



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.007.06.2022

Pan
Marcin Gawroński
Prezesa Zarządu
ENEA Operator Sp. z o.o.

ul. Strzeszyńska 58
60-479 Poznań

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

PI/22/015 - Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej

I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	ENEA Operator Sp. z o.o. ul. Strzeszyńska 58, 69-479 Poznań.
Kierownik jednostki kontrolowanej	Marcin Gawroński – Prezes Zarządu, od 13 marca 2023 r. W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnili: <ul style="list-style-type: none">– Marek Rusakiewicz, p.o. Prezesa Zarządu, od 10 lipca 2022 r. do 12 marca 2023 r., od dnia 16 czerwca 2021 r. do dnia 9 lipca 2022 r. Prezes Zarządu.– Wojciech Drożdż, p.o. Prezesa Zarządu, od 20 maja do 16 czerwca 2021 r.– Andrzej Kojro, Prezes Zarządu, od 11 lipca 2016 do 20 maja 2021 r.
Zakres przedmiotowy kontroli	<ul style="list-style-type: none">– Przygotowanie planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię (art. 16 uPe¹, Rozporządzenie 2019/943 i Dyrektywa 2019/944) i inne zadania planistyczne.– Przyłączanie nowych źródeł OZE, w tym prosumentów.– Przyłączanie nowych odbiorców, w tym punktów ładowania samochodów elektrycznych.– Zapewnienie nieprzerwanych dostaw wysokiej jakości energii elektrycznej odbiorcom końcowym.
Okres objęty kontrolą	Od 1 stycznia 2018 r. do 30 czerwca 2022 r. z wykorzystaniem dowodów dotyczących przedmiotu kontroli, wykraczających poza ten okres.
Podstawa prawna podjęcia kontroli	Art. 2 ust. 3 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli ²
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontrolerzy	<ol style="list-style-type: none">1. Piotr Piątkiewicz, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/77/2022 z 22 sierpnia 2022 r.2. Agnieszka Siwczyk, specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/93/2022 z dnia 16 listopada 2022 r. <p>(akta kontroli str. 1-7, 322-323)</p>

¹ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, ze zm.). Dalej: uPe.
² Dz. U. z 2022 r. poz. 623, dalej: ustawa o NIK.

II. Ocena ogólna³ kontrolowanej działalności

OCENA OGÓLNA

ENEA Operator Sp. z o.o. - Operator Systemu Dystrybucyjnego⁴ zapewniał dostawy energii elektrycznej oraz przyłączenie odbiorców energii elektrycznej, przyłączanie znaczącej liczby i mocy źródeł energii, w tym w pierwszej kolejności odnawialnych źródeł wytwórczych⁵, a także prowadził zrównoważony rozwój sieci elektroenergetycznej, zapewniający bezpieczeństwo jej funkcjonowania i zwiększający potencjał przyłączenia do sieci. Nie był jednak w stanie przyłączyć do sieci dystrybucyjnej wszystkich wnioskowanych przez przedsiębiorców OZE. Przyczyną takiego stanu była liczba składanych wniosków, a w szczególności wynikająca z nich moc wnioskowanych do przyłączenia źródeł, która znacząco przekraczała zakładane przez Spółkę parametry dostępnych mocy w poszczególnych potencjalnych punktach przyłączenia. Ewentualne przyłączenie wszystkich wnioskowanych źródeł wymuszałoby konieczność kształtowania rozwoju sieci dystrybucyjnej o parametrach wykraczających ponad standardy dla sieci dystrybucyjnych. Mogłoby to wskazywać na prowadzenie działalności przesyłu energii elektrycznej, co nie jest objęte koncesją ENEA Operator. W okresie objętym kontrolą (łącznie w latach 2018-2021) Spółka zrealizowała zaplanowane nakłady inwestycyjne [...] ⁶ w łącznej kwocie 4 177 589,2 tys. zł. W ocenie NIK, wraz z coraz częstszymi silnymi anomaliami pogodowymi, nakłady inwestycyjne mogą okazać się niewystarczające, szczególnie w obszarze skablowania sieci. NIK zauważa również [...].

W latach 2018-2022 (I połowa) nie osiągnięto jednak niektórych celów jakościowych. Bezpośrednią przyczyną były anomalie pogodowe. Spółka prawidłowo udzielała bonifikat w związku z niedostarczoną energią elektryczną do odbiorców, niedotrzymaniem parametrów jakościowych oraz parametrów jakości obsługi odbiorców. Niemniej jednak w przypadku około 4% wszystkich wniosków o udzielenie bonifikaty Spółka nie dotrzymała terminów określonych §43 ust. 2 w *rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*⁷.

W ocenie NIK, [...].

³ Najwyższa Izba Kontroli formułuje ocenę ogólną jako ocenę pozytywną, ocenę negatywną albo ocenę w formie opisowej.

⁴ Dalej: OSD, Spółka lub ENEA Operator.

