



PTPIREE

POLSKA. Z ENERGIĄ DZIAŁA LEPIEJ.

Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna - raport PTPIREE



SPIS TREŚCI

1. **LIST PREZESA POLSKIEGO TOWARZYSTWA
PRZESYŁU I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ** /04
2. **OPERATORZY** /06
3. **DANE STATYSTYCZNE** /10
4. **GLÓWNY TREND** /16
5. **REGULACJE** /22
6. **INWESTYCJE** /26
7. **INNOWACJE** /34
8. **POLSKA NA TLE ŚWIATA** /42
9. **PRZYSZŁOŚĆ SYSTEMU
ELEKTROENERGETYCZNEGO** /46
10. **RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ
Z PERSPEKTYWY KONSUMENTA** /48



ROBERT STELMASZCZYK

Prezes Zarządu
Polskiego Towarzystwa Przesyłu
i Rozdziału Energii Elektrycznej

SZANOWNI PAŃSTWO,

ostatnie kilka lat w energetyce sieciowej w Polsce było okresem intensywnych prac na rzecz zapewnienia niezawodności dostaw energii elektrycznej. Uczestnicy rynku, a także organy i instytucje wyznaczające kierunki rozwoju i współkształtujące otoczenie rynkowe, przywiązywali znaczną wagę do kwestii jakości, bezpieczeństwa oraz ciągłości zaopatrzenia odbiorców w energię. Raport, który oddajemy w Państwa ręce, jest analizą poświęconą energetyce sieciowej. Przedstawia w sposób kompleksowy i przekrojowy najważniejsze wydarzenia, trendy i zmiany, które mają miejsce na rynku przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej w Polsce w ostatnich latach.

Każdy z rozdziałów raportu poświęcony został prezentacji wybranego aspektu sektora elektroenergetycznego. Przybliżenie roli operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych oraz przygotowane zestawienia statystyczne zapewniają merytoryczną podstawę do analizy kierunku rozwoju energetyki sieciowej.

Przegląd trendów na innych rynkach energetycznych, głównie europejskich, oraz rozwój Krajowego Systemu Elektroenergetycznego obrazują perspektywy przyszłego rozwoju energetyki sieciowej. Rozwiązania przyjęte w innych krajach Starego Kontynentu stanowią źródło inspiracji, a zdobyte doświadczenia mogą być swego rodzaju drogowskazem, także dla Polski. Inwestycje zrealizowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne i plany rozwoju sieci przesyłowej ilustrują kierunek rozwoju elektroenergetyki w Polsce.

Na kolejnych stronach przedstawione zostały główne trendy rynkowe oraz kluczowe dla tego sektora aspekty i wyzwania. Dyrektor Tomasz Dąbrowski oraz prezes Maciej Bando, reprezentujący Ministerstwo Gospodarki i Urząd Regulacji Energetyki, podkreślili znaczenie wpływu koncepcji strategicznych i rozwiązań prawnych ustalanych na poziomie europejskim oraz zmian w modelu regulacji operatorów systemów dystrybucyjnych.

Potrzeby i wymagania odbiorców końcowych – klientów, stanowią oś spajającą następne trzy rozdziały. Podkreślamy w nich implikacje płynące z regulacji jakościowej, której kształt jest obecnie wypracowywany przez ekspertów URE we współpracy z operatorami. Należy podkreślić, że poprawa jakości świadczonych usług była, jest i nadal będzie jednym z kluczowych elementów strategii spółek operatorskich. Inwestycje zrealizowane w ostatnim okresie przez spółki sektora, nawiązują do zmieniającej się roli biznesowej i wyzwań stojących przed operatorami. Działania te są bezpośrednio związane z oczekiwaniami klientów, które coraz bardziej przypominają te stawiane firmom funkcjonującym w warunkach otwartej konkurencji. Konsekwentnie wprowadzane innowacje i rosnące nakłady finansowe przeznaczane na rozwój i programy pilotażowe mają pozytywne przełożenie na poprawę wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej. Warto zaznaczyć, że działania operatorów, zrealizowane w latach 2011-2014, pozwoliły na obniżenie wskaźnika SAIDI nieplanowanego o prawie 30%. Oznacza to, że przerwy długie w dostawach energii elektrycznej do odbiorców w Polsce, związane

w dużej mierze z nieprzewidywanymi awariami, zostały skrócone o prawie 1/3 w ciągu ostatnich trzech lat. Jednocześnie, prezes Federacji Konsumentów – Kamil Pluskwa-Dąbrowski – w swojej wypowiedzi w rozdziale X słusznie zwrócił uwagę na ograniczony poziom świadomości konsumentów dotyczący branży elektroenergetycznej w Polsce, w szczególności segmentu przesyłu i dystrybucji.

Spółki energetyczne zdają sobie sprawę z rosnącego znaczenia działań edukacyjnych i komunikacyjnych. Kampania edukacyjna PTPiREE „Polska. Z energią działa lepiej.” objęta patronatem honorowym Ministra Gospodarki i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w ramach której przygotowany został niniejszy raport, jest tego elementem. W czasie kampanii PTPiREE prowadzi szereg różnorodnych aktywności na rzecz zwiększenia świadomości roli i efektów działań operatorów oraz bieżących wyzwań związanych z zapewnianiem niezawodnego przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Podkreślane są zalety długofalowej i stabilnej polityki regulacyjnej oraz wspierania modernizacji sieci ze strony organizacji rządowych.

Czas przygotowania raportu podsumowującego rok w energetyce sieciowej zbiega się z 25. rocznicą działalności Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej. Nasza organizacja, powołana do życia 29 sierpnia 1990 roku, aktywnie uczestniczyła i nadal uczestniczy w licznych przemianach sektora energetycznego, które miały miejsce od początku polskiej transformacji ustrojowej. Ćwierćwiecze funkcjonowania przyniosło wiele sukcesów, godziny ciężkiej i wyczerpującej pracy, dało możliwość nawiązania współpracy z licznymi organizacjami, również zagranicznymi, a także pozwoliło na współkształtowanie polskiego sektora energetycznego i obowiązujących w nim regulacji. Jesteśmy głęboko przekonani, że współpraca i wysiłek podejmowany każdego dnia przez pracowników i członków Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, również w czasie prac nad tym raportem, przyniosą wiele kolejnych sukcesów i pozwolą na osiągnięcie celów stojących przed sektorem przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej. Życzę Państwu przyjemnej lektury!

Z wyrazami szacunku



OPERATORZY

OPERATORZY NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Operatorzy, czyli przedsiębiorstwa zapewniające transport energii elektrycznej do 17 milionów odbiorców w Polsce, dzielą się na dwie grupy. Podział ten zależy od rodzaju sieci elektroenergetycznej, którą obsługują. Są to operator systemu przesyłowego, czyli Polskie Sieci Elektroenergetyczne, i operatorzy systemów dystrybucyjnych, spośród których największe to Enea Operator, ENERGA-OPERATOR, PGE Dystrybucja, RWE Stoen Operator oraz TAURON Dystrybucja¹. Sieci najwyższych napięć, zwane przesyłowymi (750 kV, 400 kV i 220 kV), i dystrybucyjne (110 kV i niższych), wraz z infrastrukturą przeznaczoną do wytwarzania, rozdziału, magazynowania i użytkowania energii elektrycznej, tworzą Krajowy System Elektroenergetyczny.



Operator systemu przesyłowego odpowiada za utrzymanie, rozwój i modernizację sieci przesyłowej energii elektrycznej stanowiącej kręgosłup energetyczny kraju. Sieć przesyłowa, pełniąc rolę energetycznych autostrad, umożliwia transport energii elektrycznej na terenie całego kraju, a także umożliwia połączenia transgraniczne z sąsiednimi krajami. Pozwala to na dostarczanie energii bezpośrednio do wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej oraz pośrednio do wszystkich odbiorców przyłączonych do operatorów systemów dystrybucyjnych. Jest to szczególnie istotne z uwagi na nierównomierne umiejscowienie elektrowni na terenie Polski, co jest związane m.in. z lokalizacją nośników energii takich jak węgiel kamienny czy brunatny. Przykładowo, ponad 90% energii zużywanej przez odbiorców w województwie warmińsko-mazurskim jest przesyłane z innych części kraju. Elementem sieci przesyłowej są również połączenia transgraniczne Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z analogicznymi systemami krajów sąsiadujących z Polską.

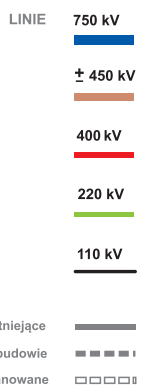
Operatorzy systemów dystrybucyjnych są odpowiedzialni za bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania, niezbędną modernizację i rozbudowę sieci dystrybucyjnych energii elektrycznej, czyli odpowiedników „energetycznych dróg wojewódzkich, lokalnych, osiedlowych i wiejskich”. OSD funkcjonują w bezpośredniej bliskości odbiorców i tym samym odpowiadają za nieprzerwaną dostawę energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Podział Polski pod względem obszaru działania poszczególnych spółek dystrybucyjnych został przedstawiony na ilustracji obok.



PLAN ROZWOJU SIECI PRZESYŁEJ DO 2025 ROKU

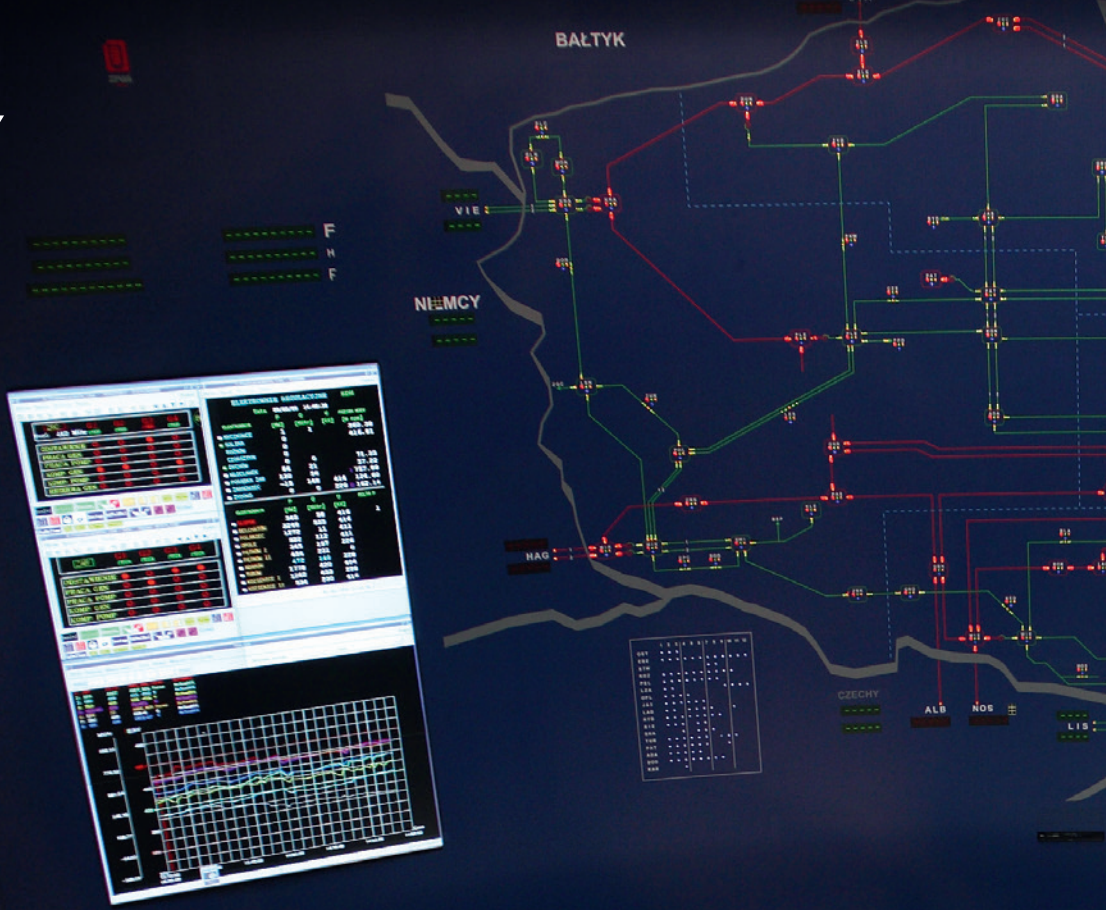
Operatorzy, realizując swoje zadania, wykorzystują Krajowy System Elektroenergetyczny, czyli strategiczną infrastrukturę zapewniającą ciągłość dostaw energii elektrycznej do gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i obiektów użyteczności publicznej w całej Polsce. O skali działań prowadzonych przez operatorów świadczą statystyki: w 2014¹ roku wykorzystywali oni 260 069 transformatorów zlokalizowanych w 258 194 stacjach elektroenergetycznych, a także utrzymywali 6 718 872 przyłączy o długości 157 444 km. Długość linii napowietrznych w Polsce wynosiła w 2014 r. 596 582 km, a linii kablowych 235 118 km. Oznacza to, że łączna długość linii napowietrznych i kablowych w Polsce była ponad 20 razy dłuższa od równika.

Operator systemu przesyłowego i operatorzy systemów dystrybucyjnych są skupieni w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE), które powstało w 1990 roku. Celem powołania PTPiREE było wypracowywanie najkorzystniejszych rozwiązań mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego oraz niezawodności dostaw energii elektrycznej. Towarzystwo, poprzez integrację interesów sektora dystrybucji i przesyłu energii elektrycznej, buduje platformę wymiany poglądów i wypracowywania wspólnych stanowisk oraz działa na rzecz stabilności, wysokiej jakości i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do każdego odbiorcy w Polsce już przeszło ćwierć wieku.



1. Wstępne dane Agencji Rynku Energii.

KRAJOWA DYSPOZYCYJAMOCY





DANE STATYSTYCZNE

SEKTOR ELEKTROENERGETYCZNY W POLSCE

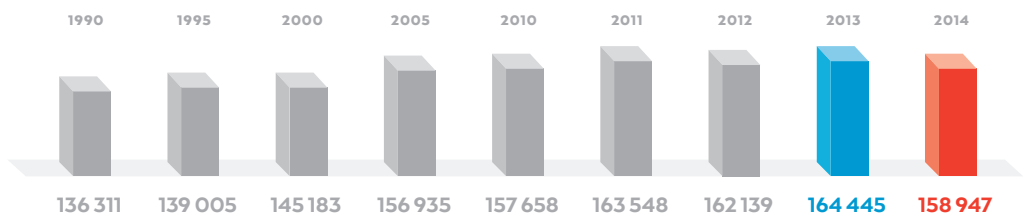
Krajowy System Elektroenergetyczny jako strategiczna infrastruktura zapewnia ciągłość dostaw energii elektrycznej do gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i obiektów użyteczności publicznej w całej Polsce. Trzy podstawowe elementy KSE: system wytwarzania energii elektrycznej, system przesyłu energii elektrycznej oraz system dystrybucji energii elektrycznej, łączą wytwórców energii z odbiorcami. Niezawodność dostaw energii przesyłanej i dystrybuowanej przez spółki operatorskie jest fundamentem rozwoju gospodar-

czego Polski i jej bezpieczeństwa energetycznego. Umożliwia ona zaspokojenie różnorodnych potrzeb mieszkańców, współkształtuje konkurencyjność przedsiębiorstw, a także podnosi atrakcyjność inwestycyjną poszczególnych regionów. Inwestycje realizowane przez sektor przesyłu i dystrybucji pozwalają na stałe podnoszenie jakości dostaw energii do klientów, na co jedynie w ciągu najbliższych czterech lat zostanie przeznaczonych około 42 mld złotych. Poniższe dane, oparte o wyliczenia Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, przedstawiają rozwój sektora elektroenergetycznego na przestrzeni lat oraz obrazują najważniejsze rynkowe trendy.

ILE ENERGII PRODUKUJEMY?



PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W LATACH 1990-2014 (w GWh)



KTO PRODUKUJE ENERGIĘ?

