



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI



Informacja o wynikach kontroli

ROZWÓJ ELEKTROENERGETYCZNEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

L U T Y 2 0 2 4



KGP.430.8.2023

Nr ewid. 92/2023/P/22/015/KGP

Informacja o wynikach kontroli

Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

DEPARTAMENT GOSPODARKI,
SKARBU PAŃSTWA
I PRYWATYZACJI

MISJA

Najwyższej Izby Kontroli jest niezależna, profesjonalna kontrola zadań publicznych w interesie obywateli i państwa

Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

p.o. Dyrektor Departamentu Gospodarki, Skarbu
Państwa i Prywatyzacji

Maciej Maciejewski
/podpisano elektronicznie/

Wiceprezes Najwyższej Izby Kontroli

Piotr Miklis
/podpisano elektronicznie/

Prezes Najwyższej Izby Kontroli

Marian Banaś
/podpisano elektronicznie/

Warszawa, styczeń 2024 r.

Najwyższa Izba Kontroli
ul. Filtrowa 57
02-056 Warszawa
T/F +48 22 444 50 00

www.nik.gov.pl

Spis treści

Wykaz skrótów, skrótowców i pojęć.....	4
1. Wprowadzenie	7
2. Ocena ogólna.....	8
3. Synteza	10
4. Wnioski	13
5. Ważniejsze wyniki kontroli.....	14
5.1. Przygotowanie i realizacja PEP2040 w części dotyczącej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.....	14
5.2. Działania dotyczące implementacji regulacji UE w zakresie rozwoju elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.....	19
5.3. Uzgadnianie planów rozwoju OSD w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię	21
5.4. Działania związane z odmowami przyłączenia do sieci źródeł oze, magazynów energii oraz odbiorców	26
5.5. Sprawowanie nadzoru właścicielskiego nad OSD	30
5.6. Przyłączanie nowych źródeł oze, w tym prosumentów.....	30
5.7. Przyłączanie nowych odbiorców, w tym punktów ładowania samochodów elektrycznych	33
5.8. Zapewnienie nieprzerwanych dostaw wysokiej jakości energii elektrycznej odbiorcom końcowym	33
6. Załączniki	38
6.1. Metodyka kontroli i informacje dodatkowe	38
6.2. Analiza stanu prawnego i uwarunkowań organizacyjno- -ekonomicznych	40
6.3. Wykaz aktów prawnych dotyczących kontrolowanej działalności	49
6.4. Wykaz podmiotów, którym przekazano informację o wynikach kontroli.....	50
6.5. Wykaz kontroli NIK przeprowadzonych w latach 2010–2022 w podmiotach, które udaremniły przeprowadzenie lub dokończenie kontroli.....	51

WYKAZ SKRÓTÓW, SKRÓTOWCÓW I POJĘĆ

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	Zdolność systemu elektroenergetycznego do zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.
Bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznej	Nieprzerwana praca sieci elektroenergetycznej, a także spełnianie wymagań w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej i standardów jakościowych obsługi odbiorców, w tym dopuszczalnych przerw w dostawach energii elektrycznej odbiorcom końcowym, w możliwych do przewidzenia warunkach pracy tej sieci.
Dyrektywa rynkowa lub dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125, ze zm.).
Dystrybucja	Transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczenia odbiorcom z wyłączeniem sprzedaży tej energii oraz dostarczenia energii elektrycznej w stacji ładowania do zainstalowanych w niej punktów ładowania.
Instalacje	Urządzenia z układami połączeń między nimi.
jsSP	Jednoosobowa spółka Skarbu Państwa.
k.p.a.	Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego ¹ .
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny.
Licznik konwencjonalny	Przyrząd pomiarowy służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, niewyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Licznik zdalnego odczytu	Przyrząd pomiarowy służący do pomiaru energii elektrycznej i rozliczeń za tę energię, wyposażony w funkcję komunikacji z systemem zdalnego odczytu.
Linia bezpośrednia	Linia elektroenergetyczna łącząca wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linią elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przedsiębiorstwa energetycznego z instalacjami należącymi do tego przedsiębiorstwa albo instalacjami należącymi do przedsiębiorstw od niego zależnych.
Linie elektroenergetyczne NN+WN	Linie elektroenergetyczne najwyższych i wysokich napięć (110 kV i więcej)].
Linie elektroenergetyczne SN	Linie elektroenergetyczne średnich napięć (1 do 60 kV).
Linie elektroenergetyczne nN	Linie elektroenergetyczne niskich napięć (poniżej 1 kV).
Magazyn energii elektrycznej	Instalacja umożliwiająca magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej.
Magazynowanie energii elektrycznej	Przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączonej do sieci elektroenergetycznej i współpracującej z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.

¹ Dz. U. z 2023 r. poz. 775, ze zm.

MAIFI² – wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich	Liczba odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku podzielona przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.
Mała instalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.
Mikroinstalacja	Instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.
Odbiorca	Każdy, kto otrzymuje lub pobiera energię na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym.
Odbiorca końcowy	Odbiorca dokonujący zakupu energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.
OSD	Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
OSP	Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi.
oze	Odnawialne źródło energii, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów.
PEP2040	Polityka energetyczna Polski do 2040 r. Załącznik do obwieszczenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. ³
Prawo energetyczne lub uPe	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne ⁴ .
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.
Prosument energii odnawialnej	Odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej.
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, jsSP, pełni funkcję OSP.

² Na podstawie § 41 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623, ze zm.) oraz § 48 rozporządzenia z dnia 22 marca 2023 r. Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819, ze zm.).

³ MP poz. 264.

⁴ Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, ze zm.

PTPiREE	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.
SAIDI⁵ – wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej	Suma iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzielona przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.
SAIFI⁶ – wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich	Liczba odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzielona przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.
Sieć dystrybucyjna	Sieć elektroenergetyczna wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.
Sieć przesyłowa	Sieć elektroenergetyczna najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego.
Skablowanie	Założenie linii przewodów elektrycznych w kablach umieszczonych pod ziemią ⁷ .
System elektroenergetyczny	Sieci elektroenergetyczne oraz przyłączone do nich urządzenia i instalacje, współpracujące z tymi sieciami lub instalacjami.
System zdalnego odczytu	System informacyjny służący do pozyskiwania danych pomiarowych z liczników zdalnego odczytu i informacji o zdarzeniach rejestrowanych przez te liczniki oraz służący do wysyłania poleceń do liczników zdalnego odczytu.
Taryfa	Zbiór cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne i wprowadzany jako obowiązujący dla określonych w nim odbiorców w trybie określonym ustawą.
UE	Unia Europejska.
URE	Urząd Regulacji Energetyki.
Ustawa o NIK	Ustawa z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli ⁸ .
Użytkownik systemu	Podmiot dostarczający energię elektryczną do systemu elektroenergetycznego lub zaopatrywany z tego systemu.
Zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej	Stan systemu elektroenergetycznego lub jego części, poprzedzający uniemożliwienie zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej lub równoważenie dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię.

⁵ Na podstawie § 41 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i § 48 rozporządzenia z dnia 22 marca 2023 r. Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819, ze zm.).

⁶ Na podstawie § 41 ust. 1 pkt 4 rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i § 48 rozporządzenia z dnia 22 marca 2023 r. Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. poz. 819, ze zm.).

⁷ <https://sjp.pwn.pl/doroszewski/skablowac;5496760.html>

⁸ Dz. U. z 2022 r. poz. 623.

1. WPROWADZENIE

Pytanie definiujące cel główny kontroli

Czy zapewniono rozwój sieci dystrybucyjnej i poprawę parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom?

Pytania definiujące cele szczegółowe kontroli

1. Czy działania organów państwa zapewniają przyłączanie nowych źródeł oze, nowych odbiorców i wysoką jakość dostarczanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym?

2. Czy działania spółki właścicielskiej były zorientowane na rozwój sieci dystrybucyjnej i poprawę jakości obsługi odbiorców?

3. Czy sieć dystrybucyjna umożliwia przyłączanie nowych źródeł oze, w tym prosumentów przy zapewnieniu bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej KSE?

4. Czy sieć dystrybucyjna umożliwia przyłączanie nowych odbiorców, w tym infrastrukturę ładowania samochodów elektrycznych?

5. Czy zapewniono wysoką jakość dostarczanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym, co prowadziło do obniżenia kosztów udzielanych bonifikat?

Jednostki kontrolowane

MKiŚ, URE, trzy spółki dystrybucyjne oraz trzy spółki wykonujące prawa z akcji (udziałów) spółek dystrybucyjnych. Były to: PGE Dystrybucja SA oraz PGE SA; ENEA Operator Sp. z o.o. oraz ENEA SA; TAURON Dystrybucja SA oraz TAURON Polska Energia SA.

Okres objęty kontrolą

Od 1 stycznia 2018 r. do 30 czerwca 2022 r. z wykorzystaniem dowodów dotyczących przedmiotu kontroli, wykraczających poza ten okres.

Nowoczesna, rozwinięta infrastruktura energetyczna, w szczególności sieć dystrybucyjna, to jeden z najważniejszych elementów wpływających na rozwój gospodarczy oraz społeczny kraju ze względu na jej wpływ na koszt zaopatrzenia w energię elektryczną oraz pewność zasilania, które są kluczowymi warunkami konkurencyjności gospodarki i zaspokojenia potrzeb cywilizacyjnych obywateli.

W związku z istotną rolą sieci energetycznej w rozwoju kraju, ważna jest jej rozbudowa i zapewnienie przyłączania do elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej nowych, bezemisyjnych źródeł energii oraz nowych odbiorców wymagających przyłączy o dużej mocy. Niezbędna jest także poprawa jakości dostarczanej energii, w tym minimalizacja przerw w dostawie energii, np. po awarii w wyniku coraz częstszych anomalii. Istotnym elementem zapobiegającym negatywnym skutkom gwałtownych zjawisk pogodowych jest skablowanie sieci energetycznej.

Prawidłowy rozwój elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych jest również niezbędny dla rozwoju nowych gałęzi gospodarki, np. elektromobilności. Nowoczesna dystrybucja energii powinna pozwalać, poprzez zwiększanie elastyczności systemu z wykorzystaniem zdolności magazynowania energii oraz jej lokalnego bilansowania, na przyłączanie nowych instalacji fotowoltaicznych lub innych odnawialnych źródeł energii bezemisyjnych, a także minimalizację zasięgu i skutków awarii. Niedostateczny rozwój sieci dystrybucyjnej ogranicza możliwości rozwoju energetyki prosumenckiej, przyłączenia nowych źródeł wytwarzania i nowych odbiorców oraz instalacji magazynowych.

Prawidłowy rozwój sieci elektroenergetycznej obniża ryzyko zaistnienia paraliżu energetycznego (polegającego na nagłej i poważnej awarii systemu elektroenergetycznego obejmującego znaczny obszar kraju lub aglomeracji) oraz minimalizuje straty energii elektrycznej w systemie, co wpływa na koszty energii oraz pewność jej dostaw.

Rozwój sieci dystrybucyjnych jest istotny z punktu widzenia polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, której elementem jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii oraz przyłączanie nowych odnawialnych źródeł energii.

Komisja Europejska 14 lipca 2021 r. przyjęła pakiet propozycji legislacyjnych „Fit for 55”. Pakiet ma na celu unowocześnienie istniejącego prawodawstwa zgodnie z celami Unii Europejskiej w zakresie klimatu. Cele wskazane w pakiecie wskazują kierunki zmian, również w elektroenergetyce, które stanowią wyzwania między innymi dla systemów dystrybucyjnych energii elektrycznej.

Podstawowym dokumentem określającym priorytetowe działania państwa w sektorze energii na poziomie kraju jest Polityka energetyczna Polski do 2040 r. przygotowana przez ministra właściwego do spraw energii. Realizacja wszystkich celów wyznaczonych w tym dokumencie mogłaby zapewnić modernizację i rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, co wpłynęłoby pozytywnie na rozwój gospodarczy kraju.

Celem niniejszej kontroli była ocena czy zapewniono rozwój sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej i poprawę parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom na tle wskaźników w państwach UE.

W spółkach ENERGA SA i ENERGA-OPERATOR SA NIK nie przeprowadziła kontroli mimo przedłożenia przez kontrolerów wymaganych dokumentów. ENERGA SA uniemożliwiła rozpoczęcie kontroli, natomiast ENERGA-OPERATOR SA zakwestionowała podstawy prawne przeprowadzenia w niej kontroli w zakresie objętym tematyką. NIK skierowała do prokuratury zawiadomienie o uzasadnionym podejrzeniu popełnienia przez członków Zarządu ENERGA SA i Zarządu ENERGA-OPERATOR SA przestępstw z art. 98 ustawy o NIK.

2. OCENA OGÓLNA

Nie w pełni zapewniono rozwój sieci dystrybucyjnej i poprawę parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom

Działania podejmowane przez organy państwa oraz spółki energetyczne nie przyczyniły się w istotny sposób do rozwoju sieci dystrybucyjnej. Mimo realizacji planów rozwoju i ponoszonych nakładów przez spółki, jakość oraz dotychczasowy rozwój sieci dystrybucyjnej nie zapewniły możliwości przyłączenia wszystkich odnawialnych źródeł energii. Zaawansowany wiek infrastruktury sieciowej, niski poziom skablowania sieci energetycznej⁹ oraz pogarszające się wskaźniki jakości dostaw energii elektrycznej wpływały na konieczność wypłaty bonifikat przez operatorów systemów dystrybucyjnych. W 2021 r. wzrost ilości niedostarczonej energii wzrósł o 50% w stosunku do roku poprzedniego co skutkowało wzrostem liczby wniosków o udzielenie bonifikat. W porównaniu z rokiem 2020 liczba wniosków w 2021 r. wzrosła prawie sześciokrotnie, a w 2022 r. prawie dwudziestopięciokrotnie.

Działania organów państwa nie w pełni realizowały zadania prowadzące do sprawnego rozwoju sieci dystrybucyjnych. W Ministerstwie Klimatu i Środowiska poprawnie identyfikowano akty prawne Unii Europejskiej i regulacje, które powinny być transponowane do porządku prawnego Rzeczypospolitej Polski, jednakże stosowne projekty aktów wdrażających kluczowe dla sektora elektroenergetycznego przepisy prawa Unii Europejskiej¹⁰ zostały przygotowane nawet ponad dwa lata po terminie transpozycji, bądź w niepełnym zakresie. Najwyższa Izba Kontroli zauważa, że brak stosownych regulacji oraz opóźnienia w transpozycji prawa unijnego utrudniały osobom prywatnym i przedsiębiorstwom aktywne zaangażowanie się w rozwój sektora energetycznego, w tym m.in. budowę i przyłączanie instalacji odnawialnych źródeł energii

Pomimo, że Minister prowadził monitoring realizacji działań zaplanowanych w PEP2040, to koordynowanie przez Ministra realizacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych oraz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zadania pn. Opracowanie krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r. nie zapewniło powstania tego dokumentu. W ocenie Najwyższej Izby Kontroli plan skablowania powinien obejmować w sposób kompleksowy i spójny modernizację sieci w skali całego kraju, czego nie mogą zapewnić plany rozwoju sieci dystrybucyjnych poszczególnych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki uzgadniał plany rozwoju operatorów systemów dystrybucyjnych, jednak nie uwzględniał przy tym wpływu odmów przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii wydanych w danym okresie i w poszczególnych rejonach energetycznych. Oznaczało to, że plany mogły nie uwzględniać zapotrzebowania na rozwój lub modernizację tych fragmentów sieci, dla których w danym okresie wydano znaczną liczbę odmów przyłączenia.

Postępowania m.in. w sprawach odmów wydania warunków przyłączenia były prowadzone przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z naruszeniem przepisów dotyczących postępowania administracyjnego, w tym występowały przekroczenia przepisowych terminów rozstrzygnięcia spraw administracyjnych. Uniemożliwiało to stronom prowadzonych postępowań

⁹ Dotyczy przede wszystkim sieci SN.

¹⁰ W szczególności: dyrektywa rynkowa / dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125, ze zm.) oraz Dyrektywa oze / dyrektywa RED II – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82, ze zm.).

skuteczne planowanie działań w sprawach oraz mogło wpływać na zakłócenia i opóźnienia w procesach inwestycyjnych wnioskodawców.

Rozwój i poprawa jakości sieci dystrybucyjnych były przedmiotem strategii grup kapitałowych spółek właścicielskich operatorów systemów dystrybucyjnych. Niemniej jednak dwie z trzech skontrolowanych spółek właścicielskich ograniczały rozwój sieci poprzez wpływanie na obniżenie realnych nakładów inwestycyjnych spółek dystrybucyjnych. Powyższe działania, stanowiły naruszenie zasad określonych w art. 35 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944¹¹ (implementowanej do polskiego porządku prawnego w art. 9d ust. 1d oraz 1e uPe) dotyczących niezależności operatora systemu dystrybucyjnego. Zdaniem Izby planowanie finansowe i zarządzanie przepływami finansowymi w grupach kapitałowych, do których należą OSD, nie może prowadzić do utraty niezależności operatorów systemów dystrybucyjnych, w szczególności w zakresie decyzji dotyczących budowy i modernizacji infrastruktury.

W konsekwencji operatorzy sieci dystrybucyjnych w latach 2020–2021 nie zapewnił realizacji zadań inwestycyjnych i modernizacyjnych na poziomie uzgodnionym z Prezesem URE w planach rozwoju oraz w procesie taryfowym. Poniesione wydatki były niższe o od 5% do nawet 48% niż zaplanowane, pomimo osiągnięcia przychodu regulowanego oraz pozyskania środków UE, które zapewniały sfinansowanie realizacji zaplanowanych zadań inwestycyjnych.

Zdaniem NIK dotychczasowy zakres jak i wielkość inwestycji nie były dostosowane do zapotrzebowania kreowanego przez przedsiębiorców oraz obywateli. Szczególnie było to istotne dla rozwoju oze. Wraz ze wzrostem liczby wniosków i zgłoszeń o przyłączenie do sieci odnawialnych źródeł energii rosła liczba odmów. Podczas gdy w roku 2018 udział odmów¹² wynosił 5,9% to w I połowie roku 2022 był już na poziomie 99,3%. Dla wniosków o przyłączenie magazynów udział odmów wynosił blisko 30%. Znikoma była skala odmów z zakresu przyłączania punktów ładowania samochodów elektrycznych.

Najwyższa Izba Kontroli negatywnie ocenia działania dwóch spółek z udziałem Skarbu Państwa, które udaremniły przeprowadzenie przedmiotowej kontroli¹³. Działanie to stanowiło naruszenie konstytucyjnego oraz ustawowego prawa NIK do kontroli podmiotów w zakresie, w jakim wykorzystują one majątek lub środki państwowe lub komunalne oraz wywiązują się ze zobowiązań finansowych na rzecz państwa, a w szczególności działają z udziałem państwa, korzystają z mienia państwowego.

¹¹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54, ze zm.

¹² Bez mikroinstalacji.

¹³ Tj. w ramach kontroli P/22/015 Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej: ENERGIA SA oraz Energa Operator SA. Najwyższa Izba Kontroli w związku z udaremnieniem przeprowadzenia kontroli przez te podmioty, złożyła do organów ścigania zawiadomienia o uzasadnionym podejrzeniu popełnienia przestępstwa z art. 98 ustawy o NIK.