⁵ Dalej: OZE.

⁶ W treści wystąpienia pokontrolnego NIK wyłączyła jawność informacji ustawowo chronionych, stanowiących tajemnicę przedsiębiorstwa i/bądź dobra osobiste, na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 902) i art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2022 r. poz. 1233) oraz art. 43 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz. U. z 2023 r. poz. 1610 ze zm.) w interesie przedsiębiorcy lub podmiotu, których dotyczą zawarte w wystąpieniu pokontrolnym informacje, poprzez ich anonimizację i zastąpienie oznaczeniem „[...]”. W dalszej części wystąpienia w miejscach oznaczonych jako „[...]” dokonano wyłączenia informacji na tej samej podstawie prawnej.

⁷ Dz. U. z 2019 r., poz. 509, dalej: rozporządzenie z 2019 r.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe⁸ kontrolowanej działalności

OBSZAR

1. Przygotowanie Planu Rozwoju⁹ w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i inne zadania planistyczne.

Opis stanu faktycznego

Podstawowym przedmiotem działalności ENEA Operator jest dystrybucja energii elektrycznej. Spółka pełni funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) elektroenergetycznego prowadząc działalność na obszarze 58,2 tys. km². Energia elektryczna dostarczana była do ponad 2,7 mln odbiorców – w 2021 r. w ilości ponad 20,3 TWh. OSD odpowiedzialny jest za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej. Strukturę Spółki tworzy pięć oddziałów¹⁰ o jednolitej organizacji wewnętrznej, podzielonych na 31 rejonów dystrybucyjnych.

Według stanu na 30 czerwca 2022 r. Spółka użytkowała 108,2 tys. km sieci energetycznych, w tym: 5,5 tys. km sieci wysokich napięć o napięciu 110 kV, 46,6 tys. km sieci średnich napięć – w tym około 71,0% stanowią sieci skablowane oraz 56,1 tys. km sieci niskich napięć – w tym około 51,9% skablowanych. Spółka posiadała 39,0 tys. stacji elektroenergetycznych (w tym 249 na sieci o napięciu 110 kV i 38,8 tys. na sieciach średnich napięć. Stacje wyposażone były w 38,2 tys. transformatorów sieciowych, z tego: 459 transformatorów WN/SN, 17 transformatorów SN/SN i 37,8 tys. transformatorów SN/nn. Łączna moc transformatorów wynosiła 16,8 GW.

(akta kontroli str. 8-51)

W latach 2018-2022¹¹ w ENEA Operator obowiązywał Plan Rozwoju na lata 2017-2022 oraz Plan Rozwoju na lata 2020-2025. Na podstawie art. 16 ust. 2 i 4 uPe Spółka sporządziła plan rozwoju oraz dokonała jego aktualizacji. Plan rozwoju podlega aktualizacji co trzy lata. Obowiązek ten Spółka zrealizowała.

Projekty planów, zgodnie z art. 16 ust. 13 uPe, zostały przedłożone Prezesowi URE do uzgodnienia w wymaganym terminie¹². Prezes URE pismem z dnia 8 lutego 2017 r. poinformował Spółkę, iż uznał przedłożony projekt za uzgodniony w zakresie obejmującym lata 2017-2022, natomiast pismem z dnia 19 marca 2020 r. Prezes URE uznał przedłożony projekt za uzgodniony w zakresie obejmującym lata 2020-2025.

(akta kontroli str. 8-51, 56-72, 108-120, 132-136)

Plan Rozwoju zawierał wymagane prawem elementy, określone w art. 16 ust. 7 uPe, w szczególności plan inwestycyjny oraz finansowy, z uwzględnieniem źródeł finansowania.

⁸ Oceny cząstkowe to oceny działalności w poszczególnych obszarach badań kontrolnych. Ocena cząstkowa może być sformułowana jako ocena pozytywna, ocena negatywna albo ocena w formie opisowej.

⁹ Dalej Plan Rozwoju.

¹⁰ Oddział dystrybucji w: Bydgoszczy, Gorzowie Wielkopolskim, Poznaniu, Szczecinie i Zielonej Górze. do 30 czerwca 2022 r.

¹² Pismo ENEA Operator do Prezesa URE z dnia 30 marca 2016 r., przy którym przesłano projekt Planu Rozwoju na lata 2017-2022 oraz pismo ENEA Operator do Prezesa URE z dnia 26 marca 2019 r., którym przesłano projekt Planu Rozwoju na lata 2020-2025, w tym 6 egzemplarzy na CD jako wersje dla zarządów województw.

