ok. 3,65 mld zł.

W związku z dynamiką zmian na rynkach detalicznych energii elektrycznej w Europie, w tym wymogiem dostosowania przepisów krajowych do „Pakietu zimowego Komisji Europejskiej pt: Czysta Energia dla Europejczyków” nieuchronne będzie przejście z rozliczenia zużycia energii elektrycznej dla odbiorców końcowych opartego o prognozy, na rozliczenie oparte na pomiarze rzeczywistym. W ramach przeprowadzonej prognozy korzyści i kosztów, rok 2022 może być pierwszym rokiem obowiązywania w/w zmian. Wówczas wymóg dotyczący zwiększenia częstotliwości odczytów w związku z koniecznością rozliczenia na podstawie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej spowoduje wzrost średnich kosztów odczytu z obecnych 18,72 zł / licznik / rok do poziomu 56,18 zł / licznik / rok, czyli sumarycznie o dodatkowe 4,24 mld zł.

Całkowity koszt funkcjonowania warstwy licznikowo-inkasenckiej w latach 2019 - 2028 dla OSD może osiągnąć wartość rzędu 10,89 mld zł. Należy zauważyć, że koszt ten, poprzez system taryf, może zostać przeniesiony na odbiorcę końcowego. Ponadto można spodziewać się, że utrzymanie status quo nie stworzy warunków do lepszego sposobu korzystania z energii elektrycznej przez odbiorców końcowych, co w kontekście spodziewanego niedoboru mocy

³ Model obliczeniowy do Aktualizacji kluczowych elementów Analizy skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania, maj-czerwiec 2018 r.

⁴ Urząd Regulacji Energetyki, Charakterystyka rynku energii elektrycznej w 2017 r.; <https://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/charakterystyka-rynku/7562.2017.html>

wytwórczych utrzyma tendencję do stałego powiększania szczytowego zapotrzebowania na moc zamiast jego obniżania. Dowodem, na to jest ostatnio stałe podwyższanie rok do roku „rekordu zapotrzebowania na moc” w okresie letnim.

e. Przewidywane skutki instalacji liczników zdalnego odczytu w okresie 5 lat

Z przeprowadzonych szacunków wynika, iż, przy założeniu, że:

1. Projekt związany z utworzeniem OIPa miałby analogiczny harmonogram, jak w rozwiązaniu zaproponowanym w projekcie ustawy i funkcjonalne oddanie systemu nastąpiłoby w drugiej połowie 2021 roku (czyli po 3 latach),
2. Sprzedawcy oraz odbiorcy końcowi zaczęliby osiągać wymierne korzyści wraz z funkcjonalnym uruchomieniem OIP-a w 2022 roku,
3. Utrzymany byłby ośmioletni cykl legalizacyjny,
4. Utrzymana pozostałaby ośmioletnia amortyzacja dla nowo zainstalowanych liczników (w ujęciu kosztowym zsynchronizowana z procesem legalizacji, jako działanie optymalizacyjne OSD),
5. Maksymalny próg 80% liczników zdalnego odczytu zostałby wyznaczony na koniec 2023 roku,
6. Ścieżka wdrożenia kształtowałaby się jak poniżej:
 - a) 2019 – 10%,
 - b) 2020 – 25%,
 - c) 2021 – 40%,
 - d) 2022 – 60%,
 - e) 2023 – 80%,
7. Ceny liczników oraz koncentratorów z uwagi na większe zainteresowanie zakupem oraz większy wolumen zakupowy w ciągu pierwszych 3 lat wdrożenia wzrosłyby o łącznie 10% i do końca 2023 roku nie zmniejszyłyby się,
8. Jeśli przyjmiemy, że skrócenie czasu wdrożenia znacząco wpłynęłoby na budżety OSD, to korzyści osiąmane przez nich w obszarze redukcji liczby odczytów realizowanych w trybie inkasenckim jak również redukcji strat handlowych i technicznych, zostałyby w mniejszym zakresie przeniesione na odbiorców końcowych i byłoby to odpowiednio 50% w obszarze odczytów i 20% w obszarze strat handlowych i technicznych,
- bilans kosztów i korzyści, po 5 latach od rozpoczęcia procesu wdrażania byłby ujemny i wyniósłby ok. 2 808 mln zł, w przeciwieństwie do bilansu kosztów i korzyści wynikającego z 8-letniego harmonogramu zaproponowanego w projekcie ustawy, który przedstawia się korzystnie (wartość dodatnia), w wymiarze ok. 5 mld zł.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

1. Umożliwia się wykonanie przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, w tym ogólne zasady głosowania w sprawie decyzji dotyczących wniosków przygotowywanych przez nominowanych operatorów rynku energii elektrycznej (NEMO);
2. Stwarza się podstawę prawną dla rekuperacji energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdów;
3. Wprowadza się obowiązek opracowywania przez operatora systemu magazynowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej;
4. Nabór na Prezesa URE będzie przeprowadzał zespół powołany przez Ministra Energii; Prezes URE będzie wykonywał swoje zadania przy pomocy dwóch Wiceprezesów URE;
5. Prezes URE będzie organem właściwym do uznawania kwalifikacji osób wykonujących prace przy urządzeniach, instalacjach i sieciach energetycznych nabytych w państwach członkowskich UE, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwach członkowskich EFTA; wszystkie świadectwa kwalifikacyjne oraz wpisy do rejestru świadectw kwalifikacyjnych będą tracić ważność po upływie 5 lat od dnia ich wydania lub dokonania wpisu w rejestrze świadectw kwalifikacyjnych;
6. Prezes URE będzie mógł z urzędu lub na wniosek strony zmienić treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP, w przypadkach uzasadnionych koniecznością zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych, równoważenia interesów stron tej umowy, lub rozwoju konkurencji, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnień do zmiany sprzedawcy;
7. Prezes URE będzie mógł cofnąć koncesję w przypadku wydania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wobec przedsiębiorstwa energetycznego decyzji o uznaniu praktyki za naruszającą zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu art. 24 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów;
8. Wprowadza się podstawy prawne dla funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych;

9. Wprowadza się kompleksowe rozwiązania dla funkcjonowania i rozwoju magazynów energii elektrycznej;

10. Dokonuje się zmian w zakresie przepisów regulujących politykę energetyczną państwa w sposób pozwalający na elastyczne kształtowanie formuły dokumentu;

11. Doprecyzowuje się przepisy dotyczące stosowania taryfy dotychczasowej przez przedsiębiorstwo energetyczne (art. 47 PE) oraz zmienia się miejsce publikacji taryf dla ciepła z dziennika wojewódzkiego na Biuletyn URE i wydłuża termin, podobnie jak jest to w przypadku energii elektrycznej i paliw gazowych, z 7 do 14 dni;

12. Określa się w art. 8 termin, w którym można wystąpić z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu oraz rozszerzono zakres spraw, do rozstrzygania których właściwy jest regulator, o sprawy sporne dotyczące zmiany umów, o których mowa w tym artykule;

13. Umożliwia się prowadzenie postępowań ADR osobom zajmującym się obsługą Koordynatora;

14. Wprowadza się jedną procedurę dla wydawania koncesji oraz wyznaczenia operatorem systemu;

15. Doprecyzowano df uczestnika rynku (włączając jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej) oraz przepisy karne w zakresie REMITu zgodnie z uwagami Prezesa URE;

16. Sprzedawca paliw gazowych lub energii elektrycznej został zobowiązany do zapewnienia publicznego dostępu aktualnego stanu prawnego związanego z prawami konsumenta energii;

17. Znak towarowy OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo;

18. Wprowadza się obowiązek opracowywania przez operatora systemu magazynowania instrukcji ruchu i eksploatacji instalacji magazynowej.

19. Wdrożenie w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania:

19.1. Rekomendowane rozwiązanie

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne ma na celu określenie zasad funkcjonowania systemu inteligentnego opomiarowania w sektorze elektroenergetycznym.

System inteligentnego opomiarowania zostanie wdrożony z zastosowaniem inteligentnych liczników pomiarowych zainstalowanych u odbiorców końcowych, z wykorzystaniem funkcji transmisji danych oraz wykonywania poleceń. Liczniki zdalnego odczytu będą umożliwiały komunikację dwukierunkową z systemem zdalnego odczytu w celu przesyłania informacji dotyczących danych i informacji pomiarowych (w tym głównie pomiaru) energii elektrycznej, zarówno wytworzonej lub wprowadzonej do sieci, jak i pobieranej z sieci.

Informacje i dane, za pośrednictwem systemu zdalnego odczytu, przekazywane będą do Centralnego Systemu Informacji Pomiarowych (CSIP). Zarządzanie systemem teleinformatycznym (CSIP), w tym przetwarzanie danych ze wszystkich liczników inteligentnych będzie zadaniem Operatora Informacji Pomiarowych (OIP) - podmiotu wyznaczonego i regulowanego ustawowo. Funkcja OIP zostanie powierzona Polskim Sieciom Elektroenergetycznym S.A., które pełnią w Polsce rolę Operatora Sytemu Przesyłowego.