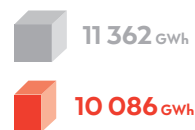
Produkcja energii elektrycznej (2014):



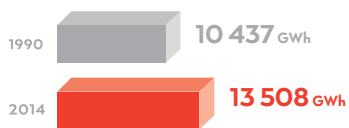
ZUŻYCIE ENERGII W KRAJU



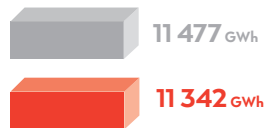
STRATY I RÓŻNICE BILANSOWE



IMPORT ENERGII

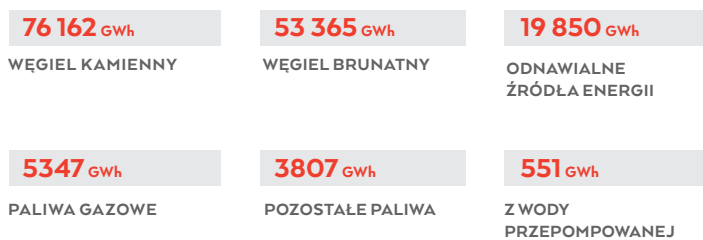


EKSPORT ENERGII



GLÓWNE ŹRÓDŁA ENERGII

Produkcja energii elektrycznej wg nośników energii (2014):



Podążając za rosnącym zapotrzebowaniem na energię elektryczną, produkcja energii wzrosła w ostatnich 25 latach o prawie 15%. Jednocześnie część wyższych potrzeb energetycznych Polaków i przedsiębiorstw działających na terenie kraju została zaspokojona przez zmniejszenie strat dzięki nieustannemu podnoszeniu jakości wykorzystywanych urządzeń i zastępowanie starych nowymi, znacznie bardziej energooszczędnymi. Coraz większa uwaga poświęcana racjonalnemu zarządzaniu sprzyja oszczędzaniu energii zarówno przez klientów z gospodarstw domowych, jak i firmy.

Rozbudowa połączeń przesyłowych pomiędzy systemami elektroenergetycznymi Polski i krajów sąsiednich umożliwia pozyskanie i sprzedawanie energii na poziomie między państwowym, przyczyniając się do wzrostu bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju. Obecnie prowadzone są kluczowe inwestycje polegające na budowie tzw. mostu elektroenergetycznego z Litwą oraz instalacji przesuwników fazowych na połączeniach na granicy z Niemcami.

W wyniku przyjęcia ustawy o OZE oraz spodziewanego rozwoju odnawialnych źródeł energii w kolejnych latach eksperci przewidują znaczny wzrost produkcji energii z tych źródeł. Będzie to miało przełożenie na potrzebę realizacji nowych inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne, które umożliwią podłączenie źródeł OZE do KSE i transport energii do odbiorców.

ROZDZIAŁ 3

Średnia odległość między Ziemią a Księżycem to **384 400 km**

KRAJOWA DYSPOZYCJA MOCY

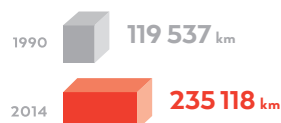
Centralne miejsce, z którego zarządzana jest praca Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, ma za zadanie kierowanie pracą sektora wytwarzania, sieci przesyłowej (linii elektroenergetycznych 750 kV, 400 kV i 220 kV) oraz wybranych linii elektroenergetycznych 110 kV o znaczeniu systemowym. Budynek Krajowej Dyspozycji Mocy zlokalizowany w podwarszawskim Konstancinie spełnia najwyższe wymagania bezpieczeństwa, a jego elementem wyróżniającym jest wejście w kształcie kuli. Dawne stanowisko Krajowej Dyspozycji Mocy przy ul. Mysiej w Warszawie pełni rolę dodatkowego zabezpieczenia polskiego systemu przesyłowego.

SEKTOR ELEKTROENERGETYCZNY W POLSCE

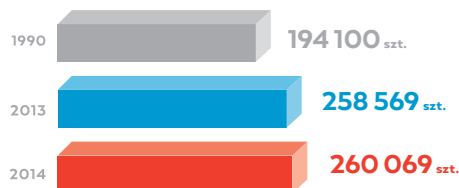
DŁUGOŚĆ LINII - NAPOWIETRZNE



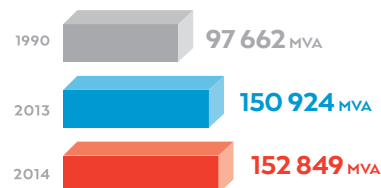
DŁUGOŚĆ LINII - KABLOWE



LICZBA TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH



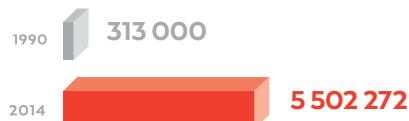
MOC TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH



LICZBA PRZYŁĄCZY - NAPOWIETRZNE



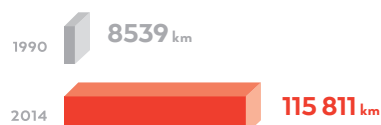
LICZBA PRZYŁĄCZY - KABLOWE



DŁUGOŚĆ PRZYŁĄCZY - NAPOWIETRZNE



DŁUGOŚĆ PRZYŁĄCZY - KABLOWE

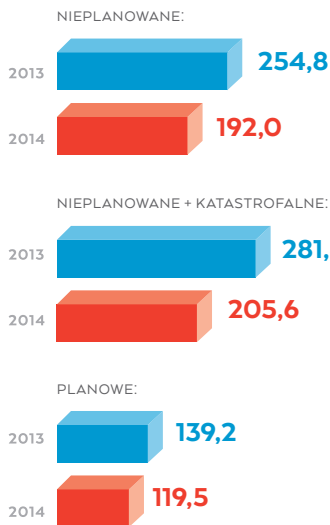


PRZESYŁ I DYSTRYBUCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ A POLSKA GOSPODARKA

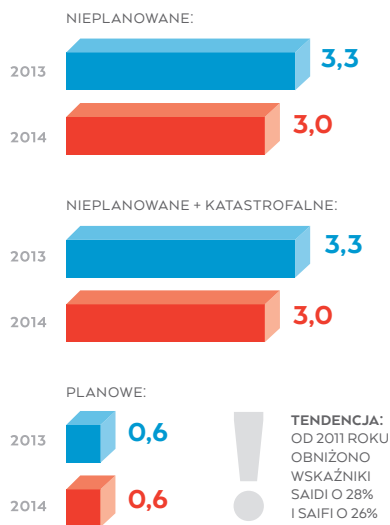
PRZESYŁ I DYSTRYBUCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ A POLSKA GOSPODARKA

Codzienna praca wykonywana przez sektor przesyłu i dystrybucji jest jednym z fundamentów pozwalających na rozwój gospodarczy Polski i zaspokajanie potrzeb jej mieszkańców. Energia elektryczna oraz jej dostarczanie mają strategiczny charakter dla państwa i wpływają w sposób bezpośredni na konkurencyjność każdego z krajów na świecie. Jednym ze sposobów mierzenia niezawodności dostaw energii do klientów jest wykorzystanie wskaźników SAIDI i SAIFI, które przedstawiają, odpowiednio, średnią roczną długość (wyrażoną w minutach na odbiorcę) i liczbę przerw (na odbiorcę) w dostawach energii elektrycznej. Poniższe dane ilustrują zasięg oddziaływania sektora przesyłu i dystrybucji energii na gospodarke w Polsce.

WSKAŹNIKI SAIDI (min./odb.)



WSKAŹNIKI SAIFI (szt./odb.)



WARTOŚĆ INWESTYCJI



42 MLD zł

PIĘCIU OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH I OPERATOR SYSTEMU
PRZESYŁOWEGO PRZEZNACZA OKOŁO 42 MLD ZŁOTYCH NA INWESTYCJE DO 2019 ROKU.

Działania inwestycyjne realizowane przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu przesyłowego mają za zadanie zwiększenie niezawodności dostaw energii elektrycznej do każdego z 17 milionów odbiorców w Polsce. Skala i zasięg obecnie prowadzonych inwestycji, największe w historii, pozwoliły już na obniżenie wskaźników SAIDI i SAIFI odpowiednio o 28% i ponad 26% od 2011 roku. Dalsze obniżenie wskaźników mierzących średni czas trwania przerw i ich liczbę, nad czym pracują operatorzy, będzie miało pozytywne przełożenie na przyspieszenie rozwoju polskiej gospodarki.



Operatorzy pracują wspólnie ze spółkami obrotu energią nad ułatwieniem odbiorcom korzystania z możliwości wyboru sprzedawcy energii elektrycznej. Podpisane Generalne Umowy Dystrybucji i Generalne Umowy Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej zapewniają wszystkim klientom indywidualnym otrzymywanie jednej lub dwóch faktur za energię elektryczną w zależności od preferencji odbiorcy i oferty spółki obrotu. Realizowane prace nad wdrożeniem centralnego systemu wymiany informacji między operatorami systemów dystrybucyjnych a spółkami sprzedażowymi dodatkowo usprawnią i przyspieszą przekazywanie danych pomiarowych potrzebnych do zapewnienia efektywnego funkcjonowania zasady TPA (Third Party Access).

LICZBA PODPISANYCH GUD* I GUD DLA USŁUGI KOMPLEKSOWEJ PRZEZ POSZCZEGÓLNYCH OSD:



Enea Operator

- 105 Generalnych Umów Dystrybucji
- 14 Generalnych Umów Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej



ENERGA-OPERATOR

- 101 Generalnych Umów Dystrybucji
- 16 Generalnych Umów Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej



PGE Dystrybucja

- 106 Generalnych Umów Dystrybucji
- 14 Generalnych Umów Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej

RWE

The energy to lead

RWE Stoen Operator

- 86 Generalnych Umów Dystrybucji
- 14 Generalnych Umów Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej

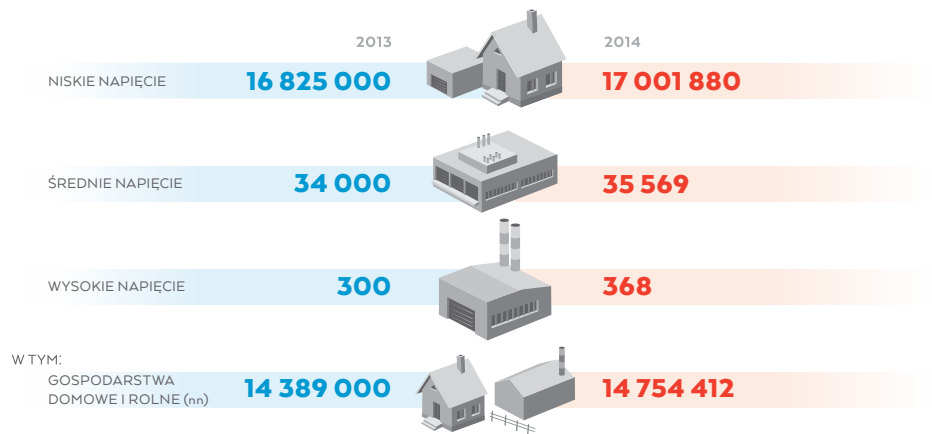


TAURON Dystrybucja

- 122 Generalne Umowy Dystrybucji
- 15 Generalnych Umów Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej

* GUD - Generalna Umowa Dystrybucji

LICZBA ODBIORCÓW



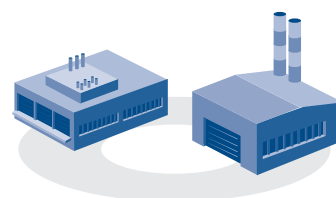
LICZBA ZMIAN SPRZEDAWCÓW ENERGII*

* Do końca czerwca 2015 r., według danych Urzędu Regulacji Energetyki.



343 746

GOSPODARSTW DOMOWYCH



144 160

INNYCH PODMIOTÓW



BLISKO 40 000

PRACOWNIKÓW SPÓŁEK
OPERATORSKICH (2014)



PONAD 850 MLN zł

WYSOKOŚĆ PODATKU CIT ZAPŁACONA W 2014 ROKU
PRZEZ OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH
I OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO



GŁÓWNY TREND

Rynek energii elektrycznej w Polsce nieustannie rozwija się, przechodząc kolejne zmiany. Działania na rzecz zapewnienia niezawodności dostaw energii, modernizacja i rozbudowa infrastruktury o znaczącej skali czy nacisk kładziony na inteligentne rozwiązania sieciowe – to tylko niektóre z najważniejszych trendów ostatnich lat. O komentarz dotyczący głównych tendencji wyznaczających kierunek rozwoju poprosiliśmy reprezentantów instytucji współkształtujących krajowy rynek energii: Tomasza Dąbrowskiego, dyrektora Departamentu Energetyki w Ministerstwie Gospodarki, oraz Macieja Bando, Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.



TOMASZ DĄBROWSKI
Dyrektor Departamentu Energetyki
w Ministerstwie Gospodarki

Departament Energetyki odpowiada za realizację zadań związanych z przygotowaniem polityki energetycznej Polski oraz otoczenia prawnoregulacyjnego w zakresie sektorów elektroenergetycznego i ciepłownictwa oraz koordynację realizacji rządowej polityki energetycznej.

NAJWAŻNIEJSZE TRENDY NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ WEDŁUG MINISTERSTWA GOSPODARKI

Zadania ministra gospodarki w odniesieniu do krajowego rynku energii elektrycznej polegają w szczególności na kształtowaniu otoczenia regulacyjnego oraz na określaniu strategicznych ram jego funkcjonowania, szczególnie w kontekście europejskim. Poniżej scharakteryzowano kilka aktualnych zjawisk i procesów, które już dziś wywierają istotny wpływ na funkcjonowanie tego rynku, a w średnim i długim okresie warunkować będą perspektywy jego dalszego rozwoju.

Jeżeli chodzi o przesądzenia strategiczne, podejmowane na poziomie unijnym, należy szczególnie podkreślić znaczenie nowych ram polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2030 r., przyjętych na posiedzeniu Rady Europejskiej w dn. 23-24 października ub. r. W najbliższym czasie niezwykle ważne będzie odpowiednie wdrożenie konkluzji RE na poziomie krajowym (nazywane roboczo ich operacjonalizacją). W praktyce operacjonalizacja oznaczać będzie optymalne wykorzystanie puli bezpłatnych uprawnień dla energetyki oraz funduszu modernizacyjnego w części przypadającej Polsce.

Koncepcja ustanowienia Unii Energetycznej to ko-

lejny projekt z poziomu unijnego, którego przyszłość może zdeterminować perspektywy rozwoju naszego rynku energii elektrycznej. Już wstępna analiza Komunikatu KE wskazuje, że realizacja tej koncepcji może doprowadzić do usystematyzowania działań prowadzonych w UE w obszarze energetyki i ułatwić realizację głównych celów polityki energetycznej UE. Unia Energetyczna powinna zatem służyć skuteczniejszemu zapewnianiu odbiorcom, zarówno przemysłowym, jak i detalicznym bezpiecznej, zrównoważonej energii w konkurencyjnych cenach.

Ponieważ jednak projekt Unii Energetycznej w dużym stopniu odnosi się do kwestii klimatycznych, niezbędne jest zapewnienie, aby działania podejmowane w odniesieniu do tych kwestii nie spowodowały wzrostu obciążeń dla odbiorców końcowych z powodu rosnących cen energii. Także przechodzenie do niskoemisyjnej energetyki i gospodarki powinno następować z poszanowaniem specyfiki poszczególnych państw członkowskich, potencjału ich zasobów energetycznych (w tym OZE), z uwzględnieniem ich możliwości finansowych i technicznych oraz uwarunkowań strategicznych.

Niezależnie od wytyczonych długofalowych celów i nowatorskich, ambitnych koncepcji w ramach polityki energetycznej UE już teraz prowadzone są działania wywierające poważny wpływ na perspektywę rozwoju krajowego rynku energii elektrycznej.

W tym kontekście warto podkreślić w szczególności dwa równoległe zachodzące procesy. Pierwszy z nich dotyczy rozwoju regulacji w zakresie ochrony konkurencji i pomocy publicznej w sektorze energetycznym. Należy tu wskazać zwłaszcza rozporządzenie Komisji nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym (tzw. rozporządzenie GBER) oraz komunikat Komisji w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020. Dokumenty te w istotny sposób ograniczają możliwość samodzielnego kształtowania przez państwa członkowskie UE rozwiązań prawnych w tych obszarach, wyznaczając rygorystyczne ramy dla przyszłych krajowych regulacji z zakresu wsparcia OZE i kogeneracji oraz dla mechanizmów wspierających inwestycje w nowe moce wytwórcze, takich jak płatności mocowe lub kontrakty różnicowe.

Drugim procesem zachodzącym w ramach polityki energetycznej UE jest stopniowy rozwój infrastruktury elektroenergetycznej, a w szczególności połączeń międzysystemowych. Prowadzi on do zintegrowania rynków państw europejskich i utworzenia wspólnego rynku energii. Działania w tym obszarze realizowane są często w formule tzw. projektów wspólnego zainteresowania UE. Przykładem mogą być zaawansowane prace nad utworzeniem połączenia elektroenergetycznego Polska – Litwa prowadzone przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA oraz Litgrid AB.

W ramach tej złożonej, wieloetapowej i kosztownej inwestycji, współfinansowanej ze środków Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, w ostatnim czasie oddane zostały do użytku linia przesyłowa 400 kV Narew – Ostrołęka oraz stacja elektroenergetyczna w Łomży. **Ponadto podpisane zostały wstępne porozumienia regulujące aspekty**



techniczne i rynkowe współpracy w ramach nowego połączenia. W kolejnych miesiącach uruchamiane będą dalsze zadania inwestycyjne, wchodzące w skład projektu „mostu elektroenergetycznego” między Polską a państwami bałtyckimi.