- W planie inwestycyjnym wyodrębniono między innymi nakłady na: budowę i modernizację GPZ-ów¹³, budowę nowych i modernizację istniejących linii wysokich napięć (110 kV), budowę i modernizację stacji SN/nn oraz linii średniego i niskiego napięcia, zakupu transformatorów - dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania i poprawy standardów jakościowych dostarczanej energii oraz dla podłączenia nowych odbiorców i źródeł wytwórczych; przedsięwzięcia w zakresie wymiany układów opomiarowania zużycia u odbiorców w tym liczników zdalnego odczytu oraz sukcesywne wdrażanie inteligentnych systemów pomiarowych inne nakłady (rozbudowa sieci teletransmisji danych, informatyka, narzędzia, urządzenia, samochody – w tym w szczególności dla brygad sieciowych).

Zawarty w Planie Rozwoju moduł „Plan Inwestycyjny”, zawierał kilkadziesiąt zestawień tabelarycznych obejmujących szczegółowe pozycje według przedsięwzięć rzeczowych, tj. nakłady na budowę/modernizację linii, stacji, transformatorów, instalacji pomiarowych i innych - ustalając roczne harmonogramy rzeczowo-finansowe w okresie obowiązywania Planu, a w kolejnych opracowaniach (tabelach) umiejscowienie i sprecyzowanie zadań, również z wyznaczeniem ram finansowych i czasowych. Inwestycje wykazano także w ujęciu obszarów, w których są zaplanowane.

- Plan finansowy ujęty w planach rozwoju określał założenia makroekonomiczne i prognozy sprzedaży i kosztów, prognozy nakładów inwestycyjnych z podziałem na przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł, modernizacje i odtworzenie majątku związane z poprawą jakości i wzrostem zapotrzebowania na moc, pozostałe nakłady według grup majątkowych.

Plan finansowy zawierał również prognozy możliwości finansowania własnego i dłużnego, a jego końcowym elementem było zestawienie tabelaryczne, w którym wskazano źródła i strukturę finansowania nakładów. Plan finansowy zawierał dane w zakresie wykonania rzeczywistego w trzech kolejnych latach poprzedzających rok opracowania Planu, planowane wykonanie w roku jego sporządzania oraz sześciolletnią prognozę nakładów.

W części opisowej Planu Rozwoju, wskazano kierunki inwestycyjne, cele i zamierzania inwestycyjne, kluczowe projekty inwestycyjne, a także założenia towarzyszące opracowaniu projektu Planu Rozwoju. Plan Rozwoju zawierał inne, określone przez uPe lub Prezesa URE, elementy, które stanowiły łącznie dokument zgodny z wymogami prawa i wytycznymi Prezesa URE.

(akta kontroli str. 8-51, 56-72, 108-120, 132-136)

Plan Rozwoju OSD był przygotowany według kwestionariusza i zaleceń URE. Kwestionariusze oraz poszczególne moduły¹⁴ Planu Rozwoju umieszczane były na stronie URE¹⁵.

Cele strategiczne stojące przed ENEA Operator, realizowane w ramach zamierzeń inwestycyjnych i uwzględniane przy tworzeniu planów rozwoju to:

- poprawa oraz utrzymanie wskaźników niezawodności dostaw,
- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego regionu,

¹³ GPZ - stacja elektroenergetyczna stanowiąca węzeł sieci wysokiego napięcia i zasilająca sieć średniego napięcia na określonym obszarze składające się w szczególności z rozdzielni WN, transformatorów WN/SN i rozdzielni SN.

¹⁴ Moduły: List planistyczny, Dochód do dyspozycji ludności na terenie działania OSD, ZKW (zrównoważona karta wyników – określająca: cele, mierniki realizacji i wskaźniki do osiągnięcia), Plan inwestycyjny oraz plan finansowy.

¹⁵ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/plany-rozwoju/duze-osd-osdp/8003.Wytyczne-do-planow-rozwoju-dla-OSD.html>

- realizacja obowiązku publiczno-prawnego przyłączenia do sieci,
- przygotowanie struktury sieci do dwukierunkowego przepływu energii w związku z dynamicznym rozwojem generacji rozproszonej i prosumentów.

Opracowując Plany Rozwoju, Spółka uwzględniała między innymi:

- Koncepcję pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północno-Zachodniej do roku 2030. Dokument opracowywany został we wrześniu 2020 r. wspólnie z PSE S.A. – Operatorem Systemu Przesyłowego (OSP), w ramach prowadzenia skoordynowanego rozwoju sieci zamkniętej (obu operatorów) na terenie działania ENEA Operator, przy czym dokument opracowany jest przez niezależnego eksperta wybranego przez strony w trybie konkurencyjnym, dokonującego wielowariantowej analizy, przy zadanych założeniach, wskazując na rozwiązania (głównie inwestycyjne) po stronie obu operatorów, niezbędnych dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego, we wskazanym okresie przyszłym. Obecnie posiadana przez OSD Koncepcja obejmuje okres do 2030 roku i dokument ten jest aktualizowany okresowo w zależności od tempa zmieniającego się otoczenia makroekonomicznego. W okresie kontroli obowiązywała również wcześniejsza Koncepcja pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla Polski Północno-Zachodniej do roku 2025 (opracowana we wrześniu 2013 r.). Opracowanie Koncepcji bazuje na przyjęciu założeń (prognoz) dla kluczowych aspektów, takich jak: zmiana zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną, zmiana struktury podaży energii elektrycznej, uwzględnienie odstawiń jednostek wytwórczych i jednocześnie przyłączenie nowych, w tym szczególności OZE. Celem Koncepcji jest określenie potrzeb w zakresie wymaganego rozwoju sieci przesyłowej 400 kV i 220 kV oraz dystrybucyjnej 110 kV, pracującej w układzie sieci zamkniętej wielostronnie zasilanej na obszarze Polski Północno-Zachodniej w założonej perspektywie oraz wykorzystanie wyników dla potrzeb opracowywania planów rozwoju sieci NN i 110 kV. W wyniku opracowania Koncepcji zarekomendowany został zakres niezbędnych przedsięwzięć w sieci zamkniętej (wymagane modernizacje, potrzeby przebudowy istniejących oraz budowy nowych obiektów), harmonogram ich realizacji oraz szacunkowe nakłady inwestycyjne. Opracowanie Koncepcji wynika z obowiązku określonego w art. 9c ust. 3 uPe, Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego¹⁶ oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.
- Koncepcję rozwoju sieci elektroenergetycznej średniego napięcia ENEA Operator do roku 2030. Dokument opracowany został w listopadzie 2017 r., przy współpracy z niezależnym ekspertem wybranym w trybie konkurencyjnym, który dokonał wielowariantowej analizy, przy zadanych założeniach, wskazując na rozwiązania (głównie inwestycyjne) po stronie Spółki, niezbędne dla zachowania niezawodności dostaw energii elektrycznej w perspektywie do 2030 roku.
- Zarówno Koncepcja NN i 110 kV jak i SN w analizach przeprowadzonych w tych koncepcjach i rekomendacjach inwestycyjnych uwzględniają jednocześnie aspekty techniczne oraz finansowe.
- Analizy i opracowania przygotowane w Spółce, które potwierdzały zasadność realizacji inwestycji.

¹⁶ Dz.U. Nr 93 poz. 623 ze zm.

- Rozwój sieci dystrybucyjnej w celu zachowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, który jest jednym z podstawowych zadań realizowanym przez OSD. Zachowanie bezpieczeństwa dostaw wymaga ciągłego procesu przystosowania Spółki do zmieniającego się otoczenia, zarówno w zakresie organizacyjnym jak i inwestycyjnym. Modernizacja i rozwój infrastruktury są niezbędne dla zrealizowania tego celu. Zmieniające się otoczenie, to nie tylko rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz coraz większe wymagania dotyczące niezawodności dostaw, ale w szczególności wzrost generacji rozproszonej, w tym mikroinstalacji, które redefiniują zasady zachowania wymaganych parametrów pracy sieci dystrybucyjnej, podnosząc systematycznie zakres wymaganych działań dla zachowania w szczególności parametrów jakościowych energii elektrycznej. Spółka w ramach zachowania bezpieczeństwa dostaw, dąży do ciągłego wpisywania się w przeprowadzaną transformację energetyczną Polski i czyni starania dla tworzenia potencjału przyłączenia do sieci źródeł odnawialnych. To wszystko wymaga jednak ponoszenia istotnych nakładów inwestycyjnych zarówno na rozbudowę jak modernizację posiadanej infrastruktury, w szczególności zwiększając jej parametry elektryczne, czyli przepustowość prądową tej infrastruktury.
- Nakłady na przyłączanie - w obszarze przyłączania nowych odbiorców energii elektrycznej, z uwagi na sześcioletni horyzont Planów Rozwoju, dla pierwszych lat obowiązywania Planu kwalifikowane są zawarte umowy przyłączeniowe, natomiast dla kolejnych umowy przyłączeniowe z dłuższym okresem realizacji przyłączenia oraz wydane warunki przyłączenia. Wartości ostatnich lat obowiązywania Planu wyznaczone są metodą statystyczną, z uwzględnieniem ilości dotychczas zawartych umów i wydanych warunków przyłączenia, jak również aktualnych trendów gospodarczych i założeń makroekonomicznych. Nakłady na kolejne lata są sukcesywnie aktualizowane w kolejnych Planach Rozwoju. Biorąc pod uwagę obydwa obowiązujące w kontrolowanym okresie Plany Rozwoju, w obszarze przyłączania OZE w Planie Rozwoju 2017-2022 ujęto imiennie wszystkie zawarte umowy przyłączeniowe i wydane warunki przyłączenia, natomiast w Planie Rozwoju 2020-2025, z uwagi na znaczącą dynamikę przyłączeń w obliczu sześcioletniego horyzontu Planu, dla pierwszych lat obowiązywania Planu zakwalifikowano zawarte umowy przyłączeniowe, a dla kolejnych umowy przyłączeniowe z dłuższym okresem realizacji przyłączenia oraz wydane warunki przyłączenia dla II grupy przyłączeniowej.
- Nakłady na elementy wspomagania infrastruktury dystrybucyjnej, w tym teleinformatykę, transport, budynki i narzędzia, itp.