Liczniki zdalnego odczytu zostaną zainstalowane u co najmniej 80% odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, przez każdego OSD, w terminie do 31 grudnia 2026 r.

19.2. Planowane narzędzia interwencji

Przepisy projektowanej ustawy określają harmonogram instalacji liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych przez OSD. Podmiotem uprawnionym i zobowiązanym do oceny postępów realizacji procesu wdrożenia jak również funkcjonowania systemu będzie Prezes URE. Czynności w tym zakresie Prezes URE będzie realizował w oparciu o dane z OIP.

Wprowadzenie i uregulowanie funkcji OIP spowoduje przyporządkowanie zadań i odpowiedzialności w zakresie gromadzenia, przechowywania, udostępniania i usuwania danych i informacji pomiarowych. Procesy będą realizowane przez jednego właściciela biznesowego, według zestandaryzowanych rozwiązań, w sposób jednolity dla całej populacji użytkowników końcowych.

Rozliczenia zużycia energii elektrycznej, poboru mocy, oszczędności w aspekcie efektywności energetycznej będą przeprowadzane na jednorodnych, uporządkowanych zbiorach danych.

Projektowane przepisy ustawy będą umożliwiały odbiorcy końcowemu uzyskanie za pośrednictwem OIP bieżących i historycznych danych dotyczących jego poboru bądź produkcji energii elektrycznej.

Wymiana informacji i danych przy zmianie sprzedawcy energii elektrycznej będzie odbywać się w sposób uregulowany, monitorowany i scentralizowany.

Szczegółowe warunki funkcjonowania systemu pomiarowego określi Minister właściwy do spraw energii w drodze rozporządzenia wykonawczego.

19.3. Oczekiwany efekt

Podstawowym oczekiwanym efektem działania przepisów projektowanej ustawy jest zapewnienie ram prawnych dla instalacji liczników zdalnego odczytu pozostających w zgodności z przepisami prawa UE.

Pozostałe spodziewane efekty:

- terminowe wywiązanie się przez OSD z obowiązku zapewnienia, aby wszystkie posiadane przez nie układy pomiarowo-rozliczeniowe jednostek fizycznych wchodzących w skład jednostki rynku mocy spełniały wymagania techniczne, niezbędne dla poprawnego prowadzenia rozliczeń;
- usprawnienie zarządzania popytem na rynku energii elektrycznej i obniżenie szczytowego zapotrzebowania na moc w dłuższej perspektywie, w tym za sprawą wprowadzenia taryf dynamicznych;
- rozliczanie odbiorców końcowych według rzeczywistego zużycia;
- aktywne zaangażowanie odbiorców w regulowanie własnego zużycia energii elektrycznej (minimalizowanie zużycia energii w okresach prognozowanego zapotrzebowania szczytowego) jako skutek uzyskania dostępu do swoich danych pomiarowych;
- większa świadomość odbiorcy indywidualnego w odniesieniu do roli jaką odgrywa użytkownik systemu elektroenergetycznego; kształtowanie dobrych nawyków w długim okresie;
- ograniczenie kosztów po stronie odbiorcy indywidualnego w wyniku korzystania z bonifikat oferowanych przez sprzedawców, dla których bodźcem do kształtowania korzystniejszych dla klienta warunków będzie uproszczenie i skrócenie (z maksymalnie 30 dni do 1 roboczego dnia) procesu zmiany sprzedawcy;
- umożliwienie skutecznego uzyskiwania przez odbiorców końcowych bonifikat wyliczanych w oparciu o zasady określone w Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną;
- eliminacja barier dostępu do rynku energii elektrycznej dla poszczególnych podmiotów (zwiększenie konkurencyjności);
- szansa dla polskich producentów liczników energii elektrycznej.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Odnośnie tzw. rekuperacji energii elektrycznej wprowadzanej ponownie do sieci trakcyjnej w następstwie hamowania pojazdu w Niemczech przyjęto model, w którym wytwarzanie energii elektrycznej przez pojazdy kolejowe w ramach procesu rekuperacji nie podlega szczególnym ograniczeniom prawnym. Energia ta może być sprzedawana przez przewoźnika kolejowego eksploatującego pojazd kolejowy, który wytwarza energię elektryczną i wprowadza ją do sieci trakcyjnej. Prawo niemieckie przewiduje stawki na energię elektryczną wprowadzoną do sieci trakcyjnej w wyniku procesu rekuperacji, lekko zróżnicowane w zależności od tego czy energia elektryczna jest wprowadzana w szczyt czy poza szczytem. Pozwala ono przewoźnikowi kolejowemu – uznanemu za wytwórcę rozproszonego – na otrzymywanie wynagrodzenia z tytułu unikniętych w wyniku rekuperacji kosztów korzystania z sieci elektroenergetycznej.

W Belgii wprowadzono zerową stawkę akcyzy w stosunku do energii elektrycznej dostarczonej do odbiorców końcowych będących przedsiębiorcami na napięciu 1 kV lub wyższym. Od dnia 1 stycznia 2011 r. Wszystkie pojazdy kolejowe są rozliczane ze zużycia energii elektrycznej na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych na podstawie rzeczywistego zużycia energii elektrycznej. Od dnia 1 stycznia 2015 r. Pojazdy kolejowe z systemami rekuperacji są rozliczane z uwzględnieniem energii oddanej do sieci trakcyjnej w wyniku rekuperacji. Rozliczenie następuje na podstawie różnicy pomiędzy energią pobraną a oddaną do sieci trakcyjnej, jednakże do rozliczenia zostaje przyjęte jedynie 90 % energii z rekuperacji.

Jeżeli zaś chodzi o magazynowanie energii elektrycznej to w Niemczech przepisy przewidują rozróżnienie na magazyny połączone z instalacją OZE i magazyny przyłączone bezpośrednio do sieci. Niemiecka ustawa (Gesetz über die Elektrizitäts und Gasversorgung) wprowadza zwolnienie z opłat sieciowych dla energii elektrycznej wprowadzanej z sieci do magazynu energii elektrycznej. W przypadku magazynów zintegrowanych z instalacją OZE przepisy gwarantują uzyskanie wsparcia dla generacji OZE z chwilą wprowadzenia energii elektrycznej z magazynu do sieci.

We Włoszech magazynowanie energii elektrycznej traktowane jest jako działalność wytwórcza. Przepisy dopuszczają możliwość posiadania i korzystania z magazynów energii elektrycznej przez OSP i OSD, jeżeli usług w oparciu o magazyn energii elektrycznej nie można pozyskać na rynku. Przepisy regulujące tą kwestię ujęte są w dekreście „Italian decree law 93/11”, Art 36, paragraph 4, który warunkuje uzyskanie akceptacji regulatora na posiadanie magazynu energii elektrycznej wykonaniem analizy kosztów i oczekiwanych korzyści (cost-benefit analysis), która wskazywałaby na efektywność kosztową planowanych magazynów energii elektrycznej w porównaniu do innych środków.

W Wielkiej Brytanii magazynowanie energii elektrycznej w aspekcie regulacyjnym jest traktowane jak wytwarzanie i jako usługa systemowa, którą OSP może zamówić u innych podmiotów działających na wolnym rynku. OSP nie może posiadać ani eksploatować magazynów energii elektrycznej, które wymagają koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej. W prawie brytyjskim istnieje jednak wyjątek dla małych jednostek wytwórczych, które nie mają obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej i to powoduje, że jest możliwe posiadanie przez operatorów jednostek o małej mocy. Obecnie brytyjski regulator Ofgem i Rząd przygotowują nową regulację dotyczącą magazynowania energii elektrycznej.

W USA Gubernator stanu Nowy Jork Andrew Cuomo podpisał ustawę (AB 6571) w celu opracowania programu wdrażania magazynowania energii, w tym celu dotyczącego magazynowania w 2030 r. Głównym celem ustawy jest wsparcie nowojorskiego projektu, który mówi o 50% udziału OZE do 2030 r. Projekt jest kontynuacją programu NY-Sun

wprowadzonego przez gubernatora Cuomo w 2012 r. który przewiduje:

- 1 miliard USD na rozwój rynku energii słonecznej w ciągu 10 lat,
- dodanie ponad 3000 MW mocy słonecznej w stanie do 2023 r.,
- osiągnięcie wzrostu o 181% na państwowym rynku energii słonecznej.