Z kolei w odniesieniu do kwestii kształtowania krajowych ram legislacyjnych funkcjonowania rynku energii elektrycznej jednym z najistotniejszych osiągnięć było w ostatnim czasie wejście w życie nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii przyjętej przez Sejm RP 20 lutego br., a podpisanej przez Prezydenta RP 11 marca br.

Najważniejszą zmianą w stosunku do obecnie obowiązujących przepisów z zakresu wspierania OZE jest wprowadzenie systemu aukcyjnego w miejsce systemu świadectw pochodzenia energii. Ustawa zawiera również rozwiązania promujące rozwój energetyki prosumenckiej. W myśl nowych przepisów posiadacze przydomowych mikroinstalacji o mocy do 10 kW mają zagwarantowane odkupienie „zielonej” energii po cenie gwarantowanej i wyższej niż rynkowa. Dzięki nowej ustawie OZE możliwe będzie również wdrożenie schematu zoptymalizowanych mechanizmów wsparcia producentów energii elektrycznej z OZE ze szczególnym uwzględnieniem generacji rozproszonej opartej o lokalne zasoby OZE.

Ponadto z początkiem czerwca br. Rada Ministrów przyjęła nowelizację ustawy Prawo energetyczne, dzięki której hurtowy rynek energii stanie się bardziej przejrzysty. Nowelizacja zapewni stosowanie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (tzw. rozporządzenie

REMIT), a wprowadzone rozwiązania będą sprzyjać eliminowaniu z niego nieuczciwych praktyk giełdowych i manipulacji cenami hurtowymi towarów energetycznych. Rozszerzono kompetencje Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz stworzono podstawy do jego współ-

pracy z innymi podmiotami regulacyjnymi w zakresie spełniania wymogów rozporządzenia (ACER, UOKiK, KNF).

Na podstawie wymienionych powyżej zjawisk i procesów trudno wskazywać jeden główny trend. Można jednak zakładać, że dynamika dalszego rozwoju otoczenia krajowego rynku energii elektrycznej będzie obejmować w szczególności takie elementy jak stopniowa transformacja energetyki i gospodarki w kierunku niskoemisyjnym, rozwój rynku wewnętrznego energii UE stymulowany rozbudową połączeń transgranicznych i koordynacją współpracy organów regulacyjnych, zacieśnianie na poziomie regionalnym współpracy i powiązań pomiędzy uczestnikami rynków energetycznych poszczególnych państw członkowskich UE, zwiększanie roli prosumentów oraz umacnianie gwarancji prawidłowego i przejrzystego funkcjonowania rynku. W coraz większym stopniu koncepcje strategiczne i rozwiązania prawne wdrażane w naszym kraju i określające warunki funkcjonowania rynków energetycznych determinowane będą rozstrzygnięciami zapadającymi nie tylko w Polsce, ale przede wszystkim na poziomie unijnym.

Najważniejszą zmianą w stosunku do obecnie obowiązujących przepisów z zakresu wspierania OZE jest wprowadzenie systemu aukcyjnego w miejsce systemu świadectw pochodzenia energii





MACIEJ BANDO

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

Obowiązki i kompetencje URE są ściśle związane z polityką państwa w zakresie energetyki, tzn. warunkami ekonomicznymi funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych, koncepcją funkcjonowania rynku oraz wymaganiami wynikającymi z obowiązku dostosowania prawa polskiego do prawa Unii Europejskiej.

PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI O GŁÓWNYCH TRENDACH W POLSKIEJ ENERGETYCE

Rok 2014 był przedostatnim rokiem funkcjonowania dotychczasowego modelu regulacji największych operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD). Zmiany zachodzące w sektorze elektroenergetycznym i jego otoczeniu sprawiły, że URE pracuje nad określeniem nowych zasad regulacji OSD na kolejny kilkuletni okres, który rozpocznie się w 2016 r. Zasady obowiązujące w okresie regulacji 2016-2020 będą obejmowały nowy model oceny efektywności przedsiębiorstw dotyczący kosztów operacyjnych i wolumenu różnicy bilansowej, regulację jakościową OSD oraz aktualizację podejścia do wyznaczania średnioważonego kosztu kapitału.

Wprowadzane zmiany w regulacjach dla przedsiębiorstw sieciowych powinny zapewniać poprawę jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej, wprowadzanie innowacyjnych rozwiązań mających na celu optymalizację realizowanych inwestycji, tj. minimalizację kosztów przy osiągnięciu założonej jakości dostarczania energii. Celem nowych rozwiązań jest również doprowadzenie do obniżenia strat sieciowych (zarówno technicznych, jak i handlowych) oraz zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji.

W rezultacie przedsiębiorstwa realizujące cele regulacji jakościowej powinny mieć np. wyższą kwotę zwrotu z kapitału niż przedsiębiorstwa pasywne, niepodjęjące działań w tym zakresie. Przeprowadzone dotychczas prace analityczne nad nową metodologią regulacji OSD stanowią fundament umożliwiający wypracowanie szczegółowych rozwiązań, które zapewnią kontynuację polityki transparentnych i stabilnych zasad regulacji sektora dystrybucji energii elektrycznej w Polsce.

Od kilku lat bardzo wyraźnie rysuje się także tendencja do zapewnienia przejrzystości w obszarze hurtowego rynku energii. Rozporządzenie REMIT¹, które weszło w życie w 2011 r., nakłada na ACER oraz krajowe organy regulacyjne wiele obowiązków w zakresie monitorowania hurtowych rynków energii, wykrywania i zapobiegania manipulacjom czy próbom manipulacji na tych rynkach oraz zapobiegania wykorzystywaniu informacji wewnętrznej.

Aby było to możliwe, rozporządzenie REMIT zobowiązuje uczestników hurtowego rynku energii, w tym operatorów systemów przesyłowych, do przekazywania ACER szczegółowych danych na temat kontraktów zawieranych na hurtowych rynkach energii oraz nakłada na tych uczestników rynku obowiązki sprawozdawcze w zakresie zdolności i wykorzystania infrastruktury dotyczących produkcji, przesyłania i konsumpcji energii elektrycznej.

Operatorzy systemów przesyłowych będą mieli m.in. obowiązek podawania do publicznej wiadomości informacji wewnętrznych, tj. informacji dotyczących zdolności i wykorzystania instalacji służących produkcji, magazynowaniu, przesyłowi energii elektrycznej, a także instalacji zużywających energię elektryczną lub gaz ziemny. Informacje wewnętrzne powinny być publikowane w odpowiednim czasie oraz w sposób skuteczny, co oznacza, że publikowana informacja powinna być kompletna oraz opublikowana tak, aby dotarła jednocześnie do jak najszerszego grona odbiorców.

Ważnym z perspektywy regulatora trendem na rynku energii jest dalszy wzrost płynności rynku giełdowego. W latach poprzedzających wprowadzenie obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa wytwórcze sprzedaż tej energii odbywała się w zdecydowanej mierze w ramach własnych grup kapitałowych, co było główną

przyczyną ograniczającą konkurencję i rodzącą problemy w rozliczaniu pomocy publicznej. Począwszy od 2010 r., na hurtowym rynku energii elektrycznej można zaobserwować dynamiczny rozwój rynku giełdowego. Zmiana struktury obrotu energią elektryczną z transakcji bilateralnych w kierunku transakcji zawieranych na transparentnym i płynnym giełdowym rynku energii elektrycznej świadczy o tym, że rynek energii elektrycznej staje się coraz bardziej dojrzały i konkurencyjny.

Na rynku detalicznym w segmencie obrotu można zaobserwować wyraźny trend wzrostowy liczby alternatywnych sprzedawców – w 2014 r. było ich około 100, czyli o 20 więcej niż w roku poprzednim. Wzrost liczby sprzedawców aktywnie działających na rynku zwiększa nie tylko konkurencję, ale przede wszystkim zachęca sprzedawców do tworzenia nowych produktów oraz coraz bardziej atrakcyjnych ofert dla klientów. Duża liczba konkurujących ze sobą sprzedawców niesie pewne ryzyka, związane z pojawieniem się podmiotów, które będą próbowały pozyskać klienta na skróty. Już teraz do URE docierają skargi o nieuczciwych praktykach handlowych stosowanych przez przedstawicieli handlowych niektórych sprzedawców. W tego typu sprawach URE podejmuje interwencje i ściśle współpracuje z Urzędem Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Rozwój rynku i niektóre działania sprzedawców ujawniają także potrzebę zwiększenia działań na rzecz pobudzenia świadomości konsumenckiej, poprawy dostępu do informacji i edukacji odbiorców w sprawach dotyczących przede wszystkim zmiany sprzedawcy.

Należy jednocześnie mieć na uwadze, że warunkiem realizacji zawartych z odbiorcami umów sprzedaży lub umów kompleksowych jest zawarcie przez sprzedawcę z OSD odpowiednio Generalnej Umowy Dystrybucji (GUD) lub GUD-K



(GUD-Kompleksowy). W zależności od obszaru działalności danego OSD pod koniec 2014 r. na rynku działało od 78 do 106 sprzedawców z zawartymi GUD-ami. Jednocześnie przewiduje się dalszy wzrost liczby zawieranych GUD-ów, gdyż OSD negocjują umowy z kolejnymi sprzedawcami. Znacznie mniejsza liczba sprzedawców posiada umowy GUD-K – w zależności od operatora było ich od 11 do 12. Na taki stan rzeczy z pewnością ma wpływ fakt, że dopiero w styczniu 2014 r. został wprowadzony wzorzec GUD-K opracowany przez PTPiREE oraz TOE.

REGULACJE

REGULACJE A RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wszelkie inwestycje i działania w elektroenergetyce sieciowej są oparte na regulacjach rozumianych zarówno jako przepisy prawa stanowiące podstawę działalności operatorów systemów elektroenergetycznych (OSD i OSP), jak i działania Regulatora poprzez jego stanowiska i wytyczne, a przede wszystkim poprzez kształtowanie taryf dystrybucyjnych i przesyłowych. W obu tych obszarach ostatni czas był okresem zmian w otoczeniu prawnym i wypracowywania nowego podejścia Regulatora na kolejny okres regulacyjny (2016-2020).

W sferze prawnej operatorzy koncentrowali się na pracach nad szczególnie oczekiwaną od kilku lat przez cały sektor energetyczny ustawą o odnawialnych źródłach energii (dalej „Ustawa OZE”), a w związku z wieloma wątpliwościami interpretacyjnymi szybką jej nowelizacją. Przedmiotem zainteresowania przedsiębiorstw sieciowych było i jest przede wszystkim takie uregulowanie kwestii przyłączenia i współpracy instalacji odnawialnych źródeł energii z siecią elektroenergetyczną, które nie wpłynęło na bezpieczeństwo dostaw i jakość energii dostarczanej do odbiorców. Nie jest to łatwe zadanie, szczególnie ze względu na planowany dynamiczny rozwój mikroinstalacji, czyli niewielkich wytwórczych źródeł dedykowanych głównie małym odbiorcom (gospodarstwom domowym oraz małym i średnim przedsiębiorstwom), w celu wytwarzania energii na potrzeby własne jako uzupełnienie dostaw energii z sieci.

Pierwsze rewolucyjne dla operatorów systemów dystrybucyjnych zmiany w zasadach przyłączania mikroinstalacji do sieci pojawiły się już bowiem we wrześniu 2013 r., wraz z wejściem w życie tzw. „małego trójpak”, czyli nowelizacji ustawy Prawo energetyczne. Przewidywała ona odstępstwo od niepodlegającej wcześniej wyjątkom - zasady przy-

łączenia źródła na podstawie wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci i następnie w oparciu o te warunki. Odstępstwo polegało na wprowadzeniu możliwości przyłączenia mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia do OSD przez odbiorcę końcowego, do wysokości jego mocy przyłączeniowej jako odbiorcy. Przyjęte regulacje nie umożliwiają operatorom wpływania na czas, miejsce i moc przyłączanych mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia, co stanowi wspomniane powyżej wyzwanie dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci i niezawodności dostarczania energii, zwłaszcza przy szybkim rozwoju i wzroście liczby przyłączanych do sieci źródeł niestabilnych (w tym mikroinstalacji). Operatorzy, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom prosumentów, opracowali i zamieścili na swoich stronach internetowych wzory zgłoszeń przyłączenia mikroinstalacji oraz listy wymaganych informacji i dokumentów niezbędnych do efektywnego użytkowania tych instalacji. Wspierając także większych inwestorów, zamieścili na swoich stronach ogólnodostępne „Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia OSD” oraz „Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia OSD”. Monitorują także na bieżąco przyrost instalacji OZE w celu planowania rozwoju sieci oraz realizacji obowiązków sprawozdawczych do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i prezesa Agencji Rynku Rolnego.

Rozwiązania te utrzymano w Ustawie OZE. Rok 2015 jest zatem dla operatorów rokiem przygotowań i dostosowania organizacji i systemów do nowych obowiązków sprawozdawczych i zadań nałożonych Ustawą OZE, w tym m.in. dalszym otwarciem na potrzeby prosumenta oraz pełnieniem roli płatnika opłaty OZE, które w pełni wejdą w życie 1 stycznia 2016 r.

Kolejnym obszarem zainteresowania OSD podczas prac nad Ustawą OZE było określenie możliwości najodpowiedniejszego dla Polski systemu i poziomu wsparcia dla wytwarzania energii z instalacji OZE. Operatorzy, uczestnicząc w pracach nad Ustawą poprzez PTPiREE wielokrotnie podkreślali potrzebę wsparcia odnawialnych źródeł energii w systemie prostym, przewidywalnym, sprawiedliwym i nieobciążającym znacząco wszystkich odbiorców energii, w tym przede wszystkim tych najmniej zamożnych.

Z rozwojem OZE z punktu widzenia operatorów systemów elektroenergetycznych nierozdzielnie związane są inwestycje sieciowe (na przyłączenie takich źródeł oraz na rozbudowę sieci pod te przyłączenia) wymagające sprawnych i przejrzystych procedur prawnych i administracyjnych. Potrzeba kompleksowego uregulowania tych procedur wraz z rekompensatą dla właścicieli gruntów, na których realizowane są inwestycje, od wielu lat stanowi priorytet dla operatorów systemów elektroenergetycznych. Podobnie jak w latach ubiegłych, także i w roku 2015 operatorzy zabiegają o jak najszybsze uchwalenie ustawy o korytarzach przesyłowych oraz ujęcie najważniejszych, strategicznych inwestycji w sieci wysokich napięć w specustawie, co umożliwi szybszą ścieżkę rozwoju oraz terminowe wykorzystanie środków unijnych na inwestycje sieciowe.

Nieodłącznym elementem związanym z inwestycjami jest pozyskanie na nie środków finansowych i możliwość stabilnego prognozowania ich wydatkowania. Polityka regulacyjna Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki ostatnich lat pozwoliła na realizację zaplanowanych inwestycji i wyraźną poprawę wskaźników niezawodności zasilania odbiorców, np. w zakresie SAIDI obniżono ten wskaźnik łącznie dla wszystkich przerw (w tym planowanych, nieplanowanych i katastrofalnych) z 452 minut w roku 2011 do 325 minut w roku 2014.

Odnotowano także wzrost pozycji Polski w corocznym raporcie Banku Światowego Doing Business 2015, w którym Polska awansowała o 13 pozycji w roku 2015 w odniesieniu do roku 2014, natomiast w podkategorii Getting Electricity aż o 73 pozycje.

Rok 2015 jest dla OSD rokiem przygotowawczym do wdrożenia od 2016 zapowiadanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nowego modelu regulacji opartego na regulacji jakościowej. To bez wątpienia nowy rozdział dla sektora dystrybucyjnego w Polsce. Na przychód regulowany oprócz dotychczasowych elementów, wpływ będzie miał stopień osiągnięcia kluczowych wskaźników efektywności (KPI - Key Performance Indicators). W początkowym okresie kluczowymi wskaźnikami jakościowymi wpływającymi na przychód regulowany będą następujące parametry: SAIDI (średni czas przerwy w dostawach energii), SAIFI (średnia ilość przerw w dostawach energii) oraz czas realizacji przyłączenia do sieci. Powyższe zasady gwarantują nie tylko zapewnienie jeszcze lepszej jakości obsługi odbiorców, ale także zwiększenie bezpieczeństwa i pewności dostaw energii elektrycznej. Stanowią jednak ogromne wyzwanie dla OSD ze względu na znaczące różnice pomiędzy Polską a rozwiniętymi krajami europejskimi w strukturze sieci wynikające m.in. z mniejszego udziału linii kablowych w całej sieci (28% w Polsce vs 48% w Europie) oraz nakładami inwestycyjnymi na jednostkę sieci. Przy znacznym udziale linii napowietrznych w sieci - jak to ma miejsce w Polsce - dużo trudniej o szybką i niepociągającą znaczących kosztów poprawę i dostosowanie wskaźników niezawodności do europejskich standardów. Cały projekt wdrożenia regulacji jakościowej w Polsce - choć dla operatorów wymagający - jest przez nich w pełni popierany jako mający na celu dodatkową motywację do poprawy jakości oferowanych odbiorcom usług i wzrostu zaufania odbiorców wobec branży dystrybucji energii elektrycznej.