(akta kontroli, str. 51-52, 56—69, 108-120)

Spółka wskazała, iż mając na uwadze, aby plany rozwoju ENEA Operator były zgodne z oczekiwaniami i planami jednostek samorządu terytorialnego, ENEA Operator na etapie opracowywania Planu Rozwoju każdorazowo inicjuje współpracy z przedmiotowymi jednostkami. Spółka przy sporządzaniu Planu Rozwoju w ramach realizacji zapisów (art. 16 ust. 1 i 12 uPe) przesłała stosowne pisma do urzędów gmin/miast celem między innymi uwzględnienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego lub kierunków rozwoju gmin określonych w studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania gmin. Działania te pozwalają jednostkom samorządu terytorialnego na zaplanowanie rozwoju gospodarczego i społecznego, a ENEA Operator na zaplanowanie i budowę inwestycji na miarę potrzeb jednostek, tam gdzie są one potrzebne. Stąd Plany Rozwoju są sporządzane z uwzględnieniem miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego oraz, mając również na uwadze złożone wnioski o wydanie warunków przyłączenia, wydane warunki przyłączenia i podpisane umowy o przyłączenie.

Wprowadzone inwestycje do Planu Rozwoju są uwzględnione w takim zakresie jakim Spółka przewiduje konieczność budowy infrastruktury celem zapewnienia niezawodności w zakresie zaspokajania obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Według wyjaśnień¹⁷ Spółki tylko część informacji otrzymywanych od gmin spełniała oczekiwania Spółki. Z pośród 340 gmin do których wysłano pisma, odpowiedziało 261 (gmin, z czego 173 pism Spółka uznała za informacje spełniające oczekiwania ENEA Operator. Pod pojęciem informacji nie spełniających oczekiwań Spółki ENEA Operator, Spółka rozumie te informacje, które nie mogły zostać wykorzystane do opracowania Planu Rozwoju. Przyczyną takiego stanu rzeczy były w szczególności:

- 1) informacje otrzymane z urzędów gmin/miast nie były przedstawione według załączników wysłanych przez Spółkę ENEA Operator;
- 2) informacje otrzymane z urzędów gmin/miast były niekompletne, brakowało szacunkowego wskazania planowanych mocy przyłączeniowych oraz planowanych terminów rozpoczęcia poboru energii elektrycznej jak również brak powołania się na dokument stanowiący podstawę realizacji inwestycji;
- 3) informacje otrzymane z urzędów gmin/miast wskazywały potrzebę przebudowy sieci jako kolizje wynikające z przewidywanej modernizacji dróg, budowę oświetlenia drogowego lub innej infrastruktury gminy;
- 4) urzędy gmin/miast zgłaszały również, iż nie byli inwestorami zamierzeń ujętych w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, w konsekwencji nie mogli określić dokładnego zapotrzebowania obiektów i terminów ich uruchomienia;
- 5) część urzędów gmin/miast nie posiadała uchwalonych projektów założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, a także nie ma opracowanych miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, przez co nie możliwe było uzyskanie od nich wymaganych danych.

(akta kontroli str. 51-52, 56-69, 108-120)

[...]

OSD, realizując zasadę określoną w art. 16 ust. 10 uPe, sporządzał analizy i symulacje, których celem było wskazanie optymalnych poziomów nakładów na modernizację i rozwój sieci dystrybucyjnej. Wyniki tych działań były prezentowane w projekcie Planów Rozwoju, których metodologię sporządzenia ustalił URE i według której URE dokonywał oceny Planu Rozwoju elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych. Wyniki prezentowano w zestawieniach tabelarycznych zawartych w Planie Rozwoju.

(akta kontroli str. 51-52, 56-69, 108-120)

W odniesieniu do udziału Spółki w opracowywaniu krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia, o którym mowa w PEP 2040 oraz dotychczasowych działań w tym zakresie, ENEA Operator wskazała, iż w 2018 roku brała udział, w ramach prac PTPiREE¹⁸ w opracowaniu Krajowego planu automatyzacji sieci elektroenergetycznej oraz zmiany struktury sieci z technologii linii napowietrznych na kablowe. W ramach posiadanych własnych możliwości finansowych oraz przy uwzględnieniu innych publiczno-prawnych obowiązków OSD, realizuje program kablowności sieci SN zabezpieczając w kontrolowanym okresie środka w ramach Planu Rozwoju. Spółka nadmieniła przy tym, iż program kablowności sieci SN stanowi odtwarzanie majątku Spółki – wyeksploatowane elementy sieci napowietrznych odtwarzane są w technologii linii kablowych. Długość linii elektroenergetycznych w latach 2018-2021

¹⁷ Pismo z dnia 17 października 2022 r.

