

Sieć do zmiany

Jak zreformować polski sektor
dystrybucji energii elektrycznej

Spis treści

WSTĘP	s. 3
KLUCZOWE WNIOSKI	s. 4
JAKI JEST STAN POLSKICH SIECI	s. 7
Sieć starzeje się coraz szybciej	s. 14
Linie energetyczne nie są gotowe na zmiany klimatu	s. 18
DYSTRYBUTORZY NIE NADAŻAJĄ Z PRZYŁĄCZANIEM PROSUMENTÓW	s. 21
Sieci są wciąż mało inteligentne	s. 22
Kuleje komunikacja między dystrybutorami	s. 26
DOKĄD ZMIERZA DYSTRYBUCJA	s. 29
Sieci będą dostarczać coraz więcej energii	s. 30
Prosumenci zmieniają energetykę	s. 33
Elektromobilność rozproszy popyt na energię	s. 35
Inteligentne liczniki są nieuniknione	s. 38
JAK ZREFORMOWAĆ SIEĆ	s. 43
BIBLIOGRAFIA	s. 48



AUTOR

Robert Tomaszewski

starszy analityk ds. energetycznych
Polityka Insight

REDAKCJA

Marcin Bąba

PROJEKT GRAFICZNY

Anna Olczak

PODZIĘKOWANIA:

Maciej Bando

prof. Wojciech Drożdż

prof. Waldemar Skomudek

Partnerem raportu jest Fundacja Przyjazny Kraj.
Opracowanie jest bezstronne i obiektywne, partner nie miał wpływu na jego tezy ani wymowę. Wszystkie prawa zastrzeżone.



Fundacja Przyjazny Kraj
The Friendly State Foundation

Fundacja Przyjazny Kraj, powołana w 2013 roku przez prywatnych fundatorów, jest organizacją pozarządową, która w celach statutowych posiada m.in. prowadzenie badań i analiz dotyczących systemów regulacyjnych i ekonomicznych, promowanie wolności gospodarczej i rozwoju przedsiębiorczości, działalność edukacyjną, podejmowanie działań wspierających rozwój aktywności obywatelskiej i społecznej, wzrost efektywności działania instytucji państwowych i samorządowych. Wszystkie raporty, analizy oraz publikacje Fundacji znajdują się na stronie przyjaznykraj.pl

**POLITYKA
INSIGHT**

POLITYKA INSIGHT to pierwsza w Polsce platforma wiedzy dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Działa od pięciu lat i ma trzy linie biznesowe: wydaje codzienne serwisy analityczne dostępne w abonamentach (PI Premium, PI Finance i PI Energy), przygotowuje opracowania, prezentacje i szkolenia na zlecenie firm, administracji publicznej i organizacji międzynarodowych oraz organizuje debaty tematyczne i konferencje.

www.politykainsight.pl

Warszawa, listopad 2019 r.

Wstęp

Polski system energetyczny został zaprojektowany kilkadziesiąt lat temu. Sieć była pasywna co oznacza, że energia płynęła w jedną stronę – od wielkich elektrowni opalanych węglem do odbiorców. W ciągu ostatnich kilkunastu lat liberalizacja rynku energii, polityka klimatyczna Unii Europejskiej i spadek kosztów technologii OZE sprawiły, że w systemie pojawiły się liczne farmy wiatrowe, które stały się konkurencją dla elektrowni na węgiel, a odbiorcy zaczęli samodzielnie produkować energię.

Wdrożenie reformy unijnego rynku energii (pakiet zimowy) i rychła perspektywa przyjęcia przez Unię celu neutralności klimatycznej do 2050 r. wymusi szybszy rozwój OZE i przesunie zarządzanie siecią z centrum do regionów. Polski rząd powinien się zastanowić, jak wpłynąć na ten proces, by był efektywny ekonomicznie i nie dotknął mniej zamożnych odbiorców.

Główne zadanie sieci nie zmieni się w przyszłości – dalej będzie łączyć wytwórców z odbiorcami i zapewniać stabilne dostawy energii o odpowiedniej jakości. Jednocześnie przekształci się w platformę *smart grid* integrującą w domowe elektrownie, wielkie farmy wiatrowe i słoneczne, magazyny energii, baterie z aut na prąd, ale też lokalne wspólnoty i samorządy, które będą mogły produkować energię. Zmiana funkcjonowania sieci znacząco wpłynie na tempo dekarbonizacji Polski i konkurencyjność jej gospodarki.

Skala wyzwań jest ogromna. Konsolidacja sektora energetyki, przeprowadzona w pierwszej dekadzie XXI w., spełniła swoje zadanie – powstały cztery silne grupy energetyczne, które podjęły niezbędne dla bezpieczeństwa państwa inwestycje w nowe elektrownie. Jednak dotychczasowy model funkcjonowania sektora, bazujący na regulowanych przychodach dystrybucji, wyczerpuje się. Jego dalsze trwanie nie gwarantuje sukcesu, czyli skutecznie przeprowadzonej transformacji całego sektora.

Kluczowe wnioski

SIEĆ ENERGETYCZNA STARZEJE SIĘ I JEST CORAZ BARDZIEJ NARAŻONA NA ZMIANY KLIMATU. Aż 76 proc. linii wysokich i średnich napięć ma ponad 25 lat, a 37-42 proc. nawet ponad 40 lat. Dziś stanowią one trzon infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej w kraju. Tylko 26 proc. linii średnich napięć jest skablowana (znajduje się pod ziemią); reszta jest na powierzchni, więc może zostać zniszczona przez intensywne opady śniegu lub trąby powietrzne. Przy obecnym poziomie wydatków operatorów osiągnięcie optymalnego poziomu skablowania zajmie 50 lat. A anomalii pogodowych będzie przybywać – w ciągu najbliższych 20 lat intensywność wichur w Polsce może wzrosnąć o jedną czwartą.

KOSZTY NIEDOSTARCZONEJ ENERGII OBCIĄŻAJĄ GOSPODARKĘ. Zły stan infrastruktury sprawia, że odbiorca energii elektrycznej w Polsce musi liczyć się z przerwami w zasilaniu trwającymi ok. 200 minut w skali roku. Poziom ten poprawił się w ostatnich latach, ale wciąż jest jednym z wyższych w Europie. Dla porównania Niemcy są pozbawieni prądu przez 23 minuty rocznie, a Duńczycy tylko przez 19 minut. W Polsce w latach 2014-2018 nie dostarczono łącznie 273 tys. MWh energii elektrycznej, co kosztowało odbiorców ponad 7 mld zł. To 1 mld zł więcej niż koszt budowy elektrowni węglowej w Ostrołęce.

MAŁO INTELIGENTNE SIECI BĘDĄ KOSZTOWAĆ CORAZ WIĘCEJ. W Polsce działa ok. 1,4 mln inteligentnych liczników, posiada je niewiele ponad 8 proc. z blisko 17 mln odbiorców. To ponad cztery razy mniej niż wynosi średnia unijna (34 proc.). Niedostateczny rozwój inteligentnego opomiarowania pozbawia odbiorców korzyści z tytułu zdalnego odczytu. W latach 2019-2028 koszty te wyniosą prawie 11 mld zł. Do tego dochodzą utracone korzyści związane m.in. z wolniejszym wdrożeniem taryf dynamicznych i usług zarządzania popytem na energię (DSR) oraz mniej efektywną integracją aut na prąd z siecią.

TRANSFORMACJA OPERATORÓW JEST NIEUNIKNIONA. Zaostrzająca się unijna polityka klimatyczna i taniejące technologie OZE sprawiają, że w Polsce będzie powstawało coraz więcej zielonego prądu. Do 2030 r. jego udział w produkcji energii elektrycznej wzrośnie z obecnych 13 proc. do 34 proc. W efekcie w sieci wzrastać będzie ilość niesterowalnej energii. Dystrybutorzy będą musieli przekształcić się z biernych operatorów sieci w aktywnych agregatorów i pośredników, umożliwiających prosumetom, klastrom i spółdzielniom energetycznym udział w rynku energii.

JAK POPRAWIĆ SIEĆ? Reforma funkcjonowania polskiej sieci energetycznej powinna zmierzać do poprawienia jakości i niezawodności dostaw energii, obniżenia kosztów jej funkcjonowania, ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i przyspieszenia transformacji energetycznej kraju. Ograniczając straty energii na przesyłach, operatorzy sieci przyczyniają się do obniżenia emisji CO₂. Co należy zrobić:

- **dokończyć cyfryzację i budowę inteligentnej sieci (*smart grid*)**

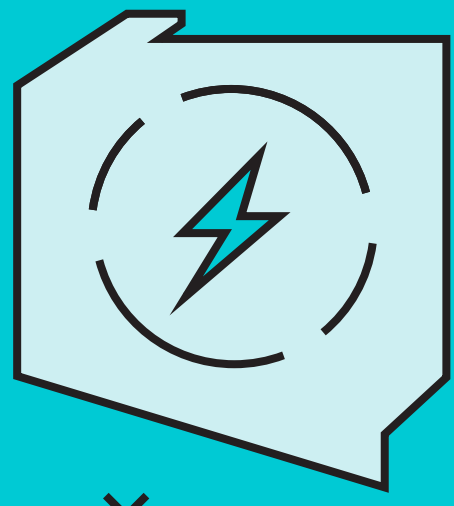
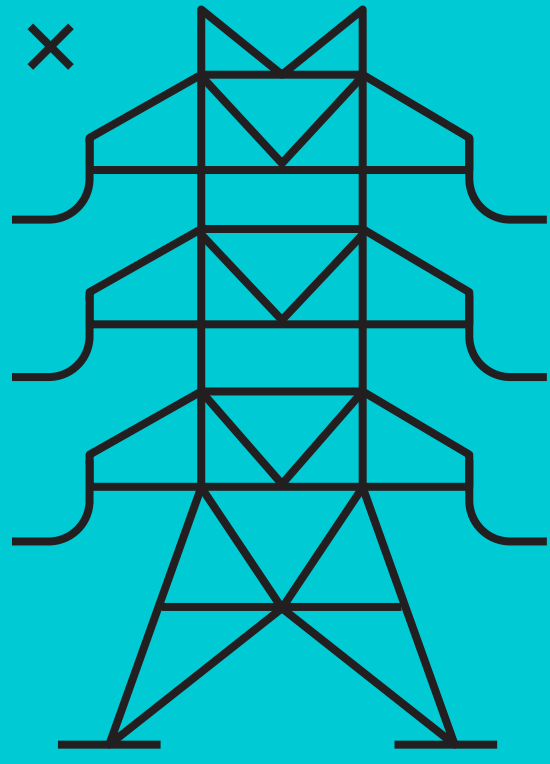
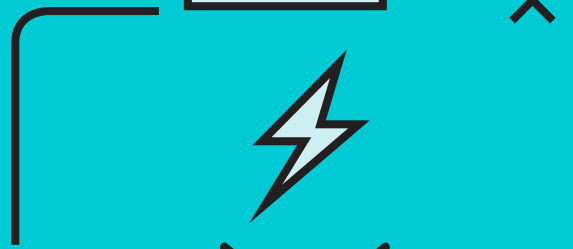
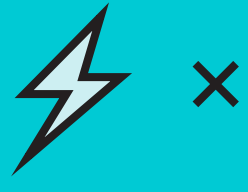
Przekształcenie sieci dystrybucyjnej w sieć aktywną będzie wymagało poniesienia znacznych nakładów na jej cyfryzację i automatyzację. Proces ten już trwa, a jego koszt wyniesie od kilkunastu do kilkudziesięciu miliardów złotych, w zależności od wybranego przez operatorów modelu. Warunkiem podstawowym jest dokończenie instalowania inteligentnych liczników u odbiorców, połączone ze zwiększeniem świadomości konsumentów w zakresie wad i zalet nowej technologii. Budowa inteligentnej sieci jest konieczna niezależnie od kierunku i przebiegu transformacji energetycznej Polski.

- **wykorzystać potencjał energetyki rozproszonej**

Im szybciej operatorzy zaczną wykorzystywać potencjał, jaki oferuje energetyka rozproszona, tym łatwiej będzie im dostosować się do nowych warunków rynku. Budowa wirtualnych elektrowni składających się z tysięcy mikroinstalacji będzie stabilizować pracę sieci i ograniczy potrzebę stawiania tradycyjnych bloków.

- **rozpocząć decentralizację**

Wyczerpuje się model utrzymania stabilności finansowej grup energetycznych w oparciu o dystrybucję. Transformacja energetyczna będzie przesuwac środek ciężkości zarządzania siecią z centrum do regionów, więc operatorzy powinni zacieśniać współpracę z samorządami. Konieczna będzie też dyskusja o szerszej przebudowie sektora energetycznego.



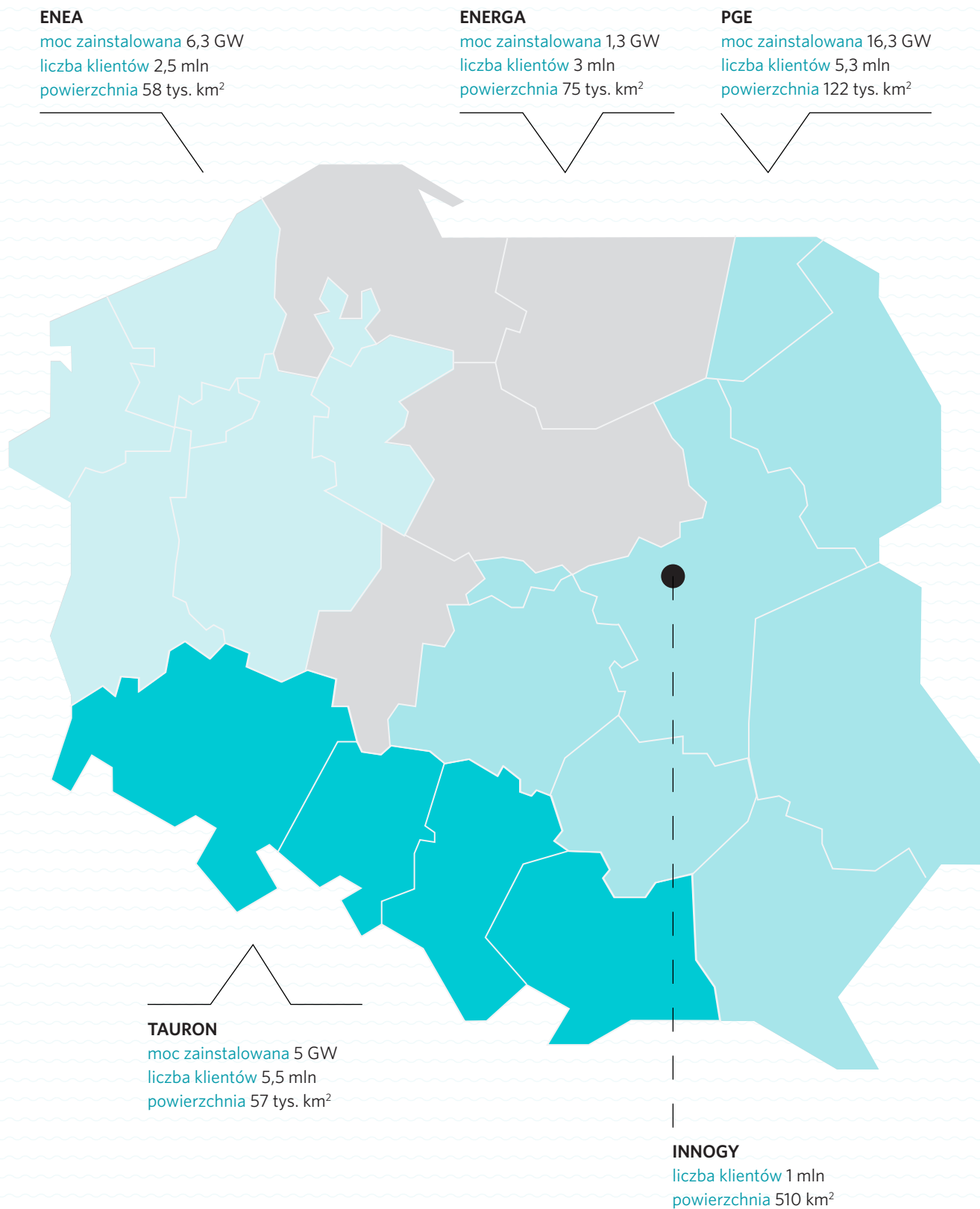
JAKI JEST STAN POLSKICH SIECI

Dystrybucja energii elektrycznej z roku na rok odpowiada za coraz większą część wyników finansowych energetyki.