**ROK 2015 JEST DLA OSD ROKIEM PRZYGOTOWAWCZYM
DO WDROŻENIA OD 2016 R. ZAPOWIADANEGO
PRZEZ PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI NOWEGO
MODELU REGULACJI OPARTEGO NA REGULACJI JAKOŚCIOWEJ.
TO BEZ WĄTPIENIA NOWY ROZDZIAŁ DLA SEKTORA
DYSTRYBUCYJNEGO W POLSCE.**





INWESTYCJE

Operatorzy systemów dystrybucyjnych i operator systemu przesyłowego w ciągu pięciu lat, do 2019 roku, przeznaczą około 42 mld zł na rozwój infrastruktury sieciowej. Prowadzone inwestycje są największe w historii polskiej elektroenergetyki oraz obejmują różnorodne elementy i aspekty funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Chcąc przybliżyć skalę i zakres wspomnianych działań inwestycyjnych poprosiliśmy reprezentantów sześciu największych operatorów w Polsce o przedstawienie wybranych, wyróżniających się inwestycji zakończonych lub realizowanych przez ich spółki.



PRIORYTETOWY MOST ENERGETYCZNY Z LITWA

Budowa czterech linii elektroenergetycznych 400 kV i pięciu nowych stacji elektroenergetycznych oraz rozbudowa stacji Ostrołęka i stacji Narew – projekt budowy „Połączenie elektroenergetyczne Polska – Litwa” – prowadzony przez PSE to kompleksowa odpowiedź na wyzwania stojące przed Krajowym Systemem Elektroenergetycznym i Unią Europejską. Projekt uznany za priorytetowy i współfinansowany przez wspólnotę jest realizowany w dwóch etapach. Wartość pierwszej części inwestycji zamknie się kwotą około 1,8 mld zł, z czego dofinansowanie z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego wyniesie prawie 43%, czyli 868,42 mln zł netto. Zakończenie pierwszego etapu inwestycji jest planowane na IV kwartał 2015 roku.

Całość działań inwestycyjnych na rzecz zapewnienia niezawodności dostaw energii elektrycznej PSE w 2015 roku zamyka się kwotą 1,1 mld zł, co jest najwyższym wynikiem w historii spółki.

Most energetyczny Polska – Litwa jest istotnym elementem w tworzeniu wspólnego europejskiego rynku energii, rozwijaniu połączeń międzysystemowych i współpracy operacyjnej pomiędzy państwami członkowskimi. Połączenie umożliwi zamknięcie tzw. pierścienia bałtyckiego, czyli sieci połączeń elektroenergetycznych wokół wybrzeży Morza Bałtyckiego. W wyniku przyłączenia Litwy, Łotwy i Estonii do sieci energetycznej kontynentalnej części Europy wyeliminowane zo-

staną istniejące „wyspy energetyczne”. Jednocześnie, w rezultacie inwestycji, nastąpi wzrost bezpieczeństwa zasilania i niezawodności dostaw energii elektrycznej do odbiorców w północno-wschodniej Polsce.

Polsko-litewski most energetyczny przełoży się na zwiększone gwarancje przesyłu energii elektrycznej oraz nowe możliwości dla rozwoju gospodarczego podnoszące atrakcyjność inwestycyjną województw mazowieckiego, podlaskiego i warmińsko-mazurskiego. Inwestycja pozwoli również na rozbudowę infrastruktury w regionie i wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju i państw sąsiednich. Z uwagi na rosnące potrzeby cywilizacyjne polskiego społeczeństwa połączenie Polska – Litwa jest jedną z kluczowych inwestycji Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Całość działań inwestycyjnych na rzecz zapewnienia niezawodności dostaw energii elektrycznej PSE w 2015 roku zamknięta się kwotą 1,1 mld zł, co jest najwyższym wynikiem w historii spółki.

Kluczowym elementem kompleksowego projektu jest budowa linii 400 kV Ełk – granica Polski. Trasa tej dwutorowej linii napowietrznej przebiega od nowo budowanej stacji 400/110 kV Ełk Bis do stacji Alytus na Litwie. Połączenie za pomocą linii o długości 112 km (część znajdująca się po polskiej stronie granicy) systemów przesyłowych Polski

i Litwy, które nie są ze sobą zsynchronizowane pod względem parametrów energii elektrycznej przesyłanej sieciami przesyłowymi, wymaga m.in. wybudowania tzw. stacji konwertorowej back-to-back. Inną istotną częścią mostu energetycznego ze względu na jego położenie geograficzne, jest rozbudowa stacji 220/110 kV Ostrołęka o rozdzielnię 400 kV. Po zakończeniu modernizacji znajdująca się na terenie miasta Ostrołęka instalacja będzie pracować jako stacja 400/220/110 kV.

Całość działań inwestycyjnych PSE w 2015 roku realizowanych na rzecz zapewnienia niezawodności dostaw energii elektrycznej zamyka się kwotą ok. 1,1 mld zł. Nakłady inwestycyjne spółki w latach 2012-2014 wyniosły łącznie 2,27 mld zł. Do 2020 roku PSE planuje wydać kolejne 7 mld zł. Zostaną one przeznaczone na budowę około 2575 km torów prądowych 400 kV, około 100 km torów prądowych 220 kV oraz 6 stacji elektroenergetycznych, zaś 47 stacji zostanie rozbudowanych. Ponadto około 120 km torów prądowych 400 kV, około 1 070 km torów prądowych 220 kV oraz 21 stacji elektroenergetycznych zostanie zmodernizowanych. Celem rozbudowy infrastruktury przesyłowej jest zapewnienie niezawodności i lepszej jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców na terenie całej Polski.





PLAC BUDOWY W PÓLNO-CNO-ZACHODNIEJ POLSCIE

Modernizacja stacji
elektroenergetycznej 110 kV



800 - 900 mln zł to roczne wydatki inwestycyjne, które, począwszy od 2011 roku, Enea Operator przeznacza na rozwój infrastruktury sieciowej. Utrzymanie nakładów inwestycyjnych takiej wysokości w latach 2015-2019 pozwoli spółce na wybudowanie i zmodernizowanie łącznie około 9800 km linii napowietrznych i kablowych, wybudowanie około 2700 stacji elektroenergetycznych i modernizację kolejnych 830 stacji, a także na zakup i wymianę około 6600 transformatorów. Poza środkami własnymi Enea wykorzystuje również możliwości pozyskiwania wsparcia unijnego na rzecz rozwoju infrastruktury. Przykładem są tutaj m.in. budowa nowej linii napowietrznej wysokiego napięcia 110 kV relacji Mirosławiec - Czaplonek czy przebudowa linii 110 kV relacji Załom - Goleniów i Pomorska - Załom. Dwie ostatnie inwestycje mają kluczowe znaczenie dla miasta Szczecin i sąsiednich gmin oraz pozwolą na poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej na tym obszarze.

Jednocześnie niecałe 300 km na południe przełom czerwca i lipca 2014 roku zbiegł się z zakończeniem jednej z kluczowych inwestycji Enea Operator w województwie lubuskim - wybudowaniu Głównego Punktu Zasilania w Babimoście. Równoległe z zakończeniem inwestycji w Babimocie nastąpiło uruchomienie linii 110 kV Lubiechnia Wielka - Sulęcín, innej inwestycji ważnej dla regionu. Na wybudowanie wspomnianej stacji 110/15 kV z transformatorem i napowietrzną linią zasilającą 110 kV, jako wcięcia w linię 110 kV Sulechów - Wolsztyn, przeznaczono ponad 24 mln zł. Budowa napowietrznej linii jednotorowej o przekroju 240 mm² i długości około 32 km pomiędzy Lubiechnią Wielką i Sulęcínem kosztowała ponad 22 mln zł. Przedstawione kwoty to tylko część wydatków inwestycyjnych ponoszonych przez Enea Operator w województwie lubuskim. Według dalszych planów, w ciągu kolejnych pięciu lat operator chce zainwestować w infrastrukturę dystrybucyjną aż miliard złotych.

Poprawa parametrów jakościowych energii dostarczanej klientom, rozwijanie możliwości przyłączeniowych, podniesienie rezerw mocy zachęcające potencjalnych przedsiębiorców do inwestowania w regionie oraz podniesienie elastyczności w prowadzeniu ruchu sieci - to najważniejsze powody, dla których Enea Operator zrealizowała obie inwestycje. W przypadku Babimostu na skutek przeprowadzonych prac możliwe stało się przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dużego zagranicznego producenta mebli drewnianych. Linia 110 kV Lubiechnia Wielka - Sulęcín pozwoli z kolei na przyłączenie farmy wiatrowej.

Wśród innych inwestycji Enea Operator w województwie należy wspomnieć modernizację Głównego Punktu Zasilania Braniborska. Projekt wart prawie 13 mln zł polegał na budowie nowej stacji w miejsce już istniejącej. GPZ Braniborska to zwiększenie pewności zasilania, poprawa konfiguracji pracy sieci i planowanych przepływów mocy oraz podniesienie jakości i niezawodności zasilania odbiorców na obszarze miasta Zielona Góra.

Około 110 km dalej, tuż przy granicy z Niemcami, Enea Operator realizuje kolejną inwestycję w Lubuskiem. Przebudowa Głównego Punktu Zasilania Kostrzyn obejmuje modernizację rozdzielni napowietrznej 110 kV w stacji 110/15/6 kV Kostrzyn nad Odrą do podwójnego układu szyn zbiorczych. Pierwszy etap prac zakończył się w 2013 roku, a harmonogram projektu przewiduje oddanie go jeszcze przed końcem 2015 roku. Działania inwestycyjne o wartości około 16 mln zł umożliwią przyłączenie do sieci zakładu produkcyjnego, którego przewidywane zapotrzebowanie na moc wynosi 27 MW. Inwestycja pozwoli także na poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej w regionie, co dodatkowo podniesienie jego atrakcyjność inwestycyjną.



W ramach programu poprawy ciągłości zasilania ENERGA-OPERATOR realizuje od kilku lat szereg inicjatyw inwestycyjnych ukierunkowanych przede wszystkim na wzmocnienie odporności ciągów liniowych SN na niekorzystne warunki atmosferyczne oraz istotne zwiększenie możliwości sterowania w głębi sieci SN. Głównymi elementami programu są przebudowa linii napowietrznych SN z zastosowaniem przewodów niepełnoizolowanych oraz automatyzacja sieci SN wraz z wdrożeniem cyfrowego systemu łączności trunkingowej w standardzie TETRA, stanowiących podstawę do wdrożenia najnowocześniejszych rozwiązań w sferze automatyzacji sterowania siecią, takich jak FDIR (Fault Detection Isolation and Restoration), czyli wykrywanie zwarc w sieci SN wraz z automatycznym wyizolowaniem jej uszkodzonych odcinków.

Poszczególne kierunki inwestowania różnią się między sobą nie tylko siłą oddziaływania na poprawę ciągłości zasilania, ale także kosztami wdrożenia. ENERGA-OPERATOR od czterech lat stosuje metodykę analizy zadań dla głównych inicjatyw inwestycyjnych pod kątem ich efektywności. Głównym kryterium oceny inwestycji jest wielkość nakładu na redukcję 1 minuty wskaźnika SAIDI. Oznacza to, że realizowane są projekty najbardziej efektywne, rozumiane jako charakteryzujące się najkorzystniejszą relacją efektu do wielkości nakładu. Analizy są prowadzone z uwzględnieniem perspektywy całej spółki, a nie jej pojedynczych oddziałów. Dzięki temu inwestycje modernizacyjne są realizowane według kolejności zapewniającej najwyższą efektywność wydatkowanych nakładów inwestycyjnych przenoszonych w taryfie dystrybucyjnej.

Modernizowanie linii napowietrznych SN poprzez wymianę przewodów gołych na niepełnoizolowane (przewody w izolacji trójwarstwowej) radykalnie zwiększa odporność takich linii na wyłączenia spowodowane głównie upadkami drzew wynikającymi z ekstremalnych zjawisk pogodowych (np. huraganowych wiatrów).

Automatyzacja sterowania w głębi sieci SN polega na instalacji łączników i rozdzielnic SN (w stacjach wnetrzowych SN/nn) z telesterowaniem wyposażonych w sygnalizatory przepływu prądu zwarciowego. Realizacja inicjatywy umożliwia zdalną rekonfigurację sieci w taki sposób, aby zasilić odbiorców z nieuszkodzonych odcinków linii w czasie istotnie krótszym niż w przypadku, gdy przełączanie w sieci musiały dokonywać brygady pogotowia energetycznego. W nieodległej perspektywie czasowej, po implementacji w systemach SCADA dodatkowej funkcji automatycznej rekonfiguracji sieci SN (FDIR), będzie możliwe skrócenie do 3 minut przerw w zasilaniu dla większości odbiorców z obszaru objętego awarią. Kluczowym elementem prawidłowego funkcjonowania tego rozwiązania jest niezawodna łączność pomiędzy systemem SCADA, a łącznikami z telesterowaniem współpracującymi z sygnalizatorami przepływu prądu zwarciowego w sieci. Dlatego też ENERGA-OPERATOR realizuje projekt wdrożenia cyfrowego systemu łączności trunkingowej w standardzie TETRA.

Realizacja programów poprawy ciągłości zasilania wymaga zaangażowania wysokich nakładów inwestycyjnych u wszystkich polskich operatorów systemów dystrybucyjnych. ENERGA-OPERATOR określiła i realizuje precyzyjny plan działań w ramach powyższych inicjatyw inwestycyjnych z perspektywą do 2020 roku. W ramach zatwierdzonego przez Urząd Regulacji Energetyki planu rozwoju spółki do 2019 planuje przeznaczyć na powyższe kierunki modernizacji swojej sieci prawie 800 mln zł.



SKRACAJĄC PRZERWY W DOSTAWACH ENERGII

Celem PGE jest redukcja czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej o 50% do 2020 roku



Ograniczenie czasu trwania przerw w dostawie energii elektrycznej zarówno planowanych, jak i nieplanowanych, jest jednym z największych wyzwań stojących przed sektorem przesyłu i dystrybucji. Wskaźniki mierzące efektywność ciągłości dostaw energii są analizowane w czasie prac nad tzw. regulacją jakościową. To z nimi może zostać powiązany poziom wynagradzania przedsiębiorstw w ramach przyszłej taryfy dystrybucyjnej. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom klientów i rynku, PGE Dystrybucja uruchomiło „Program Redukcji Przerw w Dostawach Energii Elektrycznej”, któremu nadano w spółce charakter priorytetowy.

Na podstawie dotychczasowych doświadczeń operatora w ramach programu określono najważniejsze obszary rozwoju oraz wyznaczono cztery główne cele. PGE Dystrybucja kładzie nacisk na zwiększenie racjonalizacji operacyjnej Planu Rozwoju spółki oraz efektywności wdrożenia inwestycji redukujących SAIDI. Jednocześnie dzięki poprawie efektywności lokalizacji i usuwania awarii, w tym procedur operacyjnych służb pogotowia, skutki programu będą bezpośrednio odczuwalne przez odbiorców – klientów cieszących się z krótszych przerw w dostawach energii. Podobne korzyści przyniesie modernizacja najbardziej awaryjnych elementów infrastruktury, czyli linii SN, połączona z automatyzacją sieci. Ostatnie zadanie, tj. diagnostyka i przygotowanie wytycznych dla budowy standardów z zakresu organizacji pracy służb eksploatacyjnych, umożliwi dalsze prace nad długoterminową poprawą jakości dostaw energii.

„Program Redukcji Przerw w Dostawach Energii Elektrycznej” jest wspierany przez cztery inicjatywy uzupełniające: program „Przygotowania planów i optymalizacji procesów inwestycyjnych”, operacyjnie nazywany SATURN, program „Automatyzacja w głębi sieci SN”, program „Rozwój sieci 110 kV” oraz program „Połączenia SN pomiędzy Oddziałami Spółki”.