Źródło: electrek.co/2017/12/01/new-york-energy-storage-targets/

Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) wydała regulacje ułatwiające wprowadzenie magazynów energii do systemu elektroenergetycznego. The Final Rule ustala model uczestnictwa:

- FERC wprowadziła dodatkowe opłaty za usługę regulacji sieci – do opłaty za moc dodała opłaty za możliwą szybkość interwencji w sieci przez dane źródło, co spowodowało prawie dwukrotny wzrost opłacalności biznesu polegającego na oferowaniu rezerw interwencyjnych w postaci magazynów energii w systemie energetycznym USA. W tej usłudze została doceniona nie tylko wielkość mocy, jaką posiada dane źródło, ale też możliwość szybkiej reakcji na zakłócenia częstotliwości w sieci.
- Model uczestnictwa musi określić zasady rynkowe, które mają gwarantować, że magazyny korzystające z tego modelu są zdolne do zapewnienia wszystkich mocy produkcyjnych, energetycznych i pomocniczych, które są w stanie technicznie zapewnić.
- Akumulatory, koła zamachowe i inne technologie umożliwiają przepływ mocy w obie strony i reagują znacznie szybciej. FERC zauważyła, że zasady rynkowe opracowane dla tradycyjnych metod wytwarzania mogą stwarzać bariery wejścia dla nowych technologii, takich jak magazyny energii. Zaproponowała, aby operatorzy sieci stworzyli odpowiednie taryfy w celu określenia modelu uczestnictwa, analizując fizyczne i operacyjne właściwości magazynów, co zwiększy konkurencję i ograniczy stawki. FERC zaproponowała, aby każdy operator zdefiniował kryteria w swojej taryfie, które nie mogą ograniczać uczestnictwa różnych typów magazynów. Uczestnictwo będzie uwzględniało jedynie parametry fizyczne i operacyjne, co umożliwi wprowadzenie nowych technologii bez potrzeby zmiany taryf.
- FERC wymaga, aby taryfy określające model uczestnictwa magazynów energii uwzględniały jedynie magazyny o mocy co najmniej 100 kW. Ten wymóg obejmuje wszystkie minimalne wymagania dotyczące pojemności, minimalną ofertę sprzedaży oraz zakupu.
- FERC wymaga, aby sprzedaż energii elektrycznej z rynku OSD i OSP do magazynu energii, którą następnie odsprzeda za powrotem na te rynki, odbywała się po cenie hurtowej za energię elektryczną. Ponadto wymaga od operatorów posiadania liczników mierzących całą energię wchodzącą i wychodzącą. Natomiast magazyny OSD i u odbiorcy za licznikiem wymagają innego rozwiązania.

W przypadku instalacji magazynowania energii w Japonii wymagane są określone pozwolenia, które zostały omówione w poniższej tabeli.

Typ	Regulacje prawne		Organizacja
Wytyczne (Wymagania techniczne)	Wytyczne techniczne dotyczące połączeń sieci w celu zapewnienia bezpiecznej jakości energii elektrycznej (2013)		Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI)
	Kodeks połączeń sieciowych (JEAC 9701-2012)		Stowarzyszenie Elektryki Japonii (JEA)
Pozostałe	Akt prawny dotyczący energii elektrycznej	Wymagane zatwierdzenie dla dużych magazynów energii (większych niż 80,000kWh)	Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu (METI)
	Przepisy przeciwpożarowe	Niebezpieczny materiał dla ponad 1,000l organicznego roztworu elektrolitu	Agencja Zarządzania Pożarami i Katastrofami, Ministerstwo Spraw Wewnętrznych i Komunikacji
	Rozporządzenie przeciwpożarowe	Wymagane pozwolenie dla dużych baterii (4,800Ah/ogniwo)	Agencja Zarządzania Pożarami i Katastrofami, Ministerstwo Spraw Wewnętrznych i Komunikacji
	Przepisy budowlane	Aplikacja budowlana dla budynku w zakresie właściwości przeciwpożarowych	Ministerstwo Infrastruktury, Transportu i Turystyki

Wdrożenie w Polsce systemu inteligentnego opomiarowania:

Jeżeli chodzi o inteligentne opomiarowanie to większość krajów UE jest w fazie wdrażania centralnych systemów inteligentnego opomiarowania (m.in. Norwegia, Szwecja, Finlandia) lub takie systemy posiadają (m.in. Estonia, Holandia, Dania, Włochy). Systemy te obejmują centralne gromadzenie lub centralny dostęp do danych pomiarowych.⁵

Rozwiązania te są zbliżone co do swej istoty do modelu proponowanego do wdrożenia w Polsce. Funkcje zarządzających centralnymi systemami danych pełnią zazwyczaj podmioty niezależne organizacyjnie i funkcjonalnie od OSD i sprzedawców, najczęściej są to spółki powiązane z Operatorami Systemu Przesyłowego (w większości krajów UE jest jeden OSP). Rolę OIP może również pełnić bezpośrednio OSP. Działalność w obszarze zarządzania informacjami pomiarowymi jest działalnością regulowaną.

Systemy najbardziej zbliżone do proponowanych rozwiązań, opierające się na scentralizowanym modelu zarządzania danymi i informacjami pomiarowymi, wprowadzone zostały w Danii. Na uwagę zasługuje szereg podobieństw pomiędzy

⁵ Data Exchange in Electric Power Systems: European State of Play and Perspectives, Thema Consulting Group, czerwiec 2017

strukturami rynku energii elektrycznej w Danii i w Polsce: jeden OSP, duża liczba OSD, duża liczba sprzedawców, bardzo duża liczba interakcji między tymi uczestnikami.

Z kolei zdecentralizowany system zarządzania danymi pomiarowymi oznacza utrzymanie kontroli poszczególnych OSD nad tymi danymi (wzmocnienie pozycji monopolisty na danym obszarze dystrybucyjnym, co w połączeniu z zależnościami kapitałowymi z niektórymi sprzedawcami może dawać przewagę konkurencyjną). Taki stan ma obecnie miejsce w Niemczech z uwagi na stosunkowo niewielką liczbę liczników zdalnego odczytu.

Brak jest funkcjonujących przykładów zdecentralizowanych systemów zarządzania danymi pomiarowymi przez wiele podmiotów, które byłyby niezależne od OSD, na zasadach wolnej konkurencji.

Poniżej przedstawiono syntetycznie sposób funkcjonowania systemów pomiarowych w kilku państwach UE⁶.

NIEMCY

Odbiorcą danych pomiarowych jest OSD, które opowiada za weryfikację i przeprowadzanie niezbędnych korekt danych. Dane mogą zostać dalej udostępnione tym interesariuszom, którzy, ze względu na wykonywane przez siebie funkcje w systemie – na podstawie przepisów prawa mają do nich dostęp w określonym zakresie.

Przewidywane zmiany funkcjonowania systemów pomiarowych dotyczą konieczności zmiany podmiotu udostępniającego dane pomiarowe w związku z technologicznymi uwarunkowaniami stosowania liczników zdalnego odczytu.

Wyniki przeprowadzonej przez Niemcy oceny ekonomicznej kosztów i korzyści wskazały na brak uzasadnienia dla pełnego (100%) wdrożenia liczników zdalnego odczytu. Obowiązek dostarczenia i zainstalowania inteligentnych liczników ma być ograniczony do odbiorców, którzy pobierają powyżej 6 000 kWh energii rocznie oraz dostawców (prosumentów i producentów energii elektrycznej połączonych z siecią), których maksymalna moc wytwórcza przekracza 7 kW. Pozostali uczestnicy systemu będą mieli możliwość wyboru, czy instalować liczniki zdalnego odczytu czy pozostać przy licznikach statycznych.

HOLANDIA

W Holandii funkcjonuje system, w którym scentralizowany jest obszar komunikacji z użyciem wielu baz danych (*multiple databases hub*), natomiast obszar gromadzenia i przechowywania danych jest scentralizowany częściowo. Zarządzanie skojarzonymi bazami danych powierzone zostało organizacji (ESDN), w której udziały posiadają wszystkie OSD. Poszczególne, uprawnione podmioty (sprzedawcy, operator platformy wymiany danych, OSD) posiadają odpowiedni dostęp do poszczególnych baz w systemie, zarówno w aspekcie zakresu danych jak i celu ich przetwarzania. Przeprowadzanie odczytów odbywa się metodą inkasencką lub automatycznie – z udziałem liczników zdalnego odczytu. W pierwszym przypadku, dane przekazywane są do sprzedawcy energii elektrycznej, w drugim - dane są zbierane i przechowywane przez OSD, a następnie przekazywane do sprzedawcy energii elektrycznej.

Odczyty realizowane są z częstotliwością raz na rok lub w okresach dwumiesięcznych (inkasent) albo codziennie (pomiar zdalny). W przypadku, gdy urządzenie zainstalowane u odbiorcy umożliwia odczyt zdalny, sprzedawca jest zobowiązany do przeprowadzania odczytu i pozyskiwania danych w ten sposób, za pośrednictwem OSD, co najmniej raz na dwa miesiące. Informacje te, wraz z danymi odbiorców, są przechowywane w centralnej bazie OSD zarządzanej przez ESDN.

OSD zobligowane są do wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego z zastosowaniem liczników zdalnego odczytu do końca 2020 roku.

DANIA

Model wyjściowy w Danii wykazywał wiele podobieństw do uwarunkowań występujących w Polsce. Można ocenić, że przyczyny wdrożenia były analogiczne - brak wystarczającego rozdziału pomiędzy OSD oraz niektórymi (największymi) sprzedawcami i wynikająca z tego negatywna ocena możliwości rozwoju rynku konkurencyjnego.