Jednak możliwości finansowe operatorów wyczerpują się.

NAJWIĘKSI DYSTRYBUTORZY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

Źródło: dane własne spółek



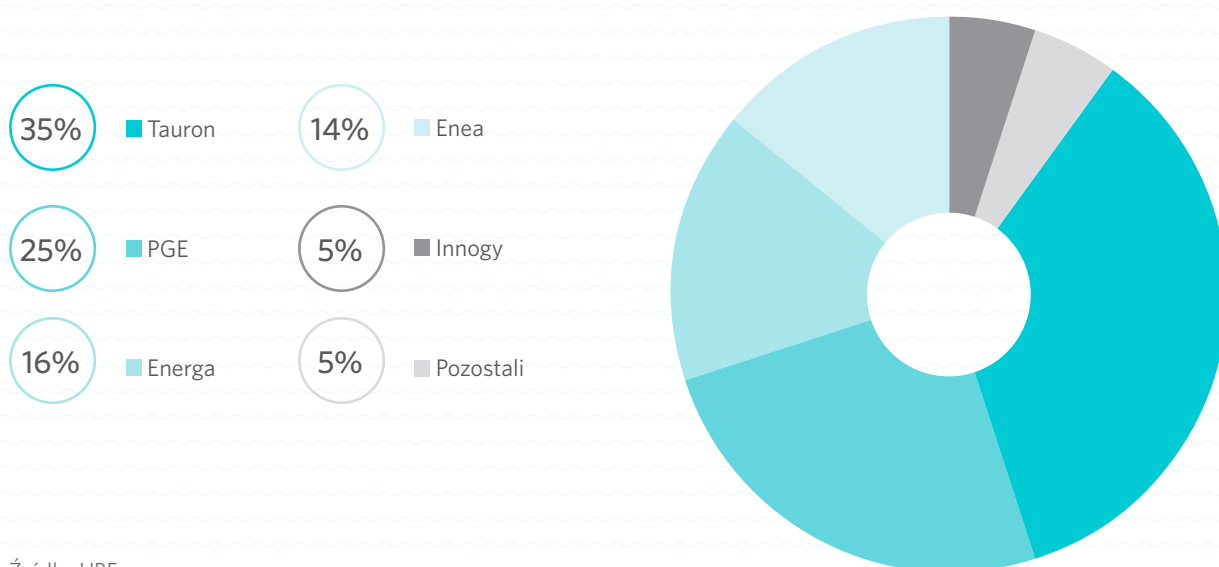
Operatorzy sieci energetycznych to przedsiębiorstwa, które zajmują się fizycznym dostarczaniem energii elektrycznej. Linie najwyższych i wysokich napięć nadzoruje operator systemu przesyłowego, czyli Polskie Sieci Elektroenergetyczne (jednoosobowa spółka skarbu państwa). Linie przesyłowe łączą się w węzłach z siecią średnich i niskich napięć, po których prąd przesyłany jest do odbiorców. Tą częścią infrastruktury zarządzają operatorzy dystrybucyjni. Jeszcze w 2003 r. w Polsce działały 33 spółki, które jednocześnie produkowały i sprzedawały energię.

W 2005 r., w ramach dostosowania polskiego rynku energii do zaleceń UE, wprowadzono wymóg, by dystrybucja pod względem prawnym i organizacyjnym została rozdzielona od wytwarzania i sprzedaży energii. Rok później rząd PiS przyjął plan konsolidacji sektora – postanowiono zintegrować energetykę pionowo, na wzór koncernów zachodnich. Operatorów sieci dystrybucyjnych włączono do czterech grup energetycznych – PGE, Tauronu, Enei i Energi. Celem prowadzonej w latach 2006-2008 konsolidacji było stworzenie silnych przedsiębiorstw, które mogłyby finansować inwestycje w nowe elektrownie i sieci. Udało się to osiągnąć i zintegrowane grupy przestały mieć problemy z dostępem do kapitału.

Obecnie w Polsce działa 176 operatorów dystrybucyjnych, ale tylko pięciu ma znaczenie w skali kraju. To PGE Dystrybucja, Tauron Dystrybucja, Enea Operator, Energa Operator i Innogy Stoen Operator.

Terytorialnie największe jest PGE, które we wschodniej Polsce pokrywa 122 tys. km² i obsługuje 5,3 mln klientów. Największym dystrybutorem pod względem ilości dostarczanej energii jest Tauron, który na dwukrotnie mniejszym obszarze niż PGE dostarcza energię do 5,5 mln klientów. W dalszej kolejności są Energa, która w północnej i środkowej części kraju obsługuje 3 mln odbiorców, oraz Enea – na zachodzie ma 2,5 mln klientów. Innogy na terenie Warszawy przesyła energię elektryczną do 1 mln odbiorców. W odróżnieniu od pozostałych graczy jest spółką prywatną. Znaczącym dostawcą energii elektrycznej jest również prywatna PKP Energetyka, który dostarcza prąd sieciom trakcyjnym na kolei.

WOLUMEN DYSTRYBUOWANEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ



Źródło: URE

Dostarczanie energii to dziś najbezpieczniejsza część działalności

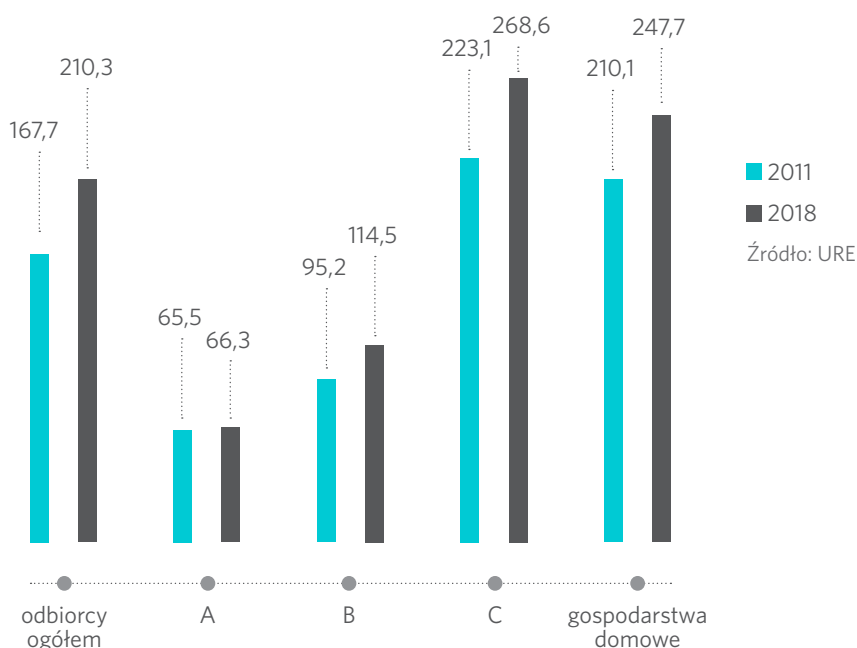
Operatorzy kontrolują sieci i działają w ramach monopolu naturalnego. By nie dopuścić do wypaczenia rynku, stawki za dostawę energii elektrycznej są zatwierdzane w taryfach przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Dzięki taryfom koszty związane z bieżącą działalnością operatorów i uznane przez regulatora za zasadne są przenoszone na odbiorców energii. To m.in. koszty operacyjne, amortyzacja czy koszty związane z pokryciem strat na przesyłach prądu. Taryfy pozwalają również na dość dokładne oszacowanie wyników finansowych operatorów.

Koszt dostaw energii rośnie

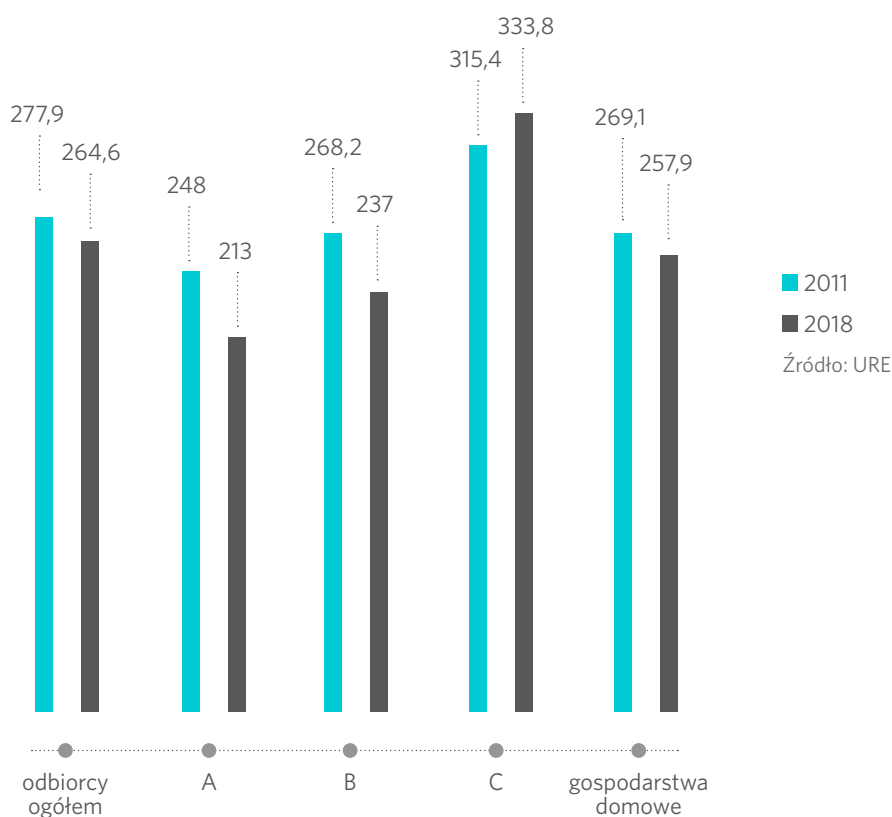
Ceny energii elektrycznej w Polsce są niskie na tle Europy. W grupie gospodarstw domowych mniej za prąd płać tylko Węgrzy, Bułgarzy, Litwini i Maltańczycy (Eurostat, II kwartał 2019)¹. Jednak koszt dostarczenia energii elektrycznej stanowi coraz większą część rachunków polskich odbiorców. O ile w 2011 r. wynosił on 37,6 proc., to w 2018 r. już 44,2 proc. Dzieje się tak, ponieważ dostawa energii jest coraz droższa, a jej wyprodukowanie coraz tańsze.

¹ Eurostat nie wydzielił z ceny energii elektrycznej dla odbiorców indywidualnych stawki dystrybucyjnej i przesyłowej, dlatego realne porównanie kosztów dostawy energii do odbiorców między krajami UE jest niemożliwe.

ZMIANA WYSOKOŚCI STAWKI DYSTRYBUCYJNEJ W PODZIALE NA GRUPY TARYFOWE (W ZŁ/MWH)



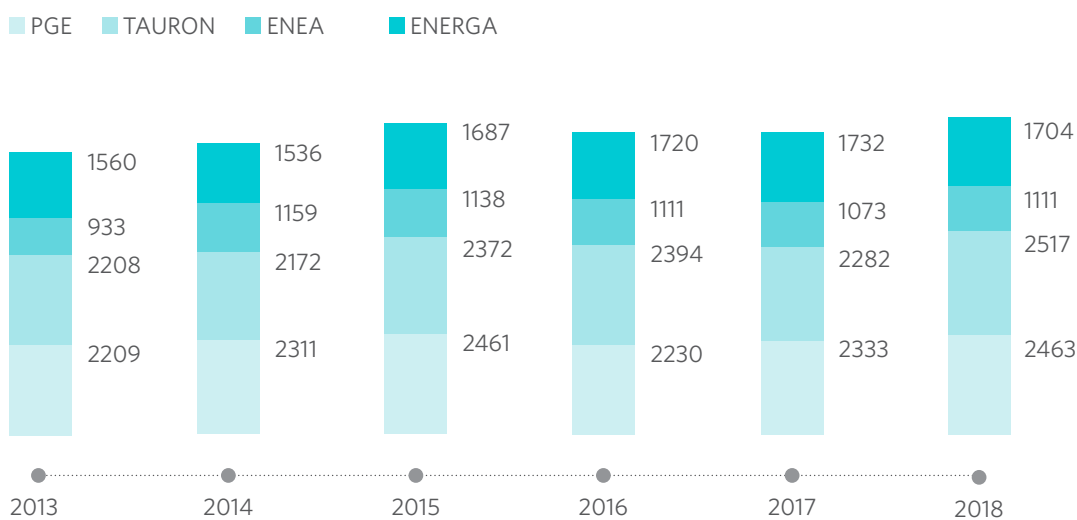
ZMIANA WYSOKOŚCI STAWKI ZA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ, W PODZIALE NA GRUPY TARYFOWE (W ZŁ/MWH)



Od 2011 r. stawki za dystrybucję i przesył energii elektrycznej wzrosły w Polsce o ponad 25 proc. – do 210 zł za MWh (URE). W tym samym czasie średni wzrost wszystkich cen w gospodarce (inflacja) wyniósł jedynie 6 proc. Odbiorcy raczej nie zauważyli tego w swoich portfelach, bo koszt samej energii elektrycznej w rachunkach spadł od 2011 r. o blisko 5 proc. – do 264,6 zł za MWh. W efekcie rachunek za prąd między 2011 i 2018 r. wzrósł niewiele ponad wartość inflacji.

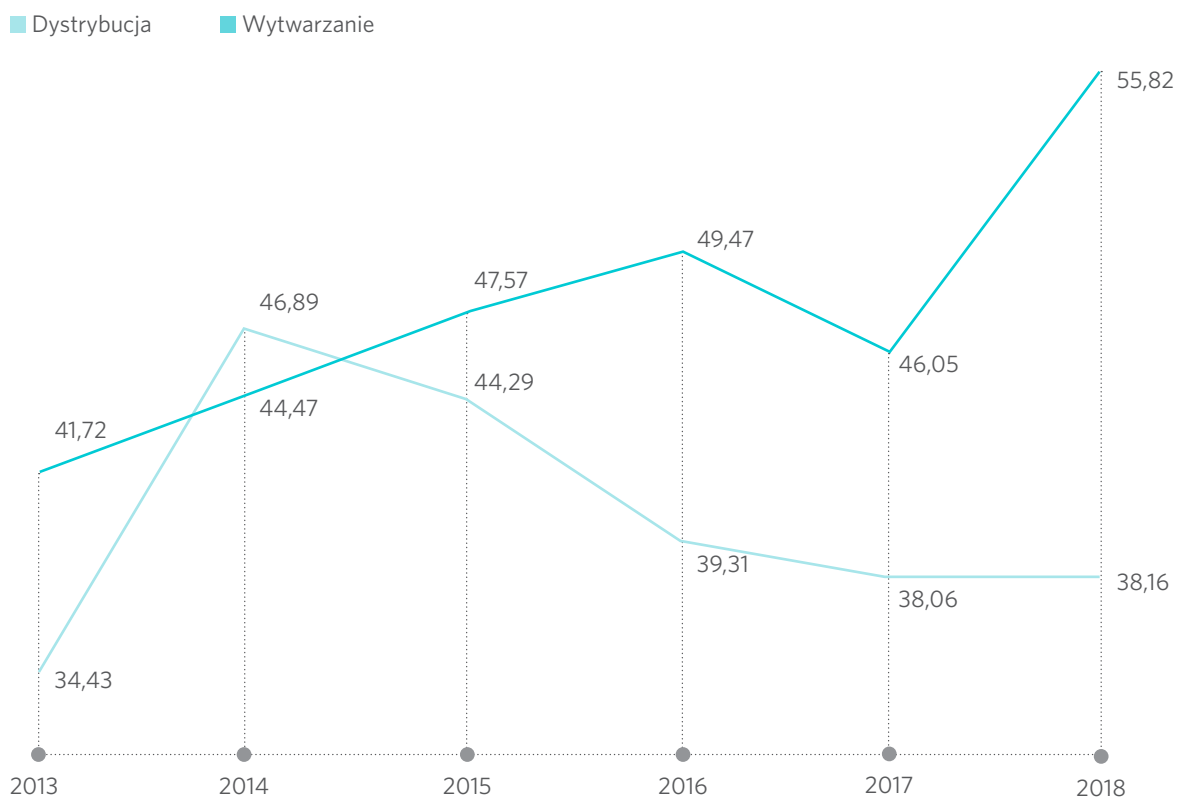
Wzrost stawek dystrybucyjnych był zróżnicowany w zależności od grupy taryfowej. Dla największego przemysłu (taryfa A) stawki praktycznie nie drgnęły od ośmiu lat. Największy wzrost cen dotknął za to małe i średnie firmy (grupy B i C), dla których dostawa prądu podrożała między 2011 i 2018 r. o jedną piątą. Gospodarstwa domowe musiały zapłacić o 17 proc. więcej.