3. SYNTEZA

Prawidłowe przygotowanie PEP2040 w części dotyczącej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych	Polityka energetyczna Polski do 2040 r. spełnia wymagania art. 15 prawa energetycznego i odpowiada kierunkom polityki Unii Europejskiej w zakresie elektroenergetyki. W Ministerstwie Klimatu i Środowiska rzetelnie wykorzystano analizy dotyczące sieci elektroenergetycznych przeprowadzone na potrzeby przygotowania PEP 2040. [str. 14–15]
Brak przygotowania krajowego planu skablowania	Minister Klimatu i Środowiska realizował obowiązki sprawozdawcze dotyczące realizacji PEP2040 wobec Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej oraz KPRM. Prowadził także monitoring własny realizacji działań zaplanowanych w PEP2040. Jednak działania te nie doprowadziły do realizacji jednego z zadań – opracowania krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r. w zaplanowanym terminie do końca 2021 r. Prezes URE, który wraz z OSD był wskazany jako podmiot współodpowiedzialny, nie wywiązał się z realizacji zadania wynikającego z PEP2040 dotyczącego przygotowania planu do końca 2021 r. Brak ogólnokrajowego planu skablowania sieci utrudnia planową i celową modernizację sieci elektroenergetycznych, a to przekłada się na jakość dostaw energii dla konsumenta. Istnieje silna korelacja pomiędzy stopniem skablowania sieci a wskaźnikami charakteryzującymi ciągłość zasilania odbiorców. [str. 15–17]
Ryzyko realizacji celu PEP2040 w zakresie obniżenia wartości SAIDI i SAIFI	Wskaźniki SAIDI i SAIFI za 2021 r. wzrosły w porównaniu do wskaźników za okres od 2018 r. do 2020 r. Tym samym nie został spełniony warunek zawarty w PEP2040 dotyczący stałej poprawy wskaźników SAIDI i SAIFI do 2025 r. Może to prowadzić do nieosiągnięcia wartości docelowej wskaźnika SAIDI w wysokości nie większej niż 85 min/odbiorcę/rok w 2030 r. [str. 33–34]
Brak terminowej implementacji regulacji UE w zakresie rozwoju elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych	Minister właściwy do spraw energii nie zakończył prac nad projektami aktów prawnych dokonującymi pełnej transpozycji do polskiego porządku prawnego dyrektywy 2019/944 ani dyrektywy 2018/2001 (RED II), aby możliwe było to w wyznaczonym terminie tj. odpowiednio: 31 grudnia 2020 r. oraz 30 czerwca 2021 r. Transpozycja została dokonana po zakończeniu kontroli. [str. 19–21]
Brak koordynacji planów rozwoju OSD i sprawozdań z ich realizacji w odniesieniu do odmów przyłączenia	Prezes URE uzgadniał plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawiane przez OSD oraz dokonywał ich analizy pod względem finansowym. Analizował także sprawozdania z realizacji planów. Jednak ani uzgadniane plany rozwoju, ani sprawozdania nie uwzględniały informacji na temat wydanych w danym okresie w poszczególnych rejonach energetycznych odmów wydania warunków przyłączenia, co powodowało, że działania w zakresie rozwoju sieci nie były z nimi skorelowane. Tymczasem odmowy wydawane były przez OSD również ze względu na brak warunków technicznych przyłączenia. A zatem, w przypadku dużej liczby odmów w danej lokalizacji, inwestycja w sieć w tym miejscu mogłaby być zasadna. Brak ingerencji Prezesa URE w planowanie inwestycji rozwojowych bez uwzględniania liczby odmów wydanych w danej lokalizacji oraz rodzaju przyłączenia, który był przedmiotem odmowy, może prowadzić do sytuacji, w której inwestycje następują jedynie w tych lokalizacjach, gdzie sieć wymaga niewielkich nakładów OSD. W tej sytuacji występuje ryzyko nieprzestrzegania zasady równoważenia interesów odbiorców oraz OSD, gdyż w lepszej pozycji ustawia przedsiębiorstwa energetyczne. [str. 24–26]
Prezes URE prowadził postępowania sporne z naruszeniem przepisów k.p.a.	Prezes URE rozpatrywał wnioski o rozstrzygnięcie sporów dotyczących odmów przyłączenia, jednak zadanie to wykonywał z naruszeniem przepisów k.p.a. dotyczących procedur i terminów rozpatrzenia otrzymanych wniosków. Sprawy administracyjne prowadzone przez Prezesa URE cechowały się złożonymi, wymagającymi wnikliwej analizy oraz wykładni przepisów prawa stanami faktycznymi. Niejednokrotnie konieczne było również uzyskanie wyjaśnień stron postępowania oraz organów samorządu terytorialnego. W ocenie NIK zasadne byłoby wprowadzenie w procedurze rozpatrywania sporów na podstawie przepisów prawa energetycznego – mediacji, o której

Prawidłowe wydawanie zgód na budowę linii bezpośredniej	<p>mowa w rozdziale 5a k.p.a. Mediacja może wpłynąć na istotne skrócenie czasu załatwiania spraw. [str. 27–29]</p> <p>Prezes URE prawidłowo wywiązywał się z obowiązków związanych z wydawaniem decyzji w sprawie zgody na budowę linii bezpośrednich.</p>
Działania spółek właścicielskich mogły ograniczyć rozwój sieci dystrybucyjnych	<p>W związku z wejściem w życie w dniu 7 września 2023 r. zmiany prawa energetycznego¹⁴ budowa linii bezpośredniej nastąpi po złożeniu odpowiedniego zgłoszenia do Prezesa URE przez uprawniony podmiot o zamiarze wybudowania takiej linii bezpośredniej. Prezes URE, po dokonaniu weryfikacji dokumentów i informacji, dokona wpisu linii bezpośredniej do wykazu linii bezpośrednich. [str. 30]</p> <p>Cele strategiczne dla OSD formułowane z uwzględnieniem obowiązujących dokumentów programowych UE i Polski oraz dostępnych możliwości finansowania inwestycji. Niemniej jednak polityka właścicielska nie prowadziła do zapewnienia, aby gwarantowany w taryfie przychód na pokrycie zaplanowanych nakładów w rozwój sieci dystrybucyjnej był na ten cel przeznaczony. Zdaniem NIK, niektóre działania spółek właścicielskich stanowiły naruszenie zasad określonych w art. 35 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 oraz art. 9d ust. 1d oraz 1e uPe dotyczących niezależności OSD. Wspólne planowanie finansowe i zarządzanie przepływami finansowymi w Grupie Kapitałowej spółek pełniących rolę OSD nie może prowadzić do utraty niezależności Operatora Systemu Dystrybucyjnego energii elektrycznej, w szczególności w zakresie decyzji dotyczących budowy i modernizacji sieci elektroenergetycznej. [str. 24]</p>
Niepełna realizacja planów rozwoju	<p>W latach 2020 oraz 2021 OSD nie zapewnili w pełni realizacji zadań inwestycyjnych i modernizacyjnych na poziomie uzgodnionym z Prezesem URE w planach rozwoju oraz w procesie taryfowym (poniesione wydatki były niższe o 5% do nawet 48% niż zaplanowane), mimo osiągnięcia przychodu regulowanego zapewniającego sfinansowanie realizacji zaplanowanych zadań oraz pozyskania środków UE w znacznej wysokości na te cele (łącznie dofinansowanie unijne pozyskane przez trzech OSD wyniosło 754 847,8 tys. zł). Plany rozwoju OSD zostały przygotowane i uzgodnione z Prezesem URE w wymaganych terminach, zawierały elementy wymagane prawem i zostały opracowane w oparciu o prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarze działania OSD, z uwzględnieniem szacowanego wzrostu potrzeb odbiorców i wytwórców przyłączanych do sieci dystrybucyjnej. [str. 21-22]</p>
Infrastruktura sieciowa jest coraz starsza	<p>Brak wystarczających inwestycji w sieci dystrybucyjnej ma wpływ na starzenie się infrastruktury sieciowej. Z kontroli wynika, że w 2021 r. łącznie 46% linii elektroenergetycznych 110 kV (WN) była starsza niż 40 lat, z czego połowa była starsza niż 50 lat. W stosunku do 2018 r. udział linii WN starszych niż 40 lat wzrósł o 4 p.p. Tylko 16% tych linii w 2021 r. była młodsza niż 10 lat (wzrost ich udziału w porównaniu z 2018 r. wyniósł zaledwie 2 p.p.).</p> <p>40% linii SN w 2021 r. było starszych niż 40 lat (15% było starszych niż 50 lat). W porównaniu do 2018 r. nastąpił wzrost ich udziału o ponad 9 p.p. Tylko 15% tych linii było młodszych niż 10 lat (wzrost ich udziału w porównaniu z 2018 r. wyniósł 1 p.p.).</p> <p>Linie niskiego napięcia starsze niż 40 lat stanowiły w 2021 r. 30% wszystkich linii nN, a ich ilość wzrosła w porównaniu z rokiem 2018 o 5 p.p. Linie nN młodsze niż 10 lat stanowiły z kolei 19% wszystkich linii nN, jednak w tym przypadku nastąpił spadek ich ilości w porównaniu z rokiem 2018 o 1 p.p.</p> <p>Starzały się także stacje i rozdzielnie elektroenergetyczne. W 2018 r. liczba stacji i rozdzielni młodszych niż 10 lat stanowiła 21%, a do 2021 r. ich liczba zmalała do 18% wszystkich stacji i rozdzielni. Stacje i rozdzielnie starsze niż 40 lat z kolei stanowiły w 2018 r. 24%, a w roku 2021 już 34% wszystkich stacji i rozdzielni.</p>

¹⁴ Ustawa o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z dnia 28 lipca 2023 r. (Dz. U. poz. 1681)

Sieci nie były przystosowane na skokowy wzrost liczby źródeł oze	<p>Odsetek transformatorów sieciowych młodszych niż 10 lat nie zmienił się w okresie od 2018 r. do 2021 r. i wyniósł 30% wszystkich transformatorów, jednak spadła liczba transformatorów młodszych niż 5 lat (o 4 p.p.), a wzrosła ich liczba w wieku od 5 do 10 lat. Transformatory starsze niż 40 lat stanowiły w 2021 r. 19% wszystkich transformatorów, a ich odsetek wzrósł od 2018 r. o 2 p.p. [str. 23]</p>
Problem „blokowania sieci” ogranicza możliwość przyłączenia oze	<p>Operatorzy systemów dystrybucyjnych zapewniali przyłączenie instalacji oze zgłoszonych przez prosumentów. W przypadku źródeł, o których przyłączenie wnioskowały podmioty inne niż prosumenci, z uwagi na niewydolność sieci dystrybucyjnej wynikającą ze skokowego wzrostu liczby wniosków o wydanie warunków przyłączenia oze – operatorzy systemów dystrybucyjnych nie przyłączyli wszystkich wnioskowanych źródeł. W konsekwencji OSD wydali łącznie 5,3 tys. odmów przyłączenia instalacji oze. Liczba odmów rosła sukcesywnie w okresie objętym kontrolą z 59 wniosków w roku 2018 do 2286 w 2021 r., do 2102 odmów wydanych w I połowie 2022 r. [str. 30–32]</p> <p>Dwuletni okres jaki upływa od daty wydania warunków przyłączenia oze do sieci OSD do dnia upływu ważności warunków, w przypadku niezawarcia umowy o przyłączenie ogranicza i tak niską przepustowość sieci. W konsekwencji ogranicza możliwość przyłączenia innych oze, którym ze względu na „blokowanie” mocy OSD odmawia w tym czasie wydania warunków przyłączenia. OSD zwraca uwagę na potrzebę skrócenia okresu związania przedsiębiorstwa energetycznego warunkami przyłączenia określonymi dla lądowych instalacji oze, wskazując okres dwunastu miesięcy od dnia ich doręczenia jako optymalny. [str. 30]</p>
Przyłączanie nowych odbiorców, w tym punkty ładowania samochodów elektrycznych	<p>Zadania ujęte w planach rozwoju z zakresu przyłączania nowych punktów ładowania samochodów elektrycznych, były realizowane. Skala odmów wobec ilości zrealizowanych przyłączeń była znikoma. W okresie objętym kontrolą do OSD złożono łącznie 2722 wnioski o przyłączenie ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych, z czego dwa zrealizowano odmownie. W okresie objętym kontrolą zrealizowano łącznie 908 przyłączy ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych. [str. 33-33]</p>
Zapewniono dostawę energii elektrycznej odbiorcom końcowym	<p>Operatorzy systemów dystrybucyjnych podejmowali działania w celu zapewnienia dostawy energii elektrycznej o odpowiedniej jakości. Niemniej jednak tylko jeden OSD poprawił wskaźniki dotyczące przerw w dostawach energii. Dwaj spośród trzech poddanych szczegółowej kontroli nie osiągnęli niektórych celów jakościowych, co było spowodowane wystąpieniem anomalii pogodowych. Niska odporność sieci na coraz częściej pojawiające się anomalie pogodowe wynikała również z niedostatecznych inwestycji w kablowanie sieci SN. [str. 34–35]</p>
Wzrost liczby wniosków o udzielenie bonifikat	<p>OSD udzielali bonifikat w związku z niedostarczoną energią elektryczną do odbiorców, niedotrzymaniem parametrów jakościowych oraz parametrów jakości obsługi odbiorców.</p> <p>W okresie objętym kontrolą do kontrolowanych OSD wpłynęło łącznie prawie 10,5 tys. wniosków o udzielenie bonifikat. 8,8 tys. z nich zostało uwzględnionych, a 1,3 tys. odrzucono. Liczba składanych przez odbiorców wniosków o bonifikaty rosła skokowo od 2021 r. W 2021 r. wzrosła ona prawie sześciokrotnie w porównaniu z rokiem poprzednim, a w 2022 r. ponad czterokrotnie w stosunku do roku 2021 oraz prawie dwudziestopięciokrotnie w porównaniu z rokiem 2020.</p> <p>W okresie od 2018 r. do I połowy 2022 r. łącznie udzielono 1078 bonifikat na kwotę 7645,17 tys. zł.</p> <p>Jeden z kontrolowanych OSD w terminach i we właściwych wysokościach udzielał bonifikat. Pozostali OSD udzielali bonifikat prawidłowo, jednak nie dotrzymali terminu na ich udzielenie (dotyczyło to około 4% oraz około 25% spraw). Jeden ze skontrolowanych OSD nie informował odbiorców o niedotrzymaniu terminu na udzielenie bonifikaty. [str. 35–36]</p>

4. WNIOSKI

Wniosek de lege ferenda do Ministra właściwego do spraw energii

Najwyższa Izba Kontroli wnosi o podjęcie działań celem zmiany przepisów ustawy Prawo energetyczne w zakresie rozpatrywania przez Prezesa URE wniosków o rozpatrzenie sporów w sprawach odmów przyłączenia.

Ustalenia kontroli wskazują, że przepisy uPe nie dają Prezesowi URE możliwości zlecenia przygotowania ekspertyzy na potrzeby rozpatrywania sporów. W procedurze rozpatrywania wniosków operatorzy systemów dystrybucyjnych zlecali i korzystali z wyników ekspertyz dotyczących możliwości i warunków przyłączenia sporządzanych na ich zlecenie. Prezes URE kierował się wynikami tych ekspertyz, wydając rozstrzygnięcia w prowadzonych postępowaniach. Zdaniem NIK ekspertyza powinna być sporządzana przez niezależny podmiot, wybrany przez Prezesa URE. W przeciwnym razie, istotnym dowodem w sprawie jest ekspertyza sporządzona na zlecenie podmiotu, który jest stroną postępowania i jest zainteresowany utrzymaniem w mocy swojej własnej decyzji.

Mając na uwadze wyniki kontroli zarówno w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, jak i w Urzędzie Regulacji Energetyki, w trzech OSD oraz trzech spółkach wykonujących prawa z akcji (udziałów) spółek dystrybucyjnych, Najwyższa Izba Kontroli wnioskuje o:

Minister Klimatu i Środowiska

Dokonanie oceny realizacji przez OSD oraz Prezesa URE zadania pn. opracowanie krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r. oraz wyegzekwowanie przygotowania planu skablowania sieci średniego napięcia.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

- 1) Zintensyfikowanie działań zarządczych w celu zapewnienia terminowego rozpatrywania spraw administracyjnych zgodnie z k.p.a.
- 2) Uwzględnianie odmów przyłączenia w danym rejonie dla poszczególnych rodzajów źródeł energii w analizie projektów planów rozwoju i sprawozdań z ich realizacji.

OSD

- 1) Zintensyfikowanie działań w celu zapewnienia terminowego udzielania bonifikat oraz informowania odbiorców o wydłużonych terminach rozpatrzenia ich wniosków.
- 2) Zapewnienie realizacji zadań inwestycyjnych i modernizacyjnych sieci dystrybucyjnych, co najmniej na poziomie wysokości nakładów uzgodnionych z Prezesem URE w procesie taryfowym.
- 3) Przestrzeganie zachowania niezależności OSD w zakresie decyzji finansowych dotyczących budowy lub modernizacji elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.
- 4) Zamieszczanie na stronie internetowej Spółki informacji o dacie rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej, w związku z przyłączeniem źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, stosownie do wymogu określonego w art. 7 ust. 81 pkt 1 uPe.

Spółki wykonujące prawa z akcji (udziałów) spółek dystrybucyjnych

Niepodejmowanie działań, w szczególności przy realizacji procedur związanych z opracowywaniem rocznych planów finansowych grupy kapitałowej, które mogłyby być uznane za niedozwolone wywieranie wpływu na OSD i przez to ograniczanie jego finansowych decyzji dotyczących budowy lub modernizacji linii dystrybucyjnych.

5. WAŻNIEJSZE WYNIKI KONTROLI

5.1. PRZYGOTOWANIE I REALIZACJA PEP2040 W CZĘŚCI DOTYCZĄCEJ ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

Projekt PEP2040 został poddany szerokim konsultacjom, a wnioski z nich wpływające zostały ujęte w końcowej treści dokumentu. Polityka zawiera istotne tezy dotyczące wymagań i rozwoju elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Pomimo przygotowania projektu aktualizacji PEP2040, nie został on przyjęty.

Nie przygotowano krajowego planu skablowania, chociaż termin przewidziany w PEP2040 na 2021 r. już upłynął. Brak ogólnokrajowego planu skablowania sieci utrudnia planową i celową modernizację sieci elektroenergetycznych, a to przekładało się na jakość dostaw energii dla konsumenta.

Przygotowanie PEP2040

PEP2040 jest jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych wynikających ze Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.) i jest powiązana z Krajowym planem na rzecz energii i klimatu.

Prace nad przygotowaniem PEP2040 rozpoczęły się w listopadzie 2018 r. Istotne znaczenie dla rozpoczęcia prac nad aktualizacją polityki energetycznej państwa miały m.in. zmieniające się uwarunkowania funkcjonowania sektora energii, prace nad mechanizmem rynku mocy, jak również negocjacje poszczególnych unijnych aktów prawnych wchodzących w skład pakietu Czysta energia dla wszystkich Europejczyków – tzw. pakietu zimowego oraz celów klimatyczno-energetycznych UE na 2030 r. Projekt PEP2040 podlegał m.in. badaniu ewaluacyjnemu, konsultacjom publicznym, transgranicznym i międzyresortowym.

Projekt PEP2040 został przyjęty przez Radę Ministrów 2 lutego 2021 r.

Główne tezy istotne dla rozwoju OSD zawarte w PEP2040:

- 1) Wzrost udziału oze we wszystkich sektorach i technologiach – do 2030 r. udział oze w końcowym zużyciu energii brutto będzie wynosił co najmniej 23%, przy czym nie mniej niż 32% w elektroenergetyce (głównie energia wiatrowa i fotowoltaika);
- 2) Nastąpi istotny wzrost mocy zainstalowanych w fotowoltaice do ok. 5-7 GW w 2030 r. i ok. 10-16 GW w 2040 r. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej na morzu osiągnie ok. 5,9 GW w 2030 r. (ok. 11 GW w 2040 r.);
- 3) Programy inwestycyjne OSP i OSD będą ukierunkowane na rozwój oze oraz aktywnych obiorców i bilansowania lokalnego;
- 4) Wskaźniki jakości dostaw energii – SAIDI i SAIFI powinny ulegać stałej poprawie (SAIDI ma osiągnąć poziom 85 min./odb. w 2030 r.). Do 2025 r. 85% umów przyłączeniowych powinno być realizowanych w ciągu 12 miesięcy, a czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych powinien ulec skróceniu;
- 5) OSD zobowiązani są do odtwarzania sieci – stopień odtworzenia infrastruktury powinien wynosić co najmniej 1,5% rocznie do czasu osiągnięcia średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat;
- 6) Odbudowa linii nN powinna odbywać się przy użyciu przewodów izolowanych lub poprzez skablowanie;
- 7) Wyposażenie łączników linii SN w systemy zdalnego sterowania; sukcesywne kablowanie sieci średniego napięcia. W tym celu w 2021 r. miał być opracowany Krajowy plan skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r. (za co odpowiedzialni byli OSD i Prezes URE),

- a skutkiem jego realizacji miało być zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE¹⁵;
- 8) Zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji;
 - 9) Wyposażenie systemów oraz linii SN i nN w urządzenia diagnostyki i analizy pracy sieci;
 - 10) Wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci dla OSD (do 2021 r.), który ma gwarantować jednolitość i pewność łączności;
 - 11) Wdrożenie systemu monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczanej energii elektrycznej;
 - 12) Inwestycje prowadzone w systemach dystrybucyjnych powinny przyczyniać się do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową), co wraz z wdrażanymi rozwiązaniami z zakresu zwiększania elastyczności sieci umożliwi rozwój energetyki rozproszonej, aktywny udział odbiorców końcowych oraz wykorzystanie punktów ładowania i magazynów energii.