Począwszy od marca 2013 r. w Danii funkcjonuje DataHub, który jest centralną platformą rynkową obsługującą w sposób kompleksowy wymianę informacji i procesy realizowane pomiędzy uczestnikami rynku energii. W konsekwencji wprowadzenia w Danii nowego modelu rynkowego priorytetyzującego odbiorcę końcowego, w kwietniu 2016 r. uruchomiono DataHub drugiej generacji. Produkt ten został zrealizowany przez OSP Danii, oraz jest przez niego obsługiwany.

Odbiorca końcowy posiada relację z rynkiem wyłącznie za pośrednictwem sprzedawcy energii, od którego otrzymuje jeden rachunek wygenerowany na podstawie kompleksowych danych zgromadzonych w DataHub. Po stronie sprzedawcy leży rozliczenie z OSP i OSD, a także z organami podatkowymi. Wszystkie dane i informacje pomiarowe są zbierane przez OSD, a następnie przekazywane do DataHub, z poziomu którego są udostępniane uprawnionym podmiotom w odpowiednim dla nich zakresie. Należy podkreślić, że konsumenci mogą w pełni kontrolować, w jaki sposób, kiedy i jakie podmioty mogą uzyskiwać dostęp do ich danych dotyczących zużycia energii elektrycznej. W tak funkcjonującym modelu firmy (przedsiębiorstwa dystrybucyjne i sprzedawcy energii elektrycznej) nie wymieniają danych bezpośrednio pomiędzy sobą.

Użytkownicy końcowi posiadają bezpośredni dostęp do swoich danych i informacji w DataHub, gdzie są identyfikowani i uwierzytelniani na podstawie podpisu cyfrowego. Sprzedawcy energii mają dowolność w wyborze formy prezentowania

⁶ CEER, Review of Current and Future Data Management Models – CEER Report, Ref: C16-RMF-89-03, 13 grudnia 2016; <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/1fbc8e21-2502-c6c8-7017-a6df5652d20b>

klientom informacji o zużyciu, przy czym obowiązują ich określone wymagania mające na celu zapewnienie przejrzystości.

WŁOCHY

Włochy będąc pionierem w UE w zakresie budowy systemów AMI (advanced meter infrastructure) zakończyły wymianę liczników na inteligentne w 2006 roku.

Obecny model jest zdecentralizowany w aspekcie komunikacji. Wymiana danych odbywa się bezpośrednio pomiędzy OSD a sprzedawcami, w sposób zestandaryzowany. W zakresie odpowiedzialności OSD zawiera się: przeprowadzanie odczytów, gromadzenie i przechowywanie danych pomiarowych, ich walidacja i zapewnienie dostępności danych dla uczestników rynku na niedyskryminujących zasadach.

Dane z obszaru komercyjnego są przetwarzane w systemie informacji zintegrowanej SII (na warunkach określonych w kodeksie dotyczącym ochrony prywatności), który to system - według przewidywań – stanie się w przyszłości centralną bazą zawierającą dane o zużyciu energii przez odbiorców, jak też będzie wykorzystywany przez OSD jako miejsce obsługi procesów związanych z zarządzaniem licznikiem. Należy zauważyć, że system SII jest w założeniach dedykowany zarówno dla sektora elektroenergetycznego jak i dla sektora gazowego.

Liczniki inteligentne przesyłają wielkości zmierzonej energii do OSD automatycznie w interwałach miesięcznych.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych we Włoszech przygotowują się do uruchomienia nowej infrastruktury komunikacyjnej, która umożliwi wykorzystanie w pełni potencjału liczników zdalnego odczytu drugiej generacji.

NORWEGIA

Działający system wymiany informacji (Ediel) jest systemem zestandaryzowanym, przy czym funkcjonuje w modelu zdecentralizowanym, w związku z czym wszystkie OSD są odpowiedzialne za utrzymanie danych i prawidłowego dostępu do danych. Przetwarzanie danych (w tym danych o użytkownikach końcowych) we wszystkich obszarach w systemie jest regulowane przez NRA (National Regulatory Agency). Dane z odczytów i dane użytkowników są gromadzone, zarządzane i przechowywane przez OSD.

Obecnie fazę obowiązkowych testów przechodzi system Elhub – oparty na modelu scentralizowanym, umożliwiający gromadzenie historycznych danych zużycia energii, wyposażony w szereg innych funkcjonalności. Według aktualnych informacji płynących ze Statnett⁷(norweskiego operatora systemu przesyłowego), proces uruchomienia Elhub zakończy się w lutym 2019.

Wdrożenie systemu będzie skutkowało dla wszystkich uczestników rynku odczuwalną zmianą: jeden podmiot (Elhub) będzie odpowiedzialny za zarządzanie danymi. Rolą OSD będzie dostarczanie danych z odczytów i danych o punktach pomiarowych do Elhub, podczas gdy sprzedawcy energii będą dostarczać dane o użytkownikach dla każdego punktu pomiarowego. Przewiduje się, że efektem wdrożenia będzie poprawa efektywności zarządzania rynkiem detalicznym. Za sprawą funkcjonowania zcentralizowanego ośrodka zarządzania danymi, OSD zredukują swoje koszty. Dzięki takiemu rozwiązaniu konsumenci uzyskają dostęp do danych historycznych o własnym zużyciu i będą mogli zarządzać dostępem do tych danych. W następstwie pełnego wdrożenia, spodziewanego na początku 2019 roku, odbiorcy końcowi (konsumenci) i upoważnieni uczestnicy rynku energii będą mieli możliwość dostępu do danych bieżących o zużyciu (w czasie rzeczywistym) bezpośrednio z liczników zdalnego odczytu, wyposażonych w zestandaryzowany interfejs dostarczony przez Norwegian Electronic Committee (NEK).

ESTONIA⁸

Estonia zrealizowała w pełni plan wdrożenia liczników zdalnego odczytu do stycznia 2017 roku. W celu wsparcia procesów zachodzących na rynku energii elektrycznej, utworzono Electricity Data Hub (dalej: Data Hub), który- w powiązaniu z Esfeed (platforma wymiany danych) i z wykorzystaniem jego funkcjonalności - wspomaga zmianę sprzedawcy energii oraz zapewnia udostępnianie danych pomiarowych uprawnionym interesariuszom.

Wśród funkcjonalności platformy Estfeed wskazać należy m.in. zarządzanie wymianą danych pomiędzy uczestnikami rynku, przechowywanie danych pomiarowych i umożliwienie odbiorcom wglądu do swoich danych (za pośrednictwem dedykowanego portalu w Internecie), jak też mechanizmy obliczeniowe na potrzeby generowania pojedynczej faktury przez sprzedawcę. Dane z Data Hub są wykorzystywane do przeprowadzania analiz charakterystyki zużycia energii elektrycznej.

Data Hub w powiązaniu z Estfeed funkcjonuje na otwartym rynku energii i jest dostępny dla uprawnionych grup użytkowników (operatorów sieci dystrybucyjnych, sprzedawców energii, klientów). Każdy OSD jest odpowiedzialny za zbieranie danych z odczytów i informacji pomiarowych i przekazywanie ich do Data Hub, przy czym straty w ramach obszaru działania każdego operatora przyporządkowywane są odrębnie. Sprzedawcy mają obowiązek przekazywania danych do Data Hub po zawarciu umowy z klientem. Korzystanie z Data Hub wymaga zawarcia stosownej umowy z Elering (pełniącym w Estonii rolę Operatora Systemu Przesyłowego), która określa prawa i obowiązki w obszarze przekazywania i pozyskiwania danych. Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania wraz z Data Hub umożliwiło: obniżenie kosztów, poprawę efektywności działań wszystkich uczestników rynku i ograniczenie strat sieciowych.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

⁷ Statnett, aktualności ze strony internetowej <http://www.statnett.no/Media/Nyheter/Nyhetsarkiv-2018/De-forste-aktorer-er-godkjent-for-a-ta-i-bruk-Elhub/>, data publikacji: 16 maja 2018 r.

⁸ Prezentacja „Elering’s Data Hubs for Energy Markets”, Elering AS, lipiec 2018.