WYNIKI EBITDA DYSTRYBUCJI PGE, TAURON, ENEI I ENERGI (W MLN ZŁ)



Źródło: dane własne spółek

UDZIAŁ DYSTRYBUCJI I WYTWARZANIA W ŁĄCZNYM WYNIKU EBITDA PGE, TAURON, ENEI I ENERGI (W PROC.)



Źródło: obliczenia własne

Rola operatorów sieci rośnie...

Dystrybucja z roku na rok stanowi coraz większą część wyników finansowych czterech państwowych grup energetycznych. W 2018 r. segment ten odpowiadał za 56 proc. łącznego zysku PGE, Tauronu, Enei i Energi przed odliczeniem kosztów finansowych, podatków i amortyzacji (wynik EBTIDA), wobec 42 proc. w 2013 r. Tymczasem udział wytwarzania energii w EBITDA stopniał z 47 proc. w 2014 r. do ok. 38 proc. w 2018 r. Zmiana proporcji nie wynika ze wzrostu rentowności właścicieli sieci energetycznych, tylko z malejących zysków z produkcji energii z węgla (80 proc. energii produkowanej w Polsce). Elektrownie na węgiel obciążył szybki rozwój OZE, które dzięki zerowym kosztom zmiennym (nie muszą kupować paliwa, by produkować energię) mogą dostarczać na rynek bardzo tani prąd, oraz notowany od 2018 r. gwałtowny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂.

...ale ich finansowe możliwości się wyczerpują

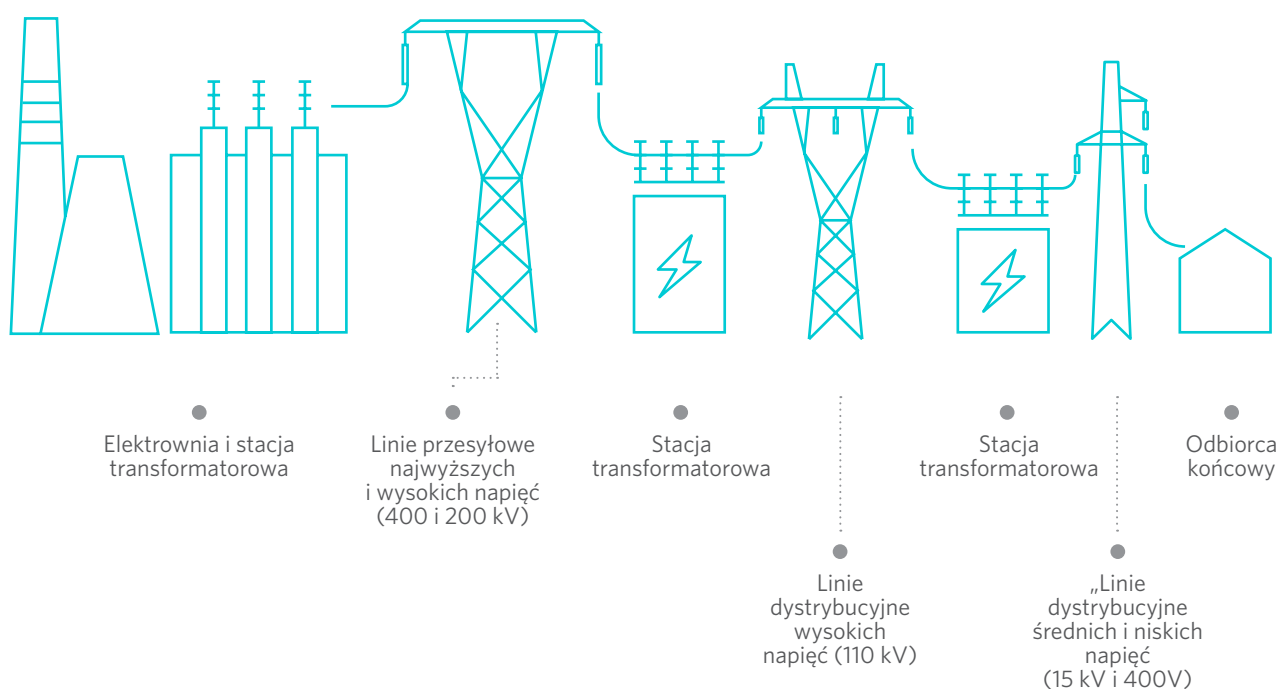
Rosnący udział dystrybucji w wynikach EBITDA sprawia, że bieżące funkcjonowanie energetyki i jej zdolność do pozyskiwania finansowania z rynku w coraz większym stopniu zależy od tego segmentu. To niebezpieczna sytuacja dla czterech państwowych grup energetycznych. Od 2014 r. łączny wynik EBITDA PGE, Tauronu, Enei i Energi stopniał z 15 do 14 mld zł, a skumulowane zadłużenie netto wzrosło trzykrotnie – do ponad 28 mld zł. Wynik EBITDA jest kluczowym parametrem przy ocenie zdolności kredytowej spółek, więc jego spadek i rosnące zadłużenie mogą ograniczyć strumień pieniędzy płynący z rynku do firm energetycznych. A potrzeby związane z inwestycjami w nowe elektrownie generują ogromne zapotrzebowanie na gotówkę.

W 2018 r. WiseEuropa szacowało, że w latach 2021-2035 polska energetyka będzie potrzebowała 150-250 mld zł na inwestycje w modernizację elektrowni. Kwota ta przewyższa możliwości finansowe państwowych grup energetycznych, które oceniane są na 120 mld zł (WiseEuropa, 2018). Z kolei według estymacji Polskiego Funduszu Rozwoju z 2019 r. sektor, aby dokonać transformacji, tylko do 2030 r. musi wydać 300 mld zł, z czego zaledwie 200 mld zł będzie w stanie wygospodarować samodzielnie i z pomocą rynku. Szacunki te pokazują, że model utrzymania stabilności finansowej grup energetycznych w oparciu o dystrybucję wyczerpuje się.

Sieć starzeje się coraz szybciej

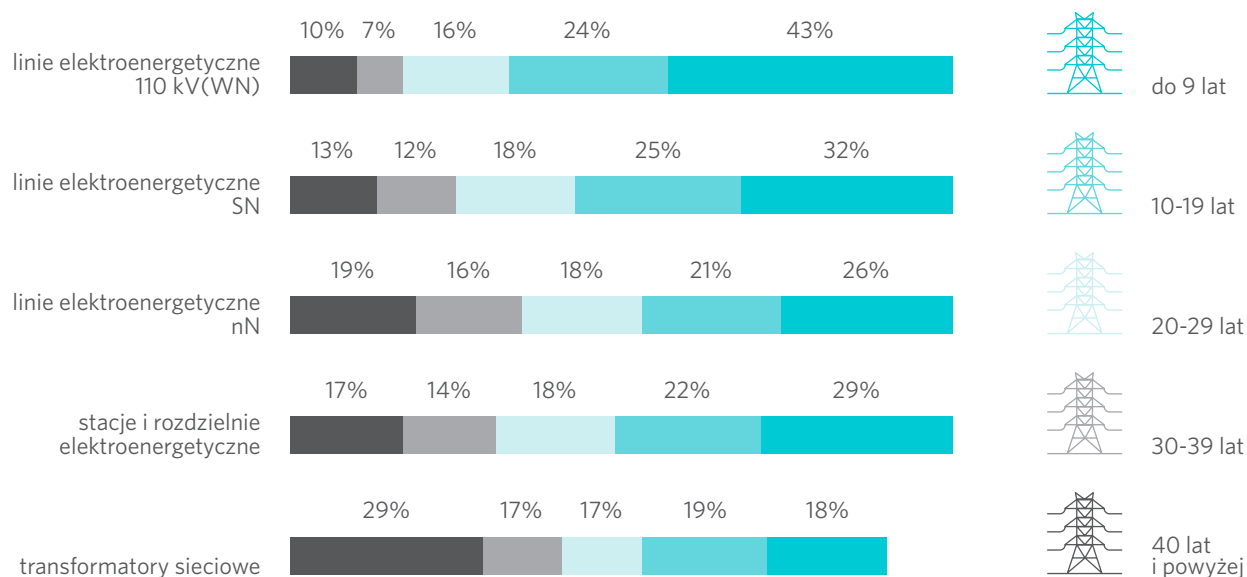
Linie służące do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej w Polsce mają łącznie 778,5 tys. km. Pozwoliłoby to okablować równik blisko 20 razy. Jednak większość sieci była budowana w latach 60. i 70. i trzeba ją pilnie wymienić.

DROGA ENERGII ELEKTRYCZNEJ OD WYTWÓRCY DO ODBIORCY



Za dostawę energii elektrycznej od wytwórców do odbiorcy końcowego odpowiadają sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Pierwsze składają się z sieci najwyższych i wysokich napięć (400 i 200 kV) i są nadzorowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Można je porównać do autostrad i dróg szybkiego ruchu, którymi prąd płynie do stacji elektroenergetycznych, gdzie następuje zmiana napięcia. Prąd zwalnia i trafia do sieci średnich i niskich napięć (15 kV i 400V), które są w większości własnością pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD). Średnie i niskie napięcia to odpowiednik dróg krajowych i lokalnych, które ostatecznie prowadzą prąd do odbiorców. Dystrybutorzy odpowiadają też za linie wysokich napięć (110 kV).

STRUKTURA WIEKOWA MAJĄTKU OSD NA DZIEŃ 31 GRUDNIA 2017 R.



Źródło: Opracowanie NIK na podstawie danych uzyskanych od OSD

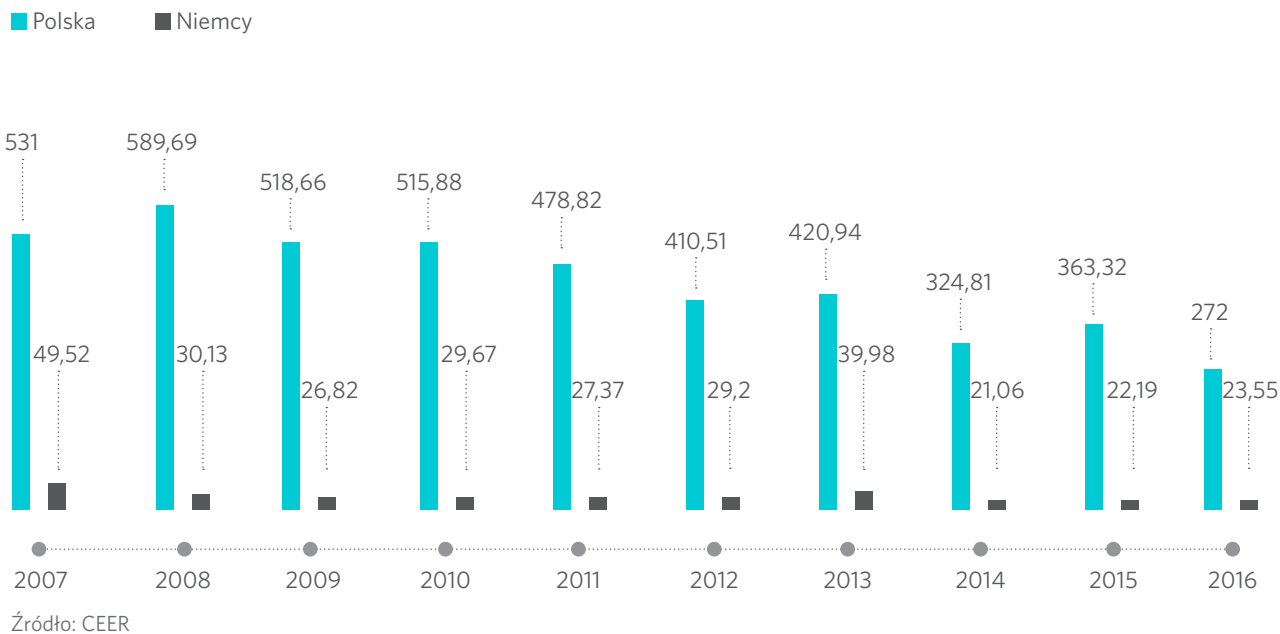
Najbardziej zużytym elementem krajowej sieci są napowietrzne linie wysokich i średnich napięć – aż 76 proc. z nich ma ponad 25 lat, a 37-42 proc. nawet ponad 40 lat. Dziś stanowią one trzon infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej w kraju. Relatywnie najmłodsze są linie niskich napięć, a także podziemne kable średnich i niskich napięć – większość z nich powstała w ciągu ostatnich kilkunastu lat. Wciąż jest ich bardzo mało – poziom skablowania (odsetek podziemnych kabli) sieci średnich napięć wynosi tylko 26 proc. Większość linii znajduje się na powierzchni, więc może zostać zniszczona przez intensywne opady śniegu, wichury lub trąby powietrzne.

Polacy długo czekają na wznowienie dostaw energii

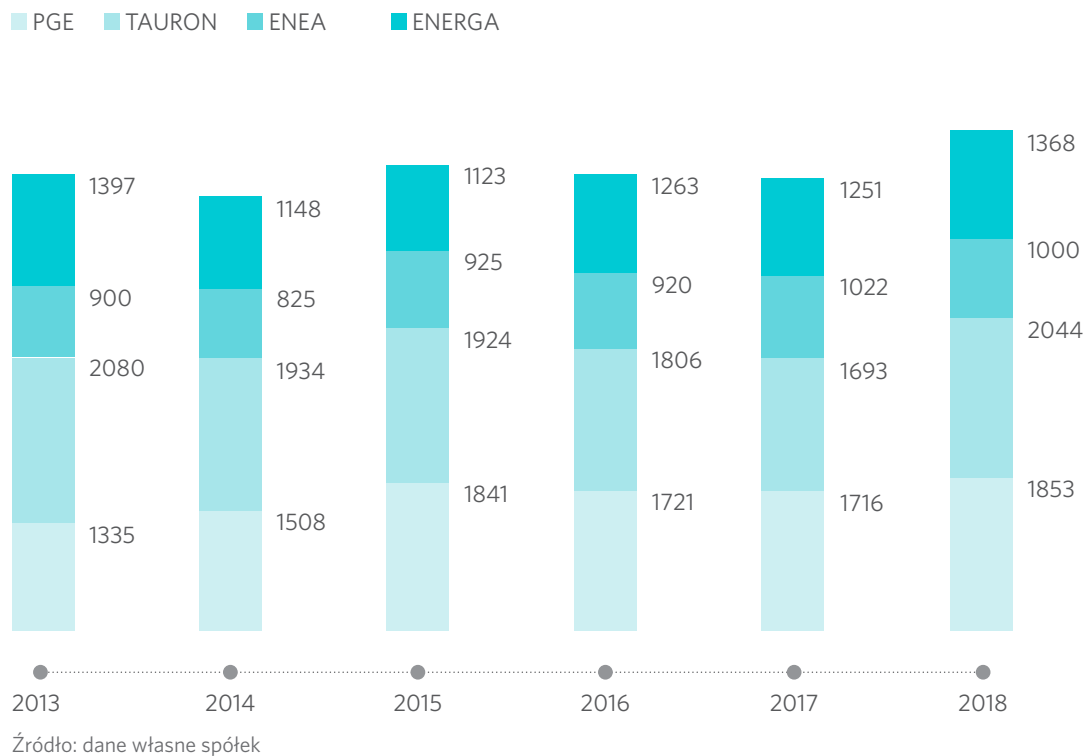
Zaawansowany wiek sieci i niski poziom skablowania sprawia, że odbiorcy energii są narażeni na częste i długotrwałe przerwy w dostawach prądu. Dane te są opisywane przy pomocy dwóch wskaźników. Pierwszy z nich – SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) – wyraża średni czas trwania przerwy w dostawach energii elektrycznej, a drugi – SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) – określa średnią liczbę przerw.