W ramach projektu SATURN PGE Dystrybucja, w oparciu o kompleksową analizę stanu sieci pod kątem parametrów jakościowych, dostosowuje poziom nakładów inwestycyjnych do realnych potrzeb rozwoju sieci, ze szczególnym uwzględnieniem ograniczeń ze strony regulatora w zakresie przychodu regulowanego. Osiągnięciu tego celu służą: opracowanie narzędzia klasyfikacji i oceny zadań inwestycyjnych, wypracowanie ścieżki celów jakościowych, przygotowanie narzędzia nadzoru realizacji planów Spółki i projekcji przepływów finansowych oraz stworzenie zasad klasyfikacji projektów inwestycyjnych.

W wyniku realizacji projektu „Automatyzacja w głębi sieci SN” w sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja w latach 2014-2017 zostanie zainstalowanych 4817 łączników. Pozwoli to na osiągnięcie wskaźnika 9,05 łącznika na 100 km sieci SN. Wdrożenie systemu automatycznej lokalizacji uszkodzeń w sieci SN, będące częścią programu, pozwala na stworzenie możliwości dokonywania szybkich przełączeń w sieci dystrybucyjnej SN w czasie rzeczywistym bez angażowania zespołów Pogotowia Energetycznego. Efektem tego będzie skrócenie czasu trwania przerw w zasilaniu, zmniejszenie liczby wyłączanych odbiorców, zwiększenie bezpieczeństwa pracowników Pogotowia Energetycznego i skrócenie czasu potrzebnego do lokalizacji uszkodzenia. Jednocześnie zostaną ograniczone straty sieciowe w wyniku szybkiej regulacji rozptyłów w sieci.

Inicjatywy „Rozwój sieci 110 kV” i „Połączenia SN pomiędzy Oddziałami Spółki” zapewniają rozwój sieci zarówno w poszczególnych Oddziałach Spółki, jak i modernizację połączeń międzyoddziałowych. Pełniejsze wykorzystanie potencjału spółki przełoży się na zwiększenie niezawodności dostaw energii oraz poprawę parametrów jakościowych.



WARSZAWA INTELIŻENTNYM MIASTEM PRZYSZŁOŚCI

Analizy demograficzne dla Warszawy wskazują, że znaczący wzrost zużycia energii elektrycznej nastąpi w latach 2014-2019



1332 km linii niskiego napięcia, 512 km linii średniego napięcia, 165 km linii wysokiego napięcia – kompleksowa modernizacja warszawskiej sieci elektroenergetycznej, realizowana w ramach obecnego planu, obejmie łączną długość linii energetycznych równą w przybliżeniu odległości w linii prostej pomiędzy Warszawą a gruzińskim Tbilisi. W ramach prowadzonych inwestycji RWE Stoen Operator zmodernizuje także 843 stacje elektroenergetyczne niskiego i średniego napięcia oraz 24 stacje elektroenergetyczne wysokiego napięcia. Na całość działań inwestycyjnych przeznaczona zostanie kwota ponad 1,6 mld zł. W wyniku zrealizowanych prac zostaną zwiększone bezpieczeństwo energetyczne i niezawodność dostaw energii elektrycznej w stolicy kraju.

Rozwój techniczny stołecznej sieci i podnoszenie ciągłości dostaw energii są związane ze zwiększającą się populacją Warszawy. Według niektórych szacunków poziom zaludnienia miasta po 2030 roku może przekroczyć 3 miliony osób – czyli prawie dwa razy więcej niż obecnie. Jednocześnie, analizy demograficzne wskazują, że znaczący wzrost zużycia energii elektrycznej nastąpi już w latach 2014-2019. Odpowiadając na wyzwania związane ze zwiększonym obciążeniem sieci elektroenergetycznej, RWE Stoen Operator przygotował i realizuje kompleksowy program inwestycji, w ramach którego w 2014 roku wdrożono działania i projekty inwestycyjne o wartości 235 mln zł. Wśród nich można wymienić budowę lub rozpoczęcie budowy stacji wysokiego napięcia: Towarowa – 50 mln zł, Cybernetyki – 17 mln zł, i Tarchomin – 17 mln zł, oraz wyprowadzenie linii wysokiego napięcia ze stacji Mościska – 52 mln zł. Warto odnotowania jest także budowa linii Siekierki-Stegny-Południowa – 20 mln zł.

Zaplanowane na lata 2014-2019 inwestycje mają za zadanie nie tylko stymulować rozwój aglomeracji warszawskiej, ale również umożliwić transformację Warszawy w miasto przyszłości. Realizacja

konceptji Smart Grid znacząco zwiększy poziom efektywności energetycznej systemu w stolicy Polski. Będzie również wsparciem dla rozwoju generacji rozproszonej, która w niedalekiej przyszłości ma szansę odgrywać ważną rolę na rynku energii.

Program „Realny Wymiar Energii” rozpoczęty we wrześniu 2014 roku jest jednym z etapów inwestycji polegających na wdrażaniu w warszawskiej sieci elektroenergetycznej inteligentnych rozwiązań sieciowych. W jego pierwszej fazie na warszawskiej Pradze-Południe zainstalowanych zostanie 100 tys. inteligentnych liczników, a cały program potrwa do grudnia 2015 roku. Jego wartość to 65 mln zł.

Modernizacja warszawskiej sieci elektroenergetycznej to także działania edukacyjne zrealizowane w ramach pilotażowego programu „Inteligentna Energia RWE” również obejmującego obszar Pragi-Południe. Klienci – uczestnicy kampanii edukacyjnej otrzymali informacje wyjaśniające potrzebę zmiany przyzwyczajeń w zakresie energooszczędnych prac domowych. RWE Stoen Operator przekazywał im również dane pomiarowe na temat zużycia energii elektrycznej w ich gospodarstwach domowych. Analizy przeprowadzone po zakończeniu projektu pokazały, że w jego wyniku udało się ograniczyć pobór mocy w okresie szczytowym o 2%. Analogiczna zmiana osiągnięta w skali całej Warszawy byłaby równoznaczna z możliwością redukcji zapotrzebowania na moc o 18 MW i redukcją rocznej emisji CO₂ o 2600 ton.

Modernizacja warszawskiej sieci elektroenergetycznej to jedna z kluczowych inwestycji realizowanych przez RWE Stoen Operator. Ma ona na celu zapewnienie bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii elektrycznej, a także wdrożenie inteligentnych rozwiązań sieciowych pozwalających na generowanie oszczędności i efektywniejsze wykorzystanie zasobów energetycznych.



KOMPLEKSOWA MODERNIZACJA W ŚWIEBODZICACH

Największa w Europie rozdzielnica
110 kV w technologii GIS
w Świebodziach



Nowoczesny budynek rozdzielni, zabudowa wewnętrznej, sekcjonowanej, 16-polowej rozdzielni 110 kV w technologii Gas Insulated Switchgear (GIS) i przygotowanie nowych stanowisk transformatorów 110/20 kV składają się na kompleksową modernizację rozdzielni 110 kV zrealizowaną przez TAURON Dystrybucja w dolnośląskich Świebodziach. Stacja elektroenergetyczna Świebodzice, której częścią jest nowa rozdzielnia, to jeden z pięciu punktów węzłowych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zlokalizowanych w województwie. Całość działań inwestycyjnych, mających na celu poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej w regionie wałbrzyskim, zamknęła się kwotą 40 mln zł.

Rozwój Wałbrzyskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej (WSSE) oraz budowa linii elektroenergetycznej 400 kV Świebodzice – Wrocław podnoszą wymagania stawiane przed pozostałymi instalacjami infrastrukturalnymi w wałbrzyskim oddziale TAURON Dystrybucja. Wśród nich można wymienić zapewnienie możliwości przyłączenia do sieci odbiorców z WSSE, a także konieczność przystosowania obecnie wykorzystywanych urządzeń do wprowadzenia napięcia 400 kV do stacji elektroenergetycznej Świebodzice. Planowana budowa farmy wiatrowej Udanin o mocy 57,5 MW, która ma zostać uruchomiona w 2016 roku, będzie się wiązała z dodatkową potrzebą zwiększenia możliwości przyłączeniowych.

Ostatnie lata to okres dynamicznego rozwoju Dolnego Śląska. Ekspansja działalności gospodarczej w Wałbrzyskiej Specjalnej Strefie Ekonomicznej jest elementem składowym regionalnych trendów. Postępująca rozbudowa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego ma za zadanie m.in. zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i dalszą poprawę wskaźników jakościowych. Kompleksowa modernizacja rozdzielni 110 kV w Świebodziach to kolejny krok w tym kierunku, który pozwoli na odpowiednie przygo-

towanie regionalnej infrastruktury elektroenergetycznej.

W ubiegłych latach TAURON zrealizował szereg innych inwestycji, wśród których można wymienić skracanie ciągów liniowych w sieci średniego napięcia poprzez budowę nowych Głównych Punktów Zasilania i powiązań pomiędzy ciągami, a także domykanie ciągów promieniowych do układu pierścieniowego. Automatyzacja oraz wyposażenie stacji wewnętrznych SN/nn w telemechanikę przełożyły się na znaczne poprawienie wskaźników SAIDI i SAIFI opisujących niezawodność dostaw energii elektrycznej do odbiorców.

Kolejne etapy planu inwestycyjnego TAURON Dystrybucja w regionie obejmują budowę około 6500 km przyłączy, 7000 km odcinków linii elektroenergetycznych różnych napięć oraz 2000 stacji elektroenergetycznych. Spółka przygotowuje również modernizację 23 000 km linii oraz około 5000 stacji elektroenergetycznych w ramach odnowienia sieci. Przewidywane wydatki inwestycyjne TAURON Dystrybucja do 2019 roku wyniosą ponad 10 mld zł.

Modernizacja rozdzielni 110 kV w Świebodziach jest jedną ze sztanarówych inwestycji zrealizowanych przez TAURON Dystrybucja. Zlokalizowana w niewaligicznym punkcie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, pozwoli na wykorzystanie efektu synergii z innymi regionalnymi działaniami inwestycyjnymi, co przełoży się na dodatkową poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej na Dolnym Śląsku.



INNOWACJE

Równoległe z modernizacją oraz budową nowych linii elektroenergetycznych i stacji transformatorowych operatorzy sukcesywnie wprowadzają nowoczesne techniki i technologie, których zastosowanie pozwala dodatkowo podnieść niezawodność dostaw energii elektrycznej. Wdrażane innowacje dotyczą wszystkich głównych aspektów funkcjonowania spółek operatorskich: od poprawy efektywności działania infrastruktury elektroenergetycznej, przez unowocześnianie poszczególnych jednostek służących zarządzaniu pracą sieci, do usprawnienia napraw realizowanych w przypadku awarii. Na naszą prośbę przedstawiciele największych operatorów w Polsce krótko przedstawili wybrane innowacje stosowane już z powodzeniem przez ich spółki.



EFEKTYWNE PRACE POD NAPIĘCIEM

Modernizacja linii energetycznych w technologii prac pod napięciem (PPN)



Począwszy od 2010 roku, Enea Operator wdraża projekt „Prace pod napięciem 2010+” (PPN), który ma na celu stopniowe zwiększanie wykorzystania wspomnianej technologii w miejsce prac realizowanych po wyłączeniu napięcia. Upowszechnianie technologii PPN obejmuje wszystkie oddziały spółki oraz każdy typ realizowanych zadań: zabiegi eksploatacyjne, remonty, rozbudowy, przebudowy, modernizacje oraz inwestycje przy urządzeniach i instalacjach elektroenergetycznych niskiego, a także średniego napięcia.

Kompleksowe i systemowe inwestycje w technologię PPN stanowią odpowiedź na zmieniające się oczekiwania odbiorców energii. Niezawodność dostaw energii elektrycznej i bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznych stają się w coraz większym stopniu wyznacznikiem standardów jakości wymaganych przez klientów. Technika prac pod napięciem pozwala ograniczać czas planowanych przerw w zasilaniu przy jednoczesnej realizacji innych zadań operatorów systemów dystrybucyjnych: przyłączania klientów, przeprowadzania remontów czy modernizacji i budowy nowych elementów infrastruktury sieciowej. Jednocześnie PPN 2010+ umożliwia podnoszenie bezpieczeństwa pracy i stanowi szansę na podwyższenie kwalifikacji zawodowych pracowników.

Ze względu na skalę działań prowadzonych przez Enea Operator realizacja projektu była związana z potrzebą wprowadzenia jednolitych standardów w zakresie bezpiecznej organizacji pracy, wyszkolenia niezbędnych pracowników oraz wyposażenia.

W ramach wdrożenia przygotowano m.in. regulamin i instrukcję PPN. Brygady pracowników zostały wyposażone w jednolite narzędzia i sprzęt, a także wprowadzono spójne zasady ewidencji wykonywanych prac.

W ramach projektu PPN 2010+ zmodernizowano dwa poligony szkoleniowe, w Zdroisku i Łagowie. Program szkoleń objął instruktorów, wykładowców, elektromonterów i poleceniodawców. Enea Operator wprowadziła również bezwzględny wymóg wykonywania niektórych prac w technologii PPN przez podmioty zewnętrzne, współpracujące ze spółką. W jednostkach terenowych spółki wyznaczono koordynatorów, a za całość projektu odpowiada specjalnie powołany pełnomocnik zarządu ds. PPN.

Zostały opracowane również specjalne KPI (z ang. Key Performance Indicators, czyli kluczowe wskaźniki efektywności), które w sposób bardzo przejrzysty pokazują, o ile minut w danym roku spółka skróciła czas trwania wyłączeń planowanych dzięki zastosowaniu prac pod napięciem. Wskaźniki liczone są od 2013 roku.

Całość nakładów na inwestycje w ramach projektu PPN 2010+ wyniosła kilkanaście milionów złotych. Działania Enea Operator zostały w 2012 roku docenione przez Forum Odpowiedzialnego Biznesu, think tank pracujący na rzecz prowadzenia działalności gospodarczej w sposób odpowiedzialny społecznie. Prace pod napięciem Enea Operator zostały przedstawione przez FOB w prestiżowym raporcie „Odpowiedzialny biznes w Polsce. Dobre praktyki”.



DUŻA SKALA INTELIWENTNYCH ROZWIĄZAŃ

Liczniki
zdalnego
odczytu



Jednym z kluczowych wdrożeń w ENERGA-OPERATOR jest uruchomienie Systemu Inteligentnego Opomiarowania (Advanced Metering Infrastructure – AMI). Jego celem jest zwiększenie efektywności procesu obsługi klienta, stworzenie podstaw do zapewniania odbiorcom szczegółowej informacji na temat ilości zużywanej energii oraz usprawnienie zarządzania siecią przez OSD. 850 000 – to liczba inteligentnych liczników, które na koniec 2015 roku będą pracowały w sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR. Prawie połowa z nich – 400 000, już funkcjonuje, mierząc aktualne zużycie energii elektrycznej. Kolejne 450 000 jest w trakcie montażu.

ENERGA-OPERATOR zrealizowała również szereg wdrożeń pilotażowych i dokonała analizy rozwiązań wspierających i związanych z budową Inteligentnej Sieci Energetycznej. Pierwsze z nich to „Inteligentny Półwysp”, które swoim zasięgiem obejmowało cały Półwysp Helski oraz regiony wokół Władysławowa. W obszarze tym energia jest dostarczana do około 10 000 odbiorców. Projekt był pierwszą próbą wdrożenia w praktyce wybranych technik w zakresie inteligentnych sieci w krajowej elektroenergetyce. Jego celem była weryfikacja założeń i podstawowych elementów programu oraz wypracowanie koncepcji umożliwiających wdrażanie przyszłych rozwiązań tego typu. Projekt był realizowany w okresie od 2011 do 2013 roku. Sieci SN i nn w obszarze projektu wyposażone zostały w zaawansowane urządzenia do sterowania i monitorowania. Wyposażenie to oraz informacje pozyskiwane w AMI posłużyły jako źródło danych do opracowanego systemu DMS (Distribution Management Systems) wspomagającego prowadzenie ruchu sieci SN i nn.

Zastosowanie obliczeń inżynierskich pozwoliło na zredukowanie strat technicznych wyłącznie w wyniku optymalizacji układu pracy sieci nawet o 9%. Dzięki „Inteligentnemu Półwyspowi” potwierdzono także możliwość znacznej redukcji czasu przerwy nieplanowych dzięki zastosowaniu modułu FDIR w sieci SN. Umożliwia on automatyczne wykrycie miejsca awarii i rekonfigurację sieci, tak aby w czasie krótszym niż 3 minuty zasilić maksymalną liczbę odbiorców.

Drugim z programów pilotażowych został zrealizowany około 400 km na południe od Półwyspu Helskiego. W Kaliszu, nazwanym przez Jana Długosza najstarszym miastem Polski, w czasie projektu „Test Kaliski” zostało zainstalowanych blisko 50 000 liczników zdalnego odczytu. Tym samym, Kalisz został pierwszym miastem w Polsce w całości objętym systemem AMI. Celem tych działań było zbadanie reakcji klientów na umożliwienie korzystania z taryf wielostrefowych oraz redukcji mocy.