¹⁸ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

wzrosła z 103,5 tys. km do 106,6 tys. km (tj. o 3,0 tys. km), w tym wzrosła przede wszystkim długość linii elektroenergetycznych kablowych z 38,8 tys. km w 2018 r. do 42,6 tys. km w 2021 r., natomiast zmniejszyła się długość linii elektroenergetycznych napowietrznych z 64,7 tys. km w 2018 r. do 64,0 tys. km w 2021 r. (tj. spadek o 0,7 tys. km).

(akta kontroli, str. 11-52, 132-292)

Nakłady inwestycyjne zaplanowane w planach rozwoju Spółki¹⁹ w latach 2018-2022 wynosiły odpowiednio: w 2018 r. –[...] tys. zł, w 2019 r. – [...] tys. zł, w 2020 r. - [...] tys. zł, 2021 r. – [...] tys. zł, a na 2022 r. – [...] tys. zł, natomiast wykonanie wyniosło: w 2018 r. - 989 768,2 tys. zł [...], w 2019 r. – 1 004 054,5 tys. zł [...], w 2020 r. – 1 164 519,8 tys. zł [...], natomiast w 2021 r. – 1 019 246,8 tys. zł [...].

W 2021 r. Spółka wykonała plany inwestycyjne ujęte w Planie Rozwoju na lata 2021-2025 na poziomie [...]. Zarząd Spółki wyjaśnił²⁰, że analizy finansowe możliwości poziomu nakładów inwestycyjnych dla Spółki ENEA Operator na dany rok opracowywane są [...]

Najwyższa Izba Kontroli wskazuje, że wspólne planowanie finansowe i zarządzanie przepływami finansowymi w Grupie Kapitałowej ENEA nie może prowadzić do utraty niezależności Operatora Systemu Dystrybucyjnego energii elektrycznej, w szczególności w zakresie decyzji dotyczących nakładów na budowę i modernizację sieci elektroenergetycznej. Takie podejście znajduje potwierdzenie między innymi w dokumencie Komisji Europejskiej²¹, 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. Odnosnie granic tzw. praw z nadzoru, dyrektywy są jasne, że każdy szczegółowy, codzienny nadzór nad funkcjonowaniem sieci przez podmiot zintegrowany pionowo (inny niż OSD) nie jest dozwolony. Również instrukcje dotyczące decyzji o budowie lub modernizacji sieci, jeśli decyzje te mieszczą się w ramach zatwierdzonego planu finansowego, nie są dozwolone. OSD w zakresie zatwierdzonego planu finansowego musi mieć pełną niezależność.

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.

Spółka ENEA Operator w latach 2018-2021 zrealizowała łączne nakłady w wysokości 4 177,6 mln zł gdzie nakłady uzgodnione z Prezesem URE wynosiły [...] zł, zatem łączne wykonanie nakładów w powyższych latach było [...] od wartości uzgodnionych.

(akta kontroli, str. 51, 73-74, 406-411)

W latach 2018-2021 Spółka każdorazowo wypracowywała zysk. W 2018 r. zysk wyniósł 418 516 tys. zł, w 2019 r. – 310 104 tys. zł, w 2020 r. – 475 312 tys. zł,

¹⁹ Nakłady uzgodnione przez Prezesa URE w planach rozwoju Spółki w cenach bieżących, gdzie inflacja przyjmowana dla danego roku corocznie zgodna z wytycznymi Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przekazywana w procesie zatwierdzania taryfy dla usług dystrybucyjnych energii elektrycznej i zawarte w Wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla przedsiębiorców wnioskujących o zatwierdzenie taryfy.

²¹ 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.

a w 2021 r. 537 698 tys. zł, natomiast EBITDA wynosiła w 2018 r. – 1 101 tys. zł, 2019 r. – 1 078,5 tys. zł, 2020 r. – 1 299,0 tys. zł oraz w 2021 r. 1 366,9 tys. zł.

[...]

(akta kontroli str. 51-52, 56-69, 108-130, 132-292, 303-324, 404-411)

Prezes Zarządu wyjaśnił, że głównymi źródłami finansowania inwestycji w Spółce są dotacje pochodzące ze źródeł unijnych oraz finansowanie zewnętrzne w postaci obligacji i pożyczek wewnątrzgrupowych. Na dzień 30 czerwca 2022 r. wartość zadłużenia wynosiła [...] zł, w tym: [...]

(akta kontroli str. 51-52, 121-130, 304-321)

Z tytułu zaciągniętych pożyczek, o których mowa powyżej, w samym 2021 r. Spółka uregulowała swoje zobowiązania w łącznej kwocie [...] zł, [...].