W 2016 r. statystyczny odbiorca energii elektrycznej w Polsce musiał liczyć się z przerwami w zasilaniu (planowanymi i nieplanowanymi) trwającymi 272 minuty w skali roku (CEER). W UE dłużej czekać na prąd musieli tylko Łotysze (285 minut), Bułgarzy (291 minut), Litwini (345 minut) oraz Rumuni (555 minut). Dla porównania wskaźnik SAIDI wynosił w Niemczech 23 minuty, w Luksemburgu 21 minut, a w Danii tylko 19 minut. Do awarii zasilania w Polsce dochodziło też znacznie częściej niż w innych państwach unijnych – w ciągu roku polski konsument borykał się średnio z 3,46 przerwami w dostawach energii. Częściej prądu byli pozbawiani tylko Chorwaci (3,51) i Rumunii (5). Najstabilniejsze dostawy energii mieli Francuzi (0,22).

CZAS TRWANIA PRZERW W DOSTAWACH ENERGII ELEKTRYCZNEJ (MINUTY/ODBIORCA) W POLSCE



NAKŁADY INWESTYCYJNE W DYSTRYBUCJI (W MLN ZŁ)



Niedostarczony prąd to 7 mld zł strat

W latach 2014-2018 w Polsce nie dostarczono łącznie 273 tys. MWh energii (NIK, URE 2018 i 2019). Stanowiło to mniej niż 0,05 proc. zużycia, ale koszty dla gospodarki były znacznie wyższe i mogły wynieść ponad 7 mld zł.² To 1 mld zł więcej niż koszt budowy elektrowni węglowej w Ostrołęce.

Warto odnotować, że w ostatnich latach polskim dystrybutorom udało się znacząco ograniczyć długość i częstotliwość przerw w zasilaniu. W 2018 r. przerwy w dostawach energii po raz pierwszy spadły poniżej 200 minut (PTPiREE, 2019). W stosunku do 2016 r. wskaźnik SAIDI zmalał, w zależności od operatora, o 10-44 proc. To przede wszystkim efekt wprowadzenia przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki tzw. regulacji jakościowej, czyli nowego modelu wynagradzania dystrybutorów. Od 2015 r. przychody w ramach taryfy uzależniono od poprawy wskaźników SAIDI i SAIFI. Im krótsze i mniej liczne przerwy, tym wyższe wynagrodzenie. Celem regulacji było skrócenie przerw do 136 minut w 2020 r., czego prawdopodobnie nie uda się osiągnąć z powodu coraz bardziej nieprzewidywalnej pogody.

² W przypadku Polski megawatogodzina została wyceniona średnio na 6,26 tys. euro, czyli 27 tys. zł. To ponad 110 razy więcej niż koszt zakupu takiej ilości energii na rynku hurtowym. Każda branża ma różny profil zużycia energii, a przez to różną odporność na przerwy w zasilaniu. ACER szacuje, że niedostarczenie MWh do producenta metali kosztowałoby ok. 1 tys. zł, a do firmy z sektora budowlanego blisko 130 tys. zł.

Linie energetyczne nie są gotowe na zmiany klimatu

Coraz częstsze anomalie pogodowe zagrażają infrastrukturze przesyłowej i dystrybucyjnej. Powód jest prozaiczny, trzy czwarte linii znajduje się nad ziemią.

Zmiany klimatu sprawiają, że w Polsce coraz częściej pojawiają się anomalie pogodowe – wichury i trąby powietrzne. W 2018 r. w kraju odnotowano łącznie 636 podobnych zjawisk, wobec 124 w 2008 r. (European Severe Weather Database). Co więcej w sierpniu 2008 r. w Strzelcach Opolskich po raz pierwszy w Polsce zarejestrowano wir czwartej kategorii w sześciostopniowej skali Fujity, który siłą wiatru odpowiadał tornadu. W ciągu najbliższych 20 lat intensywność wichur w Polsce może wzrosnąć nawet o jedną czwartą.

Ekstremalna pogoda zrywa linie energetyczne i powoduje lokalne wyłączenia prądu. Na jej skutki najbardziej narażone są linie napowietrzne znajdujące się w lasach. W 2017 r. huraganowy wiatr uszkodził ponad 120 tys. ha lasów, a walące się drzewa upadały na linie energetyczne pozbawiając dostaw energii kilkuset tysięcy mieszkańców.

Coraz większym problemem jest też rosnąca temperatura, która powoduje wydłużanie się linii energetycznych, co z kolei ogranicza ilość energii, jaką sieć jest w stanie przesłać. Jeszcze do lat 90. sieci były projektowane na temperaturę roboczą przewodów do 40 °C (obecnie standardem jest 80 °C). Problem będzie narastał, bo tylko w tym stuleciu średnia temperatura w Polsce może wzrosnąć o 4-5 °C, prowadząc do stopniowego zaniku zimy i coraz częstszych upałów.

Sieci narażone są również na intensywne opady śniegu. W kwietniu 2008 r. mokry śnieg z deszczem zerwał linie wysokiego napięcia w Szczecinie. Mieszkańcy nie mieli prądu przez 15 godzin. Była to największa awaria sieci energetycznej w Polsce od końca II wojny światowej. W Szczecinie nie jeździły pociągi, autobusy, pozamykano urzędy i większość sklepów, a w niektórych szpitalach odwołano planowe zabiegi.

Linie napowietrzne przegrywają ze zmieniającym się klimatem

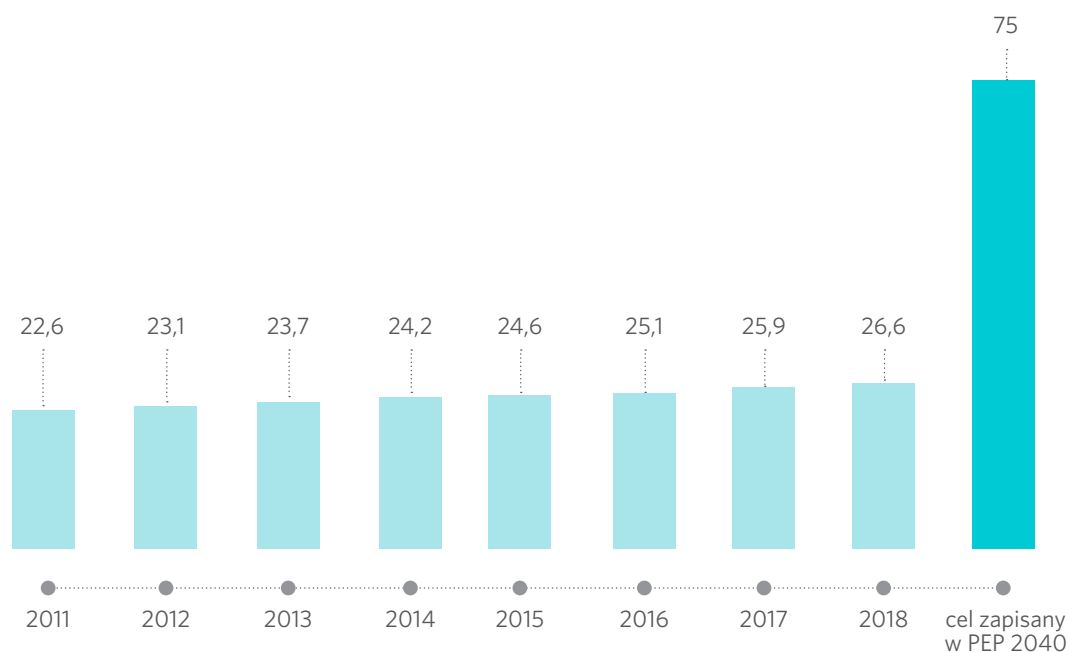
Skalę wyzwania, jakie stawia ocieplająca się planeta, pokazuje przykład kalifornijskiej grupy Pacific Gas and Electric Company (PG&E), która w październiku 2019 r. na kilka dni wyłączyła ponad 40 tys. km sieci, odcinając prąd 738 tys. odbiorców. Kontrolowany blackout dotknął 2 mln mieszkańców stanu. Nie działała sygnalizacja świetlna na drogach, zamknięto szkoły, domy opieki, a nawet niektóre agencje rządowe. Ze sklepów masowo zniknęły generatory, latarki, baterie, przenośne lodówki i kuchenki gazowe. Firma odcięła prąd, by zminimalizować ryzyko wybuchu pożarów spowodowanych przez uszkodzone linie energetyczne, które łamią się pod naporem gwałtownych wiatrów Diablo Winds. W listopadzie 2018 r. wybuchł jeden z największych

w historii Kalifornii pożarów (Camp Fire), który prawdopodobnie wywołały iskry z zerwanej linii PG&E. Na terenie stanu zginęło wówczas 85 osób, a płomień kompletnie zniszczył miasteczko Paradise. W styczniu 2019 r., obawiając się roszczeń sięgających 30 mld dol., koncern ogłosił upadłość, złożył w sądzie wniosek o ochronę przed wierzycielami i rozpoczął restrukturyzację.

Linie schodzą pod ziemię

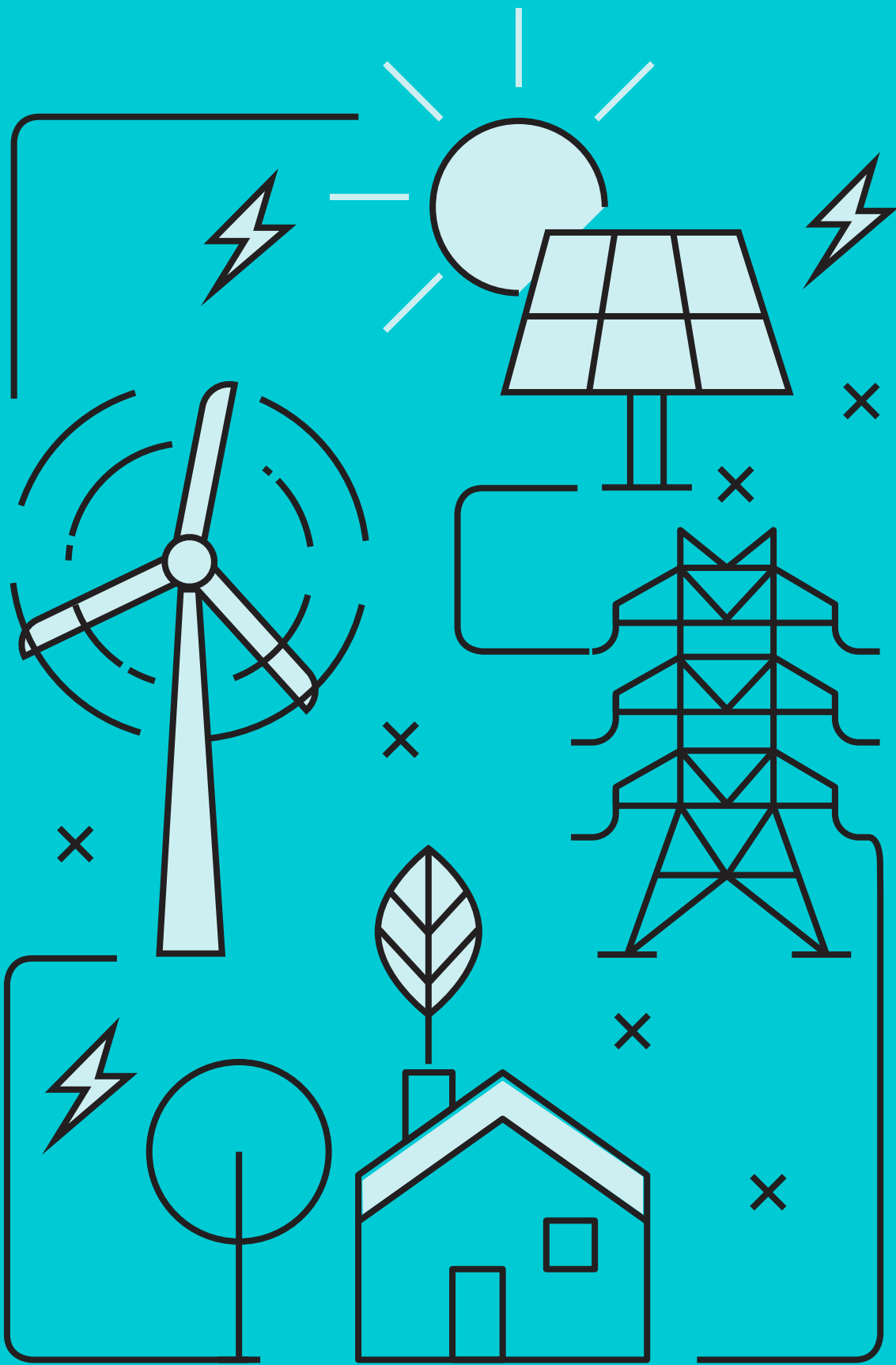
Bezpieczeństwo dostaw energii można poprawić, zakopując sieci pod ziemią. Ta infrastruktura jest droższa od stawiania napowietrznych słupów, ale w dłuższej perspektywie bardziej opłacalna, ponieważ jest mniej awaryjna i ma niższe koszty konserwacji. W Polsce tylko 35 proc. sieci niskiego i 26 proc. średniego napięcia jest skablowana (PTPiREE, 2019). To jeden z gorszych wyników w Europie. Najlepiej w Polsce wypada warszawski Innogy Stoen Operator, którego 96,3 proc. linii średnich napięć znajduje się pod ziemią. W dalszej kolejności są Tauron Dystrybucja (37 proc.) i Enea Operator (26,5 proc.). Najślabiej skablowane są Energa Operator i PGE Dystrybucja – poniżej 20 proc. sieci pod ziemią.

UDZIAŁ LINII KABLOWYCH W LINIACH ŚREDNICH NAPIĘĆ NAJWIĘKSZYCH OSD W POLSCE (W PROC.)



Źródło: PTPiREE

Plan skablowania sieci dystrybucyjnych został zapisany w projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Zgodnie z nim odsetek linii kablowych w sieciach średniego napięcia powinien osiągnąć poziom 75 proc., a w sieciach niskiego napięcia – 65 proc. Takie wartości są zbliżone do krajów Europy Zachodniej. Koszty niezbędnych inwestycji szacowane są na ponad 47 mld zł. Samo skablowanie 41 tys. linii średnich napięć położonych w lasach będzie kosztowało 11 mld zł. Choć każdego roku przybywa ok. 2 tys. km skablowanych linii, to przy obecnym poziomie wydatków operatorów poziom 75 proc. skablowania zostanie osiągnięty dopiero w 2070 r.



DYSTRYBUTORZY NIE NADAŻAJĄ Z PRZYŁĄCZANIEM PROSUMENTÓW

**Rosnąca popularność
domowych mikroelektrowni
stwarza nowe wyzwania
dla operatorów sieci.**

Polski prosument, czyli producent i konsument energii w jednym, to właściciel domu jednorodzinnego, który zdecydował się zainstalować na dachu panele fotowoltaiczne o mocy do 10 kW. W 2018 r. w Polsce było 55,5 tys. podobnych mikroelektrowni, ponad dwa razy więcej niż w 2017 r. (URE).

Gwałtowny rozwój energetyki prosumenckiej to efekt zmian w prawie z 2016 r. (wsparcie dla domowych wytwórców³), zachęt ze strony rządu⁴ oraz taniejących technologii. Energia ze słońca jest coraz tańsza – w latach 2010-2018 średnioważony koszt produkcji energii elektrycznej ze słońca spadł na świecie o 77 proc. (IEA, 2019).