Pomiędzy czerwcem 2013 a majem 2014 roku ponad 1000 gospodarstw domowych korzystało z jednego z trzech typów taryf wielostrefowych lub uczestniczyło w programie redukcji mocy realizowanym w ciągu trzech wybranych dni. Jak pokazały analizy, uczestnicy programu byli gotowi do przesunięcia zużycia energii elektrycznej z okresu największego zapotrzebowania na godziny z niższymi o 5-14% stawkami opłat. W przypadku programu redukcji mocy zmniejszenie zużycia energii przez gospodarstwa domowe, którym udostępniano precyzyjną informację o czasie trwania projektu, sięgnęło 10-30%. Różnica bilansowa na terenie miasta Kalisza, gdzie wdrożono system AMI, wyniosła 15%.

Projekt „Mapa Drogowa wdrożenia Inteligentnej Sieci Energetycznej w ENERGA OPERATOR SA” jest kolejnym i jednym z kluczowych etapów wdrożenia wybranych inicjatyw Inteligentnej Sieci Energetycznej w perspektywie do 2020 roku. Dokument powstały w wyniku przeprowadzonych analiz ekonomicznych i technicznych stanowi integralną część realizowanej przez ENERGA-OPERATOR strategii, która ma doprowadzić do wdrożenia niezbędnych i efektywnych rozwiązań z obszaru Inteligentnej Sieci Energetycznej. Celem analizy efektywności wdrożenia inicjatyw Inteligentnej Sieci Energetycznej było określenie, w sposób wymierny i wiarygodny, rzeczywistych kosztów i korzyści wynikających z wdrożenia poszczególnych inicjatyw oraz wyznaczenie optymalnego harmonogramu wdrożenia.



WDROŻENIE SYSTEMU AUTOMATYCZNEJ LOKALIZACJI USZKODZEŃ W SIECI SN

NEGAWAT – termin wprowadzony w 1989 roku przez amerykańskiego fizyka i działacza ekologicznego Amory'ego Lovins, zajmującego się badaniami nad technologicznymi i ekonomicznymi aspektami negawatów.

Utrzymanie niezawodności sieci elektroenergetycznej należy do priorytetowych zadań każdego z operatorów systemów dystrybucyjnych w Polsce. Dzięki użyciu nowoczesnych technologii w przypadku awarii istnieje możliwość dokonywania szybkich przełączeń w sieci dystrybucyjnej SN w czasie rzeczywistym bez angażowania zespołów pogotowia energetycznego. Oto cel jednego z najbardziej innowacyjnych projektów PGE Dystrybucja.

Projekt oparty o moduł FDIR (ang. fault detection, isolation and restoration) jest rozwinięciem „Programu automatyzacji w głębi sieci SN w PGE Dystrybucja S.A.”. Moduł ten pozwala na automatyczne obliczenie i wykonanie czynności sterowniczych w celu odizolowania miejsca zwarcia i utrzymanie zasilania maksymalnej liczby odbiorców pozbawionych napięcia. Wszystko to przy zachowaniu optymalnego rozptywu mocy i minimalnych strat w sieci.

W przypadku wystąpienia awarii, kwalifikacja zwarć odbywa się na podstawie sygnałów ze wskaźników zwarć wykrywających prąd zwarcio-
wy na odcinku linii. Sygnalizatory te, rozmiesz-

czony w ciągu, dostarczają informacji do systemu SCADA, a następnie do modułu FDIR. Moduł ten, analizując topologię sieci i powyższe sygnały, zaznacza obszar zwarcia i próbuje odizolować go od pozostałej części linii za pomocą operacji łączeniowych. Po odłączeniu obszaru następuje załączenie zasilania, do jak największej liczby odbiorców z użyciem jak najmniejszej ilości operacji łączeniowych. Wynikowe sekwencje sterujące są optymalizowane ze względu na liczbę niezasilonych odbiorców, obciążenia sieci, liczby operacji łączeniowych, strat, podziałów.

Efektom prowadzonych działań będzie skrócenie czasu trwania przerw w zasilaniu w energię elektryczną oraz zmniejszenie liczby i odbiorców wyłączanych w przypadku awarii. Z kolei bezobsługowe manipulacje łącznikami pozwolą na zwiększenie bezpieczeństwa pracowników pogotowia energetycznego. Dodatkową korzyścią będzie ograniczenie czasu pracy zespołów lokalizujących uszkodzenie, zmniejszenie kosztów transportu, a także ograniczenie strat sieciowych poprzez szybką regulację rozptyłów w sieci. Pilotaż prowadzony jest na terenie Oddziału Zamość na obszarze Rejonu Energetycznego Chełm i obejmuje obszar sieci zasilany z trzech GPZ-ów i pięciu linii 15 kV.



**NEGAWATY,
CZYLI
WYNAGRODZENIE
ZA REDUKCJĘ
ZUŻYCIA ENERGII**

Jedną z innowacji o znaczącym, długofalowym wpływie na funkcjonowanie rynku energii elektrycznej jest wprowadzanie tzw. negawatów, czyli redukcji zapotrzebowania na energię elektryczną przez odbiorców na polecenie operatora systemu przesyłowego. Polskie Sieci Elektroenergetyczne zrealizowały już cztery postępowania przetargowe na pozyskanie tej usługi. Ich celem było pozyskanie przez PSE, w terminie do końca 2015 roku, 200 MW mocy, o które może zostać ograniczone zapotrzebowanie w przypadku zaistnienia takiej potrzeby w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Prowadzone są też dalsze prace nad rozwojem tzw. elastycznego popytu.

Negawaty stanowią jeden z elementów szerszej koncepcji wdrożenia mechanizmów zarządzania popytem na polskim rynku. Zintensyfikowanie wysiłków w tym obszarze jest związane z działaniami na rzecz zapewniania bezpieczeństwa i niezawodności pracy systemu elektroenergetycznego, szczególnie w kontekście planowanego wycofania wybranych instalacji wytwórczych w kolejnych latach. Negawaty to także edukacja odbiorców, którzy jako świadomi klienci spółek energetycz-

nych będą przyczyniali się do efektywniejszego wykorzystywania dostępnych zasobów. Komisja Europejska wskazywała w swoich szacunkach na znaczny potencjał usług elastycznego popytu. Według jej analiz możliwe jest osiągnięcie zmniejszenia szczytowego zapotrzebowania na moc we wszystkich krajach członkowskich nawet o około 60 GW. Byłoby to w przybliżeniu 10% szczytowego zapotrzebowania wszystkich krajów UE.

W roku 2014 Polskie Sieci Elektroenergetyczne zawarły umowy na pozyskanie negawatów ze spółkami PGE GiEK i Enspirion. Tym samym całkowity potencjał redukcji zapotrzebowania na moc został zwiększony do 147 MW. Wspomniane umowy są zróżnicowane pod względem typu odbiorców uczestniczących w redukcji. W przypadku PGE GiEK były to Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów i Kopalnia Węgla Brunatnego Turów. Enspirion, spółka zależna Grupy ENERGA, zapewnia obniżenie zużycia przez wielu odbiorców z kilkudziesięciu lokalizacji.





INTELIĞENTNE OPOMIAROWANIE W WARUNKACH MIEJSKICH

Licznik Landis
wykorzystywany
przez RWE



Wraz z zainicjowaniem programu „Realny Wymiar Energii” największa polska metropolia rozpoczęła proces przechodzenia do sieci elektroenergetycznej opartej w pełni o inteligentne rozwiązania pomiarowo-rozliczeniowe. Pierwsza faza programu realizowanego przez RWE Stoen Operator, na warszawskiej Pradze-Południe, rozpoczęta w końcu września 2014 roku, przewiduje wymianę 100 000 liczników tradycyjnych na inteligentne. Jako jeden z elementów całościowego programu inwestycyjnego operatora wspomniany projekt do końca 2015 roku zamknie się w kwocie 65 mln zł.

Jednym z powodów, dla których rozpoczęto „Realny Wymiar Energii”, są podjęte przez Polskę zobowiązania do podniesienia efektywności energetycznej do poziomu 20% w ramach działań przewidzianych przez unijny pakiet klimatyczno-energetyczny. Wśród istotnych prac na rzecz osiągnięcia tego celu wymienia się instalację inteligentnych liczników u co najmniej 80% odbiorców do 2020 roku. Dodatkowy wpływ wywiera również tzw. regulacja jakościowa opracowywana przez URE we współpracy z sektorem dystrybucji energii elektrycznej. Jej rezultatem będzie premiowanie wyższej jakości usług świadczonych klientom przez operatorów.

W ramach programu zmodernizowanych zostanie również 440 stacji średniego napięcia. System inteligentnego opomiarowania poza licznikami tworzą także koncentratory w stacjach SN/nn, modemy i routery komunikacyjne do transmisji danych oraz dedykowany system informatyczny. Za komunikację liczników z bazą danych będą odpowiadać kable zasilające obecną instalację elektryczną oraz sieć teleinformatyczna. Już teraz w sieci RWE Stoen Operator jest obecnych wiele inteligentnych rozwiązań. Są to między innymi pełna zdalna kontrola stacji wysokiego napięcia, technologia światłowodowa do monitoringu temperatury kabli wysokiego napięcia czy inteligentne czujniki na liniach napowietrznych wysokiego napięcia

i stacje wyposażone w komponenty architektury „smart”.

Inteligentne liczniki instalowane w czasie odwiedzin składanych przez certyfikowanych monterów pozwalają na szyfrowanie danych dotyczących zużycia energii, które będą udostępniane wyłącznie spółce obrotu mającej podpisaną umowę z klientem. Urządzenia RWE Stoen Operator nie będą miały funkcji umożliwiających bieżący zdalny monitoring poziomu poboru energii czy identyfikację konkretnych urządzeń podłączonych do sieci. Liczniki będą wysyłać dane z 24-godzinnym opóźnieniem, co dodatkowo chroni prywatność osób z nich korzystających. Dane pomiarowe będą podlegać ochronie prawnej w sposób analogiczny do danych osobowych.

Technologia wykorzystywana w ramach „Realnego Wymiaru Energii” została wybrana na podstawie przeprowadzonych testów instalacji pilotażowych. RWE Stoen Operator przygotował również broszurę „Praskie Informacje”, którą otrzymali wszyscy odbiorcy uczestniczący w programie. Zwiększone wykorzystanie inteligentnych rozwiązań dodatkowo poprawi wskaźniki niezawodności działania sieci notowane przez operatora. Obecne działania spółki w tym zakresie są oparte na połączeniu profesjonalizmu kadry, nowoczesnych narzędzi i wysokiej jakości systemów informatycznych wspierających pracę brygad w terenie – tzw. WFM, czyli Workforce Management. Wdrożone aplikacje umożliwiają m.in. dwukierunkową łączność w czasie przekazywania danych o zakresie planowanej pracy i natychmiastową aktualizację danych po zakończeniu interwencji.



NOWOCZESNE CENTRUM DOWODZENIA

Dyspozycja Mocy
TAURON Dystrybucja
w Gliwicach



Ekran projekcji wielkoformatowej o rozmiarze 48 metrów kwadratowych to najbardziej efektywna część nowoczesnej dyspozycji wysokich napięć uruchomionej przez TAURON Dystrybucja w Gliwicach. Wyświetlany na nim schemat linii i urządzeń elektroenergetycznych z obszaru działania spółki ma za zadanie wspierać pracę dyspozytorów. Dyspozycja sieciowa wysokiego napięcia jest centralnym punktem firmy, gdzie specjalnie przygotowani i przeszkoleni pracownicy 24 godziny na dobę przez 365 dni w roku dbając o bezpieczeństwo i niezawodność sieci na południu Polski.

Drugim elementem gliwickiego centrum dowodzenia są najnowocześniejsze narzędzia informacyjne. Jednym z nich jest system SCADA. Dzięki niemu każdy dyspozytor może w dowolnej chwili za pomocą pojedynczego kliknięcia odnaleźć szczegółowy schemat rozdzielni wybranej stacji elektroenergetycznej. Pozwala to na natychmiastową i zdalną reakcję w przypadku nieplanowanego zdarzenia sieciowego, uszkodzenia lub usterki. Część linii elektroenergetycznych TAURON Dystrybucja jest także objęta systemem, który na bieżąco wyznacza maksymalne dopuszczalne obciążenie danej linii. Dzięki temu dyspozytorzy są w stanie uniknąć przeciążenia linii, a tam, gdzie to konieczne, wprowadzać zmiany w konfiguracji sieci w celu bezpiecznego prowadzenia ruchu systemu dystrybucyjnego.

Dyspozycja wysokiego napięcia w Gliwicach jest również wyposażona w całkowicie niezależną łączność. Zapewniają ją autonomiczne linie telefonii stacjonarnej, cyfrowa łączność bezprzewodowa TETRA i niezależne przyłącza światłowodowe. Całość rozwiązań integrują dedykowane konsole będące na wyposażeniu dyspozytorów. Rozwiązania w zakresie łączności zapewniają komunikację z brygadami w terenie, szczególnie ważną w momencie zagrożeń sieci.

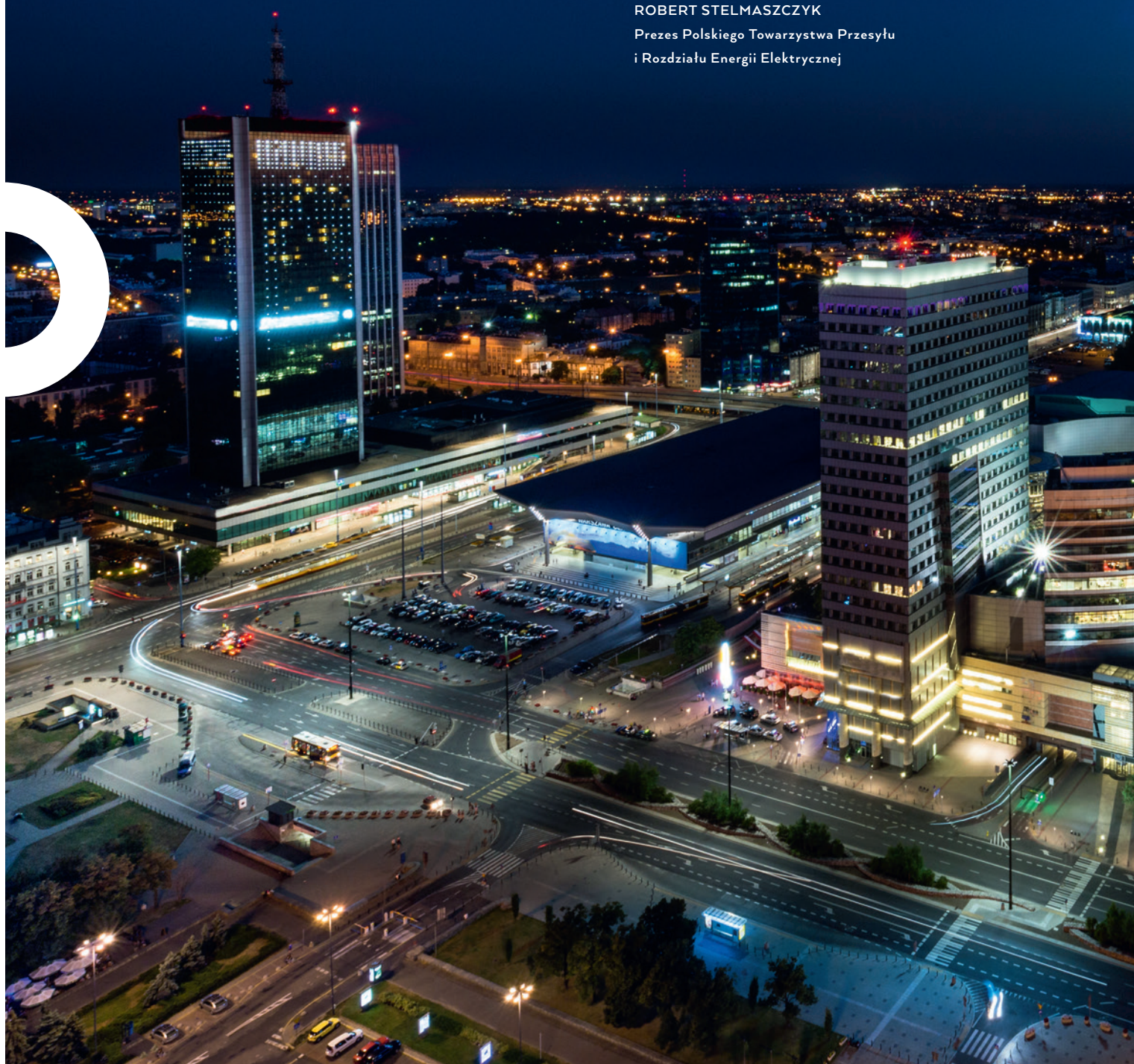
Mobilny Dziennik Operacyjny to kolejne narzędzie testowane obecnie przez TAURON Dystrybucja. Jest to nowoczesny system łączności drogą elektroniczną. W ramach Mobilnego Dziennika Operacyjnego każda z brygad pracująca w terenie ma do dyspozycji tablet, na którym otrzymuje polecenia od dyspozytora obserwującego na mapie geograficznej bieżące położenie wszystkich zespołów. Na miejsce interwencji jest kierowana brygada będąca najbliżej, a po zakończeniu prac do dyspozycji wysyłany jest elektroniczny meldunek.