29 marca 2022 r. Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji PEP2040 przedłożone przez Ministra Klimatu i Środowiska. Rewizja PEP2040 ma na celu dobranie odpowiedniej ścieżki w nowej sytuacji geopolitycznej i gospodarczej, mając na uwadze również ochronę odbiorców przed nadmiernym wzrostem cen energii i pogłębianiem ubóstwa energetycznego. Jednak aktualizacja PEP2040 nie została zakończona.

Aktywny udział Prezesa URE w przygotowaniu PEP2040

Prezes URE uczestniczył w opiniowaniu projektów aktów prawnych, przedstawiając swoje stanowiska oraz udzielał odpowiedzi na wystąpienia innych podmiotów. Przedstawiał opinie do projektów zmian aktów prawnych, tj. ustawy prawo energetyczne, projektów rozporządzeń wykonawczych do tej ustawy (dotyczących energii elektrycznej) oraz projektu PEP2040.

W opiniach dotyczących PEP2040 Prezes URE zwracał uwagę na konieczność uwzględnienia zapisów dotyczących korzyści płynących z rozwoju oze, odwoływał się też do prowadzonych na forum europejskim dyskusji na temat nowych koncepcji z zakresu rynku energetycznego (np. sector coupling), wskazywał na konieczność dążenia do zwiększenia liczby magazynów energii (w związku z korzyściami, jakie niosą one w sytuacji wykorzystania energii pochodzącej z oze), a także kwestii inteligentnych sieci i inteligentnego opomiarowania.

Prezes URE nie zgłaszał wielu uwag do projektowanych przepisów dotyczących funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii. Projektowane przepisy zostały, zdaniem Prezesa URE, sformułowane w sposób prawidłowy i zgodny z jego stanowiskiem. Prezes URE przedstawiał także swoją opinię w zakresie powołania OIRE oraz zasad jego funkcjonowania i organizacji rynku informacji pomiarowej.

Prezes URE udzielał także odpowiedzi na indywidualne zapytania w sprawie magazynów energii oraz przygotowywał opinie prawne dotyczące różnych aspektów funkcjonowania magazynów energii.

Brak przygotowania Krajowego planu skablowania

Jednym ze wskaźników przewidzianych do realizacji w PEP2040 w ramach celu 2B – Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej była Poprawa jakości dostaw energii do konsumenta m.in. poprzez opracowanie w 2021 r. Krajowego planu skablowania sieci SN do 2040 r. Jako podmioty odpowiedzialne za przygotowanie planu wskazano w PEP2040 OSD oraz Prezesa URE.

Niemniej nie powstał dokument, który określałby, na poziomie całego kraju, pożądane kierunki zmian i priorytety oraz poziom skablowania sieci, jaki ma być osiągnięty do 2025 r., tj. poziom średniej UE. Zgodnie z danymi z raportu Polityka

¹⁵ W 2018 r. średnia skablowania Linii SN dla krajów UE wynosiła 48.8 %. Na podstawie 7th CEER-ECRB benchmarking report of the quality of electricity and gas supply.

Insight Sieć do zmiany. Jak zreformować polski sektor dystrybucji energii¹⁶ z 2019 r. poziom ten wyniósł 75% dla linii średniego napięcia. Na koniec 2021 r. udział linii kablowych we wszystkich liniach SN w Polsce wyniósł 29%. Tak niski poziom skablowania sieci wpływa wprost na długość linii koniecznych do skablowania w celu osiągnięcia poziomu założonego w PEP2040. Zdaniem NIK powstanie krajowego planu skablowania jest niezbędne, aby modernizacja linii energetycznych była w pełni planowa i celowa oraz uwzględniała istotne potrzeby.

W ramach posiadanych własnych możliwości finansowych OSD realizowali program kablowania sieci SN, zabezpieczając środki na ten cel w planach rozwoju.

Według siódmego benchmarkingu (analizy porównawczej) dostawców energii elektrycznej i gazu opublikowanego w dniu 22 grudnia 2022 r. przez CEER¹⁷, w 2018 r. Polska zajmowała 18 pozycję na 25 państwach europejskich opisanych w raporcie, biorąc pod uwagę poziom skablowania sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej.

Infografika nr 1

Poziom skablowania sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej w 2018 r.



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych z „7th CEER-ECRB benchmarking report of the quality of electricity and gas supply” opublikowanego przez CEER w dniu 22 grudnia 2022 r.

Zgodnie z tymi danymi Polska posiada jeden z najniższych w Europie wskaźnik skablowania sieci średniego oraz niskiego napięcia.

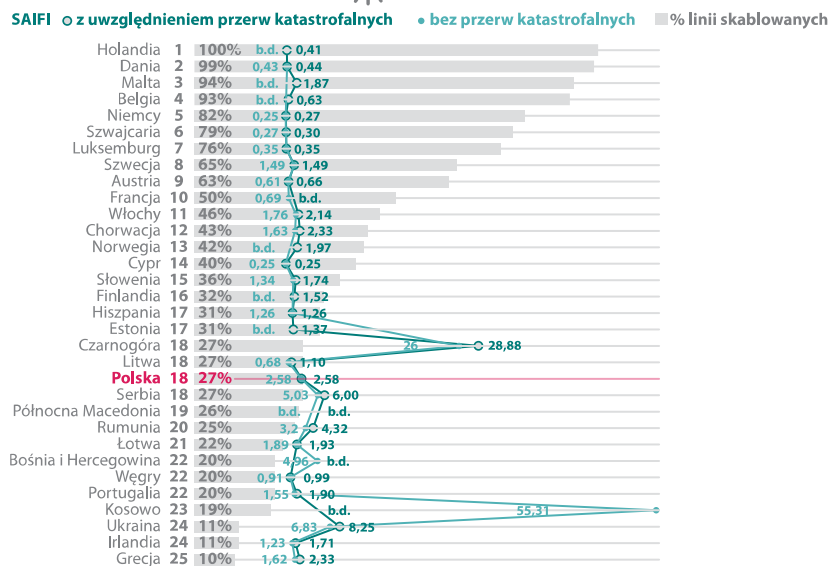
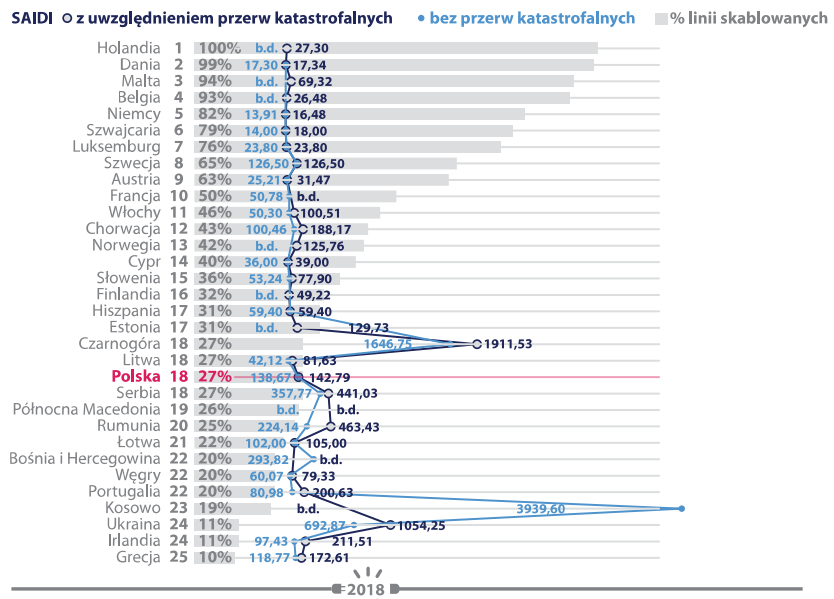
Analizując doświadczenia krajów europejskich, można stwierdzić, iż występuje bardzo silna korelacja pomiędzy stopniem skablowania sieci a wskaźnikami charakteryzującymi ciągłość zasilania odbiorców (SAIDI, SAIFI).

¹⁶ https://www.politykainsight.pl/prawo/_resource/multimedia/20182100.

¹⁷ 7th CEER-ECRB benchmarking report of the quality of electricity and gas supply, Ref: C22-EQS-103-03 <https://www.ceer.eu/documents/104400/7324389/7th+Benchmarking+Report+2022/e19caae8-95cf-f048-0664-0720228881bb> [dostęp: 12.09.2023] – dalej: raport CEER.

Infografika nr 2

Zależność pomiędzy stopniem skablowania sieci i ciągłością zasilania



Źródło: Opracowanie własne NIK na podstawie danych z „7th CEER-ECRB benchmarking report of the quality of electricity and gas supply” opublikowanego przez CEER w dniu 22 grudnia 2022 r.

Konieczne skrócenie czasu przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych

Zgodnie z PEP2040 czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych powinien ulec skróceniu. Jednak nie zawarto w dokumencie wskaźnika dotyczącego czasu, jaki powinien być osiągnięty w wyniku realizacji zadań z zakresu rozwoju sieci elektroenergetycznych.

Przepisy rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego unormowały częstotliwość i czas przekazywania danych pomiarowych. Co do zasady OSD ma pozyskiwać dane pomiarowe z liczników zdalnego odczytu zsumowane do okresów piętnastominutowych. Dane te powinny być przekazywane za pośrednictwem systemu zdalnego odczytu w ciągu 24 godzin.

Dane pomiarowe są pozyskiwane przez operatora systemu elektroenergetycznego (system pomiarowy i system zdalnego odczytu) z liczników zdalnego odczytu, a wraz z wejściem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii z dniem 1 lipca 2024 r., będą przekazywane do tego systemu, stanowiąc podstawę do rozliczeń z odbiorcą energii.¹⁸

¹⁸ Szczegółowy zakres danych pomiarowych i innych informacji pozyskiwanych z licznika zdalnego odczytu został określony w § 17 rozporządzenia w sprawie systemu pomiarowego.

W ocenie NIK istnieje potrzeba podjęcia działań zmierzających do doprecyzowania w powszechnie obowiązujących regulacjach kwestii częstotliwości udostępniania danych dotyczących zużycia energii. Dane powinny być udostępniane tak, aby były one jak najbliższe czasu rzeczywistego i odzwierciedlały poziom rozwoju technologii oraz możliwości świadczenia nowych usług. Sposób udostępniania powinien uwzględniać wytyczne zawarte w zaleceniach Komisji Europejskiej z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych 2012/148/UE¹⁹. Wytyczne zawierają minimalny zestaw funkcji, jakie powinien zapewniać inteligentny system pomiarowy. Są to:

- zapewnienie klientowi i każdej osobie trzeciej wyznaczonej przez klienta bezpośrednich odczytów;
- aktualizacja odczytów z częstotliwością wystarczającą dla umożliwienia wykorzystania informacji na potrzeby osiągnięcia oszczędności energii;
- umożliwienie operatorowi zdalnych odczytów liczników;
- zapewnienie dwukierunkowej komunikacji pomiędzy inteligentnym systemem pomiarowym i sieciami zewnętrznymi na potrzeby konserwacji systemu pomiarowego i sterowania nim;
- umożliwienie wykonywania odczytów z wystarczającą częstotliwością na potrzeby wykorzystania informacji do celów planowania sieci;
- wspieranie zaawansowanych systemów taryfowych;
- umożliwienie zdalnego włączania/wyłączania zasilania lub przepływu, bądź ograniczenia mocy;
- zapewnienie bezpiecznego przesyłania danych;
- zapobieganie oszustwom i ich wykrywanie;
- zapewnienie importu/eksportu i pomiarów biernych.

**Karta Efektywnej
Transformacji Sieci
Dystrybucyjnych Polskiej
Energetyki**

W celu przyspieszenia rozwoju systemu dystrybucyjnego w związku z coraz bardziej dynamicznym rozwojem energetyki rozproszonej i dużym udziałem źródeł oze, Prezes URE i pięciu największych OSD podpisali dokument – Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki zawierającą podstawowe założenia dalszego rozwoju sieci, które stanowią podstawę udanej transformacji energetycznej, ale jednocześnie wymagają dużych nakładów finansowych oraz właściwego otoczenia regulacyjnego. Karta ma przyczynić się do zapewnienia stabilnego otoczenia regulacyjnego w wieloletnim horyzoncie czasowym. Zawarte porozumienie ma także ułatwić pozyskiwanie przez OSD środków do realizacji inwestycji ze źródeł innych niż taryfa, w tym aplikowanie o środki z budżetu Unii Europejskiej. Karta została opracowana przez grupę roboczą pod przewodnictwem Prezesa URE i podpisana w dniu 7 listopada 2022 r.

Przewiduje ona m.in., że w perspektywie do 2030 r. Krajowy System Elektroenergetyczny będzie podlegał istotnym zmianom. Konieczne będzie przyłączenie: ponad 20 GW źródeł słonecznych o potencjale produkcyjnym 21 TWh rocznie; ponad 14 GW lądowych elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym 37 TWh rocznie i prawie 11 GW morskich elektrowni wiatrowych o potencjale produkcyjnym 40 TWh/rok.

Liczba odbiorców przyłączonych do sieci w tym okresie ma wzrosnąć o ponad 2 mln. Ma nastąpić proces cyfryzacji oraz automatyzacji sieci i usług, co będzie skutkowało zwiększeniem elastyczności sieci, a co za tym idzie zwiększeniem aktywności uczestników rynku oraz rozwojem nowych produktów i usług. Z uwagi na rozwój sektora elektromobilności konieczna będzie instalacja coraz większej liczby punktów ładowania pojazdów elektrycznych. Wszyscy odbiorcy energii elektrycznej, których w Polsce jest 18 milionów, zostaną w tym czasie opomiarowani licznikami zdalnego odczytu.

¹⁹ Dz. Urz. UE L 73 z 13.03.2012, str.9.

5.2. DZIAŁANIA DOTYCZĄCE IMPLEMENTACJI REGULACJI UE W ZAKRESIE ROZWOJU ELEKTROENERGETYCZNYCH SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

Do czasu zakończenia kontroli (tj. 30 kwietnia 2023 r.) w trakcie transpozycji była dyrektywa 2019/944 (rynkowa/ w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej) oraz dyrektywa 2018/2001 (RED II) pomimo, że terminy ich transpozycji minęły odpowiednio: 31 grudnia 2020 r. oraz 30 czerwca 2021 r.

Dyrektywa 2019/944 nałożyła wymóg implementacji regulacji dotyczących między innymi następujących zagadnień: wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, magazynowania energii i dostaw energii elektrycznej, a także ochrony konsumentów. Przepisy dyrektywy mają na celu stworzenie prawdziwie zintegrowanych, konkurencyjnych, ukierunkowanych na potrzeby konsumenta, elastycznych, uczciwych i przejrzystych rynków energii elektrycznej w Unii.

Przepisy dyrektywy zostały częściowo transponowane do krajowego porządku prawnego w ramach implementacji przepisów dyrektywy 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE²⁰ oraz w latach 2021–2022 poprzez nowelizację przepisów prawa energetycznego oraz ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych²¹.

Dyrektywa RED II ustanawia wspólne ramy dla promowania energii ze źródeł odnawialnych, a także określa zasady dotyczące wsparcia finansowego na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz dotyczące prosumpcji takiej energii elektrycznej, wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia oraz w sektorze transportu, współpracy regionalnej między państwami członkowskimi i między państwami członkowskimi a państwami trzecimi, gwarancji pochodzenia, procedur administracyjnych oraz informacji i szkoleń.

Przepisy Dyrektywy RED II zostały częściowo zaimplementowane do polskiego porządku prawnego w ramach transpozycji dyrektywy 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE²² oraz w 2021 r. poprzez nowelizację przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii²³ oraz ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych²⁴.

W konsekwencji braku pełnej i terminowej implementacji ww. dyrektyw, Komisja Europejska wskazała na upływ terminu transpozycji dyrektyw i podkreśliła, że nie otrzymała zgłoszenia kompletnych środków transpozycji służących wprowadzeniu w życie przepisów dyrektyw. Komisja wezwała rząd Rzeczypospolitej Polskiej do poinformowania o środkach transpozycji, które należy jeszcze wprowadzić.

Regulacje dyrektywy 2019/944 do dnia zakończenia kontroli nie zostały w pełni implementowane do krajowego porządku prawnego. Minister wskazał, że projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (numer UC74 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów) dopełni wymaganej transpozycji przepisów dyrektywy. Przepisy te weszły w życie ustawą z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw²⁵.

²⁰ Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, s. 94.

²¹ Dz. U. z 2023 r. poz. 875, ze zm.

²² Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, s. 16.

²³ Dz. U. z 2023 r. poz. 1436, ze zm.

²⁴ Dz. U. z 2022 r. poz. 403, ze zm.

²⁵ Dz. U. z 2023 r. poz. 1681.

Również regulacje dyrektywy RED II do dnia zakończenia kontroli nie zostały w pełni implementowane do krajowego porządku prawnego. Zgodnie z wyjaśnieniami Ministra dyrektywa RED II, w zasadniczej części, pozostałej do transponowania, zostanie wdrożona poprzez następujące projekty ustaw:

- projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99);
- projekt ustawy o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (UC110);
- projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74).

Przepisy zamieszczone w projekcie UC99 weszły w życie ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw²⁶, zaś przepisy z projektu UC 110 nadal są na etapie prac legislacyjnych.

NIK zwraca uwagę, że zgodnie z art. 258 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej, jeśli Komisja uzna, że państwo członkowskie uchybiło jednemu z zobowiązań, które na nim ciążyą na mocy traktatów, wydaje ona uzasadnioną opinię w tym przedmiocie, po uprzednim umożliwieniu temu państwu przedstawienia swych uwag. Jeśli państwo to nie zastosuje się do opinii w terminie określonym przez Komisję, może ona wnieść sprawę do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej.

Z kolei zgodnie z art. 260 Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej, jeżeli Komisja wnieśli skargę do Trybunału zgodnie z artykułem 258, uznając, że dane państwo członkowskie uchybiło obowiązkowi poinformowania o środkach podjętych w celu transpozycji dyrektywy przyjętej zgodnie z procedurą ustawodawczą, Komisja może, o ile uzna to za właściwe, wskazać kwotę ryczałtu lub okresowej kary pieniężnej do zapłacenia przez dane państwo, jaką uzna za odpowiednią do okoliczności. Jeżeli Trybunał stwierdzi, że nastąpiło naruszenie prawa, może nałożyć na dane państwo członkowskie ryczałt lub okresową karę pieniężną w wysokości nie przekraczającej kwoty wskazanej przez Komisję. Zobowiązanie do zapłaty staje się skuteczne w terminie określonym w wyroku Trybunału.

NIK zwraca uwagę, że zgodnie z Komunikatem Komisji Europejskiej²⁷ wyżej wymienione przepisy Traktatu o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej mają na celu silniejsze zmotywowanie państw członkowskich do dokonywania transpozycji dyrektyw w terminach przewidzianych przez ustawodawcę i zapewnienie faktycznej skuteczności prawodawstwa Unii.(...) Jest to nie tylko kwestia ochrony interesów ogólnych regulowanych przez prawodawstwo UE, w przypadku których opóźnienia są niedopuszczalne, ale również i przede wszystkim kwestia ochrony obywateli europejskich, których prawa podmiotowe znajdują swe źródło w tym właśnie prawodawstwie. Chodzi wreszcie także o wiarygodność całości prawa Unii, która zostaje podważona, jeżeli wywołanie pełnego skutku prawnego aktów w państwach członkowskich trwa lata.