Coraz większym problemem dla operatorów sieci jest terminowe przyłączanie nowych prosumentów. Zgodnie z przepisami mają 30 dni na przyłączenie, ale trwa to dłużej, ponieważ zmiany w ustawie o OZE rozszerzyły definicję prosumenta o przedsiębiorstwa, a dotacje z programu „Mój Prąd” zachęciły osoby fizyczne do instalowania paneli fotowoltaicznych. Widać to m.in. w rosnących wydatkach operatorów – w pierwszym półroczu 2019 r. PGE Dystrybucja zainwestowała 334 mln zł w przyłączenia nowych klientów, ponad połowę więcej niż rok wcześniej.

Operatorzy obawiają się, że kumulacja mikroinstalacji w jednym miejscu wywoła problemy z funkcjonowaniem sieci, które budowane były z założeniem dostarczania energii do odbiorcy, a nie na odwrót.

3 Dzięki zmianom w ustawie o odnawialnych źródłach energii z 2016 r. mikroproducenci energii z OZE zyskali możliwość rozliczania się z dostawcą energii na zasadzie tzw. opustów. Prosument ma prawo oddawać do sieci całą wyprodukowaną energię, a następnie 80 proc. z niej pobrać z powrotem bez naliczania żadnych kosztów. Z kolei w sierpniu 2019 r. weszła w życie kolejna zmiana ustawy o OZE, która umożliwiła m.in. przedsiębiorcom uzyskiwanie statusu prosumenta i objęcie ich systemem opustów.

4 Od początku 2019 r. obowiązuje ulga termomodernizacyjna, która pozwala odliczyć od podatku wydatek na zakup paneli PV. Z kolei od września 2019 r. działa rządowy program „Mój Prąd”, w ramach którego osoby fizyczne mogą ubiegać się o dotacje (do 5 tys. zł) na zakup domowych paneli.

Sieci są wciąż mało inteligentne

Inteligentne liczniki ma mniej niż 10 proc. odbiorców energii w Polsce. To jeden z niższych wyników w UE.

Sieć inteligentna (*smart grid*) reaguje w sposób automatyczny na zachowanie odbiorców i źródeł wytwórczych oraz awarie dostosowuje i optymalizuje parametry pracy sieci. Jednym z jej elementów są inteligentne liczniki (*smart metering*), które zapewniają dwustronną łączność między dostawcą energii i jej konsumentem. Inteligentne liczniki nie wymagają wizyty inkasentów, ponieważ wysyłają dane o zużyciu energii do dystrybutora. Dzięki temu sprzedawcy energii mogą wystawiać rachunki za rzeczywiste zużycie.

Polska w europejskim ogonie

W 2018 r. w Polsce inteligentne liczniki miało zainstalowane ok. 1,4 mln odbiorców, czyli 8,4 proc. To ponad cztery razy mniej niż wynosi średnia europejska (34,2 proc.) i jeden z niższych odsetków w UE (KE). Najbardziej zaawansowani we wdrażaniu inteligentnego opomiarowania są Skandynawowie – Szwedzi w całości przeszli już na inteligentne liczniki, a Finowie w 99,8 proc. Równie zaawansowani są Estończycy (98,9 proc.) oraz Włosi (98,5 proc.).

W Polsce rozwój *smart meteringu* jest bardzo nierównomierny. Najwięcej inteligentnych liczników znajduje się w północnej Polsce na terenie Energi Operator – 853 tys., co odpowiadało 28 proc. odbiorców przyłączonych do sieci gdańskiego operatora. Energa chce w ciągu trzech lat zupełnie przejść na *smart metering*. Na drugim miejscu był warszawski Innogy Stoen Operator (106 tys. i 10 proc. odbiorców), na trzecim Tauron Dystrybucja (396 tys. i ok. 7 proc. odbiorców), a na czwartym PGE Dystrybucja (52 tys. i 1 proc. odbiorców). Najślabiej radzi sobie Enea Operator, która pilotażowo ma zainstalowane 1,5 tys. inteligentnych liczników.

Inteligentne liczniki to niższe koszty dla operatorów – w 2016 r. koszt jednego odczytu na potrzeby wystawienia faktur za prąd wynosił od 2,7 zł do 17,3 zł (NIK, 2018). A koszty odczytów nieplanowanych, niezwiązanych z fakturowaniem (np. zmiana sprzedawcy), wynosiły od 5,7 zł do nawet 123,4 zł.

UE nie narzuciła inteligentnych liczników

Zgodnie z dyrektywą o rynku energii z 2009 r. to państwa członkowskie miały ocenić, czy przechodzenie na inteligentne opomiarowanie jest dla nich opłacalne. Siedem państw – Belgia, Czechy, Litwa, Łotwa, Niemcy, Portugalia i Słowacja – uznało, że im się to nie opłaca. Polski rząd zdecydował się na wprowadzenie inteligentnego opomiarowania. W 2012 r. oszacował, że koszt zainstalowania do 2020 r. inteligentnych liczników u 80 proc. odbiorców pochłonie 9 mld zł, ale ostateczne korzyści przewyższą tę kwotę o ok. 480 mln zł. Jednak od tamtego czasu niewiele udało się zrobić.

Najwyższa Izba Kontroli w raporcie z 2018 r. wskazała, że kolejne rządy nie przygotowały strategii wdrożenia inteligentnych sieci elektroenergetycznych i niezbędnych regulacji prawnych. W październiku 2016 r. kierownictwo Ministerstwa Energii przyjęło projekt zmian w Prawie energetycznym, który nakładał na operatorów dystrybucyjnych obowiązek zainstalowania inteligentnych liczników u 80 proc. odbiorców do 31 grudnia 2024 r. Dokument nie został nawet przekazany do uzgodnień międzyresortowych. Ministerstwo tłumaczyło to zmianami, jakie zaproponowała w listopadzie Komisja Europejska w ramach pakietu zimowego.

W lutym 2017 r. rząd przyjął Strategię na Rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, w której budowa inteligentnej sieci energetycznej w Polsce została wskazana jako jeden z projektów strategicznych w działaniu dotyczącym efektywności energetycznej. W październiku 2018 r. Ministerstwo Energii przedstawiło kolejny projekt nowelizacji Prawa energetycznego, zakładający osiągnięcie poziomu 80 proc. zainstalowanych inteligentnych liczników u odbiorców na koniec 2026 r. Cel ten znalazł się też w opublikowanym miesiąc później projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Mimo to nowelizacja prawa energetycznego nie wyszła z konsultacji społecznych i międzyresortowych.

ODSETEK ODBIORCÓW POSIADAJĄCYCH INTELIGENTNE LICZNIKI W 2018 R. (W PROC.)

Źródło: European Smart Metering Benchmark, Komisja Europejska



Kuleje komunikacja między dystrybutorami

Skuteczne zarządzanie inteligentną siecią energetyczną wymaga sprawnego systemu łączności między operatorami.

Polscy dystrybutorzy wciąż korzystają z analogowego systemu Digicom7 z lat 90., który już nie może zaspokoić wszystkich potrzeb operatorów w zakresie transmisji danych i jest niedostosowany do obsługi inteligentnej sieci energetycznej. Skalę problemu unaocznili nawałnice, które przeszły przez Polskę w 2017 r. Operatorzy mieli wtedy kłopoty z koordynacją działań i w komunikacji musieli wspomagać się zwykłą siecią komórkową.

Do budowy efektywnego systemu komunikacji w energetyce przymusza też UE. Zgodnie z europejskimi wytycznymi w sprawie infrastruktury krytycznej, energetyka powinna posiadać własny, niezależny system telekomunikacyjny. Ma on zapewnić łączność również podczas awarii.

LTE kontra TETRA

Kluczowym wyzwaniem jest zapewnienie operatorom odpowiedniej łączności: głosowej i wizualnej. Dystrybutorzy w sytuacji awarii sieci będą mogli szybko ocenić, jak poważne są zniszczenia. Dotychczas opierali się na opisie pracownika obecnego na miejscu. Sektor prowadził analizy, które wykazały, że wymogi operatorów spełnia budowa własnej sieci w oparciu o specjalistyczny system łączności radiowej TETRA (*Terrestrial Trunked Radio*), który wykorzystuje wojsko i policja. Miałyby on zapewnić łączność krytyczną umożliwiającą utrzymanie ciągłości funkcjonowania sieci energetycznych.

Rozwój systemu TETRA zalecił Państwowy Instytut Łączności (podlega Ministerstwu Cyfryzacji). Instytut uzasadniał, że technologia działa już w Enerdze i częściowo w Tauronie. TETRA miałyby zostać uzupełniona o system LTE, stosowany w telefonii komórkowej. Zapewniłby on szybką transmisję danych o niższym priorytecie, dotyczących m.in. odczytu liczników czy realizacji połączeń wideo. Raport wywołał jednak kontrowersje, ponieważ jego pełna wersja nie została przedstawiona opinii publicznej.

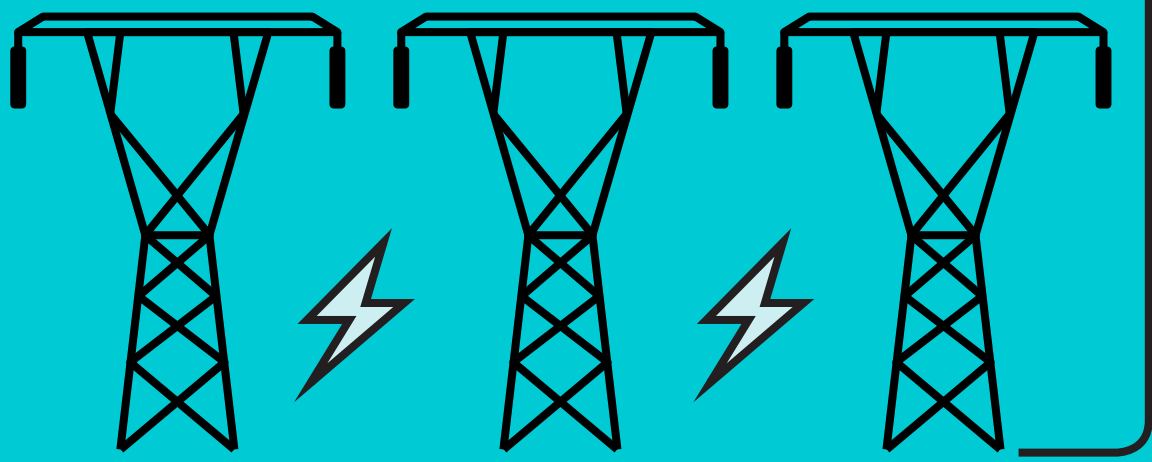
W branży nie ma zgody

Przeciwnicy systemu TETRA argumentują, że jest on przestarzały i jego rozwijanie nie ma uzasadnienia, dlatego energetyka powinna postawić wyłącznie na LTE. Z kolei zwolennicy wskazują, że TETRA ma kilkadziesiąt funkcjonalności, których nie można obecnie zastąpić, m.in. tryb Direct Mode Operation, pozwalający na zachowanie

łączności, gdy nie działają stacje bazowe. Co więcej, dostosowanie LTE do potrzeb polskich operatorów byłoby bardzo drogie – w ciągu 10 lat to koszt 22-23 mld zł; potrzebne byłoby m.in. postawienie ok. 1,3 tys. masztów telekomunikacyjnych. To znaczna suma, biorąc pod uwagę skalę inwestycji, jakie spółki energetyczne będą musiały ponieść w sektorze wytwarzania.

W 2018 r. zapadła decyzja o przydzieleniu energetyce pasma 450 MHz, potrzebnego do budowy szerokopasmowego systemu radiowego nowej generacji. Powołano też spółkę PGE Systemy, która ma zbudować system LTE w tym paśmie. Plan wyłącznego oparcia sieci na technologii LTE forsuje Andrzej Piotrowski, prezes PGE Systemy i były wiceminister energii.

Dostawca technologii ma zostać wybrany w publicznym przetargu, choć postępowanie nie zostało jeszcze ogłoszone. Między spółkami energetycznymi nadal nie ma zgody co do kierunku rozwoju systemu łączności. We wrześniu 2019 r. Enea Operator, PGE Dystrybucja i PGE Systemy podpisały porozumienie o współpracy przy budowie sieci LTE. Do sojuszu nie dołączyły spółki operatorskie Tauronu i Energi. Grozi to fragmentaryzacją systemu łączności i sytuacją, w której każdy operator będzie budował swój własny system.



DOKĄD ZMIERZA DYSTRYBUCJA

Operatorów systemów dystrybucyjnych czeka transformacja. Od jej przebiegu zależęć będzie tempo zmian w całym sektorze energetycznym. Kluczowym wyzwaniem jest zwiększenie elastyczności sieci energetycznej, czyli utrzymanie zdolności do ciągłej pracy w warunkach szybkich i dużych wahań produkcji i poboru energii.

Sieci będą dostarczać coraz więcej energii

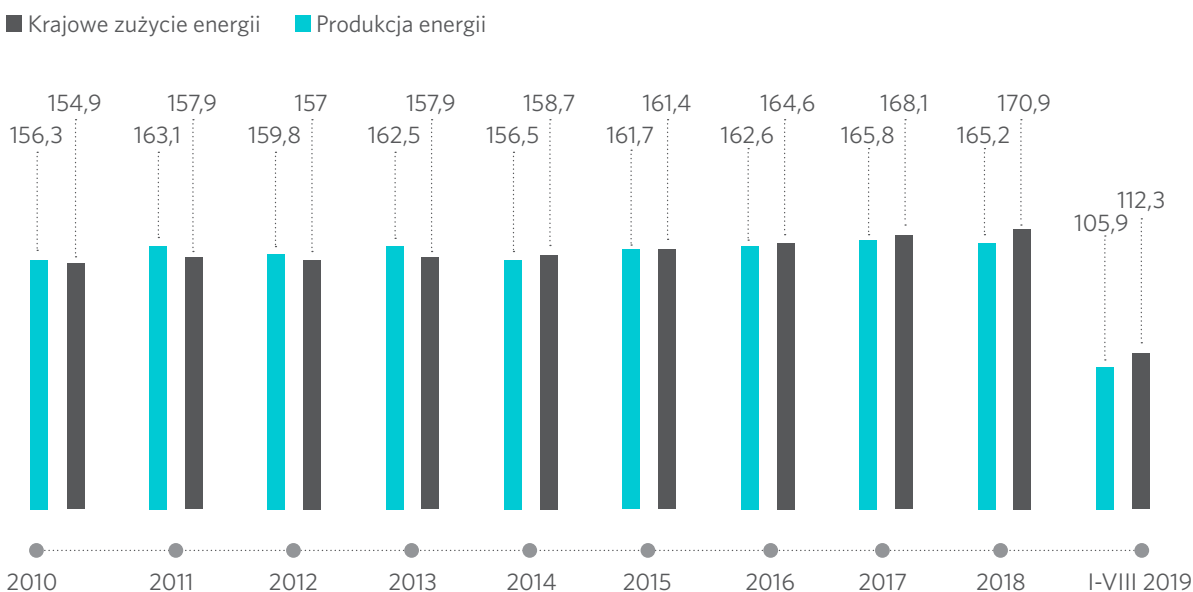
Polacy zużywają coraz więcej energii. To efekt szybkiego rozwoju gospodarczego, rosnącego poziomu życia i wciąż relatywnie niskich cen prądu.

W UE w grupie gospodarstw domowych mniej od Polaków za prąd płacą tylko Węgrzy, Bułgarzy, Litwini i Maltańczycy. W efekcie zużycie energii rośnie – w 2018 r. przekroczyło poziom 170 TWh, czyli wyniosło ponad 10 proc. więcej niż osiem lat wcześniej. W tym czasie krajowa produkcja wzrosła tylko o 5,6 proc. Według szacunków PSE do 2027 r. zapotrzebowanie krajowe wzrośnie do poziomu 177-184 TWh. Z kolei projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. zakłada, że w 2030 r. zapotrzebowanie wyniesie aż 200 TWh.

Zmienia się struktura rynku

Przez sieci przepływa coraz więcej zielonego prądu ze źródeł odnawialnych. Od 2010 r. moc instalacji OZE wzrosła o 9 GW – w 2018 r. stanowiły one blisko jedną piątą wszystkich mocy zainstalowanych w polskim systemie energetycznym. Największym źródłem zielonej energii pozostają lądowe farmy wiatrowe, których moc osią-

PRODUKCJA I ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ W POLSCE (TWH)



Źródło: PSE

gnęła 6 GW, co w zeszłym roku zapewniło 11 TWh energii elektrycznej. Do 2023 r. moc wiatraków w Polsce wzrośnie o ponad połowę do ok. 9,4 GW. Rosnąć będą też pozostałe źródła OZE – rząd w Krajowym Planie na Rzecz Energii i Klimatu przewiduje, że udział zielonej energii w elektroenergetyce wzrośnie z obecnych 13 proc. do 34 proc. w 2030 r.