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	1	Teks ustawy	<p>Pozytywne:</p> <p>1) Powołanie dwóch Wiceprezesów URE. Prezesowi URE zostaną przyznane kompetencje w sprawie zmiany treści umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP oraz rozstrzygania sporów w zakresie umów, o których mowa w art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, a także kwalifikacji energetycznych.</p> <p>Wpływ – pozytywny: wzmocnienie ochrony praw konsumenta energii oraz rozwój rynku.</p> <p>2) Ułatwienie wykonywania bezpośredniego nadzoru nad działalnością OSD, OIP, Sprzedawcami energii elektrycznej oraz dostęp do większej ilości zagregowanych danych pomiarowych w sektorze.</p>
Towarowa Giełda Energii	1	Tekst ustawy	<p>Pozytywne:</p> <p>Stosowanie przepisów Rozporządzenia 2015/1222 jako Nominowany Operator Rynku Energii (NEMO).</p> <p>Wpływ – pozytywny: TGE pełnym uczestnikiem na rynku europejskim.</p>
Sprzedawcy energii el. i gazu	656	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r.	<p>Pozytywne:</p> <p>1) Konkurencyjne zasady relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP.</p> <p>2) Obniżenie czasu do wystawienia faktury prawdopodobnie przełoży się na skuteczność naliczania należności i jej późniejszego egzekwowania od odbiorcy końcowego, za sprawą wykorzystania informacji i danych pozyskiwanych przy pomocy licznika inteligentnego. Skrócenie czasu trwania procedury zmiany sprzedawcy i zmniejszenie jej kosztów.</p>

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych (OSD)	236	BIP URE	Pozytywne : 1) Konkurencyjne zasady relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP; 2) Obniżenie kosztów zabiegów eksploatacyjnych na licznikach dokonywanych u klienta, poprawa jakości dostaw energii elektrycznej dzięki właściwemu jej opomiarowaniu i łatwej identyfikacji miejsc wpływających na pogorszenie jakości dostaw, polepszenie skuteczności planowania zadań eksploatacyjnych, remontów i prac modernizacyjnych.
Operator Systemu Przesyłowego (PSE S.A.)	1	BIP URE	Pozytywne : 1) Konkurencyjne zasady relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a OSD lub OSP; 2) Usprawnienie zarządzania popytem u odbiorców oraz obniżenie szczytowego zapotrzebowania na moc.
Agregatorzy	5	PSE S.A.	Pozytywne: Możliwość bezpośredniego dostępu do danych pomiarowych odbiorców i wytwórców, z którymi agregator ma lub będzie miał zawarte umowy w celu świadczenia na rzecz operatora usług systemowych. Wpłyne to również na rozwój biznesu usług systemowych w tym usług realizowanych przez agregatorów dzięki łatwiejszej ocenie potencjału odbiorców i wytwórców w zakresie uczestniczenia w rynku usług systemowych.
Wytwórcy energii elektrycznej (elektrownie szczytowo – pompowe)	6	BIP URE	Pozytywne: Zniesienie niepotrzebnych barier rozwoju w przypadku uzyskania koncesji na magazynowanie energii elektrycznej lub wpisu do rejestru magazynów energii elektrycznej.
Odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych (grupa taryfowa G)	Ok. 14,9 mln	BIP URE	Pozytywne: Zapewnienie dostępu do energii elektrycznej na konkurencyjnych warunkach sprzedaży, ochrona przed stosowaniem praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów oraz poszerzenie świadomości

			<p>prawnej.</p> <p>Ponadto, w zakresie systemu inteligentnego opomiarowania:</p> <p>Pozytywne – przewaga korzyści dla odbiorców końcowych nad ponoszonymi kosztami wdrożenia: w krótkim okresie koszty te zostaną zrekompensowane poprzez oszczędności wynikające ze zmniejszonego zużycia energii, za sprawą m.in. większej świadomości w zakresie charakterystyki zużycia energii, jego kontrolowania i regulowania oraz odpowiedzi na zachęty cenowe wprowadzane przez konkurujących ze sobą sprzedawców energii elektrycznej i wykorzystania możliwości sprawnej zmiany sprzedawcy energii w celu skorzystania z korzystniejszej oferty.</p> <p>Pozytywne – wzrost możliwości poprawy efektywności energetycznej.</p>
Odbiorcy końcowi gazu ziemnego	6,9 mln	Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2016 r.	Pozytywne: Zapewnienie dostępu do energii elektrycznej na konkurencyjnych warunkach sprzedaży oraz ochrona przed stosowaniem praktyk naruszających zbiorowe interesy konsumentów.
Producenci urządzeń	Kilkuset	Internet	Pozytywne: Produkcja i dostarczanie urządzeń pomiarowych na dużą skalę, zwiększenie zatrudnienia, rozwój technologii, zwiększenie konkurencji wśród producentów urządzeń pomiarowych.
Właściciele pociągów, metro, tramwajów i trolejbusów		Tekst ustawy	Pozytywne: Zaproponowane rozwiązania pozwolą na urealnienie kosztów ponoszonych przez właścicieli ww. pojazdów odzwierciedlających rzeczywiste zużycie energii elektrycznej i korzystanie z sieci.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt zostanie zamieszczony na stronie internetowej BIP RCL zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingskiej w procesie stanowienia prawa. Szczególnie istotne będzie przeprowadzenie konsultacji

społecznych z następującymi podmiotami:

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Towarzystwo Obrotu Energią, Towarowa Giełda Energii, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji, Polska Izba Magazynowania Energii, Urząd Transportu Kolejowego.

Przewidywany czas i termin konsultacji społecznych to październik 2018 r.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych – wprowadzenie rozwiązań w obszarze kwalifikacji, Prezesa URE i innych

(ceny stałe z 2017 r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa												
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Wydatki ogółem	0	23,6	18,2	15,7	16,3	16,9	18,7	17,5	17,9	18,3	18,7	185,1
budżet państwa	0	23,6	18,2	15,7	16,3	16,9	18,7	17,5	17,9	18,3	18,7	185,1
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Saldo ogółem	0	-23,6	-18,2	-15,7	-16,3	-16,9	-18,7	-17,5	-17,9	-18,3	-18,7	-185,1
budżet państwa	0	-23,6	-18,2	-15,7	-16,3	-16,9	-18,7	-17,5	-17,9	-18,3	-18,7	-185,1
JST												
pozostałe jednostki (oddzielnie)												
Źródła finansowania												
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Koszty dotyczące obowiązków Prezesa URE związanych z kwalifikacjami zostały oszacowane przez Prezesa URE i przekazane do Ministerstwa Energii w piśmie z dnia 29 czerwca 2018 r. (znak: DPR.0230.16.2018.JK).</p> <p>Jednocześnie opłaty związane z komisjami kwalifikacyjnymi oraz świadectwami kwalifikacyjnymi będą stanowiły dochód budżetu państwa, stąd wyżej podane koszty powinny zostać zrównoważone wpływami do budżetu państwa.</p> <p>Powołanie dwóch Wiceprezesów URE, którzy będą uzyskiwać wynagrodzenie miesięczne w wysokości ok. 12,5 tys. zł brutto każdy.</p> <p>Kwota ta pochodzi z szacunków opartych na oficjalnym dokumencie Prezesa Urzędu Energetyki: http://www.senat.gov.pl/gfx/senat/userfiles/public/k8/dokumenty/stenogram/oswiadczenia/jackowski/5921o.pdf</p>											

Wpływ na sektor finansów publicznych – wprowadzenie systemu inteligentnego opomiarowania

(ceny stałe z 2016 r. w mln zł)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]						
	0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	0,0	55,4	80,1	78,9	100,5	38,0	865,8
budżet państwa	0	55,4	80,1	78,9	100,5	38,0	865,8
Wydatki ogółem	0	0	0	0	0	0	0
budżet państwa	0	0	0	0	0	0	0
Saldo ogółem	0	55,4	80,1	78,9	100,5	38,0	865,8
budżet państwa	0	55,4	80,1	78,9	100,5	38,0	865,8
Źródła finansowania	Patrz pkt 7						

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Patrz pkt 7
--	-------------

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki						
		Koszty w okresie 10 lat od wejścia w życie zmiany						
		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z 2016 r.)	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	14,9	69,0	121,6	250,5	535,8	2 929,6
W ujęciu niepieniężnym	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	<p>Wejście w życie rozwiązań związanych z wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania wymagać będzie od użytkowników końcowych wysiłku związanego z:</p> <ul style="list-style-type: none"> - analizą własnego sposobu korzystania z energii elektrycznej, - wdrożeniem zmian polegających na rezygnacji z przyzwyczajzeń i utrwaleniem nowych dobrych nawyków w aspekcie użytkowania energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, - porównywaniem ofert konkurujących ze sobą sprzedawców, podejmowaniem decyzji, <p>Jak również przeznaczaniem odpowiedniej ilości czasu na przystosowanie się do nowych realiów i odnalezienie optymalnego dla siebie sposobu postępowania.</p> <p>Ponadto, wzrost inwestycji w magazyny energii elektrycznej przyczyni się do ograniczenia krótkoterminowych fluktuacji mocy źródeł OZE, zapewnienia wymaganej mocy i pojemności dla stacji ładowania oraz stanowi ekwiwalent rozbudowy sieci.</p> <p>Zmiany w pozostałym obszarze, w szczególności ułożenie zań relacji pomiędzy sprzedawcą energii elektrycznej a OSD i OSP na zasadach konkurencji, doprowadzą do zapewnienia przejrzystości cen energii elektrycznej i paliw gazowych dla odbiorców końcowych oraz ochrony przed stosowaniem niedozwolonych praktyk.</p>						
	sektor mikro-, małych i średnich oraz dużych przedsiębiorstw	Zagwarantowanie, że przy pracach nad urządzeniami, instalacjami i sieciami energetycznymi będą pracowały osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje sprawdzane regularnie co pięć lat.						
		Korzyści w okresie 10 lat od wejścia w życie zmiany						
		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z 2016 r.)	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	23,5	57,5	89,9	707,2	1351,7	7 567,6
W ujęciu niepieniężnym	Odbiorcy energii elektrycznej - gospodarstwa domowe	<p>Do najważniejszych korzyści, jakie osiągnie odbiorca energii elektrycznej należy zaliczyć:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Bieżący dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, co umożliwi: <ul style="list-style-type: none"> • optymalne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej, • analizę danych i świadome korzystanie z energii elektrycznej, • w przypadku odbiorców uboższych lub wrażliwych możliwość elastycznego dostosowania bieżącego zużycia do posiadanych zasobów; 2. Odpowiedź na indywidualne potrzeby klienta poprzez wprowadzenie taryf 						

- dynamicznych a tym samym zapewnienie konsumentowi możliwości aktywnego uczestnictwa w rynku;
3. Poprawa parametrów jakościowych pobieranej energii elektrycznej;
 4. Uproszczenie i skrócenie procedury zmiany sprzedawcy energii elektrycznej - łatwość i krótki czas trwania procedury zmiany sprzedawcy zaktywizuje konsumentów
 5. Stworzenie potencjału do rozwoju mikro-generacji oraz podłączenia do sieci dodatkowych urządzeń.