Co ciekawe, całość opisywanych rozwiązań została oparta o energię pochodzącą z odnawialnych źródeł. Na dachu gliwickiej dyspozycji zamontowano 370 ogniw fotowoltaicznych, których moc wynosi 37 kW. Są one uzupełniane przez 3 turbiny wiatrowe – każda o mocy 2,5 kW, i pompę ciepła o mocy 24 kW. Wykorzystanie OZE do zasilania budynku to nie tylko zmniejszenie emisji CO₂ podczas codziennej pracy. To także zapewnienie niezależności energetycznej na wypadek awarii, co dodatkowo podnosi bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego. Innowacyjnych rozwiązań dopełniają system oświetlenia LED z regulacją natężenia dla całego układu pomieszczeń oraz inwerterowy układ klimatyzacji i wentylacji z wykorzystaniem pompy ciepła. Nowa dyspozycja wysokich napięć TAURON Dystrybucja to nie tylko komfort pracy dla kierujących ruchem sieci elektroenergetycznej, to przede wszystkim bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii elektrycznej dla kilku milionów Polaków.

” POPRAWA JAKOŚCI ŚWIADCZONYCH USŁUG BYŁA, JEST I NADAL BĘDZIE JEDNYM Z KLUCZOWYCH ELEMENTÓW STRATEGII SPÓŁEK OPERATORSKICH. KONSEKWENTNIE WPROWADZANE INNOWACJE I ROSNĄCE NAKŁADY FINANSOWE PRZEZNACZANE NA ROZWÓJ I PROGRAMY PILOTAŻOWE MAJĄ POZYTYWNE PRZEŁOŻENIE NA POPRAWĘ WSKAŹNIKÓW NIEZAWODNOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ. ”

ROBERT STELMASZCZYK

Prezes Polskiego Towarzystwa Przesyłu
i Rozdziału Energii Elektrycznej





POLSKA NA TLE ŚWIATA

Polski rynek energii elektrycznej rozwija się, czerpiąc także z rozwiązań z powodzeniem zastosowanych w innych krajach. Jednocześnie, analizując główne zagraniczne trendy, operatorzy mogą uniknąć błędów popełnionych już przez innych. W ostatnich latach w debatach dotyczących przyszłości elektroenergetyki często omawiano możliwość wprowadzenia w Polsce tzw. rynku mocy, a także konsekwencje szybkiego rozwoju odnawialnych źródeł energii dla niezawodności pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Wielka Brytania i Niemcy to przykłady państw, w których wspomniane rozwiązania już funkcjonują. Jakie wnioski możemy wyciągnąć z analizy doświadczeń zebranych na tych rynkach energii elektrycznej?

STARTUJĄ RYNKI MOCY

W czwartkowy wieczór 18 grudnia 2014 roku zakończyła się pierwsza aukcja przeprowadzona w ramach brytyjskiego rynku mocy. Ed Davey, ówczesny brytyjski minister energii i klimatu, entuzjastycznie ocenił realizację kolejnego etapu reformy rynku energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii – Electricity Market Reform, podkreślając zagwarantowanie bezpieczeństwa energetycznego przy ponoszeniu przez klientów możliwie najmniejszych kosztów. Rynek mocy jest często opisywany jako

(...) rozwiązanie brytyjskie jest pierwszym mechanizmem tego rodzaju, który został uznany przez Komisję Europejską jako zgodny z nowymi zasadami udzielania pomocy publicznej określonymi w dokumencie „Wytoczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020”.

mechanizm uzupełniający do rynku energii elektrycznej dla osiągnięcia celów w zakresie zapewnienia długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na wypadek zwiększenia zapotrzebowania na energię lub zmniejszenia jej podaży. W opinii Daveya, stanowi on rozwiązanie pozwalające na najefektywniejsze wykorzystanie istniejących instalacji wytwórczych przy jednoczesnym odblokowaniu realizacji nowych inwestycji. Zasadą działania rynku mocy jest przyznawanie wynagrodzenia za utrzymywanie w systemie odpowiedniego poziomu dostępnej mocy, wymaganego dla bezpiecz-

nej pracy systemu elektroenergetycznego. Obok Wielkiej Brytanii również Francja podjęła decyzję o uruchomieniu rynku mocy w celu zagwarantowania niezawodności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Rozwiązania opracowywane nad Sekwaną mają wejść w życie w 2017 roku.

Wśród głównych powodów wprowadzenia rynku mocy (ang. capacity market) eksperci wymieniają spadające ilości nadwyżki mocy dostępnej w systemie elektroenergetycznym oraz powolne tempo inwestycji w nowe moce wytwórcze związane z ograniczonymi nakładami i relatywnie niskimi cenami energii. Uwzględniane są również problemy znaczącego wzrostu zużycia energii zimą, szczególnie we Francji, czy niestabilności dostaw energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, np. w Niemczech. Wymienione tendencje rynkowe są obecne, w różnym stopniu, także w Polsce. W aktualnych uwarunkowaniach europejskich, a przede wszystkim ze względu na duży udział źródeł objętych systemami wsparcia oraz potrzebę zapewnienia gospodarce racjonalnych, ale jednocześnie stabilnych i przewidywalnych cen energii, jednotowarowy rynek energii może wymagać wprowadzenia uzupełniających mechanizmów mocowych, nastawionych na zapewnienie długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii. Funkcjonowanie mechanizmu mocowego

powinno opierać się na konkurencji zapewniającej racjonalizację kosztów dostaw energii do odbiorców. Dyskusja dotycząca wprowadzenia rynku mocy, tocząca się obecnie w wielu krajach Unii Europejskiej przy dużym zainteresowaniu Komisji Europejskiej problemem długoterminowej wystarczalności generacji oraz mechanizmami zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, jest domeną również polskiego sektora elektroenergetycznego. Pierwsze doświadczenia zdobywane przez inne państwa, takie jak Wielka Brytania, mogą w istotny sposób wpłynąć na kształt rozwiązań wypracowanych w Europie.

Jednocześnie rozwiązanie brytyjskie jest pierwszym mechanizmem tego rodzaju, który został uznany przez Komisję Europejską za zgodny z normami zasadami udzielania pomocy publicznej określonymi w dokumencie *Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020*. Decyzja Komisji może stanowić czynnik motywujący rządy kolejnych krajów członkowskich rozważających lub przygotowujących analogiczne rozwiązania.

Zgodnie z założeniami brytyjskiej reformy rynku energii oraz wynikiem przeprowadzonej aukcji w ramach rynku mocy w 2018/2019 roku ma być dostępnych w systemie 49,26 GW mocy, a roczna cena rozliczeniowa tej mocy wynosi 19,4 funta za kilowat. Oznacza to, że całkowite koszty mocy pozyskanej w ramach pierwszej aukcji mocy zamkną się kwotą 955,6 mln funtów, a średni roczny rachunek za energię elektryczną otrzymywany przez typowe brytyjskie gospodarstwo domowe wzrośnie o około 11,4 funta. Szczegółowe statystyki przedstawione przez Departament ds. Energii i Zmian Klimatu opisują pochodzenie pozyskanych mocy wytwórczych. Aż 63,84% zamówionych mocy będzie pochodzić z już istniejących instalacji wytwórczych.

Elektrownie, które przejdą modernizację, będą odpowiedzialne za 30,49% mocy, a jedynie 5,32% będzie wytwarzane w nowych siłowniach. Drobny udział będą miały też rozwiązania związane z zarządzaniem popytem (0,35%).

Kolejne etapy realizacji programu, który w całości ma trwać 10 lat, pozwolą na sformułowanie pogłębionych wniosków nt. długofalowego wpływu przyjętych rozwiązań. Wstępne komentarze wskazują na złożoność rozważanego rozwiązania. Eksperti podkreślają, że dla pozyskania potrzebnych mocy wytwórczych przy zachowaniu niskich kosztów dla odbiorców niezbędne jest spełnienie kilku warunków. Wśród nich wymienia się właściwą identyfikację zasobów strony popytowej, istniejących połączeń międzysystemowych czy dostępności instalacji wytwórczych przy jednoczesnym oszacowaniu rzeczywistych potrzeb. W pełni efektywne wdrożenie rynku mocy jest osiągalne, jednak wymaga odpowiednich przygotowań.



ENERGIEWENDE NA ROZDROŻU?

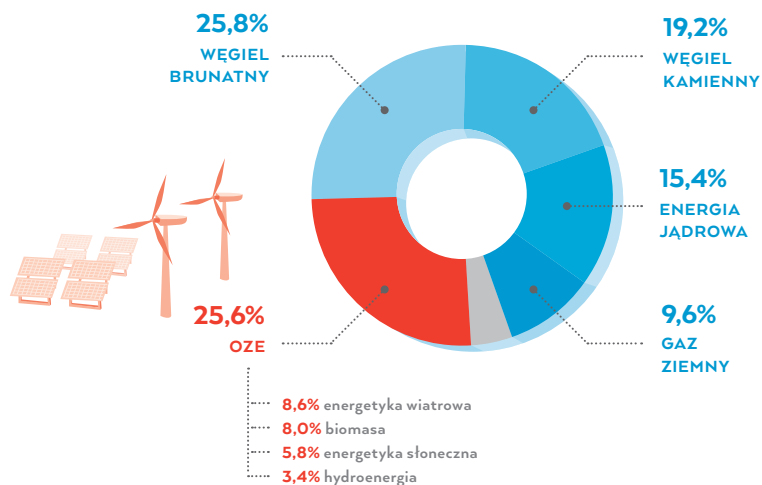
Koniec 2014 roku był w Niemczech okresem ujemnych cen energii elektrycznej. Pomiedzy 22 a 25 grudnia ceny poniżej zera były notowane na giełdzie EPEX SPOT każdego ranka. Podobnie było 20 grudnia. Dla sprzedających najgorszy był poniedziałek 22 grudnia, kiedy przez 6 godzin, od 1.00 w nocy do 7.00 rano, obowiązującą ceną było aż minus 16 euro za MWh. Analogiczne sytuacje zdarzały się zarówno w poprzednich miesiącach 2014 roku, jak i w pierwszym okresie 2015 roku. Przykładowo w niedzielę 12 kwietnia o godzinie 15.00 ceny spadły do minus 80 euro. Sprzedawcy energii elektrycznej byli gotowi dopłacać kupującym, by znaleźć chętnych na zakup zapewnionego przez nich produktu.

Wydarzenia z końca grudnia 2014 roku mogą służyć za ilustrację niektórych zagrożeń wynikających z szybkiego rozwoju odnawialnych źródeł energii.

W ramach Energiewende, czyli polityki transformacji energetycznej Niemiec, której początki sięgają lat 70. ubiegłego wieku, nasi zachodni sąsiedzi aktywnie wspierają OZE. Produkcja energii z wiatru i słońca jest zależna od niekontrolowanych przez ludzi czynników pogodowych. Może to przełożyć się na osiąganie poziomów produkcji wyższych od aktualnego popytu na energię. Nakładanie się okresów tradycyjnie mniejszego zapotrzebowania na energię, np. w czasie świąt bożonarodzeniowych lub wielkanocnych, jak to miało miejsce w opisanych przypadkach, na zwiększoną produkcję energii z OZE może dodatkowo zaostriąć rozdźwięk pomiędzy podażą i popytem. Zwiększająca się liczba przypadków występowania ujemnych cen energii na niemieckim rynku może, w dłuższej perspektywie, prowadzić do zagrożenia stabilności sektora wytwarzania oraz wzrostu kosztów systemów wsparcia OZE dla odbiorców końcowych w Niemczech.

Innym przykładem negatywnego wpływu szybkiego rozwoju OZE na rynek energii elektrycznej są konsekwencje dla sieci przesyłu i dystrybucji energii nienadążających za rozwojem OZE zarówno w Niemczech, jak i w sąsiednich systemach elektroenergetycznych. Działając na rzecz bezpieczeństwa elektroenergetycznego Niemiec, operator systemu przesyłowego coraz częściej jest zmuszony do wydawania poleceń o wstrzymaniu produkcji z instalacji OZE. Niektórzy mówią nawet o lawinowym wzroście tego typu sytuacji. Dodatkowo coraz większa uwaga jest przywiązywana do problemu tzw. przepływów kołowych, czyli nieplanowanych przepływów energii elektrycznej między sąsiadującymi systemami elektroenergetycznymi. Powstają one w wyniku gwałtownych wzrostów poziomu produkcji energii z instalacji wytwórczych w jednym systemie elektroenergetycznym, których ten system nie jest w stanie samodzielnie przesłać do odbiorców i które mogą powodować poważne przeciążenia i ograniczenia systemowe u jego sąsiadów. Maciej Bando, Prezes Urzędu Regulacji

WYKRES PRZEDSTAWIAJĄCY DANE DOTYCZĄCE ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ W NIEMCZACH



Energetyki, jeszcze w 2014 roku interweniował w Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki – ACER w związku z nieplanowymi przepływami mocy pochodzącej z Niemiec przez systemy elektroenergetyczne Polski i Czech. Podobnie Polskie Sieci Elektroenergetyczne wspólnie z operatorami systemów przesyłowych Czech, Słowacji i Węgier przygotowywały analizy dotyczące nieplanowych przepływów w regionie w związku ze wspólnym obszarem rynkowym Niemcy – Austria.

Jednocześnie w wyniku działania systemu wsparcia rozwoju OZE w ramach Energiewende na koniec 2014 roku odnawialne źródła energii wyprzedziły węgiel brunatny i stały się najważniejszym źródłem energii elektrycznej naszego zachodniego sąsiada. Z 25,8% udziału w całej produkcji OZE uplasowały się przed węglem brunatnym – 25,6%, węglem kamiennym – 19,2%, energią jądrową – 15,4%, i gazem ziemnym – 9,6%. Wśród OZE, najszerzej rozwinięta była energetyka wiatrowa – 8,6% całej produkcji energii elektrycznej, potem biomasa – 8,0%, energetyka słoneczna – 5,8%, i hydroenergia – 3,4%.

W czerwcu 2014 roku Bundestag zdecydował o przyjęciu nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii ograniczającej wsparcie dla rozwoju OZE. Wśród powodów zmian prawnych wymienianych przez rządzących znalazła się m.in. chęć zmniejszenia dynamiki wzrostu kosztów wsparcia OZE ponoszonych przez odbiorców końcowych w rachunkach za energię elektryczną. W ramach nowych rozwiązań znalazł się kontrowersyjny zapis wprowadzający podatek od produkcji energii słonecznej na własne potrzeby w instalacjach fotowoltaicznych o mocy powyżej 10 kW. W kolejnych latach okaże się, czy po okresie zdecydowanego wsparcia OZE, m.in. w ramach taryf gwarantowanych dla instalacji prosumenckich, będzie to początek zmiany kierunku polityki energetycznej naszych zachodnich sąsiadów.



PRZYSZŁOŚĆ SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO

Krajowy System Elektroenergetyczny to strategiczna infrastruktura zapewniająca ciągłość dostaw energii elektrycznej do gospodarstw domowych, przedsiębiorstw i obiektów użyteczności publicznej w całej Polsce. Trzy podstawowe elementy KSE: system wytwarzania energii elektrycznej, system jej przesyłu oraz system dystrybucji, łączą wytwórców energii z jej odbiorcami za pomocą „sieci energetycznych autostrad, dróg wojewódzkich, lokalnych, osiedlowych i wiejskich”. Funkcjonowanie KSE w zakresie zapewniania dostępności odpowiednich rezerw zdolności wytwórczych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną wymaga m.in. opracowywania wieloletnich prognoz bilansu mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym. Niezbędne są również stale prowadzone analizy długoterminowych możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc i energię. Wypełniając obowiązki nałożone na operatora przez ustawodawcę, Polskie Sieci Elektroenergetyczne pozyskują od przedsiębiorstw wytwórczych informacje planistyczne dotyczące zarówno trwałego wycofania jednostek wytwórczych, jak i budowy nowych mocy wytwórczych. Zestawianie strony podaźowej z prognozami zapotrzebowania na moc i energię, po uprzednim uwzględnieniu zdolności przesyłowych na połączeniach międzysystemowych oraz niezbędnych nadwyżek mocy, jest podstawą formułowania prognoz służących utrzymaniu w KSE odpowiedniej nadwyżki mocy. Pozwala ona na zapewnienie ciągłości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz jej odpowiednich parametrów jakościowych, również w warunkach wystąpienia nieprzewidywanych zdarzeń w systemie elektroenergetycznym.