Rosnąca generacja zielonej energii będzie wypychać z rynku węgiel. Elektrownie zasilane węglem muszą ograniczać swoją produkcję, by zrobić miejsce dla OZE, które ma pierwszeństwo w dostępie do sieci. Wzrasta więc ilość niesterowalnej energii w sieci, co stwarza nowe wyzwania dla operatorów, którzy muszą dostosowywać pracę stabilnych źródeł do szybko zmieniającej się generacji z OZE. Bariery jest jednak niska elastyczność starych elektrowni – spośród 90 bloków węglowych 70 przekroczyło zakładany czas eksploatacji i w ciągu roku nie może być uruchamianych więcej niż 50 razy (Forum Energii, 2019).

Dla operatorów to rosnący problem, bo pracę większości źródeł OZE nie da się sterować, a prognozowanie profilu ich produkcji (np. siły wiatru) z większym wyprzedzeniem jest obciążone dużym marginesem błędu. W efekcie w polskim systemie energetycznym coraz większym wyzwaniem staje się pokrycie szczytowego zapotrzebowania na moc i zapewnienie niezbędnej rezerwy.

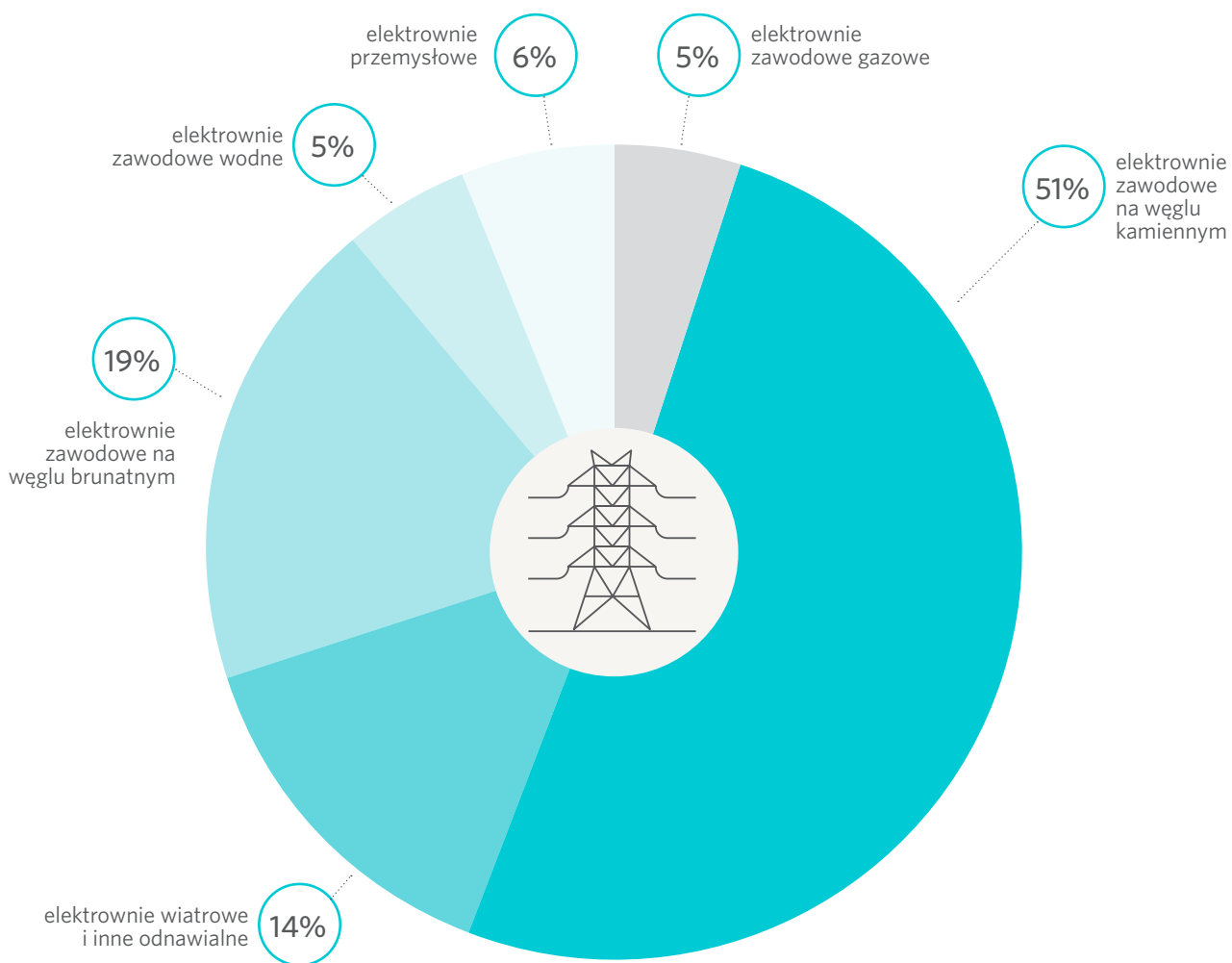
Import energii będzie rósł

Od marca 2017 r. Polska nieprzerwanie pozostaje importerskim netto energii elektrycznej, a bezpieczeństwo energetyczne kraju w coraz większej mierze zależy od generacji energii na sąsiednich rynkach. W 2017 r. do Polski wpłynęło z zagranicy 2,2 TWh energii elektrycznej, w kolejnym roku było to 5,7 TWh, a w pierwszym półroczu 2019 r. już 4,9 TWh. Trend ten będzie coraz silniejszy w kolejnych latach. Zawarta w pakiecie zimowym reforma unijnego rynku energii zakłada powołanie Regionalnych Centrów Koordynacyjnych (ROC), które będą wydawać wiążące polecenia krajowym operatorom w zakresie m.in. wymiany transgranicznej. W efekcie handel energią między państwami będzie rósł. Przyczyni się do tego również budowa nowych połączeń energetycznych z Litwą i Niemcami.

Energia zacznie płynąć z północy

Budowa morskich farm wiatrowych i elektrowni jądrowej nad Bałtykiem sprawi, że duże źródła wytwarzania pojawią się w północnej części Polski, która dotąd głównie odbierała energię z południa. Do tego dojdą nowe elektrownie gazowe (m.in. Dolna Odra), które będą ubezpieczać pracę wiatraków na morzu. Budowa nowych jednostek wymusi rozbudowę sieci przesyłowej, aby dostosować ją do odbioru większej ilości energii, która będzie płynąć z północy na południe. Kluczowym projektem jest budowa szyny bałtyckiej (Krajnik–Dunowo–Słupsk–Żarnowiec–Gdańsk Błonia). W miarę rozwoju offshore i przyłączania kolejnych farm konieczne będzie stworzenie nowych połączeń transgranicznych ze Szwecją i Litwą.

STRUKTURA PROCENTOWA MOCY ZAINSTALOWANEJ W POLSCE W 2018 R.



Źródło: PSE.

Prosumenci zmieniają energetykę

Rosnąca popularność domowych elektrowni zdemokratyzuje energetykę i sprawi, że ciężar zarządzania siecią przesunie się z centrum kraju do regionów.

Według danych Ministerstwa Energii z października 2019 r. w Polsce działa ok. 106 tys. prosumentów, czyli o 96 proc. więcej niż w 2018 r. Rozwój domowych mikroelektrowni przyspiesza wzrost fotowoltaiki. Na koniec 2018 r. łączna moc elektrowni słonecznych w Polsce wynosiła 344 MW, ale już na koniec września 2019 r. wzrosła do ponad 1007 MW (PSE). Dla porównania w 2013 r. było to zaledwie 0,2 MW, czyli pięć tysięcy razy mniej. Projekt Polityki Energetycznej Polskiej do 2040 r. zakłada, że na koniec przyszłej dekady instalacje produkujące energię ze słońca będą miały moc 10,2 GW. Biorąc pod uwagę obecną dynamikę, należy uznać, że jest to liczba niedoszacowana.

Rosnąca produkcja energii od prosumentów będzie stabilizować system przesyłu energii, obniżając letnie szczyty zapotrzebowania na energię. Według szacunków rządu już w 2020 r. w kraju będzie działać 200 tys. domowych mikroinstalacji. Dla dystrybutorów to jednak spore wyzwanie. Coraz liczniejsze instalacje fotowoltaiczne będą generować skoki napięcia w sieciach niskich napięć, które budowane były z założeniem dostarczania energii do odbiorcy, a nie na odwrót.

Przemysł będzie budował własne elektrownie

Przez sieć będzie przepływać coraz mniej energii do odbiorców, bo sami w coraz większym stopniu będą w stanie zaspokajać swoje potrzeby. Skalę tego zjawiska napędza przemysł, który na potęgę rozbudowuje swoje elektrownie – firmy poszukują oszczędności i coraz chętniej inwestują we własne źródła zasilania.

W całym 2018 r. przemysł odpowiadał za 8,4 proc. krajowej generacji (ARE) – to najwięcej po 1989 r. Do przechodzenia na własne źródła wytwarzania firmy skłaniają rosnące koszty energii, a także obawy o stabilność dostaw z sieci. W sierpniu 2015 r. w Polsce wprowadzono stopnie zasilania (pierwszy raz od upadku komunizmu), czyli ograniczenia w dostawach energii. W ten sposób operator sieci ratował się przed blackoutem, który pozbawiłby energii wszystkich odbiorców w kraju. Powodem była m.in. fala upałów i wysoka temperatura w rzekach, która uniemożliwiła chłodzenie konwencjonalnych elektrowni.

Ucieczkę przemysłu od tradycyjnych dostawców energii widać w najnowszych danych. W I półroczu 2019 r. wolumen dostarczanej energii przez PGE, Tauron, Eneę i Enerę spadł rok do roku o 0,2 proc. Istotną stratę odnotowała Energa, która

w raporcie wynikowym podała, że „największa zmiana wolumenu nastąpiła w grupie A [to grupa przemysłowa z największym poborem prądu], z uwagi na ograniczenie poboru energii elektrycznej przez jednego z klientów, który jest autoproducentem, korzystającym z energii sieciowej jedynie incydentalnie”.

Popularność PPA będzie rosła

Aby ograniczyć ryzyko, firmy zaczynają też korzystać z kontraktów PPA (*Power Purchase Agreements*), czyli długoterminowych umów na bezpośredni zakup energii elektrycznej pochodzącej z OZE. Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) szacuje, że w 2018 r. z PPA korzystało 75 państw, a w ich ramach zamówiono 465 TWh (to równowartość rocznego zużycia Francji). PPA cieszą się coraz większym zainteresowaniem również w Polsce. Pierwsza umowa została podpisana w 2018 r. między Mercedes-Benz i VBS.

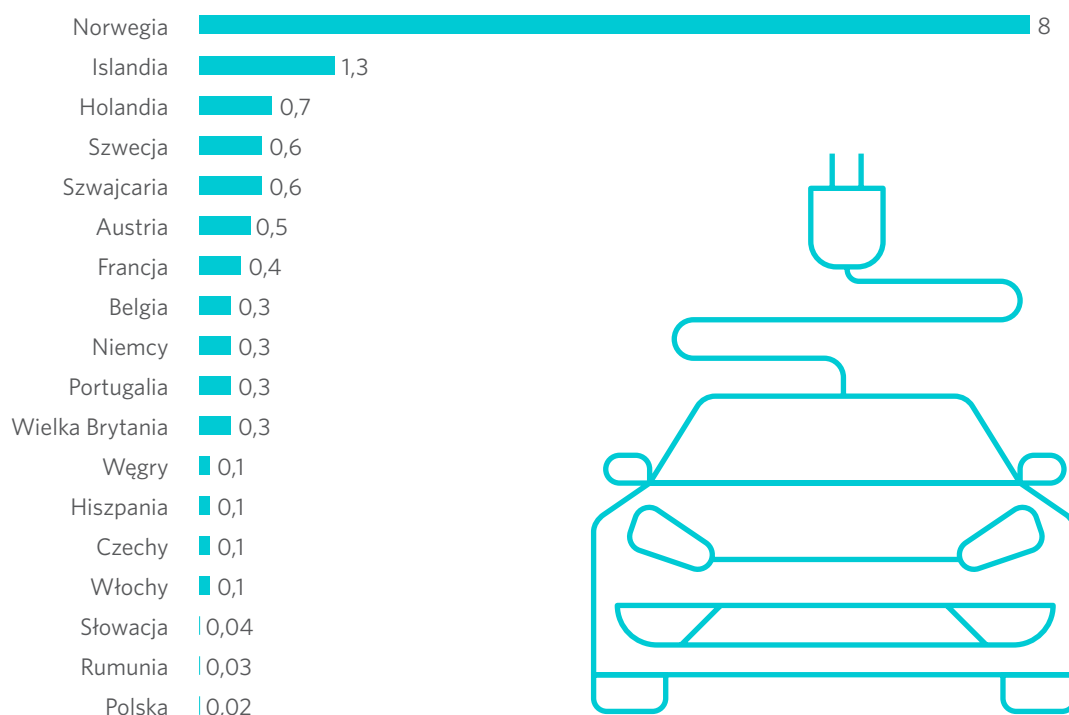
Małe reaktory mogą stać się atrakcyjną alternatywą

W przyszłości przemysł będzie mógł korzystać z małych, modułowych reaktorów jądrowych (*Small Modular Reactor – SMR*). Są one mniejsze (do 300 MW mocy) od tradycyjnych reaktorów i przez to znacznie tańsze, a oprócz prądu produkują również ciepło, co zwiększa ich atrakcyjność dla przemysłu. W sytuacji przyspieszającej dekarbonizacji i ograniczenia możliwości inwestycji w gaz, SMR-y stają się racjonalnym wyborem dla firm planujących utrzymanie produkcji w Europie. Pierwsze jednostki pojawią się na rynku po 2030 r. Jednym z zainteresowanych podmiotów jest chemiczny Synthos, który we wrześniu 2019 r. zawarł porozumienie z amerykańskim GE Hitachi w sprawie rozwoju małych reaktorów jądrowych.

Elektromobilność rozproszy popyt na energię

Obecny wpływ aut elektrycznych na krajowy system energetyczny jest niezauważalny. Na koniec sierpnia 2019 r. po polskich drogach jeździło 6672 samochodów osobowych z napędem elektrycznym. Dla porównania w Niemczech w 2018 r. zarejestrowano 66 tys. elektryków, czyli 10 razy więcej niż wynosi ich obecna liczba w Polsce (PSPA). Liczba elektrycznych pojazdów w Polsce będzie stopniowo rosnąć. Przyczyni się do tego przyjęta na początku 2018 r. ustawa o elektromobilności, która tworzy system zachęt do zakupu aut na prąd – znosi m.in. akcyzę na elektryczne samochody i hybrydy plug-in.

UDZIAŁ AUT ELEKTRYCZNYCH W CAŁEJ FLOCIE AUT OSOBOWYCH W 2019 R. (PROC.)



Źródło: European Alternative Fuels Observatory

Dystrybucja będzie musiała sprostać rosnącej liczbie aut na prąd

Według wyliczeń Ministerstwa Energii 1 mln aut na prąd stworzy popyt na 4,3 TWh energii elektrycznej w skali roku. Zapotrzebowanie na dodatkową energię będzie rozłożone nierównomiernie – popyt pojawi się w miastach, szczególnie wieczorami, gdy auta będą podłączone do domowych gniazdek. Dodatkowym wyzwaniem będzie przechodzenie transportu publicznego na prąd. Już w 2025 r. jedna trzecia spośród 12 tys. autobusów w Polsce może być zasilana energią elektryczną; na koniec lipca 2019 r. takich pojazdów było 206 (PSPA). Wygeneruje to dodatkowe zapotrzebowanie na energię.