Ponadto NIK przypomina, że Komisja Europejska, zgodnie ze swoim komunikatem²⁸, przywiązuje dużą wagę do terminowej transpozycji dyrektyw do prawa krajowego. W tym kontekście Komisja ze swojej strony ustaliła cel w postaci 12 miesięcy na przekazanie spraw dotyczących uchybienia zobowiązaniom państwa członkowskiego do Trybunału Sprawiedliwości, jeżeli obowiązek transpozycji dyrektywy do prawa krajowego nadal nie zostanie dopełniony.

²⁶ Dz. U. z 2023 r. poz. 1762.

²⁷ Komunikat Komisji – Stosowanie art. 260 ust. 3 TFUE (2011/C 12/01), Dz. Urz. UE C 12 z 15.01.2011, str. 1.

²⁸ Komunikat Komisji Prawo Unii: lepsze wyniki dzięki lepszemu stosowaniu (2017/C 18/02), Dz. Urz. UE C 18 z 19.01.2017, str. 10.

Przepisy dotyczące magazynów energii i magazynowania energii elektrycznej

Zgodnie z wprost obowiązującym rozporządzeniem 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej²⁹ (art. 2 pkt 62) „magazynowanie energii” oznacza magazynowanie energii zdefiniowane w art. 2 pkt 59 dyrektywy (UE) 2019/944 (tj. "magazynowanie energii" to odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii – art. 2 pkt 59).

Definicje krajowe różniły się od tych zawartych w przepisach unijnych. W związku z tym ustawą z dnia 8 lutego 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw oraz niektórych innych ustaw³⁰ dodano do prawa energetycznego następujące przepisy:

- Art. 3 pkt 10ka - magazyn energii - instalację umożliwiającą magazynowanie energii, w tym magazyn energii elektrycznej;
- Art. 3 pkt 59a - magazynowanie energii - magazynowanie energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii;

Zmianie też uległ art. 3 ust. 59 i otrzymał brzmienie: magazynowanie energii elektrycznej - odroczenie, w systemie elektroenergetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej lub przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.

5.3. UZGADNIANIE PLANÓW ROZWOJU OSD W ZAKRESIE ZASPOKOJENIA OBECNEGO I PRZYSZŁEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ

Wszyscy skontrolowani OSD posiadali aktualne, zatwierdzone przez Prezesa URE plany rozwoju.

Jeden z OSD obniżył, na podstawie zalecenia spółki właścicielskiej, wielkości uprzednio uzgodnione z Prezesem URE nakładów na inwestycje w rocznych planach inwestycyjnych w kontrolowanym okresie, co skutkowało niższym wykonaniem zadań. W ocenie NIK stanowiło to naruszenie zasad niezależności operatora.

Działalność OSD
















Obszar działalności trzech kontrolowanych OSD wynosi łącznie 245,1 tys. km², co stanowi ok. 76% obszaru Polski. W 2021 r. energia elektryczna była dostarczana przez tych OSD do ponad 14,1 mln odbiorców w łącznej ilości 109,9 TWh.

²⁹ Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54, ze zm.

³⁰ Dz. U. z 2023 r. poz. 295

Infografika nr 3

Charakterystyka sieci elektroenergetycznych trzech skontrolowanych OSD.

		2018	2019	2020	2021
Zasięg obszarowy działalności Spółek [km ²]		245 072	245 072	245 072	245 072
Ilość dostarczonej energii [TWh]		106	106	104	110
Liczba klientów [mln]		13 588 636	13 738 632	13 905 136	14 070 457
Linie elektroenergetyczne 110 kV (WN) [km]	 Ogółem	26 433	26 671	26 773	26 805
	 Napowietrzne	26 208	26 419	26 441	26 460
	 Kablowe	225	252	332	345
Linie elektroenergetyczne SN [km]	 Ogółem	223 026	227 514	226 582	227 381
	 Napowietrzne	164 268	165 917	163 152	162 178
	 Kablowe	58 758	61 597	63 430	65 203
Linie elektroenergetyczne nn [km]	 Ogółem	332 678	335 551	339 070	344 825
	 Napowietrzne	221 172	220 836	220 862	221 885
	 Kablowe	111 506	114 715	118 209	122 940
Stacje i rozdzielnie elektroenergetyczne [szt.]	 Ogółem	192 548	194 248	195 641	196 754
	220 kV	1	1	1	1
	110 kV	1 179	1 185	1 193	1 148
	SN	191 369	193 063	194 448	195 606
Transformatory sieciowe [szt.]	 Ogółem	191 163	192 460	193 283	194 480
	NN/ (NN+WN)	7	7	0	0
	WN/SN	1 796	2 173	2 200	2 212
	SN/SN	122	124	119	118
Moc transformatorów bez rezerwy magazynowej [MVA]	 Ogółem	87 982	88 983	86 629	87 078
	NN/ (NN+WN)	1 470	1 140	0	0
	WN/SN	48 732	49 568	47 097	47 813
	SN/SN	824	817	711	605
	SN/nn	36 956	37 458	37 681	37 520

Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie wyników kontroli.

W 2021 r. OSD użytkowali łącznie:

- 66 km sieci o napięciu 220kV (wszystkie linie napowietrzne);
- 26,8 tys. km sieci o napięciu 110 kV (w tym 26,5 tys. km linii napowietrznych i 0,3 tys. km linii kablowych);
- 227,4 tys. km linii SN (w tym 162,2 tys. km linii napowietrznych i 65,2 tys. km linii kablowych);
- 344,8 tys. km linii nN (w tym 221,9 tys. km linii napowietrznych i 122,9 tys. km linii kablowych).

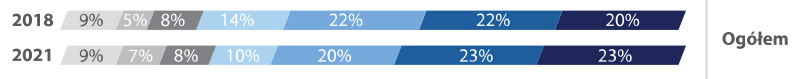
OSD posiadali 196,8 tys. stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, w tym: jedną o napięciu 110 kV, 1,2 tys. o napięciu 110 kV oraz 195,6 tys. na sieciach średnich napięć.

Liczba transformatorów w 2021 r. wynosiła łącznie 194,5 tys. (o mocy 85,9 tys. MVA), w tym: 2,2 tys. transformatorów WN/SN (o mocy 47,8 tys. MVA), 0,1 tys. transformatorów SN/SN (o mocy 0,6 tys. MVA) oraz 192,2 tys. transformatorów SN/nN (o mocy 37,5 tys. MVA).

Infografika nr 4

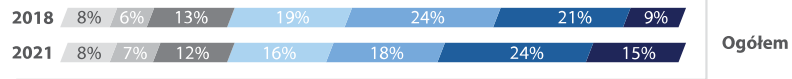
Struktura wiekowa infrastruktury sieciowej w skontrolowanych OSD

Linie elektroenergetyczne 110 kV (WN) [%]



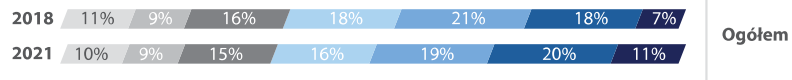
Ogółem

Linie elektroenergetyczne SN [%]



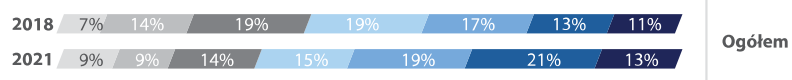
Ogółem

Linie elektroenergetyczne nn [%]

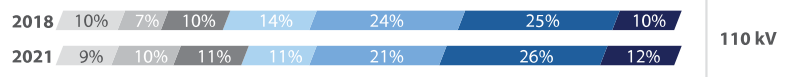


Ogółem

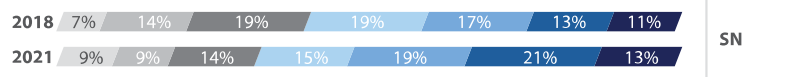
Stacje i rozdzielnie elektroenergetyczne [%]



Ogółem

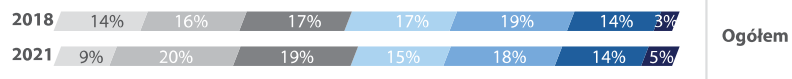


110 kV



SN

Transformatory sieciowe [%]



Ogółem



n < 5 lat



5 lat ≤ n < 10 lat



10 lat ≤ n < 20 lat



20 lat ≤ n < 30 lat



30 lat ≤ n < 40 lat



40 lat ≤ n < 50 lat



n ≥ 50 lat

Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie wyników kontroli.

Przygotowanie planów rozwoju OSD

OSD dokonują budowy i rozbudowy sieci przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dla obszaru swojego działania w oparciu o uzgodniony z Prezesem URE projekt planu rozwoju. Uzgodnienie to oznacza, że taryfa zatwierdzona przez Prezesa URE zapewnia przedsiębiorstwu środki finansowe na realizację zamierzeń wskazanych w projekcie planu rozwoju. Dla OSD uzgodnienie to oznacza obowiązek przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie z obszaru objętego uzgodnionym projektem planu rozwoju. Wyznaczenie poziomu nakładów inwestycyjnych w taryfie oznacza, że odbiorcy energii elektrycznej partycypują w przyszłych nakładach inwestycyjnych, zatem środki te nie mogą być przeznaczane na finansowanie innej działalności niż dystrybucja energii elektrycznej, ani też uczestniczyć w skrótnym finansowaniu zadań poza obszarem działalności dystrybutora.

W okresie objętym kontrolą we wszystkich skontrolowanych OSD obowiązywały plany rozwoju na lata 2017–2022 oraz plany rozwoju na lata 2020–2025. Plany były sporządzane przez OSD wg metodologii i wzoru ustalonego przez Prezesa URE. Projekty planów były uzgadniane z Prezesem URE w wymaganym prawem terminie i zawierały wymagane prawem elementy. Spółki aktualizowały plany rozwoju co trzy lata, tj. zgodnie z przepisami uPe.

Plany rozwoju OSD były sporządzane z uwzględnieniem miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego oraz planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, które OSD uzgadniali z lokalnymi samorządami (gminami), o ile gmina przystąpiła do ich opracowania lub aktualizacji. OSD uwzględniali także złożone wnioski o wydanie warunków przyłączenia, wydane warunki przyłączenia i podpisane umowy o przyłączenie. Na etapie tworzenia

Bezpodstawne obniżenie nakładów na inwestycje w rocznych planach inwestycyjnych na 2020 r. i 2021 r.

planów rozwoju OSD prowadzili także analizy identyfikujące potrzeby inwestycyjne i modernizacyjne w związku z przyłączaniem nowych źródeł wytwórczych oze i magazynów energii.

Polityka właścicielska nie prowadziła do zapewnienia, aby gwarantowany w taryfie przychód na pokrycie zaplanowanych nakładów w rozwój sieci dystrybucyjnej był na ten cel przeznaczony. Dwaj operatorzy systemów dystrybucyjnych nie dokonali inwestycji w kwotach zaplanowanych na 2020 r. Wydatki inwestycyjne w 2020 r. były niższe od 9% do 30% niż przewidywane w planach rozwoju na ten rok. W 2021 r. trzy spółki dystrybucyjne poddane kontroli nie wykonały planów inwestycyjnych. Wartości wydatków były niższe niż zaplanowane o 5% do 48%.

Niektóre działania spółek właścicielskich, zdaniem NIK, stanowiły naruszenie zasad określonych w art. 35 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 oraz art. 9d ust. 1d oraz 1e uPe dotyczących niezależności OSD.

Najwyższa Izba Kontroli podkreśla, że wspólne planowanie finansowe i zarządzanie przepływami finansowymi w Grupie Kapitałowej spółek pełniących rolę OSD nie może prowadzić do utraty niezależności Operatora Systemu Dystrybucyjnego energii elektrycznej, w szczególności w zakresie decyzji dotyczących budowy i modernizacji sieci elektroenergetycznej. Takie podejście jest zgodne ze stanowiskiem Komisji Europejskiej³¹, w którym stwierdzono, że OSD musi posiadać skuteczne uprawnienia decyzyjne, niezależne od innych podmiotów zintegrowanych pionowo, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymania lub rozwijania sieci. W celu realizacji tych zadań OSD musi dysponować między innymi niezbędnymi zasobami, w tym zasobami ludzkimi, technicznymi, rzeczowymi i finansowymi. Ponadto plan finansowy, choć może być przyjęty przez podmioty zintegrowane pionowo, musi być zgodny z wymogiem zapewnienia, aby OSD dysponował wystarczającymi środkami finansowymi na utrzymanie i rozbudowę istniejącej infrastruktury.

Nieuwzględnianie przez Prezesa URE odmów przyłączenia w zatwierdzaniu planów rozwoju

W okresie objętym kontrolą Prezes URE dokonywał oceny planów rozwoju OSD. W URE wprowadzono Procedurę w sprawie uzgadniania planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i jego aktualizacji (dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej) oraz stanowisko i wytyczne Prezesa URE, zamieszczone w Komunikatach Prezesa URE nr 11/2010 z dnia 1 lipca 2010 r. i nr 35/2013 z dnia 30 października 2013 r. (w przypadku pozostałych przedsiębiorstw energetycznych), a także Wytyczne, zawierające tabele będące elementem modelu służącego do oceny planów rozwoju.

Prezes URE udostępnił Kwestionariusz projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, który stanowił instrukcję sporządzania projektu planu rozwoju dla OSD.

Prezes URE nie dokonywał modyfikacji w opracowanym modelu oceny planów rozwoju OSD w zakresie inwestycji w te odcinki sieci elektroenergetycznej, w przypadku których wydawano odmowy wydania warunków przyłączenia lub odmowy przyłączenia.

W przypadku niezrealizowania przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne planów rozwoju na dany rok, Prezes URE uwzględniał brak realizacji tych planów w taryfach zatwierdzanych na kolejny okres.

OSD sporządzali plany rozwoju, na okres nie krótszy niż pięć lat i przedkładali je Prezesowi URE. Plany te podlegały aktualizacji co trzy lata.

Wszystkie zbadane szczegółowo w ramach kontroli plany rozwoju (pięć planów na lata 2020–2025) zawierały listy projektów inwestycyjnych przewidzianych

³¹ Nota interpretacyjna do dyrektywy 2009/72/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz dyrektywy 2009/73/WE dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego; dokument roboczy służb Komisji, Bruksela 22 stycznia 2010 r.; https://energy.ec.europa.eu/system/files/2014-10/2010_01_21_the_unbundling_regime_0.pdf.

do realizacji w danym okresie, wskazujące konkretne lokalizacje zaplanowanych działań (projektów) inwestycyjnych. W planach nie zawarto jednak szczegółowego uzasadnienia dla wybranych konkretnych miejsc inwestycji. Plany nie zawierały także danych na temat odmów wydanych przez OSD w poprzednim okresie i ich wpływu na wybór projektów do realizacji. Tymczasem odmowy wydawane były przez OSD m.in. ze względu na brak warunków technicznych przyłączenia, a zatem, w przypadku dużej liczby odmów w danej lokalizacji, inwestycja w sieć w tym miejscu mogłaby być zasadna. Kwestia ta nie była analizowana przez Prezesa URE na etapie analizy projektów planów rozwoju.

Prezes URE nie ingerował w zakres rzeczowy inwestycji planowanych i realizowanych przez OSD, ponieważ, jego zdaniem, to OSD miały pełną wiedzę dotyczącą potrzeb inwestycyjnych oraz były odpowiedzialne za zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu dystrybucyjnego.

Przedsiębiorstwa energetyczne były zobowiązane do rozbudowy sieci w zakresie uzgodnionym w planie rozwoju. Jeżeli budowa lub rozbudowa sieci została przewidziana w planie rozwoju, przedsiębiorstwo miało zapewnione w taryfie środki niezbędne na sfinansowanie tej inwestycji, tj. spełnione były warunki ekonomiczne przyłączenia.

Planowanie inwestycji rozwojowych bez uwzględniania liczby odmów wydanych w danej lokalizacji oraz rodzaju przyłączenia, który był przedmiotem odmowy, było, w ocenie NIK, działaniem nierzetelnym i nie uwzględniało bardzo istotnego czynnika rozwoju sieci, tj. zapotrzebowania na przyłączenia zgłaszanego przez potencjalnych odbiorców oraz dostawców energii. Brak ingerencji w tym zakresie przez Prezesa URE może prowadzić do sytuacji, w której inwestycje następują jedynie w tych lokalizacjach, w których jest to opłacalne dla OSD (sieć wymaga niewielkich nakładów), co z kolei nie stanowi realizacji zasady równoważenia interesów odbiorców oraz OSD, gdyż w lepszej pozycji ustawia przedsiębiorstwa energetyczne.

Analiza planowanych projektów powinna odbywać się z uwzględnieniem czynnika obszarowego. Inne podejście prowadzi do sytuacji, w której Prezes URE nie ma nadzoru nad pożądanym kierunkiem rozwoju sieci elektroenergetycznej, z uwzględnieniem interesów wszystkich zainteresowanych stron tego procesu.

Odpowiedzialność za rozwój sieci dystrybucji energii ponoszą OSD, jako jednostki odpowiedzialne za bezpieczeństwo sieci, ale Prezes URE, jako organ wskazany w prawie energetycznym do oceny planów rozwoju, powinien sprawować pieczę nad takim ich rozwojem, aby zabezpieczone były zarówno interesy spółek dystrybucyjnych, jak i podmiotów przyłączanych lub wnioskujących o przyłączenie.

Ocena sprawozdań z realizacji planów rozwoju nie uwzględniała danych na temat wydanych odmów przyłączenia

Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z art. 16 ust. 18 ustawy Prawo energetyczne, najwięksi OSD przedkładali Prezesowi URE coroczne sprawozdania z realizacji uzgodnionego planu rozwoju. Prezes URE przeprowadzał analizę odchyień wielkości wykonanych w stosunku do wielkości wcześniej zaplanowanych w zakresie: poniesionych nakładów inwestycyjnych, zmian w zakresie rzeczowym oraz nakładach jednostkowych. Na podstawie tych wartości weryfikowany był stopień realizacji zadań objętych planem oraz dokonywana była ocena jakości planowania przez poszczególnych OSD.

Fakt niewykonania planu lub realizacja planu na poziomie niższym przez przedsiębiorstwo był uwzględniany w kalkulacji taryf.

W procesie analizy sprawozdań z realizacji planów rozwoju Prezes URE nie uwzględniał informacji na temat odmów przyłączenia wydanych w danym okresie i danym rejonie, co NIK ocenia jako działanie nierzetelne.

Prezes URE nie weryfikował szczegółowo realizacji zakresu rzeczowego inwestycji, wynikającego z uzgodnionych planów rozwoju. Weryfikacja każdego zadania inwestycyjnego nie była możliwa ze względu na ich liczebność,

przesunięcia realizacji poszczególnych zadań w czasie, a także ze względu na fakt, iż część zadań było planowanych statystycznie.

Podczas uzgadniania nowej edycji planów rozwoju Prezes URE wskazywał przedsiębiorstwu fakt wykonania niższego poziomu nakładów, przedstawionych w sprawozdaniu z realizacji planu rozwoju niż uzgodniono. Następnie zwracał się z prośbą do przedsiębiorstwa o ponowną weryfikację zaplanowanych nakładów i uwzględnienie poziomu nakładów z lat wcześniejszych.

5.4. DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z ODMOWAMI PRZYŁĄCZENIA DO SIECI ŹRÓDEŁ OZE, MAGAZYNÓW ENERGII ORAZ ODBIORCÓW

Przedsiębiorstwa energetyczne wypełniały obowiązek powiadamiania Prezesa URE o odmowach przyłączenia do sieci oze. Prezes URE prawidłowo ocenił istnienie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie. NIK oceniła, że zasadne jest bardziej szczegółowe uzasadnianie odmów przyłączenia przez Prezesa URE, gdyż obecnie stosowane nie pozwala ocenić, czy odmowa jest zasadna, przez co ogranicza prawa podmiotów do pełnej informacji o powodach odmowy. W trakcie rozstrzygania sporów pomiędzy wnioskodawcą a przedsiębiorstwem energetycznym o przyłączenie oze Prezes URE wielokrotnie naruszał przepisy k.p.a., m.in. dotyczące terminowego załatwiania sprawy, powiadamiania stron o niezakończonym w terminie i nieterminowym rozpatrywaniu ponagleń. NIK stwierdziła również brak szczegółowej analizy przedkładanych przez przedsiębiorstwa energetyczne ekspertyz.