Konkludując – podkreślić należy, że zasadniczą korzyścią dla odbiorców końcowych związaną z wdrożeniem systemu inteligentnego opomiarowania będzie wyeliminowanie odczytów prowadzonych w trybie inkasenckim. Jako koszt zaś należy wskazać zwiększenie wydatków w początkowej fazie wdrożenia wynikające z uwzględnienia nakładów związanych z inwestycją w taryfie.

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń do pkt 6 i 7:

Obliczenia zostały dokonane w oparciu o metodologię i dane zawarte w materiałach przytoczonych w pkt 13. Poszczególne składniki kosztowe związane z instalacją liczników zdalnego odczytu zostały skalkulowane na podstawie danych z faktycznych przetargów organizowanych przez największych OSD i dla założonego tempa instalacji liczników. Dane dotyczące składników kosztowych zidentyfikowanych dla procesu utworzenia OIP pozyskano z PSE S.A. Dokonano wyspecyfikowania możliwych korzyści dla różnych uczestników rynku energii elektrycznej, które następnie wyceniono w oparciu o przyjęte założenia i model finansowy. Do wyceny wartości w cenach stałych przyjęto prognozy MFR dotyczące inflacji (stopa dyskonta równa prognozowanej stopie inflacji).

Obliczone koszty i korzyści odniesiono do gospodarstw domowych (odbiorcy indywidualni – grupa G), wykorzystując metodologię przeniesienia kosztów poprzez taryfę. Koszty w stosunku do korzyści przenoszone są z rocznym opóźnieniem, co wynika ze specyfiki kształtowania systemu taryfowego.

Źródła danych oraz opis metodologii został szczegółowo opisany w materiałach przytoczonych w pkt 13.

Przedstawiono informacje szczegółowe dotyczące przewidywanych kosztów i wybranych korzyści, uzyskiwanych dzięki instalacji liczników. Koszty zawarte w poniższych tabelach dotyczą rzeczywistych prognozowanych wartości do poniesienia przez OSD i OIP, bez uwzględnienia mechanizmu przenoszenia ich poprzez taryfę.

1) Koszty funkcjonowania systemu – dane szczegółowe

Koszty funkcjonowania systemu obejmują wydatki operacyjne OSD i OIP w zakresie obsługi systemu liczników zdalnego odczytu. Koszt instalacji liczników ujęty w poniższej tabeli to koszty infrastruktury po stronie OSD, koniecznej do tego by system mógł działać, czyli: liczników, koncentratorów, sieci itd.

Tabela. Koszty – dane szczegółowe (zdyskontowane na dzień 1 stycznia 2018 r, w cenach z 2016 roku)

dane w tys. zł	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
koszty funkcjonowania systemu	10 721	22 581	17 936	13 577	18 701	15 601	21 593	16 083	16 092	15 308
koszty instalacji liczników	296 369	428 360	422 210	548 525	537 445	653 941	640 648	747 949	151 531	203 325

2) Wybrane korzyści - dane szczegółowe

Korzyści, które przewidywane są do osiągnięcia zawarto w poniższej tabeli.

Tabela. Wybrane korzyści – (zdyskontowane na dzień 1 stycznia 2018 r, w cenach z 2016 roku)

dane w tys. zł	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
redukcja strat handlowych i technicznych	8 695	21 135	32 857	47 932	62 125	79 316	95 483	114 325	110 650	107 099
oszczędności na odczytach	14 853	36 412	57 091	242 221	316 575	407 545	494 682	597 180	582 614	568 404

3) Korzyści uzyskiwane w ramach wdrożenia systemu liczników zdalnego odczytu w przeliczeniu na 1 statystyczne gospodarstwo domowe

Tabela. Korzyści odbiorców indywidualnych (z uwzględnieniem mechanizmu przełożenia korzyści przez taryfę) w przeliczeniu na 1 gospodarstwo domowe (zdyskontowane na dzień 1 stycznia 2018 r, w cenach z 2016 roku)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
korzyści w mln zł	0	0	39	96	150	535	707	921	1 131	1 383

średnie korzyści w przeliczeniu na 1 gospodarstwo domowe w zł	0	0	2	6	9	32	42	54	66	80
---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----

4) Wpływ regulacji na koszty budowy i funkcjonowania OIP

Tabela. Koszty funkcjonowania OIP na skutek wdrożenia planowanych regulacji (zdyskontowane na dzień 1 stycznia 2018 r, w cenach z 2016 roku)

dane w tys. zł	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
OIP – inwestycyjne	4 888	15 259	6 513	1 362	5 313	2 160	7 586	2 056	2 407	1 957
OIP – operacyjne	5 833	7 322	11 423	12 216	13 388	13 441	14 007	14 027	13 685	13 351
OIP – razem	10 721	22 581	17 936	13 577	18 701	15 601	21 593	16 083	16 092	15 308

Tabela. Zatrudnienie docelowe OIP związane z rolą Operatora Informacji Pomiarowych:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Zatrudnienie łącznie	11	18	23	23	27	27	29	29	29	29

Zatrudnienie obejmuje nowe etaty na następujących stanowiskach: administratorzy danych, analitycy oraz stanowiska administracyjne i zarządcze.

W ujęciu niepieniężnym w zakresie skutków pośrednich - działań legislacyjnych oraz pozalegisacyjnych, które warunkują wystąpienie oczekiwanych korzyści:

Działania legislacyjne:

1. Uchwalenie ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne
2. Wydanie aktów wykonawczych do ustawy: rozporządzenie określające szczegółowe warunki funkcjonowania systemu pomiarowego, zmiana rozporządzenia taryfowego dla energii elektrycznej w zakresie opłaty abonamentowej (Minister Energii).

Działania pozalegisacyjne:

1. Zmiana Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (OSP, zatwierdza Prezes URE);
2. Zmiany Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (OSD, zatwierdza Prezes URE);
3. Opracowanie standardów technicznych dostępu do centralnej bazy danych i wymiany informacji pomiarowych (OIP w uzgodnieniu z OSD, Sprzedawcami, URE, Wytwórcami i Odbiorcami);
4. Przeprowadzenie przetargów na systemy informatyczne i sprzęt (OIP, OSD, Sprzedawcy);
5. Integracja systemów teleinformatycznych Sprzedawców i OSD z centralną bazą.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).

tak
 nie
 nie dotyczy

zmniejszenie liczby dokumentów
 zmniejszenie liczby procedur
 skrócenie czasu na załatwienie sprawy
 inne uproszczenia obowiązków informacyjnych

zwiększenie liczby dokumentów
 zwiększenie liczby procedur
 wydłużenie czasu na załatwienie sprawy
 inne:

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.

tak
 nie
 nie dotyczy

Komentarz: Dzięki jednemu punktowi dostępu/kontaktowi w centralnym OIP oraz formie elektronicznej większości z wprowadzonych rozwiązań zostanie uproszczony system zarządzania i obiegu danych w procesie rozliczeń odbiorców i zmianie sprzedawcy, co przyczyni się do skrócenia obiegu informacji.

9. Wpływ na rynek pracy

Przewiduje się pozytywny wpływ na rynek pracy poprzez wzmocnienie konkurencji na rynku energii (otwarcie rynku energii) a także zapewnienie, że w pracach przy urządzeniach, instalacjach i sieciach będą zatrudniane osoby o odpowiednich kwalifikacjach regularnie sprawdzanych. Dodatkowo, instalacja inteligentnych liczników w liczbie ok. 10.5 mln w okresie do końca roku 2025 oraz rozwój branży urządzeń dedykowanych do współpracy z inteligentnymi licznikami spowoduje przyrost miejsc pracy przede wszystkim w sektorze informatycznym oraz produkcyjnym (wśród producentów dedykowanych urządzeń). Przejściowe problemy mogą wynikać z potrzeb przekwalifikowania w ramach

struktur OSD pracowników odczytujących liczniki.