CZAS INWESTYCJI

Lata 2012-2014 to dla PSE okres realizacji inwestycji o łącznej wartości 2,27 mld zł, w ramach których znaczącą rolę odegrały prace związane z wyprzedzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń wewnątrz krajowego systemu przesyłowego. W tym czasie zakończone zostały procesy inwestycyjne dla projektów linii elektroenergetycznych 400 kV łączących stacje: Wrocław i Świebodzice, Pasikowice i Wrocław, Kromolice i Pątnów oraz, w przypadku linii elektroenergetycznej 2 x 400 + 220 kV, stacje Plewiska i Kromolice. Zbudowano również trzy stacje elektroenergetyczne: 400/110 kV Wrocław, 400/110 kV Kromolice i 400/220/110 kV Ołtarzew. W zakresie prac budowlano-montażowych najważniejsze inwestycje zakończone w 2014 roku obejmowały modernizację stacji 220/110 kV Abramowice, linii

220 kV Piotrków-Janów, pół linii 220 kV w stacjach Kozienice, Mory, Piaseczno, linii 220 kV Poręba - Czeczott i Poręba - Byczyna oraz linii 400 kV Tuczawa-Rogowiec, Joachimów-Rogowiec 3. Działalność inwestycyjna PSE w samym tylko 2014 roku prowadzona na podstawie Planu Inwestycji Rzeczowych zamknęła się kwotą ponad 856 mln zł. W rezultacie do eksploatacji przekazano środki trwałe, wartości niematerialne i prawne na łączną kwotę ponad 284 mln zł. Podsumowując przeprowadzone inwestycje, należy podkreślić, że w ich efekcie osiągnięto przyrost mocy transformatorów sieciowych w zakresie 1660 MVA oraz zbudowano lub zmodernizowano około 176 km traktów światłowodowych. Nowo wybudowane lub rozbudowane obiekty o łącznej powierzchni ok. 3,8 tys. m² zwiększają wydajność przesyłową oraz zdolność kompensacji mocy biernej i regulacji napięć w KSE.

PERSPEKTYWY NA PRZYSZŁOŚĆ

Analizy prognoz zapotrzebowania prowadzone przez PSE wykazały, że od roku 2015 mogą występować okresy trudności w zapewnieniu wymaganej nadwyżki mocy przez operatora. Jest to związane z wycofywaniem starych i wyeksploatowanych jednostek wytwórczych przy jednoczesnym zastępowaniu ich nowymi w stopniu niewystarczającym. Prognozy wskazują na wrzesień 2016 roku jako okres, kiedy możemy mieć do czynienia z największymi trudnościami. Jednak, opisana sytuacja będzie miała charakter przejściowy. W roku 2016 przewiduje się uruchomienie dwóch nowych bloków gazowo-parowych: w Stalowej Woli o mocy 467 MW oraz we Włocławku o mocy 473 MW, których realizacja jest obecnie najbardziej zaawansowana. W kolejnym okresie, do końca 2019 roku, planowane jest zakończenie inwestycji polegających na budowie nowych dużych systemowych jednostek wytwórczych o łącznej mocy blisko 4900 MW. Będą to blok w Kozienicach i Jaworznie, dwa bloki w elektrowni Opole, blok w elektrowni Płock oraz blok w elektrowni Turów.

Spośród podstawowych środków zaradczych podejmowanych na rzecz poprawy bezpieczeństwa pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego należy wskazać pozyskanie przez operatora systemu przesyłowego 860 MW mocy w ramach usługi interwencyjnej rezerwy zimnej. Będzie ona dostępna od 2016 roku przez okres dwóch lat. W przypadku zapotrzebowania może zostać przedłużona o następne 24 miesiące. Interwencyjna rezerwa zimna jest oparta na wykorzystaniu, poprzez mechanizm derogacji, potencjału jednostek wytwórczych, które zostały trwale wycofane z eksploatacji ze względu na brak możliwości wypełnienia norm emisji. Do katalogu usług systemowych wprowadzona została również usługa redukcji zapotrze-

bowania - na polecenie operatora. Obecnie PSE dysponują potencjałem redukcji 147 MW mocy. Do końca 2015 roku ten wolumen ma wzrosnąć do 200 MW.

Realizacja inwestycji w infrastrukturę sieciową jest kolejną osią działań PSE. Przewidywane na ten cel nakłady operatora wyniosą około 7 mld zł do 2020 roku. Głównym kierunkiem planowanych działań jest budowa, rozbudowa i modernizacja stacji i linii elektroenergetycznych. W efekcie planowanych zadań, powstanie około 1850 km torów prądowych 400 kV, około 45 km torów prądowych 220 kV oraz 7 stacji elektroenergetycznych o różnym napięciu. Rozbudowanych zostanie kolejne 38 stacji, a modernizację przejdzie około 570 km torów prądowych 400 kV, około 905 km torów prądowych 220 kV oraz 17 stacji elektroenergetycznych. Powyższe działania pozwolą na poprawę niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej przy jednoczesnym podniesieniu efektywności i skuteczności spełniania zadań operatora systemu przesyłowego.



NAJISTOTNIEJSZE WARTOŚCIOWO UMOWY NA REALIZACJĘ INWESTYCJI INFRASTRUKTURALNYCH PODPISANE PRZEZ POLSKIE SIECI ELEKTROENERGETYCZNE W 2014 R.:

- ▶ budowa linii 400 kV Kozienice - Ołtarzew,
- ▶ budowa linii 400 kV Grudziądz Węgrowo - Pelplin - Gdańsk Przyjaźń,
- ▶ budowa linii 400 kV Jasinieć - Pątnów,
- ▶ budowa linii 400 kV Jasinieć - Grudziądz Węgrowo,
- ▶ budowa stacji 400(220)/110 kV Pelplin wraz z montażem autotransformatora 220/110 kV,
- ▶ rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo,
- ▶ rozbudowa i modernizacja stacji 400/220 kV Krajnik,
- ▶ rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Mikułowa,
- ▶ rozbudowa i modernizacja stacji 400/220/110 kV Kozienice w zakresie rozdzielni 400 kV i budowy pola 110 kV,
- ▶ instalacji przesuwników fazowych na linii 400 kV Mikułowa - Hagenwerder.

RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z PERSPEKTYWY KONSUMENTA

Analizując sytuację na rynku energetycznym, warto spojrzeć na interesujące nas zagadnienia również z pozycji konsumenta. Kilkanaście milionów gospodarstw domowych, stanowiących znaczną część popytowej strony tego rynku, oddziałuje na jego kształt bardziej, niż mogłoby się, na pierwszy rzut oka wydawać. To właśnie konsumenci są końcowymi odbiorcami – zarówno samej energii elektrycznej, jak i wielu usług z nią związanych, w szczególności dystrybucji. Rozwój tego rynku, zmiany zachodzące w ustawodawstwie, a przede wszystkim europejskie trendy i polityka UE powinny być silną motywacją, aby konsument, jego preferencje, potrzeby i problemy były brane pod uwagę w czasie oceny sytuacji bieżącej oraz przy wyznaczaniu celów i kierunków planowanych zmian – zarówno na poziomie krajowej polityki energetycznej, jak i w strategii przedsiębiorstw energetycznych. Aby zrozumieć konsumencką perspektywę w sposób właściwy, należy rozpocząć od diagnozy, kim właściwie jest polski konsument energii elektrycznej, jaka jest jego wiedza o usługach, jak postrzega podażową stronę rynku. Niestety, sylwetka polskiego konsumenta nie jest taka, jaką chcielibyśmy widzieć. Zastrzegając, że nie dotyczy to wszystkich konsumentów, można jednak generalnie zauważyć kilka prawidłowości.



KAMIL PLUSKWA-DĄBROWSKI

Prezes Zarządu

Rada Krajowa Federacji Konsumentów

Po pierwsze przeciętny polski konsument ma bardzo niewielką wiedzę o rynku. Dla większości oczywistością jest, że energię kupuje się od elektrowni. Podział na wytwarzanie, przesył, dystrybucję oraz obrót energią jest nieczytelny lub wręcz niezany. Konsumenci nie odróżniają spółek dystrybucyjnych od sprzedawców, często nawet nie zdają sobie sprawy z ich odrębności. Niewątpliwie wpływ na taką percepcję ma struktura polskiego rynku i istnienie grup kapitałowych – dla konsumenta PGE to PGE, TAURON to TAURON itd., zwłaszcza że nawet logotypy spółek dystrybucyjnych i obrotowych w obrębie danej grupy są bardzo podobne. Nie pomagają w podnoszeniu świadomości konsumenckiej w tym zakresie również złożony, a przez to mało zrozumiały sposób fakturowania. Przeciętny konsument nie w pełni rozumie, które pozycje na fakturze są płatnościami na rzecz dystrybutora, a które na rzecz sprzedawcy. Ten brak wiedzy o strukturze rynku odbija się czasem negatywnie na sytuacji indywidualnych osób decydujących się na zmianę sprzedawcy. Niestety, bardzo częste są sytuacje, w których przedstawiciele handlowi sprzedawców proponują energię

„o połowę taniej”, nie wspominając jednocześnie, że konsument prawdopodobnie otrzyma dwie faktury – za sprzedaż i dystrybucję. Brak świadomości powoduje również, że konsumenci są narażeni na nieuczciwe praktyki polegające na podszywaniu się nieuczciwych telemarketerów i akwizytorów pod spółki, których klientami są konsumenci. Sytuacja ta jest na tyle niepokojąca, że należałoby poważnie przemyśleć możliwość przeprowadzenia kampanii edukacyjnej adresowanej do konsumentów, najlepiej przy udziale zainteresowanych spółek, URE, Federacji Konsumentów oraz mediów.

Drugą zdiagnozowaną prawidłowością jest troska o niezawodność dostaw energii elektrycznej. Jest to dobro pierwszej potrzeby i konsumenci słusznie nie akceptują zbyt długich lub zbyt częstych przerw. Szybka reakcja na zgłaszane awarie, przekazywanie z odpowiednim wyprzedzeniem informacji o planowanych wyłączeniach oraz rzetelne informowanie klienta o przewidywanym czasie wznowienia dostawy to niewątpliwie największe wyzwania stojące przed spółkami dystrybucyjnymi. Skracanie czasu nieplanowanych przerw oraz dobre planowanie

„planowych” wyłączeń może się znacząco przyczynić do wzrostu satysfakcji klienta. Znaczenie mają tutaj nie tylko organizacja i profesjonalizm służb technicznych i operacyjnych, ale również sposób komunikowania się z klientami. Dobrze działające infolinie, wykorzystywanie nowych możliwości technicznych (np. SMS, e-mail) oraz szybka wymiana informacji wewnątrz przedsiębiorstwa pomiędzy ekipami technicznymi a obsługą klienta mogą znacząco złagodzić niezadowolenie w przypadku braku dostaw. Trzeba przy tym pamiętać, że niespełnione obietnice konsultantów w sprawie czasu wznowienia dostaw energii denerwują równie mocno jak – na szczęście sporadycznie już spotykana – odpowiedź „Nie wiem”.

Dbłość o klienta w przypadku występowania przerw w dostawie, jak również oczekiwania samego klienta wpisują się w większy obraz wymagań, jakie wiążą się z szeroko rozumianą obsługą klienta. Polski konsument jest obecnie wymagający i przyzwyczajony do wysokiej jakości obsługi. Obsługa ta jest niemal automatycznie porównywana do innych sektorów rynku, takich jak telekomunikacja lub bankowość. Na tych konkurencyjnych rynkach dostępność informacji 24/7 różnymi kanałami komunikacji jest normą. Możliwość szybkiego załatwienia spraw przy pierwszym kontakcie, brak kolejek w punktach obsługi klienta, a nawet wygodne krzesła w takich miejscach to dla konsumenta wyznaczniki jakości. Spółki sektora dystrybucji w coraz większym stopniu spotykają się z takimi właśnie oczekiwaniami ze strony konsumentów i należy sądzić, że oczekiwania te będą rosły. Z drugiej jednak strony obsługa klienta na wysokim poziomie i zgodne z prawem procedury budują w konsumentach poczucie zaufania do firmy, postrzeganej jako przyjazna i innowacyjna.

Prawdziwą zmurą polskiego konsumenta w usługach energetycznych są faktury prognozowane. Klient jest niezadowolony niezależnie od tego, czy

w rozliczeniu wystąpi nadpłata („kredytuję energię”) czy niedopłata („zapłaciłem już dużo, a muszę jeszcze więcej”). Możliwość otrzymywania rachunków za energię opartych na realnym odczycie jest kluczowym udogodnieniem. Co więcej, wpływa na zwiększenie przejrzystości samej faktury, do czego konsumenci również mają słuszne zastrzeżenia.

Wprowadzanie rachunków pokazujących realne zużycie wymaga nakładów inwestycyjnych i instalacji inteligentnych liczników u odbiorców. Trzeba przy tym pamiętać, że dla konsumentów inteligentny licznik to nie tylko zdalny odczyt i rachunek za rzeczywiste zużycie. Konsumenci zaczynają doceniać możliwości generowania oszczędności w wyniku zastosowania efektywniejszej autokontroli zużycia energii możliwej dzięki posiadaniu inteligentnych liczników. Należy się spodziewać, że pojawią się usługi oparte na smart meteringu, a także nowe produkty, zarówno aplikacje oparte o www lub urządzenia mobilne, jak i sprzęt typu „home display”. Dla spółek dystrybucyjnych będzie to niewątpliwie oznaczało intensyfikację relacji z rynkowymi dostawcami takich rozwiązań. Z pewnością będzie to wyzwanie (bezpieczeństwo danych oraz systemów informatycznych, ochrona danych osobowych), ale również ogromna szansa na skorzystanie z efektu synergii z osiągnięciami i innowacjami z innych branż, zwłaszcza telekomunikacyjnej oraz szeroko rozumianego ICT. Procesy te już się zresztą w spółkach dystrybucyjnych rozpoczęły, czego wyrazem są prace nad wprowadzeniem Centralnego Systemu Wymiany Informacji wykorzystującego międzynarodowy standard eBlX.

Dbłość o klienta w przypadku występowania przerw w dostawie, jak również oczekiwania samego klienta wpisują się w większy obraz wymagań, jakie wiążą się z szeroko rozumianą obsługą klienta. Polski konsument jest obecnie wymagający i przyzwyczajony do wysokiej jakości obsługi.



Rok 2014 pokazał, że sektor energetyczny dostrzega potrzebę diagnozowania i uwzględniania potrzeb konsumentów w swojej działalności. W coraz większym stopniu rozumie też rolę działań edukacyjnych i komunikacyjnych oraz podejmuje się ich realizacji celem lepszego dotarcia do konsumentów. Przykładem jest kampania edukacyjna PTPiREE „Polska. Z energią działa lepiej”. Większość grup energetycznych trafnie wskazuje konsumentów jako interesariuszy – zarówno w działaniach, jak i raportach CSR. Cieszy również zintensyfikowanie współpracy z reprezentującą punkt widzenia konsumenta Federacją Konsumentów. Tutaj również można wskazać bardzo pozytywne przykłady, jak konsultowanie przez spółki dystrybucyjne

lokalnych kampanii informacyjnych prowadzonych w niektórych miastach przed wymianą liczników na inteligentne. Zaznaczające się dwa główne trendy w relacjach energetyka – konsumenci to po pierwsze dostrzeżenie potrzeb i słusznych interesów konsumentów, po drugie wzrost zainteresowania komunikacją i edukacją. Z korzyścią zarówno dla sektora energetycznego, jak i konsumentów.





PTPiREE

**POLSKIE TOWARZYSTWO PRZESYŁU
I ROZDZIAŁU ENERGII ELEKTRYCZNEJ**

ul. Wołyńska 22
60-637 Poznań
tel. +48 61 846 02 00
faks +48 61 846 02 09
ptpiree@ptpiree.pl
www.ptpiree.pl

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej jest pozarządowym stowarzyszeniem wspierającym operatorów elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych i systemu przesyłowego we wspólnie podejmowanych aktywnościach w ramach bieżącej działalności spółek sieciowych oraz we wdrażaniu nowych rozwiązań w branży energetycznej. PTPiREE działa na rzecz przekształceń w polskiej elektroenergetyce, dąży do poprawy efektywności działania sieci energetycznej, jakości usług i obsługi odbiorców. Stowarzyszenie prowadzi działania edukacyjne w zakresie efektywnego, racjonalnego i bezpiecznego użytkowania energii elektrycznej.