Informowanie Prezesa URE o odmowach zawarcia umów o przyłączenie

Art. 7 ust. 1 ostatnie zdanie (od 21 grudnia 2022 r. do dnia 7 września 2023 r. – art. 7 ust. 11) uPe stanowił, że przedsiębiorstwo energetyczne, które odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Realizując ten obowiązek, OSD zgłaszali do Prezesa URE informacje o odmowach zawarcia umów o przyłączenie w odniesieniu do źródeł oze, magazynów energii oraz odbiorców końcowych.

Podstawowe zasady dotyczące zgłaszania Prezesowi URE odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej zostały określone w „Stanowisku Prezesa URE nr 10/2010 z dnia 29 czerwca 2010 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 1 i art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne)”.

Brak szczegółowego uzasadniania odmów o przyłączenie oze

Zgodnie z art. 7 ust. 1 (od 21 grudnia 2022 r. art. 7 ust. 11) prawa energetycznego OSD nie mają obowiązku szczegółowego uzasadniania odmów, a Prezes URE nie został zobowiązany przez ustawodawcę do oceny tego uzasadnienia pod kątem jakości merytorycznej. Prezes URE dokonywał oceny istnienia publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie w toku postępowań prowadzonych w trybie art. 8 prawa energetycznego. Sposób uzasadniania odmów przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych został określony w Stanowisku Prezesa URE nr 10/2010.

Zdaniem NIK, mimo braku obowiązku po stronie URE, zasadne jest bardziej szczegółowe uzasadnianie odmów przyłączenia, gdyż jego brak nie pozwala w pełni ocenić, czy odmowa jest zasadna, przez co ograniczone są prawa podmiotów do pełnej informacji o powodach odmowy.

Oddziały Terenowe URE weryfikowały, czy wszystkie OSD złożyli do Prezesa URE informacje, dotyczące każdego przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Dokonywały tego w toku

prorowadzonego monitoringu funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz utrzymywania sieci w należywym stanie technicznym. Przedmiotem badania Oddziałów Terenowych URE w ramach działań monitoringowych było między innymi ustalenie liczby odmów przyłączenia do sieci wydanych przez poszczególnych OSD. Dodatkowo, weryfikacja w tym zakresie prowadzona była w ramach gromadzenia danych na potrzeby opracowania sprawozdań z działalności Prezesa URE oraz raportu, o którym mowa w art. 23 ust. 2a uPe, jak również w toku prowadzonych postępowań w sprawie rozstrzygnięcia sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

W okresie od 2018 r. do połowy 2022 r. zgłoszono do Prezesa URE 8817 przypadków odmów przyłączenia do sieci, w tym 8624 przypadki dotyczyły odmów wydanych przez pięciu największych OSD.

Nieterminowe wydanie warunków przyłączenia do sieci

W ramach monitoringu terminów wydania warunków przyłączenia stwierdzono w 2019 r. dwa przypadki niedotrzymania terminów wydania warunków przyłączenia i ustalono kary w łącznej wysokości 1093,5 tys. zł. Kara nałożona na jednego z OSD została zapłacona. Natomiast postępowanie w sprawie drugiego OSD zostało zakończone wydaniem w dniu 29 grudnia 2021 r. decyzji nakładającej na przedsiębiorstwo karę w wysokości 262,5 tys. zł, od której OSD wniósł odwołanie. Do czasu zakończenia czynności kontrolnych NIK postępowanie odwoławcze było w toku, a decyzja była nieprawomocna i niewymagalna. W konsekwencji wymierzona przez Prezesa kara, do dnia zakończenia czynności kontrolnych, czyli do 16 stycznia 2023 r. nie została zapłacona.

Prezes URE badał przypadki niepowiadomienia o wydanych odmowach przyłączenia. W okresie objętym kontrolą Prezes URE stwierdził brak powiadomienia o dwóch przypadkach wydanych odmów przyłączenia.

Zgodnie z rozdziałem 7 (art. 56) prawa energetycznego, za wyjątkiem możliwości nałożenia kary pieniężnej za brak powiadomienia o odmowie przyłączenia do sieci, obowiązujące przepisy nie przewidywały innych sankcji ani środków dyscyplinujących, jakie mógłby zastosować Prezes URE w przypadku zaistnienia takich nieprawidłowości.

W okresie od 2018 r. do połowy 2022 r. do Prezesa URE wpłynęło łącznie 708 wniosków o rozstrzygnięcie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci lub zawarcia umowy o przyłączenie do sieci na mocy art. 8 ust. 1 prawa energetycznego. Spory były rozstrzygane na podstawie przepisów uPe oraz na podstawie przepisów k.p.a. Spośród wniosków o rozstrzygnięcie sporu, 35 spraw zakończyło się stwierdzeniem braku obowiązku zawarcia umowy, natomiast w przypadku 26 spraw Prezes URE nakazał zawarcie umowy. Na koniec czerwca 2022 r. 557 spraw było w toku.

Naruszenie przepisów k.p.a. przez Prezesa URE w trakcie rozstrzygania sporów dotyczących odmów przyłączenia do sieci i zawarcia umów o przyłączenie

W ramach zbadanych w toku kontroli NIK 31 spraw dotyczących odmowy przyłączenia stwierdzono:

1. W 18 przypadkach spośród 31 zbadanych spraw postępowania administracyjne były prowadzone dłużej niż przewidywały przepisy k.p.a., tj. powyżej dwóch miesięcy dla spraw szczególnie skomplikowanych.

Było to spowodowane skomplikowanym charakterem spraw, koniecznością prowadzenia analiz, wykładni przepisów, uzyskiwania wyjaśnień od wnioskodawców i OSD. W okresie objętym kontrolą występowały utrudnienia spowodowane pandemią, w tym pracą zdalną i absencją chorobową pracowników URE. Pracownicy URE prowadzący postępowania administracyjne byli obciążeni również innymi zadaniami, dochodziło do zmian osób prowadzących sprawę, co dodatkowo wydłużało czas ich zakończenia. Do czynników, które wpływały na długość prowadzonych postępowań należały też częste zmiany i zawiłość przepisów ustawy z 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji

kryzysowych³², które regulowały m.in. kwestie prowadzonych spraw administracyjnych.

2. W 20 przypadkach spośród 31 zbadanych spraw nie informowano stron o niezafatwieniu sprawy w terminie i wyznaczeniu nowego terminu zafatwienia sprawy lub zawiadomienia takie wysyłano do stron po upływie terminu wynikającego z zawiadomienia.

Według wyjaśnień przedstawicieli URE strony nie były informowane o każdym przypadku niezafatwienia spraw w terminie i wyznaczeniu nowego terminu (zgodnie z art. 36 § 1 k.p.a.) ze względu na dużą liczbę prowadzonych spraw i niedobory obsady kadrowej w URE, dużą rotację pracowników i jednoczesne trudności z pozyskaniem nowych pracowników na nieobsadzone stanowiska. Napływ wniosków o rozstrzygnięcie sporów skumulowany był z bardzo dużym wzrostem obciążenia pracowników innymi sprawami, w tym charakteryzującymi się terminami zawitymi postępowaniami sądowymi, co spowodowało brak możliwości niezwłocznego procesowego reagowania w prowadzonych postępowaniach. W prowadzonych postępowaniach administracyjnych koncentrowano się na analizie zgromadzonego materiału dowodowego i wszechstronnej jego ocenie w poszczególnych sprawach, tak aby było możliwe maksymalnie szybkie ich zakończenie.

3. W trzech spośród 31 zbadanych spraw Prezes URE nieterminowo rozpatrzył złożone przez strony ponaglenia.

Według wyjaśnień Urzędu ponaglenia wpływały do URE w okresach, kiedy sprawy, których dotyczyły, były na takim etapie zaawansowania, że mając na uwadze art. 37 § 5 i 8 k.p.a., organ realizował niezbędne działania zmierzające do niezwłocznego zakończenia sprawy, co było rozwiązaniem korzystnym dla stron postępowań. Formą rozpatrzenia ponagleń było zrealizowanie w terminie wskazanym przez k.p.a. działań nakierowanych na zakończenie postępowania. Zdaniem URE, przy ograniczonych zasobach kadrowych i dużej liczbie wniosków o rozstrzygnięcie sporów, taki sposób postępowania wydawał się bardziej efektywny.

4. W dwóch sprawach spośród 31 zbadanych nie pouczone strony o możliwości złożenia ponaglenia.

Było to spowodowane błędem ludzkim, była to bowiem standardowa formuła zawierana w takich pismach.

5. W jednej spośród 31 zbadanych spraw nie zapewniono wnioskodawcy możliwości wypowiedzenia się co do zebranych dowodów i materiałów oraz zgłoszonych żądań, co było niezgodne z art. 10 § 1 k.p.a.

Według wyjaśnień przedstawiciela URE wobec stwierdzenia bezprzedmiotowości postępowania Prezes URE wydał w sprawie umorzenia postępowania administracyjnego na podstawie art. 105 § 1 k.p.a. Zdaniem URE, nie zachodziły w tym przypadku przesłanki do podejmowania jakiegokolwiek czynności związanej z postępowaniem dowodowym, w tym do zapoznawania stron ze zgromadzonym w sprawie materiałem dowodowym.

W ocenie NIK zastosowanie przepisu art. 10 § 1 k.p.a. jest ograniczane wyłącznie do przypadków, o których mowa w art. 10 § 2 k.p.a., tj. przypadków, gdy zafatwienie sprawy nie cierpi zwłoki ze względu na niebezpieczeństwo dla życia lub zdrowia ludzkiego albo ze względu na grożącą niepowetowaną szkodę materialną. W tej sprawie takie okoliczności nie zachodziły, zatem niezgodne z przepisami było pozbawienie wnioskodawcy możliwości wypowiedzenia się co do zebranych dowodów (w tym wyjaśnień OSD uzyskanych na etapie tego postępowania). Skoro postępowanie zostało wszczęte oraz zakończone wydaniem decyzji, to należało także zapewnić wnioskodawcy możliwość zapoznania się i wypowiedzenia co do zebranych w sprawie dowodów.

³² Dz. U. z 2023 r. poz. 1327

6. W pięciu sprawach spośród 31 poddanych szczegółowej analizie zawiadomienie o wszczęciu postępowania w sprawie o rozstrzygnięcie sporu zostało wystosowane do stron w terminie powyżej jednego miesiąca od dnia wpływu wniosku do URE.

Przedstawiciel URE wyjaśnił, że strony postępowań zostały zawiadomione o ich wszczęciu wraz z wezwaniem do przedstawienia niezbędnych dokumentów i wyjaśnień. Takie kompleksowe zawiadomienie uzasadnione było ekonomią postępowania przy ograniczonych zasobach kadrowych i było możliwe dopiero po przeanalizowaniu dokumentów przedłożonych przez wnioskodawców.

W ramach dziewięciu postępowań wśród 31 zbadanych spraw Prezes URE oparł się na ekspertyzach przedstawionych przez OSD bez dokonania ich szczegółowej analizy.

Zgodnie z wyjaśnieniami URE ekspertyzy, które były przekazywane w postępowaniach przez OSD, zostały sporządzone w trybie realizacji przez operatora systemu dystrybucyjnego przepisów art. 7 ust. 8e prawa energetycznego w przypadku wystąpienia o zawarcie umowy o przyłączenie do sieci. Ekspertyzy dotyczyły ustalenia wpływu na system elektroenergetyczny urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV. Prezes URE wskazał, że ekspertyzy nie były sporządzane dla potrzeb uzasadnienia odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci źródeł. W toku postępowania wnioskodawcy nie kwestionowali merytorycznych ustaleń wynikających z tych ekspertyz. Sporządzane w trybie art. 7 ust. 8e pkt 1 prawa energetycznego ekspertyzy dotyczą stricte technicznych aspektów ich wpływu na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej.

Jednak niezależnie od tego, w ramach jakiej procedury ekspertyza została sporządzona przez OSD, organ przyjął ją jako dowód w ramach prowadzonego postępowania. Powinien zatem, zdaniem NIK, poddać ją wnikliwej ocenie, a nie przyjmować jej wyniki bez dokonania własnej analizy dowodu. Prezes URE przyjął jednak wynikające z nich wnioski, bez dokonania samodzielnej, pogłębionej analizy przyjętych założeń.

Kontrola wykazała, że sprawy administracyjne prowadzone przez Prezesa URE były długotrwałe i wieloaspektowe oraz wymagały uwzględnienia specyfiki danej sprawy. Sprawy te cechowały się złożonymi, wymagającymi wnikliwej analizy stanami faktycznymi oraz wymagały wykładni przepisów prawa, jak również uzyskania szczegółowych wyjaśnień stron postępowania oraz organów samorządu terytorialnego. Zdaniem NIK zasadne byłoby wprowadzenie w procedurze rozpatrywania sporów na podstawie przepisów ustawy prawo energetyczne – mediacji, o której mowa w rozdziale 5a k.p.a. Jest to szczególnie istotne w sytuacjach, które dotyczą odmów przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV lub tych, które są istotne ze względów społecznych. Mediacja pomaga znaleźć kompromis nawet w złożonych sprawach, a na skomplikowany charakter spraw powoływał się często Prezes URE, informując strony o niezafatwieniu spraw w terminie. Mediacja może także wpłynąć na istotne skrócenie czasu załatwiania spraw.

W celu pozyskania kadr do obsługi m.in. spraw związanych z prowadzeniem postępowań w sprawie odmów przyłączenia, Urząd prowadził nabory, a także podejmował działania mające na celu wsparcie kadrowe w postaci organizacji wolontariatów, praktyk studenckich oraz sporządzania ofert wysyłanych do Krajowej Szkoły Administracji Publicznej. Departament obsługujący w URE proces rozpatrywania wniosków zgłaszał zapotrzebowanie oddelegowania lub uzyskania finansowania (np. zlecenie, nagroda specjalna przy wsparciu wewnętrznym) dla pracownika z wykształceniem technicznym oraz na finansowanie biegłych na potrzeby rozstrzygania sporów. Problemy z pozyskaniem i utrzymaniem w zatrudnieniu pracowników miały związek

Brak szczegółowej analizy przez Prezesa URE ekspertyz przedkładanych przez OSD

Brak skutecznych działań URE w celu pozyskania pracowników

z ograniczonymi możliwościami finansowymi Prezesa URE oraz wymaganiami finansowymi, jakie przedstawiali kandydaci do pracy.

W URE nie została opracowana odrębna procedura dotycząca analizy wniosków o wydanie decyzji w sprawie budowy linii bezpośrednich, a każda sprawa – ze względu na uwarunkowania faktyczne i prawne – wymagała indywidualnego podejścia.

Prezes URE prawidłowo prowadził sprawy dotyczące wniosków o budowę linii bezpośredniej

W okresie objętym analizą do Prezesa URE wpłynęły cztery wnioski, które były rozpatrywane w procedurze analizy wniosków o wydanie decyzji w sprawie budowy linii bezpośredniej. Dwa z nich, które zakończyły się wydaniem przez Prezesa URE decyzji o odmowie wydania zgody na budowę, gdyż nie wypełniały definicji ustawowej linii bezpośredniej. Jedna sprawa zakończyła się wydaniem postanowienia o zwrocie wniosku na podstawie art. 261 § 2 k.p.a., zaś jedna pozostawała w trakcie rozpatrywania.

5.5. SPRAWOWANIE NADZORU WŁAŚCICIELSKIEGO NAD OSD

Spółki właścicielskie OSD wykonywały prawa właścicielskie, w tym decydowały o podziale zysku i planach inwestycyjnych oraz finansowych spółek dystrybucyjnych.

W okresie objętym kontrolą w OSD obowiązywały strategie rozwoju grup kapitałowych, które zawierały cele, inicjatywy dotyczące działalności z zakresu dystrybucji energii i rozwoju elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.

W okresie objętym kontrolą nakłady inwestycyjne OSD stanowiły od 29,1% do 58,4% nakładów inwestycyjnych grup kapitałowych, w których działały.

Zysk netto, w skontrolowanych OSD, w poszczególnych latach objętych kontrolą wyniósł łącznie:

- za 2018 r. – 2531,9 mln zł;
- za 2019 r. – 2293,7 mln zł;
- za 2020 r. – 2785,8 mln zł;
- za 2021 r. – 3272,9 mln zł.

Zysk netto przeznaczany był: na dywidendy (w przypadku dwóch OSD w niektórych latach w kontrolowanym okresie cały wypracowany zysk netto był przeznaczany na dywidendę) oraz na kapitał zapasowy lub rezerwowy.

Zadłużenie jednego z kontrolowanych OSD rosło systematycznie od 2016 r. Do 2021 r. wzrosło prawie dwukrotnie.

Jedna ze spółek właścicielskich w sposób nieuprawniony wydawała zalecenia dla OSD ograniczające wysokość nakładów inwestycyjnych. Szczegółowy opis został zamieszczony w rozdziale 5.3.

5.6. PRZYŁĄCZANIE NOWYCH ŹRÓDEŁ OZE, W TYM PROSUMENTÓW

Wraz ze wzrostem liczby wniosków o przyłączenie do sieci oze (prócz mikroinstalacji) rosła liczba odmów uzasadnianych brakiem warunków technicznych, co wskazuje w ocenie NIK na niedostosowanie instalacji sieciowych do zapotrzebowania. NIK zwróciła uwagę na problem „blokowania mocy” w sytuacji, gdy wnioskodawca uzyskał warunki przyłączenia, lecz nie realizuje inwestycji. Ponieważ warunki przyłączenia są ważne przez dwa lata – na taki okres blokowana jest możliwość wydania warunków przyłączenia innym wnioskodawcom w danym obszarze.

Skala przyłączeń do sieci dystrybucyjnej

W latach 2018–2022 (pierwsze półrocze) do trzech skontrolowanych OSD wpłynęło łącznie 940,4 tys. zgłoszeń/wniosków o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej instalacji oze, o łącznej mocy 47 337 MW, z tego: 924,3 tys. zgłoszeń o przyłączenie mikroinstalacji o łącznej mocy 6746 MW; 8911 wniosków o przyłączenie małych instalacji o łącznej mocy 7483 MW oraz

7138 wniosków o przyłączenie pozostałych instalacji oze o łącznej mocy 33 107 MW.