(akta kontroli, str. 51, 121-130, 303-324)

Enea Operator realizowała łącznie 35 projektów współfinansowanych ze środków europejskich na łączną kwotę wydatków kwalifikowanych w wysokości 706 739,9 tys. zł oraz łączną wartość dotacji na poziomie 438,929,0 tys. zł. W ramach Programu Infrastruktura i Środowisko na lata 2014 – 2020 Spółka realizowała 31 projektów na łączną wartość dotacji 400 646,7 tys. zł, oraz po jednym projekcie w ramach następujących programów regionalnych: Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Lubuskiego o wartości dotacji 15 000,0 tys. zł, Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Wielkopolskiego o wartości dotacji 7 998,9 tys. zł, Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Kujawsko – Pomorskiego o wartości dotacji 11 310,8 tys. zł, Regionalnego Programu Operacyjnego dla Województwa Zachodniopomorskiego o wartości dotacji 3 972,5 tys. zł.

W latach 2018-2022²² Spółka zawarła 13 umów o współfinansowanie inwestycji, w których łączna wielkość nakładów wyniosła 341 248,1 tys. zł, w tym dofinansowanie 203 687,4 tys. zł (około 60%). Założenia projektów wskazywały, iż w wyniku realizacji zadań dedykowanych zwiększeniu zdolności przyłączenia OZE do sieci, potencjał ten zwiększy się o około 91 MW.

Jednocześnie we wskazanym okresie Spółka realizowała również 22 projekty dofinansowane ze środków unijnych, dla których umowy o dofinansowanie zawarte były przed 2018 r. Wielkość nakładów dla tych inwestycji wynosi 365 491,8 tys. zł, w tym dofinansowanie 235 241,6 tys. zł, a potencjał przyłączeniowy OZE to około 331 MW.

Do dnia 7 czerwca 2023 r. Spółka zakończyła realizację dziewięciu projektów, natomiast 26 było nadal w trakcie realizacji. W badanym okresie Spółka uzyskała refundację lub zaliczki na realizację projektów współfinansowanych ze środków europejskich na kwotę 171 541,0 tys. zł, w tym: w 2018 r. – 11 275,0 tys. zł, w 2019 r. – 20 720,0 tys. zł, w 2020 r. – 28 705,0 tys. zł, w 2021 r. – 49 997,0 tys. zł, w pierwszej połowie 2022 r. – 60 844,0 tys. zł.

W latach 2018-2022²³ Enea Operator nie otrzymywała dotacji innych niż ze środków europejskich.

(akta kontroli, str. 8-69, 51-52, 108-130, 404-411)

²² I półrocze.

²³ Do 30 czerwca 2022 r.

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

OCENA CZĄSTKOWA

ENEA Operator w wymaganych terminach opracowała i uzgodniła z Prezesem URE plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zapewniła jego aktualizację. Plan Rozwoju zawierał elementy wymagane prawem i został opracowany w oparciu o zasadnicze cele strategiczne, do których dąży ENEA Operator, jakim są: rozwój Spółki ukierunkowany na realizację przedsięwzięć zapewniających bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej oraz bieżące i perspektywiczne zaspokajanie potrzeb i oczekiwań klientów, dotyczących w szczególności zapewnienia niezawodności dostaw i jakości energii, wysokiego poziomu obsługi, pełnej i rzetelnej informacji oraz optymalizację kosztów działalności, a także utrzymania zdolności urządzeń, instalacji sieci do realizacji zaopatrzenia w energię elektryczną w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych. W ocenie NIK zadania inwestycyjne ujęte w analizowanych planach rozwoju odpowiadały ww. celom.

[...].

OBSZAR

2. Przyłączenie nowych źródeł OZE, w tym prosumentów

Opis stanu
faktycznego

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) do OSD wpłynęło łącznie 143 217 zgłoszeń/wniosek o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej instalacji OZE, o łącznej mocy [...] MW, z tego: 136 595 zgłoszeń o przyłączenie mikroinstalacji o łącznej mocy [...] MW; 5 368 wniosków o przyłączenie małych instalacji o łącznej mocy [...] MW oraz 1 254 wnioski o przyłączenie pozostałych instalacji OZE o łącznej mocy [...] MW.

Zgłoszenia/wnioski dotyczyły przyłączenia: [...] instalacji fotowoltaicznych, [...] wiatrowych, [...] biogazowni i [...] wodnych.

W ww. okresie do sieci OSD przyłączono [...] instalacji OZE o mocy łącznej [...] MW, w tym: [...] mikroinstalacji o łącznej mocy [...] MW, [...] małych instalacji o łącznej mocy [...] MW i [...] pozostałych instalacji o łącznej mocy [...] MW. W podziale na technologie, przyłączono: [...] instalacji fotowoltaicznych, [...] wiatrowych, [...] biogazowni, [...] wodne oraz [...] instalację biomasową. [...] przyłączona instalacja o mocy [...] MW należała do podmiotu z Grupy Kapitałowej ENEA.