Kolejnym wyzwaniem będzie rozbudowa infrastruktury. Rozwój punktów ładowania pojazdów elektrycznych nie jest możliwy bez przyłączenia ich do sieci dystrybucyjnej, a to pociąga za sobą szereg inwestycji – wymianę lub rozbudowę transformatorów rozdzielczych czy modernizację lub budowę nowych linii. Co więcej, ustawa o elektromobilności nakłada na operatorów sieci nowe zadania przy budowie stacji ładowania w gminach, które nie zdążą do końca 2020 r. postawić na swoim terenie określonej w przepisach liczby stacji.

V2G ustabilizuje system

Szansą dla dystrybutorów będzie szybki rozwój technologii pojazd–sieć (*Vehicle to Grid*, V2G). W tym podejściu auto na prąd to mobilny magazyn energii, skomunikowany z inteligentną siecią. Dzięki temu lokalny dystrybutor będzie mógł zarządzać cyklem ładowania i rozładowywania pojazdu, gdy ten będzie podłączony do ładowarki. W zależności od przyjętych założeń dotyczących liczby pojazdów (od 0,5 do 1,5 mln) i pojemności baterii, zastosowanie V2G w Polsce mogłoby się przyczynić do zmniejszenia obciążenia sieci o 5-25 proc., czyli 0,7–1,8 GW (Forum Energii, 2019). Polskie prawo na razie nie przewiduje możliwości wykorzystania technologii V2G.

W przyszłości dodatkowym kierunkiem działania może być też budowa magazynów energii przy ładowarkach dla aut na prąd. Te mogłyby powstawać z wyeksploatowanych akumulatorów z aut elektrycznych. Taki magazyn o mocy 10 MW planują zbudować w 2020 r. japońska Toyota i Chubu Electric Power. Zasilą go baterie niklo-wodorkowe, które obecnie są stosowane na masową skalę w samochodach hybrydowych japońskiego koncernu. To rozwiązanie pozwoli w przyszłości wprowadzić pewną niezależność od systemu energetycznego, odciążyc sieć i ograniczyć potrzebę jej rozbudowy. Obecnie nie jest to opłacalne, bo dystrybutorzy nie mogą wliczyć tego rodzaju inwestycji w koszty uzasadnione, co oznacza, że nie dostaną zwrotu w taryfie.

Off-grid może stać się nowym trendem

Prosumenci i energetyka przemysłowa będą ograniczać ilość prądu przesyłanego przez sieć. W efekcie topnieć będą też wpływy z taryf dystrybucyjnych, które w połowie naliczane są w oparciu o wolumen energii dostarczonej do odbiorcy. Aby tego uniknąć, operatorzy będą zgłaszać wnioski w sprawie podwyżek taryf, by pokryć koszty utrzymania infrastruktury. Z kolei wzrost rachunków za energię będzie skłaniał coraz większą liczbę odbiorców do ograniczenia poboru energii z sieci i przechodzenia na własne źródła. Stawki sieciowe będą rosły i napędzały cały proces. A efektem końcowym może być masowe odłączanie się odbiorców od sieci.

Odłączanie się odbiorców od sieci będzie ogromnym wyzwaniem dla decydentów. Zamożni odbiorcy będą przechodzić na własne źródła wytwarzania, podczas gdy biedniejsi będą skazani na droższą energię z sieci. Przykładowo mieszkańcy bloków, którzy nie mogą zainstalować paneli słonecznych, przejmą część kosztów dystrybucji wcześniej pokrywanych przez mieszkańców osiedli jednorodzinnych wyposażonych w instalacje fotowoltaiczne. Z wyliczeń EY wynika, że prosumenci w Europie będą w stanie wytwarzać energię elektryczną po kosztach jej dostawy z sieci już w 2022 r. (EY, 2018). Może to pogłębić zjawisko ubóstwa energetycznego – dane z 2016 r. pokazują, że problem ten dotyczy ponad 12 proc. Polaków (4,6 mln), którzy nie są w stanie zaspokoić swoich potrzeb energetycznych (Instytut Badań Strukturalnych, 2018).

Ucieczka w wirtualne elektrownie

Aby dostosować się do rosnącego znaczenia energetyki rozproszonej, dystrybutorzy muszą zmienić nastawienie. Dotąd nowe źródła były integrowane z siecią według zasady „przyłącz i zapomnij” (*connect and forget*). Badano przede wszystkim, czy moc nowych instalacji nie doprowadzi do przeciążenia sieci. Jednak gwałtowny wzrost liczby źródeł rozproszonych wymusi transformację dystrybutorów z biernego operatora sieci w aktywnego agregatora i pośrednika, który będzie umożliwiał prosumentom i małym podmiotom udział w rynku energii. Jednym z modeli zarządzania rozpraszającą się energetyką są wirtualne elektrownie (*Virtual Power Plant*), które integrowałyby wszystkie podłączone do ich sieci mikroinstalacje w jedną jednostkę. Podobne struktury mogą świadczyć usługi systemowe, wspomagać pracę całego systemu energetycznego, dostarczać energię i redukować produkcję w zależności od potrzeb sieci.

Norweski koncern Statkraft od 2011 r. rozwija wirtualną elektrownię w Niemczech. Obecnie składają się na nią elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne o łącznej mocy 12 GW, zarządzane zdalnie z centrum dyspozytorskiego w Dusseldorfie. Włączając swoje instalacje do wirtualnej elektrowni, producenci energii z OZE nie muszą sprzedawać jej na własną rękę i brać na siebie ryzyka związanego z wahaniami podaży i popytu. Statkraft pod koniec 2019 r. chce uruchomić wirtualną elektrownię w Wielkiej Brytanii, o mocy 2 GW. Firma Sonnen, jeden z największych na świecie producentów małych, bateryjnych magazynów energii, wyspecjalizowała się w tworzeniu prosumenckich wirtualnych elektrowni. Ma tego rodzaju jednostki w Niemczech i Australii i szykuje się do wejścia do USA, gdzie chce zbudować największą wirtualną elektrownię bazującą na domowych magazynach energii. W Polsce do stworzenia podobnych jednostek przygotowuje się Tauron. Warunkiem rozwoju wirtualnych elektrowni na szeroką skalę jest przyspieszenie przejścia na inteligentne liczniki.

Inteligentne liczniki są nieuniknione

By sprostać wyzwaniom szybko zmieniającego się rynku energii, operatorzy sieci muszą przyspieszyć proces przechodzenia na inteligentne opomiarowanie. Rozwiązanie to nie jest jednak pozbawione zagrożeń.

Przechodzenie na inteligentne opomiarowanie wymusi reforma unijnego rynku energii zawarta w pakiecie zimowym z listopada 2016 r. Wzmacnia ona pozycję i znaczenie odbiorców energii i zapewnia im prawo do korzystania z inteligentnego licznika. Prawo to będzie dotyczyć również konsumentów w państwach, które oceniły wdrażanie inteligentnego opomiarowania jako nieopłacalne – wtedy koszt zainstalowania licznika poniesie konsument. Co więcej, od 2021 r. każdy odbiorca z inteligentnym licznikiem będzie mógł zwrócić się do dystrybutora o zawarcie umowy z dynamicznymi cenami energii. Konsumenty zyskają też prawo do zmiany sprzedawcy energii w ciągu trzech tygodni, a od 2026 r. w ciągu 24 godzin.

Jasne i ciemne strony inteligentnej sieci

Przejdzie na inteligentne liczniki pozwoli dystrybutorom ograniczyć straty handlowe, np. dzięki precyzyjnemu znajdowaniu miejsc, gdzie dochodzi do nielegalnego poboru energii. Podniesie się też bezpieczeństwo energetyczne całego systemu – w razie problemów z zapewnieniem dostaw mocy, operatorzy będą mogli ograniczyć pobór energii. Z szacunków Komisji Europejskiej wynika, że przejście na inteligentne opomiarowanie może obniżyć ilość zużywanej w Unii energii o 9 proc.

Skorzystają też odbiorcy, którzy będą rozliczani w oparciu o rzeczywiste zużycie energii, a nie jej prognozę. Będą mogli monitorować własne zużycie czy połączyć urządzenia domowe z inteligentnym licznikiem. Badania pokazują jednak, że dwukierunkowa komunikacja między odbiorcą końcowym a urządzeniami domowymi nie skłania do zmiany profilu zużycia energii. Oprócz zachęt w postaci taryf dynamicznych, dzięki którym konsumenci będą mogli zużywać energię w czasie, gdy będzie ona najtańsza, potrzebna jest zmiana świadomości odbiorców.

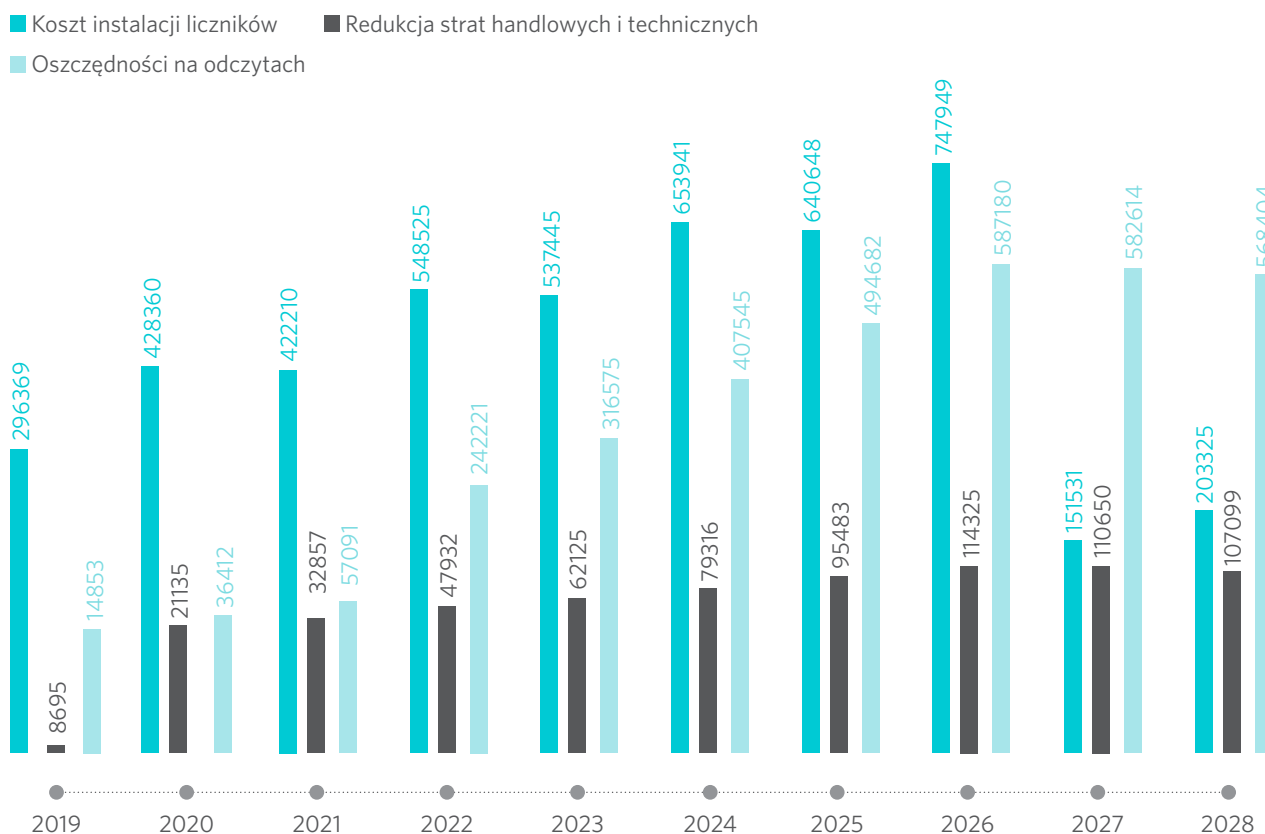
Wdrażanie inteligentnych liczników budzi obawy o zachowanie anonimowości konsumentów. Dane o zużyciu prądu są kilka razy w ciągu godziny przetwarzane przez zewnętrzne podmioty, m.in. Ministerstwo Energii. Ich odczytanie pozwoli uzyskać informację o profilu zużycia danego odbiorcy, ale też stwierdzić, kiedy jest w domu, z jakich sprzętów korzysta lub jakie programy w telewizji ogląda. To bezcenny zasób wiedzy dla banków, firm ubezpieczeniowych czy reklamodawców. Stwarza to zagrożenie związane z cyberbezpieczeństwem – wrażliwe dane odbiorców mogą zostać bowiem przechwycone przez hakerów.

Koszt wdrożenia inteligentnego opomiarowania poniesie odbiorca, który zapłaci wyższy rachunek za prąd. Branża szacuje, że koszt instalowania inteligentnych liczników w Polsce to 10 mld zł przez najbliższą dekadę; rządowe szacunki są o połowę niższe. Różnica wynika z przyjęcia m.in. różnych cen wartości liczników. Według Ministerstwa Energii koszty wdrażania inteligentnego opomiarowania (do docelowego poziomu 80 proc. odbiorców) przez pierwsze pięć lat przewyższą zyski o 2,8 mld zł. Dopiero w dłuższej perspektywie digitalizacja opomiarowania zacznie przynosić korzyści. Po ośmiu latach odbiorcy będą w stanie zmniejszyć swoje rachunki za energię łącznie o 4,9 mld zł.

Czemu Niemcy nie przechodzą na inteligentne liczniki

Niemiecki rząd ocenił, że pełne przejście na inteligentne liczniki będzie nieopłacalne, a zysk odbiorców zużywających ok. 2 MWh prądu w skali roku (tyle konsumuje statystyczne gospodarstwo domowe w Polsce) wyniesie mniej niż 3 euro. Dlatego obowiązek wdrożenia inteligentnych liczników ograniczono do prosumentów i odbiorców zużywających więcej niż 6 MWh energii elektrycznej rocznie (dla tej grupy potencjalne oszczędności są większe i wynoszą ponad 80 euro). Pozostali konsumenci mają wybór. Inteligentnych liczników nie rozwijają również Chorwacja, Cypr, Czechy, Grecja i Irlandia.

KOSZTY I KORZYŚCI Z WDROŻENIA INTELIGENTNYCH LICZNIKÓW W POLSCE (W TYS. ZŁ)



Źródło: Ministerstwo Energii.

Koszty zaniechań mogą pochłonąć 11 mld zł

Mimo wysokich kosztów wdrożenia, wstrzymywanie rozwoju inteligentnego opomiarowania będzie coraz bardziej kosztowne. Z szacunków Ministerstwa Energii wynika, że w latach 2019-2028 koszty związane z odczytem statycznych liczników przez inkasentów pochłoną 3,65 mld zł. Co więcej, po wejściu w życie pakietu zimowego, wzrosną jeszcze bardziej – nowe unijne przepisy wymuszają bowiem zwiększoną częstotliwość odczytów. W efekcie koszty po stronie dystrybutorów wzrosną w perspektywie ośmiu lat o dodatkowe 4,24 mld zł, do 10,89 mld zł i zostaną zaszyte w rachunku za energię.