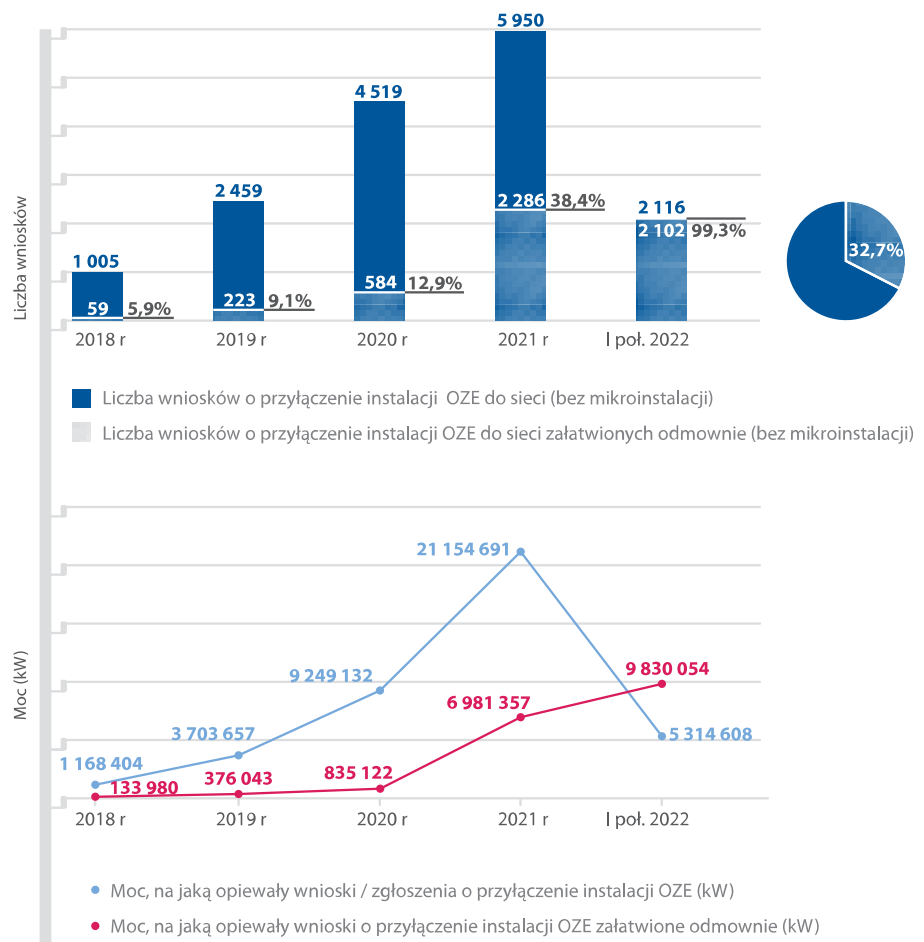
Zgłoszenia/wnioski dotyczyły przyłączenia: 939,8 tys. instalacji fotowoltaicznych, 295 wiatrowych, 202 biogazowni, 84 instalacji wodnych, pięciu instalacji na biomasę oraz 32 innych instalacji.

Wzrost liczby odmów przyłączenia oze do sieci

W okresie objętym kontrolą OSD wydały łącznie 5254 odmów przyłączenia instalacji oze (bez mikroinstalacji). Liczba odmów rosła sukcesywnie w okresie objętym kontrolą. Liczba wniosków o przyłączenie instalacji oze (bez mikroinstalacji) załatwionych odmownie stanowiła w okresie objętym kontrolą 32,7% wszystkich złożonych wniosków w tym okresie. Udział odmów rósł systematycznie w okresie objętym kontrolą od 5,9% w 2018 r. do 99,3% w pierwszym kwartale 2022 r. złożonych wniosków o przyłączenie instalacji oze innych niż mikroinstalacje.

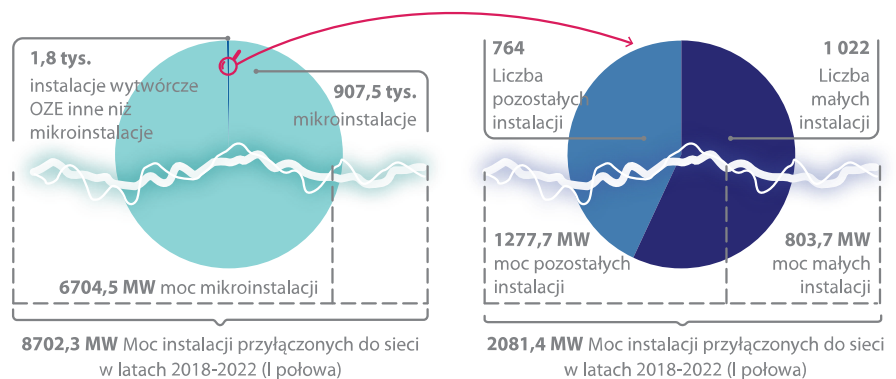
Infografika nr 5

Wnioski i odmowy przyłączeń instalacji oze do sieci



Źródło: Opracowanie własne NIK na podstawie wyników kontroli

Infografika nr 6 Instalacje oze przyłączone do sieci



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie wyników kontroli.

W latach 2018-2022 (I połowa) przyłączono do sieci łącznie 909,1 tys. instalacji oze, z czego 908,9 tys. to mikroinstalacje, zaś 1,8 tys. to instalacje wytwórcze oze inne niż mikroinstalacje. Moc instalacji przyłączonych do sieci wyniosła łącznie 8705 MW (z czego moc mikroinstalacji wyniosła 6704,5 MW).

Z danych PTPiREE wynika, że od początku 2019 r. do końca marca 2023 r. liczba mikroinstalacji przyłączonych przez OSD do sieci elektroenergetycznych uległa blisko 23-krotnemu wzrostowi (z 54,2 tys. do 1243,3 tys.), przy jednoczesnym ponad 28-krotnym wzroście mocy zainstalowanej w mikroinstalacjach (z poziomu 342,9 MW do 9640,4 MW).

Liczba wniosków o przyłączenie do sieci magazynów energii złożonych do OSD wyniosła w okresie objętym kontrolą łącznie 508. Na koniec I półrocza 2022 r. przyłączonych do sieci było dziewięć magazynów energii. Odmowy przyłączenia do sieci nastąpiły w 149 przypadkach dotyczących magazynów.

O wydanych odmowach operatorzy systemów dystrybucyjnych informowali Prezesa URE, który uznał sześć odmów wydanych w okresie objętym kontrolą za niezasadne.

Skutek niezawarcia umowy o przyłączenie

W efekcie kontroli stwierdzono, że okres, jaki upływa od daty wydania warunków przyłączenia oze do sieci OSD do dnia upływu ważności warunków (dwa lata), w przypadku niezawarcia umowy o przyłączenie, przy niedostatecznej przepustowości sieci, ogranicza możliwość przyłączenia innych oze, którym ze względu na „blokowanie” mocy OSD odmawia w tym czasie wydania warunków przyłączenia. OSD zwraca uwagę na potrzebę skrócenia okresu związania przedsiębiorstwa energetycznego warunkami przyłączenia określonymi dla lądowych instalacji oze, wskazując okres dwunastu miesięcy od dnia ich doręczenia jako optymalny.

OSD wykonywali ekspertyzy wpływu na system elektroenergetyczny urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV.

Wszyscy OSD zamieszczali na swoich stronach internetowych informacje dotyczące wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości.

5.7. PRZYŁĄCZANIE NOWYCH ODBIORCÓW, W TYM PUNKTÓW ŁADOWANIA SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) do trzech OSD poddanych kontroli łącznie wpłynęło 1788,9 tys. wniosków o przyłączenie instalacji energii elektrycznej. W tym samym okresie OSD dokonali przyłączenia 1056,5 tys. instalacji i odmówili wydania warunków przyłączenia lub ich zmiany dla 3,9 tys. instalacji odbiorczych.

OSD prawidłowo rozpatrywali objęte badaniem wnioski o określenie/ zmianę warunków przyłączenia do sieci nowych odbiorców.

W okresie od 2018 r. do połowy 2022 r. do OSD złożono łącznie 2,7 tys. wniosków o przyłączenie ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych, z czego dwa zrealizowano odmownie. W okresie objętym kontrolą zrealizowano łącznie 908 przyłączy ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych.

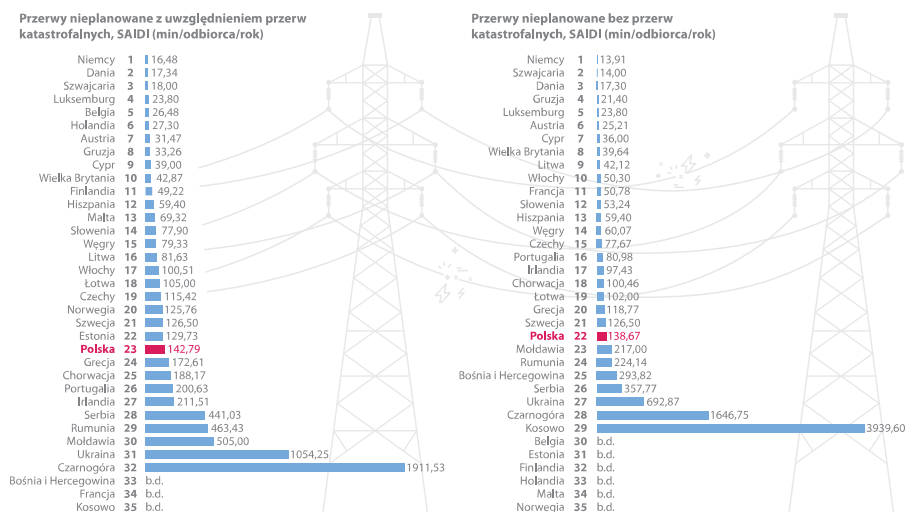
5.8. ZAPEWNIENIE NIEPRZERWANYCH DOSTAW WYSOKIEJ JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ ODBIORCOM KOŃCOWYM

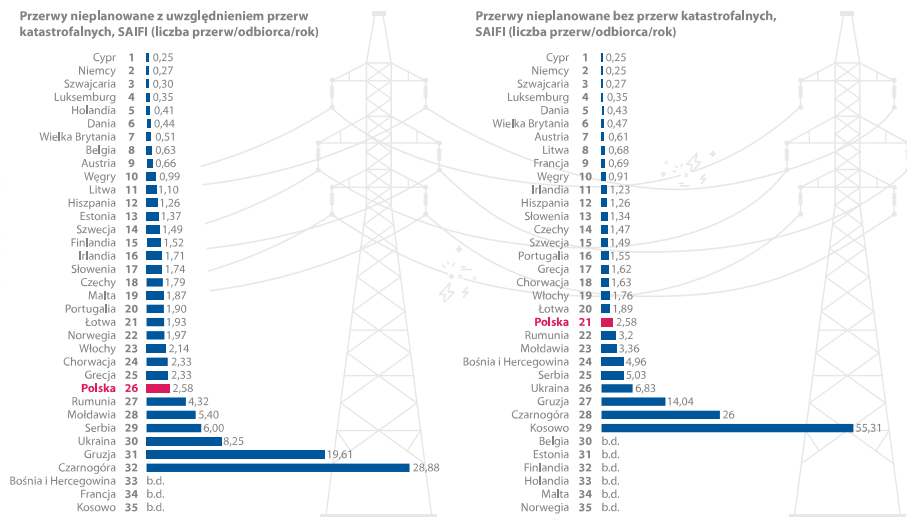
Niska jakość dostarczanej energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI)

Według danych wynikających z raportu CEER w 2018 r. Polska zajmowała 23 pozycję na 32 państwa europejskie (dla których dane były dostępne), biorąc pod uwagę wartości wskaźnika SAIDI bez przerw katastrofalnych nieplanowanych oraz 22 pozycję na 29 państw europejskich (dla których dane były dostępne), biorąc pod uwagę wskaźnik SAIDI z uwzględnieniem wszystkich przerw nieplanowanych. Z kolei biorąc pod uwagę wartość wskaźnika SAIFI bez przerw katastrofalnych nieplanowanych, Polska znalazła się na 26 miejscu spośród 32 państw europejskich (dla których wskazano dane w raporcie CEER) oraz na 21 pozycji z 29 państw europejskich (dla których wskazano w raporcie dane), biorąc pod uwagę wskaźnik SAIFI z uwzględnieniem przerw katastrofalnych.

Infografika nr 7

Przerwy w dostawach energii elektrycznej





Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie danych z „7th CEER-ECRB benchmarking report of the quality of electricity and gas supply” opublikowanego przez CEER w dniu 22 grudnia 2022 r.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych ustalali i analizowali wskaźniki przerw w zasilaniu, wprowadzili także systemy monitorowania tych wskaźników lub przygotowali systemy informatyczne do zbierania i analizy informacji na temat jakości dostarczanej energii.

Infografika nr 8

Zmiany liczby i długości przerw w dostawach energii w trzech skontrolowanych OSD

		2018	2019	2020	2021	I poł. 2022	
SAIDI	nieplanowane bez przerw katastrofalnych (min./odb.)	204,49 145,15 106,95	196,65 123,64 138,68	200,41 106,26 98,02	271,22 137,46 118,49	265,47 339,67 65,28	
	nieplanowane z przerwami katastrofalnymi (min./odb.)	211,81 152,68 107,18	202,27 124,65 140,49	210,71 106,81 98,42	334,10 139,89 122,73	362,86 476,57 65,78	
	planowane bez przerw katastrofalnych (min./odb.)	87,40 47,40 45,35	58,24 24,01 40,37	39,81 16,09 26,60	33,44 12,52 27,96	15,60 7,57 16,36	
	planowane z przerwami katastrofalnymi (min./odb.)	87,40 47,40 45,35	58,25 24,01 40,37	39,81 16,09 26,60	33,44 12,52 27,96	15,60 7,57 16,36	
	SAIFI	nieplanowane bez przerw katastrofalnych (szt./odb.)	3,45 2,95 2,25	3,57 2,82 2,41	3,43 2,44 2,00	4,07 2,60 2,23	3,18 3,29 1,33
		nieplanowane z przerwami katastrofalnymi (szt./odb.)	3,45 2,96 2,25	3,57 2,82 2,41	3,44 2,44 2,00	4,09 2,60 2,23	3,23 3,34 1,33
		planowane bez przerw katastrofalnych (szt./odb.)	0,47 0,27 0,33	0,31 0,16 0,28	0,24 0,11 0,19	0,19 0,08 0,19	0,09 0,05 0,11
		planowane z przerwami katastrofalnymi (szt./odb.)	0,47 0,27 0,33	0,31 0,16 0,28	0,24 0,11 0,19	0,19 0,08 0,19	0,09 0,05 0,11
MAIFI		szt./odb.	8,84 4,57 3,33	8,56 4,79 3,42	7,93 4,03 2,78	8,68 4,82 3,09	5,38 5,02 1,67



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie wyników kontroli.

Działania na rzecz poprawy jakości energii

Wartość wskaźnika SAIDI dla skontrolowanych OSD za 2021 r. wyniosła 169,9 min/odbiorcę/rok, zaś wskaźnika SAIFI – 2,8 odbiorcy/rok. Oznacza to, że oba wskaźniki były wyższe niż w 2018 r. (kiedy wynosiły odpowiednio: 133 oraz 2,5), w 2019 r. (138,5 i 2,6) oraz 2020 r. (118,6 i 2,2). Tym samym nie został spełniony warunek zawarty w PEP2040 dotyczący stałej poprawy wskaźników SAIDI i SAIFI. Może to świadczyć o zagrożeniu osiągnięcia wartości docelowej wskaźnika SAIDI w wysokości nie większej niż 85 min/odbiorcę/rok w 2030 r.

Efektorem zrealizowanych w latach 2018–2021 przez OSD inwestycji dotyczących sieci dystrybucyjnej była poprawa (obniżenie) w 2021 r. w porównaniu

z 2018 r.) wartości wskaźnika SAIDI w przypadku dwóch OSD: obniżenie o 38,3% (z 45,35 do 27,96) oraz o 48,6% (ze 149,94 do 77,06). W przypadku ostatniego kontrolowanego OSD nastąpiło pogorszenie wskaźnika SAIDI o 23% (z 299 do 368).

Wskaźnik SAIFI uległ obniżeniu w okresie od 2018 r. do 2021 r. w przypadku dwóch OSD: o 42,4% (z 0,33 do 0,19) oraz o 36% (z 3,03 do 1,94). W przypadku ostatniego ze skontrolowanych OSD wskaźnik SAIFI wzrósł o 9,2% (z 3,92 do 4,28).

Zwiększenie wartości wskaźników SAIDI i SAIFI w 2021 r. w przypadku jednego z OSD poddanych kontroli w porównaniu do lat poprzednich było skutkiem wystąpienia w tym roku skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych. W 2021 r. wystąpiło 17 dni krytycznych (w 2020 tylko cztery). W 2022 r. wskaźniki wykazują tendencję wzrostową ze względu na gwałtowne zjawiska pogodowe. Dotyczyło to głównie sieci SN napowietrznych, które są mniej odporne na niekorzystne warunki atmosferyczne.

W OSD ustanawiano kluczowe wskaźniki efektywności dla kadry zarządzającej, w tym m.in. cele związane z poprawą niezawodności pracy sieci. Ponadto OSD uwzględniali potrzeby inwestycyjne w zakresie działań nakierowanych na poprawę efektywności funkcjonowania sieci dystrybucyjnej oraz jakości dostaw energii w przygotowywanych planach rozwoju.

Ilość i wartość niedostarczonej energii

W okresie objętym kontrolą występowały przerwy w dostawach energii zarówno planowane, jak i nieplanowane. W ich efekcie ilość niedostarczonej energii elektrycznej wyniosła łącznie 166 tys. MWh. Ilość niedostarczonej energii w wyniku przerw nieplanowanych malała w latach 2019–2020 w stosunku do roku poprzedniego. W 2021 r. nastąpił jednak wzrost ilości niedostarczonej energii w związku z nieplanowanymi przerwami o 50% w stosunku do roku 2020, zaś w 2022 r. (I połowa) wyniósł on ok. 40% w porównaniu z rokiem poprzednim. Biorąc pod uwagę średnie ceny energii dla poszczególnych lat objętych kontrolą publikowane przez Prezesa URE na stronie internetowej szacunkowa łączna wartość energii niedostarczonej wyniosła 53 269,75 tys. zł.

Wzrost liczby wniosków o bonifikaty

Dla grup przyłączeniowych IV i V (mały biznes i gospodarstwa domowe) dopuszczalny czas planowanej przerwy w dostawie prądu wynosi jednorazowo 16 godzin, a w ciągu roku do 35 godzin. Dla przerw nieplanowanych to jednorazowo 24 godziny oraz 48 godzin w ciągu roku. W przypadku ich przekroczenia odbiorcy mogą ubiegać się o bonifikaty.

W okresie od 2018 r. do I połowy 2022 r. łącznie udzielono 1078 bonifikat na kwotę 7645,17 tys. zł.

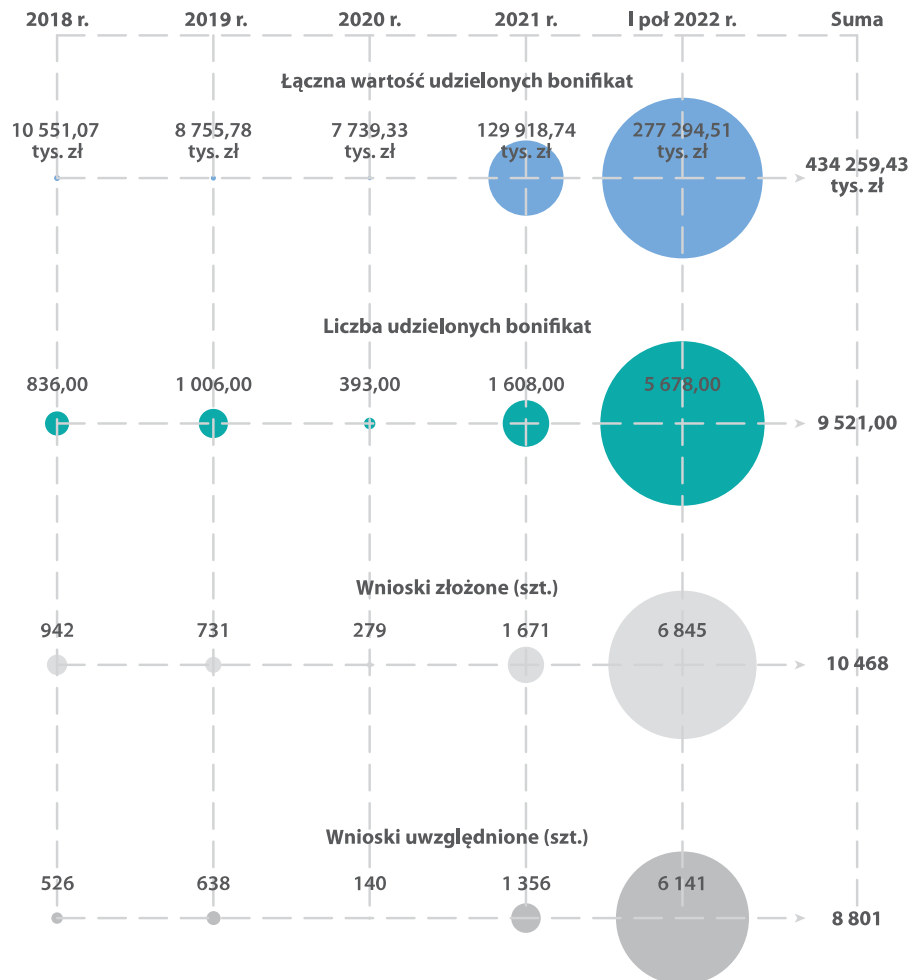
Spółki wypłacały odbiorcom bonifikaty m.in. za:

- 1) każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy końcowemu przyłączonemu do sieci – udzielono 8,4 tys. bonifikat na łączną kwotę 1503,36 tys. zł;
- 2) niepowiadomienie, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej – udzielono 613 bonifikat na kwotę 56,72 tys. zł;
- 3) niepowiadomienie w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikacji elektronicznej, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej – udzielono 11 bonifikat na kwotę 3,71 tys. zł;
- 4) przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi – udzielono 310 bonifikat na kwotę 67,96 tys. zł;
- 5) przedłużenie czternastodniowego terminu sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego lub czternastodniowego terminu laboratoryjnego sprawdzenia prawidłowości działania układu

pomiarowo-rozliczeniowego – udzielono 107 bonifikat na kwotę 27,54 tys. zł.