10. Wpływ na pozostałe obszary

- środowisko naturalne
 sytuacja i rozwój regionalny
 inne: konkurencja

- demografia
 mienie państwowe

- informatyzacja
 zdrowie

Omówienie wpływu

Użytkownicy systemu elektroenergetycznego będą mieli stały dostęp do danych o zużyciu energii elektrycznej, dzięki czemu zostanie ułatwiona procedura zmiany sprzedawcy, odbiorca będzie rozliczany według rzeczywistego zużycia energii elektrycznej, natomiast w odniesieniu do operatorów zostanie usprawnione zarządzania popytem oraz obniżenie szczytowego zapotrzebowania na moc, a także polepszenie skuteczności planowania zadań eksploatacyjnych, remontów i prac modernizacyjnych. Ustawa stanowi również szansę dla polskich producentów liczników energii elektrycznej.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

1. Planowane wejście przepisów w życie – 14 dni od dnia ogłoszenia.
2. Udostępnienie CSIP i wprowadzenie obowiązku rozliczeń wg danych pomiarowych uzyskiwanych od OIP w okresie 36 miesięcy od daty wejścia przepisów w życie.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja projektu nastąpi m.in. ujęcie zagadnień regulowanych w projekcie w sprawozdaniu przygotowywanym corocznie przez regulatora ze swojej działalności oraz monitoring spraw i postępowań wynikających z tych spraw.

Ponadto, w zakresie wprowadzenia systemu inteligentnego opomiarowania, ewaluacja projektu powinna obejmować:

1. Kontrolę postępów w instalacji liczników przez OSD w terminach skorelowanych z określonymi w ustawie (oceniana przez Prezesa URE);
2. Liczba dni potrzebnych odbiorcom do skutecznej zmiany umowy na zakup (lub sprzedaż i zakup) energii elektrycznej (oceniana przez Prezesa URE).
3. Liczba zmian umowy na zakup (lub zakup i sprzedaż) energii elektrycznej przez odbiorców końcowych

Mierniki:

Ad. 1. Liczba liczników zdalnego odczytu zainstalowana i skomunikowana w systemie CSIP .

1. Do 31 grudnia 2019 r. u co najmniej 5 % odbiorców końcowych.
2. Do 31 grudnia 2021 r. u co najmniej 20 % odbiorców końcowych.
3. Do 31 grudnia 2023 r. u co najmniej 40 % odbiorców końcowych.
4. Do 31 grudnia 2025 r. u co najmniej 65 % odbiorców końcowych.
5. Do 31 grudnia 2026 r. u co najmniej 80% odbiorców końcowych

Ad. 2. Liczba dni potrzebna odbiorcom do skutecznej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej (liczona w dniach):

- a) 31 grudnia 2021 roku – 7 dni;
- b) 30 grudnia 2022 – 3 dni ;
- c) 30 grudnia 2023 roku – 1 dzień.

Ad. 3. Liczba zmian sprzedawcy energii elektrycznej przez odbiorców końcowych rocznie – dopuszczalna tolerancja 20%:

- a) 31 grudnia 2021 roku – co najmniej 20 tys.
- b) 30 grudnia 2022 roku – co najmniej 50 tys.
- c) 30 grudnia 2023 roku – co najmniej 100 tys.
- d) 31 grudnia 2025 roku – co najmniej 300 tys.
- e) 31 grudnia 2026 – co najmniej 500 tys.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

1. Aktualizacja istotnych założeń do modelu kosztów i korzyści wdrożenia inteligentnego opomiarowania w Polsce, czerwiec 2018 r.
2. European Smart Metering Landscape Report „Utilities and Consumers”. USmartConsumer Project. Madryt, listopad 2016 r.
3. Analiza w zakresie ekonomicznej oceny zasadności wprowadzenia inteligentnych form pomiaru zużycia energii elektrycznej w Polsce, 20 sierpnia 2012 r.
4. Analiza skutków społeczno-gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania, Warszawa, kwiecień 2013 r.
5. Aneks do Analizy skutków społeczno – gospodarczych wdrożenia inteligentnego opomiarowania, Warszawa, kwiecień 2013 r.
6. Pismo PSE S.A. przekazujące dane dot. kosztów do poniesienia w latach 2019 – 2028 związanych z budową i funkcjonowaniem Operatora Informacji Pomiarowych z dnia 7 sierpnia 2018 r.
7. Pismo Prezesa URE z dnia 29 czerwca 2018 r. (znak: DPR.0230.16.2018.JK) w sprawie kosztów związanych z nowymi obowiązkami regulatora w zakresie kwalifikacji.

Wyjaśnienia do formularza oceny skutków regulacji

0. Metryczka

W niniejszej części należy podać podstawowe informacje na temat oceny skutków regulacji:

- Nazwa projektu:

Proszę podać np. wstępny tytuł projektu wpisany do wykazu prac legislacyjnych.

- Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące:

Proszę wskazać organ odpowiedzialny za przygotowanie projektu, jego koordynację oraz wdrożenie (ministerstwo wiodące). W przypadku, gdy projekt jest przedmiotem prac więcej niż jednego ministerstwa, proszę wskazać również podmioty współpracujące.

- Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu:

Proszę wskazać osobę, która w ministerstwie wiodącym nadzoruje prace jednostki odpowiedzialnej za merytoryczne przygotowanie projektu.

- Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu:

Proszę podać kontakt (telefon, adres e-mail) do osoby, która jest odpowiedzialna za opracowanie projektu (np. kierownika komórki organizacyjnej) i będzie w stanie odpowiedzieć na ewentualne pytania związane z przedstawionymi w ocenie informacjami lub wskaże odpowiednią osobę.

- Data sporządzenia:

Proszę podać datę przygotowania OSR.

- Źródło:

Z rozwijanej listy proszę wybrać źródło, na podstawie którego przygotowany jest projekt (punkt exposé, data decyzji, nazwa strategii, nr dyrektywy, sygn. orzeczenia TK, nazwa ustawy, inne).

- Nr w wykazie prac:

Proszę podać numer z właściwego wykazu prac legislacyjnych.

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Proszę opisać istotę problemu (np. zawodność rynku, zapotrzebowanie na dobro publiczne, wysokie koszty transakcyjne, bariery w prowadzeniu działalności gospodarczej itp.) i jego praktyczny wymiar (np. zbyt mała ochrona leasingobiorców, niewystarczający komfort i długi czas podróży koleją, występujące obciążenia administracyjne pobierczego danego przepisu itp.). Istotą problemu nie jest brak określonej regulacji - nowa regulacja może być jednym z instrumentów (sposobem) rozwiązania problemu. Dobrze i zwięźle wypełniona rubryka umożliwi zrozumienie problemu, który ma być rozwiązany oraz skali i przyczyn jego występowania.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze (największe) problemy wymagające rozwiązania.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Proszę zwięźle opisać proponowane rozwiązanie problemu opisanego w pkt 1 oraz oczekiwane rezultaty jego (ich) wdrożenia, sformułowane w możliwie konkretny, mierzalny i określony w czasie sposób - w przypadkach w których jest to możliwe powinien być zgodny z zasadą SMART (prosty, mierzalny, osiągalny, istotny, określony w czasie), np. osiągnięcie do 2020 r. wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego co najmniej 90%.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać najważniejsze rekomendacje i cele.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Proszę wskazać - tam gdzie to możliwe - rozwiązania w minimum 3 krajach i źródła informacji. Proszę wskazać kraje, z których rozwiązania przeanalizowano oraz wyniki tych analiz.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę wskazać informacje odnoszące się do zagadnień najważniejszych.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Proszę wyszczególnić jakie podmioty (zarówno osoby fizyczne, prawne lub jednostki nieposiadające osobowości prawnej) są objęte projektem. Proszę oszacować ich liczbę (wraz z podaniem źródła danych) oraz opisać charakter oddziaływania projektu na daną grupę.

Proszę dostosować liczbę wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

Przykładowe grupy: obywatele, MŚP, rolnicy, rodzina, inwestorzy, lekarze, emeryci, osoby niepełnosprawne.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Proszę podać informacje o konsultacjach poprzedzających przygotowanie projektu oraz wskazać, jaki jest planowany zakres konsultacji publicznych i opiniowania projektu, w szczególności uwzględniając:

- wskazanie, czy były (i jak długo) prowadzone konsultacje poprzedzające przygotowanie projektu (tzw. pre-konsultacje publiczne), podmioty, z którymi były prowadzone te konsultacje (w tym ekspertów), w jaki sposób komunikowano się z grupami wskazanymi w pkt 6 (metody konsultacji np. warsztaty, kwestionariusz on-line), krótkie podsumowanie wyników konsultacji,
- terminy planowanych konsultacji publicznych, podmioty, z którymi będzie konsultowany projekt, wskazanie przepisu z którego wynika obowiązek zasięgnięcia opinii.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

W przygotowaniu kalkulacji skutków dla sektora finansów publicznych proszę uwzględnić aktualne wytyczne dotyczące założeń makroekonomicznych, o których mowa w art. 50a ustawy o finansach publicznych.