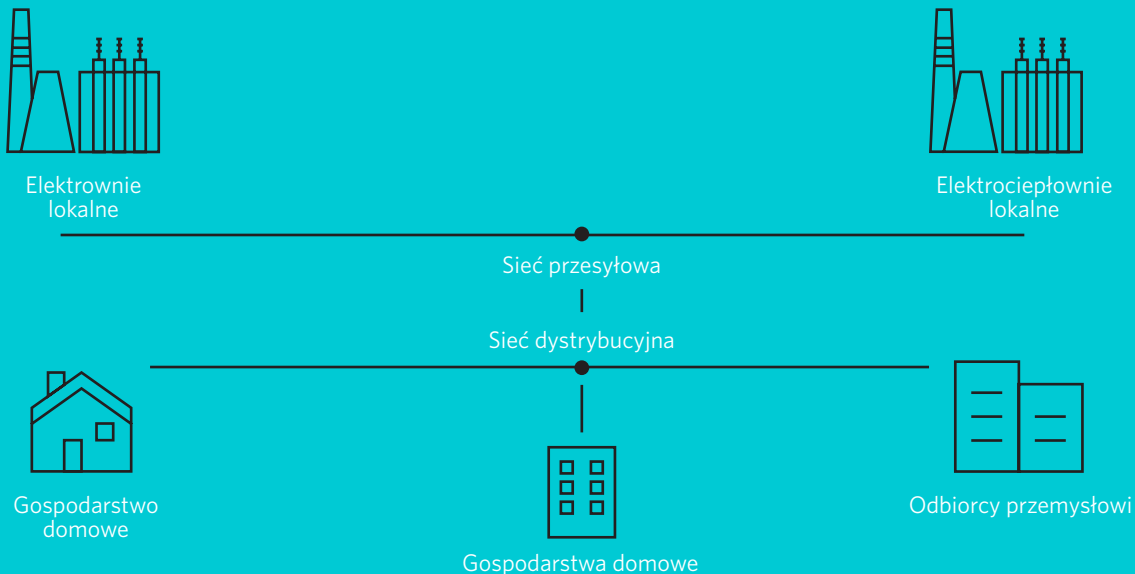
Mimo braku rozwiązań prawnych i chaotycznego wdrażania inteligentnych liczników przez dystrybutorów, sam rynek wymusza zmiany na operatorach. Głównym motorem jest szybko rosnąca liczba prosumentów, którzy muszą mieć liczniki zdalnego odczytu. Dodatkowym impulsem dla operatorów stała się ustawa o rynku mocy z 2018 r., która zmusza dystrybutorów do wymiany liczników u ok. 1,4 mln małych przedsiębiorstw (korzystających z taryfy C1x). W lutym 2019 r. PGE, Tauron i Enea ogłosiły wspólny przetarg na zakup ponad 235 tys. liczników energii elektrycznej, aby zapewnić rozliczenie klientom z grupy taryfowej C1x. To trzecie w ostatnich latach wspólne postępowanie dystrybutorów w Polsce.



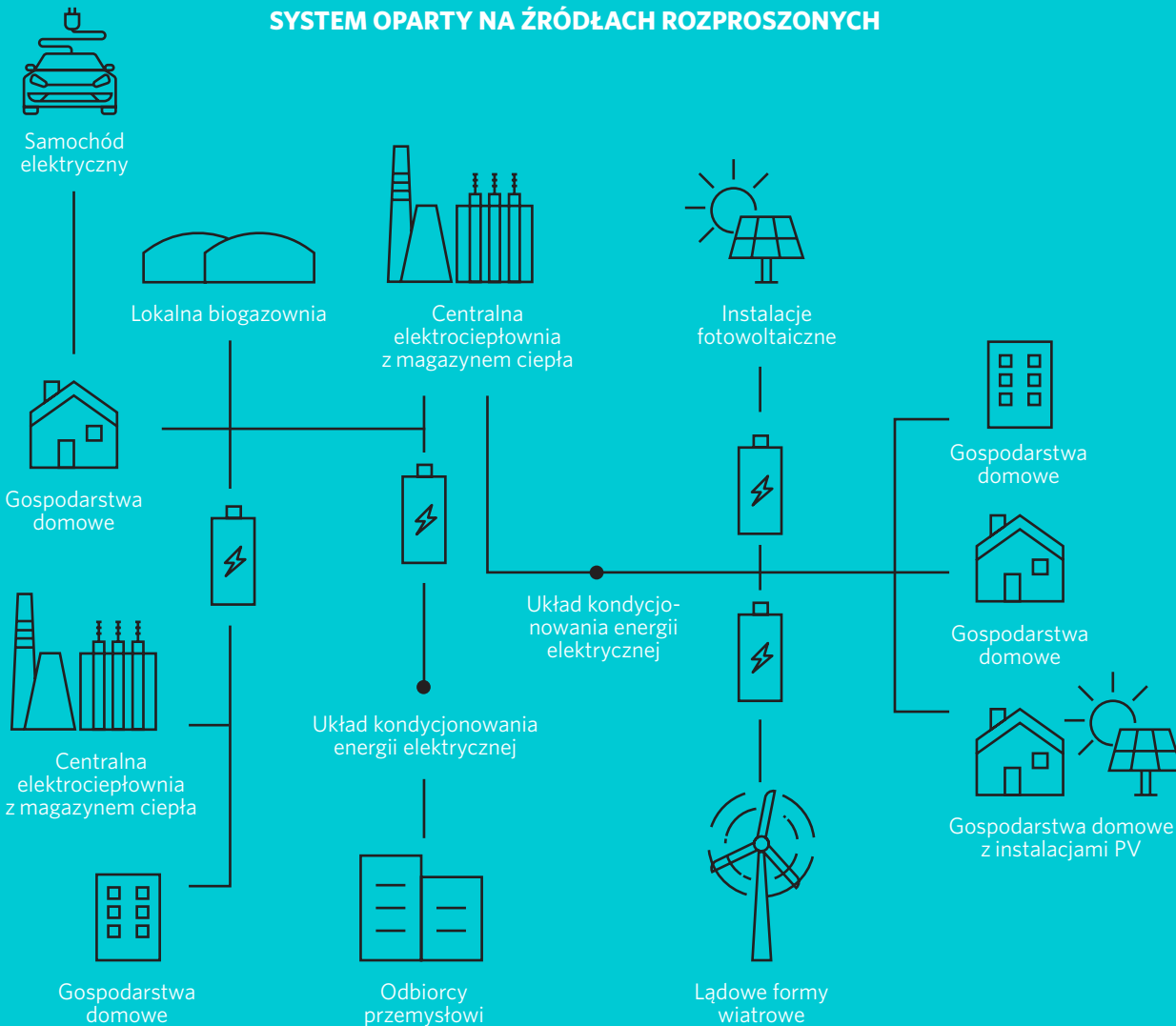
JAK ZREFORMOWAĆ SIEĆ

Reforma polskiej sieci energetycznej powinna zmierzać do poprawy jakości i niezawodności dostaw energii, obniżenia kosztów jej funkcjonowania, ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i przyspieszenia transformacji energetycznej kraju. Ograniczając straty energii na przesyle, operatorzy sieci przyczyniają się do obniżenia emisji CO₂.

SCENTRALIZOWANY SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY



SYSTEM OPARTY NA ŹRÓDŁACH ROZPROSZONYCH



Krok pierwszy: dokończyć cyfryzację i budowę inteligentnej sieci

Sieć jest inteligentna

Mimo braku rozwiązań prawnych, polska energetyka powoli przechodzi na inteligentne liczniki, ale proces jest zbyt wolny w stosunku do potrzeb systemu. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki powinien rozważyć wprowadzenie zmian w regulacji jakościowej, by zachęcić dystrybutorów do zwiększania nakładów na wymianę liczników, szczególnie u odbiorców zużywających większe ilości energii. Z kolei rząd powinien zadbać o bezpieczeństwo danych gromadzonych przez inteligentne sieci, powołując niezależnego od dystrybutorów Operatora Informacji Pomiarowej.

Odbiorcy zniają korzyści

Aby w pełni wykorzystać potencjał inteligentnych liczników, trzeba zwiększyć świadomość odbiorców. Kampanie informacyjno-edukacyjne, pokazujące konsumentom wady i zalety inteligentnego opomiarowania, to pierwszy krok. Jednocześnie potrzebna jest reforma taryf energetycznych, która zachęci odbiorców do zużywania prądu poza szczytami i spłaszczy dobową krzywą zapotrzebowania na energię. Po uwolnieniu cen energii elektrycznej dla gospodarstw domowych, gdy rynek osiągnie odpowiednią dojrzałość, należy przygotować się do wdrożenia taryf dynamicznych (*real time pricing*), w których cena energii zmienia się z godziny na godzinę.

Energetyka wybiera system komunikacji

Brak kompromisu między spółkami energetycznymi w sprawie modelu łączności (TETRA czy LTE) paraliżuje jego budowę. Tymczasem migracja z sieci analogowej do cyfrowej jest niezbędnym krokiem, by przygotować dystrybucję do obsługi inteligentnej sieci energetycznej i podnieść bezpieczeństwo dostaw energii. Decydenci rządowi i przedstawiciele sektora powinni dążyć do stworzenia ogólnopolskiej sieci łączności, która zapewniłaby współpracę ekip energetycznych ze służbami operatora systemu przesyłowego. Kluczowe wyzwanie to uniknięcie fragmentaryzacji systemu i rozwoju różnych technologii u operatorów. Rozwiązanie powinno zostać wypracowane przy udziale możliwie szerokiego grona interesariuszy, łącznie z przedstawicielami sektora telekomunikacyjnego.

Krok drugi: inteligentna modernizacja i wykorzystanie potencjału energetyki rozproszonej

Rośnie wydajność przesyłu

Przejdzie z sieci pasywnej na aktywną wymaga jej przebudowy oraz większych możliwości monitorowania i sterowania. Konieczne jest wdrożenie systemów automatyki, które poprawiają parametry dostarczanej odbiorcom energii. Warto rozważyć wprowadzenie dynamicznej oceny dopuszczalnej obciążalności linii, która może podnieść wydajność przesyłu na liniach napowietrznych nawet o kilkadziesiąt procent. Do tego potrzebne jest monitorowanie temperatury sieci w czasie rzeczywistym, przy pomocy nowoczesnych technik pomiarowych wykorzystujących dane on-line z czujników. Bez systemu komunikacji cyfrowej będzie to niemożliwe. Równolegle należy wdrażać i rozwijać narzędzia prognozujące wzrost liczby prosumentów na danym obszarze – w ten sposób łatwiej będzie planować niezbędną rozbudowę sieci i przyspieszyć przyłączanie mikroinstalacji.

Sieci szybciej schodzą pod ziemię

W Polsce tylko 26 proc. linii energetycznych znajduje się pod ziemią. Reszta infrastruktury narażona jest na zniszczenie przez gwałtowne załamania pogody. Choć każdego roku przybywa ok. 2 tys. km skablowanych linii, to przy obecnym poziomie wydatków operatorów poziom 75-proc. skablowania zostanie osiągnięty dopiero w 2070 r. Należy rozważyć wprowadzenie specustawy, by dystrybutorom ułatwić inwestycje. Nowe prawo powinno skrócić czas potrzebny do uzyskania zgód administracyjnych, budowlanych i środowiskowych pod budowę nowych sieci. Wzorem może być obowiązująca specustawa dotycząca infrastruktury przesyłowej.

Lokalne bilansowanie ograniczy rozbudowę infrastruktury

Prosumentów i firm produkujących energię na własną rękę będzie przybywać. Do 2030 r. w Polsce będzie działać 300 obszarów zrównoważonych energetycznie na poziomie lokalnym, czyli klastrów energii, spółdzielni energetycznych itp. Aby dostosować się do rosnącego znaczenia energetyki rozproszonej, dystrybutorzy muszą zmienić podejście. Dotąd nowe źródła były integrowane z siecią według zasady „przyłącz i zapomnij” (*connect and forget*). Im szybciej operatorzy zaczną wykorzystywać potencjał, jaki oferuje energetyka rozproszona, tym łatwiej będzie im dostosować się do nowych warunków rynku. W przyszłości to dystrybutorzy, a nie wyłącznie operator przesyłowy, będą musieli równoważyć na swoim terenie popyt i podaż na energię. Dziś nie jest to możliwe na większą skalę ze względu na brak odpowiednich procedur i systemów sterowania.

Krok trzeci: stopniowa decentralizacja

Dystrybutorzy zacieśniają relacje z samorządami

Energetyka rozproszona otworzy pole ekspansji dla samorządów, które przy pomocy klastrów będą stawały się coraz bardziej niezależne energetycznie. Dlatego operatorzy powinni zacieśniać współpracę z lokalnymi władzami. Ważnym krokiem będzie wdrożenie ustawy o elektromobilności. Operatorzy mogliby pomóc gminom w przygotowaniu planów budowy ładowarek, przekazując samorządom dane z opomiarowania stacji średniego i niskiego napięcia. Ułatwiłoby to wskazywanie potencjalnych lokalizacji pod nową infrastrukturę.

Sektor zmienia rolę dystrybucji

Wyczerpuje się model utrzymania stabilności finansowej grup energetycznych w oparciu o dystrybucję. Wymogi wprowadzane przez unijny pakiet zimowy będą przesuwali środek ciężkości zarządzania siecią z centrum do regionów. Dystrybutorzy będą w coraz większym stopniu odpowiedzialni za równoważenie popytu i podaży na energię na swoim terenie. Aby wykonywać nowe zadania, będą musieli otworzyć się na odbiorców. Lokalne klastry energii, spółdzielnie energetyczne i agregatorzy będą mogli oferować operatorom swoje usługi.

Energetykę trzeba przebudować

W najbliższych latach czeka nas nieuchronna dyskusja o przebudowie sektora, by dostosować go do warunków transformacji i przyspieszającej dekarbonizacji. Debatę warto rozpocząć od reformy sektora wytwarzania, który ze względu na zależność od węgla blokuje transformację. Być może dobrym punktem wyjścia jest skorzystanie z doświadczeń górnictwa i utworzenie Spółki Restrukturyzacji Elektrowni. Podmiot przejmowałby stare jednostki na węgiel, które jeszcze przez pewien czas będą potrzebne do zapewniania stabilności zasilania w kraju, z zamiarem przygotowania ich do zamknięcia. Odblokowałoby to możliwości finansowe energetyki i umożliwiło szybszą i bardziej efektywną transformację.

Bibliografia

1. Analiza stanu rozwoju oraz aktualnych trendów rozwojowych w obszarze elektromobilności w Polsce, Atomoterm, 2019.
2. CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply, Council of European Energy Regulators, 2018.
3. Corporate Sourcing of Renewables: Market and Industry Trends – REMade Index 2018. International Renewable Energy Agency, 2018.
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE
5. Elastyczność krajowego systemu elektroenergetycznego, Forum Energii, 2019.
6. „Energetyka dystrybucja i przesył”, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, 2019.
7. Energetyka na drodze innowacji, Polski Komitet Energii Elektrycznej, grudzień 2018 r.
8. Europe to reach off-grid energy parity up to 20 years ahead of the US, EY, 2018.
9. European Severe Weather Database
10. European smart metering benchmark, European Commission DG Energy, 2019.
11. Innowacje dla Energetyki Kierunki Rozwoju Innowacji Energetycznych, Ministerstwo Energii, maj 2017.
12. „Jak ograniczyć skalę ubóstwa energetycznego w Polsce”, Jan Rutkowski, Katarzyna Sałach, Aleksander Szpor, Konstanca Ziółkowska, Instytut Badań Strukturalnych, 2018.
13. Jak wspierać elektromobilność?, Polski Instytut Ekonomiczny, 2019.
14. Klimatyczny efekt domina – Ryzyka transformacyjne dla polskiego sektora finansowego, WiseEuropa 2018.
15. Licznik elektromobilności: wzrost liczby EV o prawie 90% r/r, <http://pspa.com.pl/licznik-elektromobilnosci-wzrost-liczby-samochodow-elektrycznych-na-polskich-drogach-o-prawie-90-r-r-sierpień-2019>
16. Ocena Skutków regulacji projektu ustawy o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z 1 października 2018 r., UD320 (UC34).
17. Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej, Najwyższa Izba Kontroli, 2017.
18. Pakiet Zimowy Unii Europejskiej: Czysta energia dla Europejczyków”.
19. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2018-2027, PSE, 2018.
20. PTPiREE zablokowało ekspertyzę o wykorzystaniu 450 MHz, <https://www.telko.in/ptpiree-zablokowało-ekspertyze-o-wykorzystaniu-450-mhz>
21. Quarterly Report on European Electricity Markets, DG Energy, 2019.
22. Rozporządzenie Komisji Europejskiej 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych.
23. Sprawozdanie z działalności prezesa URE w 2018, www.ure.gov.pl/download/9/10118/Sprawozdanie2018.pdf
24. Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, <https://www.gov.pl/documents/33377/436740/SOR.pdf>
25. Study on the estimation of the value of lost load of electricity supply in Europe, ACER 2018.
26. Toyota zacznie budować magazyny energii z baterii samochodowych, <https://www.orpa.pl/toyota-zacznie-budowac-magazyny-energii-z-baterii-samochodowych/>
27. Wind Energy in Europe: Outlook to 2023, Październik 2019.
28. Wpływ zmian klimatu na Polskę, <https://ziemianarozdrozu.pl/encyklopedia/107/wplyw-zmian-klimatu-na-polske>
29. Zapisy projektu ustawy o rynku mocy a układy pomiarowo-rozliczeniowe OSD, Energia Elektryczna, 2017.