W okresie objętym kontrolą do kontrolowanych OSD wpłynęło łącznie prawie 10,5 tys. wniosków o udzielenie bonifikat. 8,8 tys. z nich zostało uwzględnionych, a 1,3 tys. odrzucono. Liczba składanych przez odbiorców wniosków o bonifikaty rosła skokowo od 2021 r. W 2021 r. wzrosła ona prawie sześciokrotnie w porównaniu z rokiem poprzednim, a w I połowie 2022 r. ponad czterokrotnie w stosunku do roku 2021 oraz prawie dwudziestopięciokrotnie w porównaniu z rokiem 2020.

Infografika nr 9
Wnioski o bonifikaty



Źródło: opracowanie własne NIK na podstawie wyników kontroli.

OSD wskazywali jako podstawowe przyczyny wzrostu liczby wniosków o bonifikaty m.in.:

- występowanie awarii w sieciach energetycznych będących następstwem niekorzystnych warunków atmosferycznych (silny wiatr, szadź, opady śniegu);
- dynamiczny rozwój oze, w tym skokowy wzrost skali przyłączanych mikroinstalacji, co przekładało się na zakłócenia pracy sieci elektroenergetycznej.

Naruszenia w procesie udzielania bonifikat

Dwaj z trzech poddanych kontroli OSD naruszali termin na rozpatrzenie wniosków dotyczących udzielenia bonifikaty. W przypadku pierwszego z nich około 25% spraw dotyczących udzielenia bonifikaty w związku z przerwami w dostarczaniu energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do sieci zrealizowano w terminie powyżej 30 dni od złożenia wniosku o udzielenie bonifikaty. W trakcie kontroli stwierdzono również niezgodności w zakresie dopełnienia obowiązku pisemnego informowania odbiorców o sposobie załatwienia wniosku w przypadkach przedłużenia terminu rozpatrywania wniosku o udzielenie bonifikaty u tego OSD. Druga ze Spółek rozpatrzyła około 4% wszystkich wniosków z naruszeniem terminu określonego przepisami.

Jako przyczyny opóźnień OSD wskazali przede wszystkim zmasowane awarie występujące w okresie występowania nagłych silnych zjawisk atmosferycznych, co przekładało się na dużą ilość składanych wniosków o bonifikatę w zbliżonym czasie i wydłużony czas ich rozpatrywania.

NIK zauważa, że wzrost poziomu skablowania sieci dystrybucyjnej mogły wpłynąć na obniżenie skali składanych wniosków o udzielenie bonifikat dzięki większej odporności sieci na zjawiska pogodowe, a co za tym idzie zapobiec konieczności wypłat bonifikat w związku z przerwami w dostawach spowodowanymi zjawiskami pogodowymi.

Sposoby zgłaszania reklamacji

Odbiorcy mieli możliwość zgłoszenia reklamacji:

- osobiście;
- telefonicznie;
- listownie;
- za pomocą e-mail;
- poprzez aplikację.

Żaden OSD nie oferował możliwości zgłoszenia reklamacji poprzez SMS ani z wykorzystaniem chatbota. Dwaj spośród trzech poddanych kontroli OSD wprowadzili udogodnienia dla osób z niepełnosprawnościami (np. usuwano bariery architektoniczne albo udzielano pierwszeństwa w obsłudze).

Składając reklamacje, odbiorcy najczęściej korzystali z możliwości jej złożenia poprzez e-mail, telefonicznie oraz listownie i za pomocą aplikacji.

6. ZAŁĄCZNIKI

6.1. METODYKA KONTROLI I INFORMACJE DODATKOWE

Cel główny kontroli	Czy zapewniono rozwój sieci dystrybucyjnej i poprawę parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom?
Cele szczegółowe	<p>Pytania definiujące cele szczegółowe kontroli:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Czy działania organów państwa zapewniają przyłączanie nowych źródeł oze, nowych odbiorców i wysoką jakość dostarczanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym? 2. Czy działania spółki właścicielskiej były zorientowane na rozwój sieci dystrybucyjnej i poprawę jakości obsługi odbiorców? 3. Czy sieć dystrybucyjna umożliwi przyłączanie nowych źródeł oze, w tym prosumentów przy zapewnieniu bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej KSE? 4. Czy sieć dystrybucyjna umożliwi przyłączanie nowych odbiorców, w tym infrastrukturę ładowania samochodów elektrycznych? 5. Czy zapewniono wysoką jakość dostarczanej energii elektrycznej odbiorcom końcowym, co prowadziło do obniżenia kosztów udzielanych bonifikat?
Zakres podmiotowy	Łącznie kontrolą objęto 10 jednostek, w tym Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Urząd Regulacji Energetyki, cztery spółki wykonujące prawa z udziałów (akcji) w OSD oraz czterech OSD ³³ .
Kryteria kontroli	W Ministerstwie Klimatu i Środowiska oraz URE kontrolę przeprowadzono na podstawie art. 2 ust. 1 ustawy o NIK, z zastosowaniem kryteriów legalności, gospodarności, celowości i rzetelności. Kontrolę spółek właścicielskich OSD oraz OSD przeprowadzono na podstawie art. 2 ust. 3 ustawy o NIK, z zastosowaniem kryteriów legalności i gospodarności.
Okres objęty kontrolą	Od 1 stycznia 2018 r. do 30 czerwca 2022 r. z wykorzystaniem dowodów dotyczących przedmiotu kontroli, wykraczających poza ten okres.
Działania na podstawie art. 29 ustawy o NIK	<p>Najwyższa Izba Kontroli pozyskała w trybie art. 29 ust.1 pkt 2 lit. f ustawy o NIK informacje od Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej dotyczące uzyskanych dotacji i dofinansowania (tj. projektów/ umów będących w trakcie realizacji, w trakcie rozliczenia lub w okresie trwałości) w okresie od 1 stycznia 2018 r. do 30 czerwca 2022 r. przez OSD oraz spółki właścicielskie OSD na budowę, rozbudowę, przebudowę, modernizację i rozwój elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.</p> <p>Ponadto Najwyższa Izba Kontroli pozyskała od trzech OSD poddanych kontroli szczegółowe dane dotyczące ich sieci dystrybucyjnych.</p>
Pozostałe informacje	<p>Kontrolę rozpoczęto 19 lipca 2022 r., zakończono 7 lipca 2023 r. W kontroli zgłoszono łącznie, do pięciu wystąpień, 29 zastrzeżeń. Z tego sześć zastrzeżeń zostało uwzględnionych w całości, trzy uwzględniono w części, a 20 oddalono.</p> <p>W kontroli zostało sformułowanych łącznie dziewięć wniosków pokontrolnych, z tego osiem znajduje się w trakcie realizacji, a jeden nie został dotychczas zrealizowany.</p> <p>Najwyższa Izba Kontroli skierowała również dwa zawiadomienia do prokuratury o uzasadnionym podejrzeniu popełnienia przestępstwa z art. 98</p>

³³ Jedna spółka wykonująca prawa z udziałów (akcji) w OSD (Energa SA) oraz jeden OSD (Energa Operator SA) nie umożliwiły przeprowadzenia czynności kontrolnych w pełnym zaplanowanym zakresie.

ustawy o NIK w związku z udaremnieniem kontroli lub dokończeniem czynności kontrolnych.

Wykaz jednostek kontrolowanych

Lp.	Jednostka organizacyjna NIK przeprowadzająca kontrolę	Nazwa jednostki kontrolowanej	Imię i nazwisko kierownika jednostki kontrolowanej
1.	Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji	Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Anna Moskwa
		Urząd Regulacji Energetyki	Rafał Gawin
		PGE Polska Grupa Energetyczna SA	Wojciech Dąbrowski
		PGE Dystrybucja SA	Jarosław Kwasek
		Enea SA	Paweł Majewski
		ENEA Operator Sp. z o.o.	Marcin Gawroński
2.	Delegatura NIK w Katowicach	Tauron Polska Energia SA	Paweł Szczeszek
		Tauron Dystrybucja SA	Radosław Pobol

6.2. ANALIZA STANU PRAWNEGO I UWARUNKOWAŃ ORGANIZACYJNO- -EKONOMICZNYCH

Polityka klimatyczno-energetyczna UE

Zasadniczy wpływ na kształtowanie krajowej polityki energetycznej ma polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej, w tym dążenie do neutralności klimatycznej do 2050 r. W tym celu inicjowane są mechanizmy regulacyjne stymulujące osiąganie efektów w najbliższych dziesięcioleciach. Centralnym elementem europejskiej polityki energetycznej są różnorodne środki ukierunkowane na stworzenie zintegrowanego rynku energii oraz zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii i stabilnego (finansowo) sektora energetycznego.

Przepisy o fundamentalnym znaczeniu znajdują się w Traktacie o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (TFUE). Polityka energetyczna UE, zgodnie z art. 194 ust. 1 TFUE, powinna być prowadzona „z uwzględnieniem potrzeby zachowania i poprawy środowiska naturalnego”. „Głównym celem polityki energetycznej Unii Europejskiej jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej jako całości i poszczególnym państwom członkowskim. Chociaż tak sformułowany cel nie został wskazany wprost w art. 194 TFUE, wynika on z logiki procesu kształtowania polityki energetycznej w UE i wielu dokumentów przyjmowanych przez instytucje UE w jego ramach.”³⁴ (Kowalik-Bańczyk Krystyna (red.), Szwarz-Kuczer Monika (red.), Wróbel Andrzej (red.), Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Komentarz. Tom II (art. 90-222).

Art. 194 ust. 1 TFUE wymienia cztery cele szczegółowe, których realizacja powinna zapewnić realizację celu głównego. Należą do nich:

- a) zapewnienie funkcjonowania rynku energii;
- b) zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Unii;
- c) wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii; oraz
- d) wspieranie wzajemnych połączeń między sieciami energii.

W dniu 25 lutego 2015 r. Komisja opublikowała strategię na rzecz unii energetycznej³⁵ w celu stworzenia unii energetycznej, która zapewni gospodarstwom domowym i przedsiębiorstwom w UE bezpieczne, zrównoważone, konkurencyjne i przystępne cenowo dostawy energii. Zgodnie z jej postanowieniami ustalono pięć najważniejszych celów polityki energetycznej UE³⁶:

- dywersyfikację europejskich źródeł energii, a także zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poprzez solidarność i współpracę między państwami UE;
- zapewnienie funkcjonowania w pełni zintegrowanego wewnętrznego rynku energii, który umożliwiłby swobodny przepływ energii w UE;
- poprawę efektywności energetycznej i zmniejszenie zależności od importu energii, jak również ograniczenie emisji, a także tworzenie miejsc pracy oraz dążenie do wzrostu gospodarczego;

³⁴ Kowalik-Bańczyk Krystyna (red.), Szwarz-Kuczer Monika (red.), Wróbel Andrzej (red.), Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej. Komentarz. Tom II (art. 90-222).

³⁵ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego, Strategia ramowa na rzecz stabilnej unii energetycznej opartej na przyszłościowej polityce w dziedzinie klimatu; COM(2015) 80 final.

³⁶ <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/pl/sheet/68/polityka-energetyczna-zasady-ogolne>.

- dekarbonizację gospodarki i przejście na gospodarkę niskoemisyjną;
- promowanie badań naukowych i innowacji.

Z uwagi na to, że sektor energii elektrycznej w Unii przechodzi głęboką transformację, który to proces koncentruje się w głównej mierze na odchodzeniu od paliw kopalnianych na rzecz gospodarki bezemisyjnej, w tym zwiększaniu udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz zachęcaniu do stosowania inteligentnych liczników, w 2016 r. Komisja przedstawiła pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” Składa się on z propozycji ustawodawczych, które mają na celu m.in. zwiększenie konkurencyjności i innowacyjności różnych podmiotów w dziedzinie energetyki.

Podstawowe dokumenty unijne dotyczące polityki energetycznej to: dyrektywa w sprawie energii elektrycznej (UE) 2019/944, rozporządzenie w sprawie energii elektrycznej (UE) 2019/943 oraz rozporządzenie w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń (UE) 2019/941.

Zgodnie z art. 1 dyrektywy 2019/944³⁷ ustanawia ona wspólne zasady dotyczące wytwarzania, przesyłu, dystrybucji, magazynowania energii i dostaw energii elektrycznej, wraz z przepisami dotyczącymi ochrony konsumentów. Przepisy dyrektywy mają na celu stworzenie prawdziwie zintegrowanych, konkurencyjnych, ukierunkowanych na potrzeby konsumenta, elastycznych, uczciwych i przejrzystych rynków energii elektrycznej w Unii.

Przepisy dyrektywy mają w szczególności zapewnić konsumentom przystępne, przejrzyste ceny i koszty energii, wysoki stopień bezpieczeństwa dostaw oraz sprawne przejście na zrównoważony, niskoemisyjny system energetyczny.

Aby osiągnąć ww. cele dyrektywa formułuje kluczowe zasady dotyczące organizacji i funkcjonowania unijnego sektora elektroenergetycznego, w szczególności zasady dotyczące wzmocnienia pozycji i ochrony konsumentów, otwartego dostępu do zintegrowanego rynku, dostępu stron trzecich do infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, wymogi dotyczące rozdziału, a także zasady dotyczące niezależności organów regulacyjnych w państwach członkowskich.

Dyrektywa 2018/2001 (RED II)³⁸ ustanawia wspólne ramy dla promowania energii ze źródeł odnawialnych, a także określa zasady dotyczące wsparcia finansowego na rzecz energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych oraz dotyczące prosumpcji takiej energii elektrycznej, wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia oraz w sektorze transportu, współpracy regionalnej między państwami członkowskimi i między państwami członkowskimi a państwami trzecimi, gwarancji pochodzenia, procedur administracyjnych oraz informacji i szkoleń.

Rozporządzenie 2019/943³⁹ ustanawia przepisy mające zapewnić funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz wymogi dotyczące rozwoju odnawialnych form energii i polityki ochrony środowiska, w szczególności zawiera ono szczegółowe przepisy dotyczące niektórych rodzajów jednostek wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, dotyczące obowiązku bilansowania, dysponowania i redysponowania, a także pułapów emisji CO₂ w odniesieniu do nowych zdolności wytwórczych w przypadku gdy takie zdolności są objęte tymczasowymi mechanizmami mającymi zapewnić niezbędny poziom wystarczalności zasobów, a mianowicie mechanizmami zdolności wytwórczych.

³⁷ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125, ze zm.

³⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz. Urz. UE L 328 z 21.12.2018, str. 82.

³⁹ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54, ze zm.

Zgodnie z art. 1 rozporządzenie ma ono na celu:

- a) określenie podstaw efektywnego osiągnięcia celów unii energetycznej, a w szczególności ram dotyczących klimatu i energii na rok 2030, przez umożliwienie wysyłania sygnałów rynkowych z myślą o zwiększonej efektywności, większym udziale odnawialnych źródeł energii, bezpieczeństwie dostaw, elastyczności, zgodności z zasadami zrównoważonego rozwoju, obniżaniu emisyjności oraz innowacyjności;
- b) określenie podstawowych zasad dobrze funkcjonujących, zintegrowanych rynków energii elektrycznej, które umożliwiają wszystkim dostawcom zasobów i odbiorcom energii elektrycznej dostęp do rynku bez dyskryminacji, wzmacniają pozycję konsumentów, zapewniają konkurencyjność na rynku światowym, a także odpowiedź odbioru, magazynowanie energii i efektywność energetyczną oraz ułatwiają agregację rozproszonego popytu i podaży, a także umożliwiają integrację rynkową i sektorową oraz wynagradzanie oparte na zasadach rynkowych wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych;
- c) określenie uczciwych zasad transgranicznej wymiany energii elektrycznej, zwiększając tym samym konkurencję na rynku wewnętrznym energii elektrycznej, z uwzględnieniem specyfiki rynków krajowych i regionalnych, w tym wprowadzenie mechanizmu rekompensat z tytułu transgranicznego przepływu energii elektrycznej oraz określenie zharmonizowanych zasad dotyczących opłat za transgraniczne przesyłanie energii elektrycznej oraz alokację dostępnych zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych między krajowymi systemami przesyłowymi;
- d) ułatwienie powstania dobrze funkcjonującego i przejrzystego rynku hurtowego, przyczyniającego się do wysokiego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz zapewnienie mechanizmów harmonizacji zasad transgranicznej wymiany energii elektrycznej.

Z kolei Rozporządzenie 2019/94140 ustanawia przepisy dotyczące współpracy między państwami członkowskimi w celu zapobiegania kryzysom elektroenergetycznym, przygotowania się na nie oraz zarządzania nimi w duchu solidarności i przejrzystości oraz z pełnym uwzględnieniem wymogów konkurencyjnego wewnętrznego rynku energii elektrycznej.

Polityka energetyczna Polski do 2040 r.

Polityka energetyczna Polski do 2040 r. wyznacza ramy transformacji energetycznej w Polsce. PEP 2040 jest jedną z dziewięciu zintegrowanych strategii sektorowych, wynikających ze Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju.

Ustawowym celem polityki energetycznej państwa jest bezpieczeństwo energetyczne przy zapewnieniu konkurencyjności gospodarki, efektywności energetycznej i zmniejszenia oddziaływania sektora energii na środowisko. Cele szczegółowe PEP 2040 obejmują cały łańcuch dostaw energii – od pozyskania surowców, przez wytwarzanie i dostawy energii (przesył i rozdziel), po sposób jej wykorzystania i sprzedaży.

Zgodnie z założeniami PEP 2040 coraz większą rolę odgrywać mają źródła odnawialne – ich poziom w strukturze krajowego zużycia energii elektrycznej netto powinien wynieść nie mniej niż 32% w 2030 r., co umożliwi przede wszystkim rozwój fotowoltaiki oraz morskich farm wiatrowych. Jak wielokrotnie podkreślano w dokumencie dla osiągnięcia takiego poziomu oze w bilansie, konieczny jest rozwój infrastruktury sieciowej, technologii magazynowania energii, a także rozbudowa jednostek gazowych jako mocy regulacyjnych. W celu ograniczenia emisji zanieczyszczeń z sektora energii, zakłada się, że stopniowo będą wycofywane jednostki wytwórcze o niskiej sprawności, które będą zastępowane mocami o wyższej sprawności (także

⁴⁰ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE, Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 1.

kogeneracyjnymi). W PEP2040 zakłada się, że inwestycje w systemach dystrybucyjnych (odtworzenia sieci, skablowania sieci średniego napięcia) wpłyną na poprawę jakości dostaw do odbiorców końcowych. Spowodowałoby to, w szczególności skrócenie długości przerw w dostawach energii. Ponadto inwestycje przyczyniać się będą do stopniowego przekształcania sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową). Dodatkowo, dla poprawy sprawności działania w sytuacjach awaryjnych, wdrożony zostanie cyfrowy system łączności między operatorami systemów dystrybucyjnych, a infrastruktura wyposażona zostanie w urządzenia sterowania. W PEP2040 zakłada się również wdrożenie inteligentnych sieci elektroenergetyczne, dla integracji zachowań i działań wszystkich przyłączonych do nich podmiotów i użytkowników.