Jeśli to możliwe proszę wskazać skumulowane koszty/oszczędności. Prognozę proszę przeprowadzić w podziale na proponowane kategorie w horyzoncie 10-letnim, w wartościach stałych (np. ceny stałe dla pierwszego roku prognozy). W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli obliczenia zostały wykonane na podstawie opracowania własnego, proszę je przedstawić w formie załącznika oraz wskazać to opracowanie w pkt 13.

W opracowywanej analizie wpływu, co do zasady, należy przyjąć kalkulację w cenach stałych. W przypadku zastosowania cen bieżących, prezentacja skutków finansowych powinna uwzględniać wskaźniki makroekonomiczne podawane w [Wytycznych dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw](#). Jeżeli nie zastosowano wskaźników makroekonomicznych podanych w [Wytycznych MF](#), proszę dołączyć stosowną informację wyjaśniającą.

Proszę wskazać źródła finansowania planowanych wydatków. Proszę wskazać również wszystkie przyjęte do obliczeń założenia i źródła danych.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w kolejnych latach jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu na SFP dla najważniejszych zmian.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Proszę oszacować wpływ na konkurencyjność gospodarki, przedsiębiorczości oraz na sytuację rodziny. Skutki należy przypisać do odpowiedniej grupy w tabeli.

W przypadku gdy regulacja będzie oddziaływać na inne niż wymienione w formularzu podmioty proszę odpowiednio uzupełnić formularz.

Proszę wskazać wartość finansową, z uwzględnieniem m.in. kosztów ponoszonych w związku z wejściem w życie aktu (np. koszt aktualizacji systemów informatycznych, zakupu nowych urządzeń), podatków i opłat lokalnych, itp.

W ujęciu niepieniężnym proszę podać wartości najważniejszych wskaźników, które ulegną zmianie (np. skrócenie czasu wydania pozwolenia na budowę o 100 dni, wzrost wskaźnika upowszechnienia wychowania przedszkolnego o 20 punktów procentowych).

W przypadku gdy nie ma możliwości podania żadnych wartości liczbowych (lub wpływ dotyczy także zmian, których nie można skwantyfikować) proszę odpowiednio opisać analizę wpływu w pozycji: „niemierzalne”.

Skutki proszę skalkulować dla roku wejścia w życie regulacji (0), a następnie w 1, 2, 3, 5 i 10 roku jej obowiązywania. W kolumnie *Łącznie* proszę wpisać skumulowane skutki za okres 10 lat obowiązywania regulacji.

W przypadku gdy analiza wpływu obejmuje dłuższy niż 10-letni horyzont (np. zmiany w systemie emerytalnym), możliwe jest dostosowanie kolumn tabeli do horyzontu projektu.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

Proszę dostosować ilość wierszy w tabeli, zgodnie z potrzebami projektu. Puste wiersze proszę usunąć.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

Obciążenia regulacyjne należy rozumieć jako wszystkie czynności, które muszą wykonać podmioty (adresaci regulacji) w związku wykonywaniem projektowanych przepisów.

Przykładem takich obciążeń są m.in. obowiązki informacyjne (OI). OI polega na dostarczaniu lub przechowywaniu przez podmioty zobowiązane danych informacji. Identyfikowanie OI dokonywane jest w oparciu o przepisy ustawy. Dany przepis nakłada OI, jeżeli podmiot realizujący obowiązek musi wykonać szereg czynności administracyjnych. Przepis można uznać za OI w przypadku gdy jego wykonanie będzie związane z wykonaniem jednej lub więcej czynności składowych z listy poniżej:

- 1) przyswajanie wiedzy dotyczącej wykonywania konkretnego obowiązku informacyjnego (w tym bieżące śledzenie zmian w przepisach),
- 2) szkolenie pracowników w zakresie wykonywania OI,
- 3) pozyskiwanie odpowiednich informacji z posiadanych danych,
- 4) przetwarzanie posiadanych danych w celu wykonania OI,
- 5) generowanie nowych danych,
- 6) projektowanie materiałów informacyjnych,
- 7) wypełnianie kwestionariuszy,
- 8) odbywanie spotkań,
- 9) kontrola i sprawdzanie poprawności,
- 10) kopiowanie/sporządzanie dokumentacji,
- 11) przekazywanie wymaganej informacji do adresata,
- 12) archiwizacja informacji.

Proszę:

- w przypadku gdy projekt nie dotyczy zmiany obciążeń regulacyjnych, zaznaczyć pole „nie dotyczy”,
- w przypadku zmian w projekcie wpływających na obciążenia regulacyjne odpowiednio zaznaczyć ich zwiększenie lub zmniejszenie,
- wskazać, czy wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE,
- wskazać, czy dane obciążenia są przystosowane do ich ewentualnej elektronizacji (dotyczy sytuacji kiedy wprowadzane obciążenia wpływają na systemy teleinformatyczne podmiotów publicznych lub na podmioty prywatne – przedsiębiorcy, obywatele).

W komentarzu proszę o zwięzłe opisanie zakresu zmian dotyczących obciążeń regulacyjnych.

9. Wpływ na rynek pracy

Proszę opisać, czy i w jaki sposób projektowana regulacja może spowodować zmiany na rynku pracy w odniesieniu do zatrudnienia oraz innych wskaźników (np. czasu poszukiwania pracy, kwalifikacji pracowników).

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

10. Wpływ na pozostałe obszary

Proszę zaznaczyć pola - zakres oddziaływania projektu na obszary niewymienione w pkt 6, 7 i 9. Dla zaznaczonych obszarów proszę dokonać analizy wpływu.

W przypadku analizy wpływu na obszar „informatyzacja” proszę w szczególności rozważyć następujące kwestie:

- Czy projekt spełnia wymagania interoperacyjności (zdolność sieci do efektywnej współpracy w celu zapewnienia wzajemnego dostępu użytkowników do usług świadczonych w tych sieciach)?
- Czy projekt spełnia wymogi neutralności technologicznej, wielojęzyczności, elektronicznej komunikacji, wykorzystania danych z rejestrów publicznych, ochrony danych osobowych?

Jeżeli projekt będzie miał wpływ na inne niż wymienione w pkt 10 obszary proszę zaznaczyć „inne” oraz je wymienić. Proszę również omówić wpływ, jaki będzie miała projektowana regulacja na wymienione obszary.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę dokonać analizy wpływu dla najważniejszych zmian.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Proszę opisać kiedy planuje się rozwiązanie problemu zidentyfikowanego w pkt 1 (wejście przepisów w życie nie zawsze rozwiązuje dany problem a jedynie daje podstawę do wdrożenia instrumentów do jego rozwiązania). Proszę przedstawić harmonogram wdrożenia działań wykonania aktu prawnego (np. gdy rozwiązywanym problemem jest zwiększona

zachorowalność, to działaniami będą: ew. zatrudnienie dodatkowych pracowników, zakup majątku - urządzeń, przeprowadzenie szczepień, zakup szczepionek itp.)).

Jeżeli akt prawny ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać planowane wykonanie dla najważniejszych zmian.

Jeżeli projektowana regulacja oddziałuje na przedsiębiorców (na prowadzenie działalności gospodarczej), zgodnie z *Uchwałą Rady Ministrów z dnia 18 lutego 2014 r. w sprawie zaleceń ujednoczenia terminów wejścia w życie niektórych aktów normatywnych*, terminem wejścia w życie przepisów, po minimum 30-dniowym *vacatio legis*, powinien być 1 stycznia lub 1 czerwca. Jeżeli termin ten nie zostanie zachowany, proszę wskazać powód odstąpienia od wyznaczonych terminów.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Proszę opisać, kiedy i w jaki sposób będzie mierzone osiągnięcie efektu opisanego w pkt 2. Po jakim czasie nastąpi przegląd kosztów i korzyści projektowanych oddziaływań. Proszę również wskazać mierniki, które pozwolą określić, czy oczekiwane efekty zostały uzyskane.

W tym punkcie proszę też podać informację dotyczącą przygotowania oceny funkcjonowania ustawy (OSR ex-post), jeżeli w odniesieniu do projektu ustawy przewiduje się przedstawienie wyników ewaluacji w OSR ex-post.

Jeżeli projekt ma charakter przekrojowy i dotyczy wielu zagadnień (np. ustawa deregulująca zawody, ustawa o ułatwieniu wykonywania działalności gospodarczej) proszę opisać sposób przeprowadzania ewaluacji i mierniki dla najważniejszych zmian.

Jeśli specyfika danego projektu uniemożliwia zastosowanie mierników lub też niezasadna jest jego ewaluacja (z uwagi na zakres lub charakter projektu) proszę to opisać.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy, itp.)

Proszę wymienić dodatkowe dokumenty, które stanowią załączniki do projektu i formularza. Załączanie dodatkowych dokumentów jest opcjonalne.