Ustawa – Prawo energetyczne

Ogólne założenia

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne określa zasady kształtowania polityki energetycznej państwa, zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania paliw i energii, w tym ciepła, oraz działalność przedsiębiorstw energetycznych, a także określa organy właściwe w sprawach gospodarki paliwami i energią (art. 1).

Zgodnie z art. 13 Prawa energetycznego celem polityki energetycznej państwa jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska, w tym klimatu.

Art. 15b ust. 3 ustawy reguluje, że Minister właściwy do spraw energii opracowuje co dwa lata sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Rodzaje sieci

Ustawodawca krajowy wyodrębnił w art. 3 uPe następujące rodzaje sieci:

- sieć przesyłową – sieć elektroenergetyczną najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego (art. 3 pkt 11a);
- sieć dystrybucyjną – sieć elektroenergetyczną wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego (art. 3 pkt 11b).

Obowiązki operatora systemu dystrybucyjnego

Ustawa wyróżnia operatora systemu dystrybucyjnego – przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi (art. 3 pkt 25).

Zgodnie z art. 9c ust. 3 uPe operator systemu dystrybucyjnego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w zakresie systemów dystrybucyjnych, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

- 1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV;
- 2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego;

- 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam, gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania;
- 4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów;
- 5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do skoordynowanej sieci 110 kV;
- 9a) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,
 - c) opracowywanie, aktualizację i udostępnianie odbiorcom oraz ich sprzedawcom ich standardowych profili zużycia, a także uwzględnianie zasad ich stosowania w instrukcji, o której mowa w art. 9g,
 - d) udostępnianie danych dotyczących planowanego i rzeczywistego zużycia energii elektrycznej wyznaczonych na podstawie standardowych profili zużycia dla uzgodnionych okresów rozliczeniowych,
- 10) współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu planów;
- 11) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych, budową ogólnodostępnych stacji ładowania oraz infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego;
- 13) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla skoordynowanej sieci 110 kV;
- 14) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy skoordynowanej sieci 110 kV.

Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego (art. 9c ust. 6).

Na podstawie art. 16 ustawy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii sporządza, dla obszaru swojego działania, plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię, na okres nie krótszy niż 3 lata, uwzględniając:

- 1) miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii;
- 2) ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województw albo w przypadku braku takiego planu, strategię rozwoju województwa – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii;
- 3) politykę energetyczną państwa;
- 4) dziesięcioletni plan rozwoju sieci o zasięgu wspólnotowym, o którym mowa w art. 8 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2010 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 lub w art. 8 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 715/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 – w przypadku przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem paliw gazowych lub energii elektrycznej;
- 5) politykę rozwoju infrastruktury i rynku paliw alternatywnych w transporcie.

Plan ten powinien w szczególności obejmować:

- 1) przewidywany zakres dostarczania energii;
- 2) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł energii, w tym instalacji odnawialnego źródła energii;
- 3) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami elektroenergetycznym innych państw – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej;
- 4) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie energii u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu;
- 5) przewidywany sposób finansowania inwestycji;
- 6) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów;
- 7) planowany harmonogram realizacji inwestycji;
- 8) przedsięwzięcia w zakresie wykorzystywania magazynów energii elektrycznej, o ile operator systemu dystrybucyjnego, przesyłowego lub połączonego elektroenergetycznego uzna, że jest to uzasadnione technicznie dla zapewnienia dostaw energii elektrycznej, oraz wykaże, w analizie kosztów i korzyści, że wykorzystanie magazynu energii elektrycznej przyniesie korzyści i nie będzie się wiązało z niewspółmiernie wysokimi kosztami – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Plan powinien zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwo energetyczne, tak aby nakłady i koszty nie powodowały w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat za dostarczanie energii, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości ich dostarczania (art. 16 ust. 10).

W planie uwzględnia się także zapotrzebowanie na nowe zdolności w systemie dystrybucyjnym zgłoszone przez podmioty przyłączone do sieci lub podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci (art. 16 ust. 11).

Projekt planu podlega uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki (art. 16 ust. 14).

Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planu rozwoju ustala corocznie plan remontów, który zamieszcza na swojej stronie internetowej (art. 16 ust. 17).

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres nie krótszy niż 5 lat. Plan ten w zakresie zapotrzebowania podlega aktualizacji co 3 lata (art. 16 ust. 4).

Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgadniania projektu planu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki corocznie, do dnia 30 kwietnia, przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdanie z realizacji tego planu (art. 16 ust. 18).

Zawieranie umów przyłączenia do sieci, odmowy zawarcia umów

Na podstawie art. 4 uPe przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii, magazynowaniem energii jest obowiązane utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych. Ponadto, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii jest obowiązane zapewnić wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą energii, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii na zasadach i w zakresie określonym w ustawie; świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii odbywa się na podstawie umowy o świadczenie tych usług.

W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o świadczenie usług dystrybucji energii jest ono obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz zainteresowany podmiot, podając uzasadnienie odmowy (art. 4g ust. 1).

Z kolei, zgodnie z art. 7 ust. 1 uPe przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Przepis ust. 1 w zakresie przyłączenia do sieci w pierwszej kolejności stosuje się także do infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, a następnie ogólnodostępnej stacji ładowania obejmującej wyłącznie punkty ładowania o dużej mocy w rozumieniu art. 2 pkt 19 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (art. 7 ust. 1a).

W przypadku braku możliwości przyłączenia do sieci ogólnodostępnej stacji ładowania przedsiębiorstwo energetyczne, w terminie 14 dni dla grupy przyłączeniowej IV i V, oraz w terminie 60 dni dla grupy przyłączeniowej III, powiadamia o tym pisemnie podmiot ubiegający się o przyłączenie i wskazuje maksymalną dostępną moc przyłączeniową w miejscu wskazanym we wniosku (art. 7 ust. 1b).

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci składa wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci, zwanych dalej „warunkami przyłączenia”, w przedsiębiorstwie energetycznym, do którego sieci ubiega się o przyłączenie (art. 7 ust. 3a).

Zgodnie z art. 7 ust. 5 przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach oraz w założeniach lub planach.

W przypadku gdy podmiot, ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i urządzeń pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. (art. 7 ust. 8d4).

Zgodnie z art. 7 ust. 8d10 operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego może ograniczyć pracę lub odłączyć od sieci mikroinstalację o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW przyłączoną do sieci tego operatora w przypadku, gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji stanowi zagrożenie bezpieczeństwa pracy tej sieci. Uwzględniając stopień zagrożenia bezpieczeństwa pracy poszczególnych obszarów sieci, operator w pierwszej kolejności ogranicza proporcjonalnie do mocy zainstalowanej pracę mikroinstalacji albo odłącza ją od sieci. Po ustaniu stanu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci operator jest obowiązany niezwłocznie przywrócić stan poprzedni.

Na podstawie art. 7 ust. 8e w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV pod pewnymi wyjątkami sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia sporządzenie ekspertyzy, o której mowa w ust. 8e, w tym także na żądanie Prezesa URE (art. 7 ust. 8ea).

Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się dystrybucją energii elektrycznej do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej (art. 7 ust. 8i).

Zgodnie z art. 8 ust. 1 sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, w tym dotyczących zwiększenia mocy przyłączeniowej, umowy sprzedaży, umowy o świadczenie usług dystrybucji energii oraz umowy kompleksowej, oraz w przypadku nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania energii, odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii lub infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, a także odmowy przyłączenia mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, nieuzasadnionego ograniczenia pracy lub odłączenia od sieci mikroinstalacji, lub odmowy dokonania zmiany umowy, w zakresie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej, rozstrzyga Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, na wniosek strony. W sprawach tych Prezes Urzędu Regulacji Energetyki może wydać na wniosek jednej ze stron postanowienie, w którym określa warunki podjęcia bądź kontynuowania dostaw do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu (art. 8 ust. 2).

Zasady funkcjonowania systemu pomiarowego

Zgodnie z art. 11t ust. 1 ustawy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2.

Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia:

- 1) 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%,
- 2) 31 grudnia 2025 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%,
- 3) 31 grudnia 2027 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65%

– łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

Zadania z zakresu spraw regulacji gospodarki energią oraz promowania konkurencji realizuje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki. Prezes URE jest centralnym organem administracji rządowej. Prezesa URE powołuje Prezes Rady Ministrów. Prezes URE wykonuje zadania przy pomocy Urzędu Regulacji Energetyki.

Zgodnie z art. 23 ustawy Prezes URE reguluje działalność przedsiębiorstw energetycznych zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, zmierzając do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii.

Do zakresu działania Prezesa URE należy między innymi:

- opracowywanie wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię,
- uzgadnianie projektów ww. planów,
- rozstrzyganie sporów w zakresie określonym w art. 8 ust. 1.

6.3. WYKAZ AKTÓW PRAWNYCH DOTYCZĄCYCH KONTROLOWANEJ DZIAŁALNOŚCI

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, ze zm.).
2. Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (MP poz. 264).
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 125, ze zm.).
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, (Dz. Urz. UE. L 2018 Nr 328, str. 82).
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54, ze zm.).
6. Zalecenie Komisji z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych 2012/148/UE (Dz. Urz. UE L 73 z 13.03.2012, str. 9).

6.4. WYKAZ PODMIOTÓW, KTÓRYM PRZEKAZANO INFORMACJĘ O WYNIKACH KONTROLI

1. Prezydent Rzeczypospolitej Polskiej
2. Marszałek Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
3. Marszałek Senatu Rzeczypospolitej Polskiej
4. Prezes Rady Ministrów
5. Minister Rozwoju i Technologii
6. Minister Klimatu i Środowiska
7. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
8. Prezes Trybunału Konstytucyjnego
9. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów
10. Rzecznik Praw Obywatelskich
11. Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców
12. Przewodniczący Komisji do Spraw Kontroli Państwowej Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
13. Przewodniczący Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
14. Przewodniczący Komisji do Spraw Cyfryzacji, Innowacyjności i Nowoczesnych Technologii Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
15. Przewodniczący Komisji do Spraw Unii Europejskiej Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej
16. Przewodniczący Komisji Gospodarki Narodowej i Innowacyjności Senatu Rzeczypospolitej Polskiej
17. Biuro Analiz Sejmowych
18. Biblioteka Sejmowa
19. Biuro Analiz, Dokumentacji i Korespondencji Kancelarii Senatu RP
20. Dyrektor Krajowej Szkoły Administracji Publicznej

6.5. WYKAZ KONTROLI NIK PRZEPROWADZONYCH W LATACH 2010–2022 W PODMIOTACH, KTÓRE UDAREMNIŁY PRZEPROWADZENIE LUB DOKOŃCZENIE KONTROLI

Poniższy wykaz zawiera zestawienie kontroli przeprowadzonych przez NIK w spółkach lub w ich spółkach zależnych, które kwestionowały uprawnienia kontrolne NIK do przeprowadzenia kontroli P/22/015 Rozwój elektroenergetycznej ..., a tym samym udaremniły przeprowadzenie lub dokończenie tej kontroli pomimo, iż NIK przeprowadzał już w tych podmiotach wcześniej kontrole, w tym zbliżone tematycznie do niniejszej kontroli.

Kontrole w spółkach z Grupy Kapitałowej ENERGA SA:

ENERGA SA				
I/21/001/KST/01	KST	Wykonywanie zadań przez Energa SA i Enea SA w procesie inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C	2021-03-18	2021-06-29
P/20/017/KGP/02	KGP	Realizacja procedur zakupowych przez spółki z udziałem Skarbu Państwa	2020-08-26	2020-11-12
P/18/019/LGD/01	LGD	Odprawy dla kadry kierowniczej w strategicznych spółkach Skarbu Państwa w latach 2011–2017	2018-10-01	2018-12-20
P/17/021/LGD/02	LGD	Wydatki spółek z udziałem Skarbu Państwa na działalność sponsoringową, medialną i usługi doradcze	2017-10-30	2018-04-12
ENERGA OPERATOR SA				
P/18/021/LGD/02	LGD	Efektywność energetyczna gospodarki	2019-01-17	2019-04-16
P/17/020/LGD/01	LGD	Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii	2017-10-16	2017-12-22
P/17/022/KGP/10	KGP	Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej	2017-10-09	2018-02-09
ENERGA OBRÓT SA				
P/20/018/LGD/01	LGD	Stabilizacja cen energii elektrycznej	2020-10-01	2020-11-17
P/18/021/LGD/01	LGD	Efektywność energetyczna gospodarki	2019-01-10	2019-04-16
P/17/022/KGP/11	KGP	Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej	2017-10-16	2018-02-28
ENERGA Wytwarzanie SA				
P/18/018/KGP/04	KGP	Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018	2018-08-06	2019-01-17
P/17/020/LGD/02	LGD	Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii	2017-10-05	2017-12-21
ENERGA Elektrownie Ostrołęka SA				
P/21/069/LKA/06	LKA	Wykorzystanie biomasy w produkcji energii	2021-08-31	2021-10-20
P/18/066/LBI/01	LBI	Efektywność i oszczędność wydatków ponoszonych przez producentów energii elektrycznej na zaopatrzenie w węgiel kamienny	2019-01-11	2019-05-14
Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.				
I/20/002/KST/01	KST	Realizacja inwestycji w blok energetyczny Ostrołęka C przez spółkę Elektrownia Ostrołęka sp. z o.o.	2020-12-01	2021-06-29
P/18/018/KGP/05	KGP	Inwestycje w moce wytwórcze energii elektrycznej w latach 2012–2018	2018-08-07	2019-02-11



Ministerstwo Klimatu i Środowiska

Podsekretarz Stanu
Miłosz Motyka

DELG-WKSE.050.4.2024.JG
3029702.11828294.9515223
Warszawa, 16-02-2024

Pan
Piotr Miklis
Wiceprezes
Najwyższej Izby Kontroli

Szanowny Panie Prezesie,

zgodnie z art. 64 ust. 2 ustawy o Najwyższej Izbie Kontroli przedstawiam stanowisko do Informacji o wynikach kontroli NIK P/22/015 *Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej*.

W stosunku do wniosku *de lege ferenda* w zakresie podjęcia działań celem zmiany przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które dotyczą rozpatrywania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wniosków ws. sporów dotyczących odmów przyłączenia, chciałabym zaznaczyć, że rozstrzygnięcie tych sporów następuje w formie decyzji administracyjnej. Od takiej decyzji służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów (dalej: SOKiK). Od wyroku SOKiK w przedmiocie rozstrzygnięcia odwołania przysługuje apelacja do Sądu Apelacyjnego w Warszawie¹, zaś od orzeczenia tego sądu przysługuje skarga kasacyjna do Sądu Najwyższego (niezależnie od wartości przedmiotu sporu)². Z Informacji pokontrolnej NIK wynika, że w 9 na 31 badanych przez Izbę spraw, Prezes URE oparł się na przedłożonej przez operatora systemu dystrybucyjnego ekspertyzie, bez dokonania jej szczegółowej analizy (str. 29). **Oznacza to, że Prezes URE analizy takiej w obecnym stanie prawnym dokonał w ok. 70% spraw badanych przez NIK.** Zgodnie z Informacją pokontrolną (str. 29) w urzędzie zatrudnieni są pracownicy mający nie tylko wykształcenie prawnicze, ale również techniczne, co pozwala im ocenić, czy np. zostały spełnione warunki przyłączenia do sieci w przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Zgodnie z Informacją pokontrolną Prezes URE korzysta także z usług biegłych powołanych na potrzeby rozstrzygnięcia sporów (str. 29). **Oznacza to, że w obecnym stanie prawnym w procesie rozstrzygnięcia sporów uczestniczą już niezależne podmioty wybrane przez Prezesa URE.** W tym miejscu należy także przypomnieć, że Minister Klimatu i Środowiska każdorazowo wspiera Prezesa URE w działaniach na rzecz zagwarantowania w ustawie budżetowej oraz innych ustawach (w tym ustawie – Prawo energetyczne) wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie jego zadań ustawowych.

¹ Stosownie do art. 367 § 1 i 2 k.p.c.

² Art. 479⁵⁶ § 2 k.p.c.

Biorąc pod uwagę przedstawiony w Informacji wniosek NIK, Minister Klimatu i Środowiska rozważy zasadność dokonania zmian prawnych, które przyczynią się do usprawnienia procesu rozpatrywania sporów dotyczących możliwości i warunków przyłączenia lub przyczynią się do ograniczenia liczby sporów. Działania w tym zakresie będą uwzględniać interesy obu stron sporu, jak również ochronę danych wrażliwych dotyczących infrastruktury elektroenergetycznej, celem zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Mając na uwadze drugi wniosek NIK, podkreślam, że dla osiągnięcia większej niezawodności pracy sieci, wskazane jest sukcesywne kablowanie sieci średniego napięcia, a ze skablowaniem sieci średniego napięcia (SN) silnie skorelowane są wskaźniki SAIDI i SAIFI, co zostało zawarte w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. Jednym z priorytetów Ministra Klimatu i Środowiska jest dążenie do poprawy jakości świadczonych odbiorcom usług dystrybucji m.in. poprzez poprawę jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej, poprawę jakości obsługi odbiorców oraz zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska weźmie pod uwagę rekomendacje Najwyższej Izby Kontroli w zakresie przygotowania Krajowego Planu Skablowania sieci SN obejmującego horyzont czasowy do 2040 r., o którym mowa w Polityce energetycznej Polski do 2040 r. Oznacza to konieczność włączenia do prac Prezesa URE w ramach ścisłej współpracy z OSD, który będzie koordynował zadania z zakresu opracowania ww. planu. Przewiduję, że nowy dokument lub aktualizacja planu skablowania sieci opracowanego w 2018 r. powinny zostać przygotowane do końca 2024 r.

Z wyrazami szacunku

Miłosz Motyka
Podsekretarz Stanu
Ministerstwo Klimatu i Środowiska
/ – podpisany cyfrowo/



PREZES
NAJWYŻSZEJ IZBY KONTROLI
MARIAN BANAŚ

KGP.430.8.2023

Warszawa, 2024-02-22

Opinia

do stanowiska Ministra Klimatu i Środowiska

w sprawie Informacji o wynikach kontroli *Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej*

Na podstawie art. 64 ust. 2 ustawy z 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli (Dz. U. z 2022 r., poz. 623) przedstawiam opinię do stanowiska Ministra Klimatu i Środowiska zawartego w piśmie z dnia 16 lutego 2024 r. (DELG-WKSE.050.4.2024.JG 3029702.11828294.9515223).

Z satysfakcją przyjmuję deklarację, iż jednym z priorytetów Minister Klimatu i Środowiska jest dążenie do poprawy jakości świadczonych odbiorcom usług dystrybucji poprzez poprawę jakości i niezawodności dostarczania energii elektrycznej, poprawę jakości obsługi odbiorców oraz zapewnienie optymalnego poziomu efektywności realizowanych inwestycji. Bez wątplenia przygotowanie nowego Krajowego Planu Skablowania Sieci Średniego Napięcia lub jego aktualizacja również będzie pierwszym z wielu działań zmierzających do poprawy jakości i niezawodności działania elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. Z zadowoleniem odnotowuję także deklarację dotyczącą zmian legislacyjnych mających na celu usprawnienie działania Prezesa URE w procesie rozpatrywania sporów dotyczących przyłączenia do sieci.

Nadmieniam również, że ustalenia kontroli nie potwierdzają faktu, iż Prezes URE w 70% prowadzonych postępowań dokonywał analizy dostarczonych przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych ekspertyz, ponieważ tych ekspertyz do tych spraw w ogóle nie dołączono. Nawet w sytuacjach, w których OSD przedłożył ekspertyzę to i tak nie została ona poddana wyczerpującej analizie. Konstatując Prezes URE nie dokonał szczegółowej analizy ekspertyz w 100% spraw podlegających badaniu. Nie zapobiegło tym nieprawidłowościom korzystanie przez URE z pomocy biegłych w trakcie rozstrzygania sporów.

Prezes NIK

Marian Banaś

/podpisano elektronicznie/