(akta kontroli str. 8-52)

Zgodnie z art. 7 ust. 8^{d4} uPe 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 nie jest większa niż określona w wydanych wcześniej warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia *przyłączenia mikroinstalacji*, złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona. Zatem przyłączenia mikroinstalacji dotyczyły prosumentów i były realizowane w oparciu o zgłoszenie. W ENEA Operator w latach 2018-2022 (I półrocze) nie odnotowano odmowy przyłączenia mikroinstalacji prosumenckiej.

(akta kontroli, str. 8-82)

W latach 2018-2022²⁴ wydano [...] warunków przyłączenia instalacji wytwórczych OZE (innych niż mikroinstalacje). OSD wraz z wydaniem warunków przyłączenia przesyłała wnioskodawcy również projekt umowy o przyłączenie do sieci, w którym

²⁴ do 30 czerwca.

określono warunki realizacji. Zgodnie z art. 7 ust. 8i uPe 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 odpowiednio do sieci elektroenergetycznej, zatem termin zawarcia umowy o realizację przyłączenia zależy od wnioskodawcy. Z analizy spraw wynika, że w latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) przyłączono do sieci [...] większych instalacji OZE oraz wydano [...] warunków przyłączenia OZE. I tak: w 2018 r. przyłączono [...] instalacji wobec [...] wydanych warunków, w 2019 r. przyłączono [...] instalacji na [...] wydanych warunków, w 2020 r. przyłączono [...] instalacji na [...] wydanych warunków, w 2021 r. przyłączono [...] instalacji na [...] warunków, w I półroczu 2022 przyłączono [...] instalacji na [...] wydanych warunków. Zestawienie upływu dni od wydania warunków do zawarcia umowy wykazało, że średni termin zawarcia umowy o przyłączenie wynosi około jednego roku. W kolejnych latach kontrolowanego okresu dane te przedstawiały się następująco: w 2018 r. – [...] dni, w 2019 r. – [...] dni, w 2020 r. – [...] dni, w 2021 r. - [...] dni, a w I półroczu 2022 r. - [...] dni.

(akta kontroli str. 8-52)

NIK zauważa, iż okres jaki upływa od daty wydania warunków przyłączenia OZE do sieci OSD, do dnia upływu ważności warunków (dwa lata) i niezawarcia umowy o przyłączenie, przy niedostatecznej przepustowości sieci, ogranicza możliwość przyłączenia innych OZE, którym ze względu na „blokowanie” mocy OSD odmawia wydania warunków przyłączenia.

NIK zauważa także, że operatorzy systemów dystrybucyjnych zwracali uwagę na potrzebę²⁵ skrócenia okresu związania przedsiębiorstwa energetycznego warunkami przyłączenia określonymi dla lądowych instalacji odnawialnego źródła energii. Proponowany termin ważności warunków przyłączenia to dla instalacji odnawialnego źródła energii oraz magazynów energii to dwanaście miesięcy od dnia ich doręczenia.

(akta kontroli str. 8-52)

W zakresie terminów realizacji umów o wykonanie przyłączenia OZE, porównano datę zawarcia umowy z datą powiadomienia wytwórcy o gotowości OSD do świadczenia usługi dystrybucji. Zestawienie dat dla [...] zrealizowanych umów w latach 2018-2022²⁶ wykazało, że średni czas realizacji przyłącza OZE wynosił ok. [...] miesięcy. W terminie do 12 miesięcy w latach 2018-I półrocze 2022 zrealizowano [...] % umów przyłączeniowych (w 2018 r. [...]% , w 2019 r. [...]% , w 2020 [...]% , w 2021 r. [...]% i w I półroczu 2022 r. [...]%).

Terminy realizacji zawierane w umowach zawierały się w przedziale 11-47 miesięcy w zależności od zakresu robót do wykonania przez OSD oraz harmonogramów realizacji zadań zawartych w planach inwestycyjnych Spółki.

(akta kontroli, str. 8-69)

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) odmownie załatwiono [...] wnioski o wydanie warunków na przyłączenie OZE (innych niż prosumenci) o łącznej mocy wnioskowanej [...] MW, z tego [...] odmów dotyczyło małych instalacji o łącznej mocy wnioskowanej [...] MW oraz [...] pozostałych instalacji o łącznej wnioskowanej mocy [...] MW.

W kolejnych latach kontrolowanego okresu obserwowano wzrastającą liczbę odmów. W 2018 r. zarejestrowano [...] odmów ([...] MW), w 2019 r. [...] odmów ([...] MW),

²⁵ Stanowisko PTPIREE na spotkaniu w dniu 1 czerwca 2022 r.

²⁶ do 30 czerwca 2022 r.

w 2020 r. [...] odmów ([...] MW), w 2021 r. [...] odmów ([...] MW) i w pierwszej połowie 2022 r. [...] odmów ([...] MW). Wzrastała również liczba wniosków o wydanie warunków przyłączenia OZE do sieci OSD (w 2018 r. [...] wniosków, w 2019 r. [...] wnioski, w 2020 r. [...] wniosków, w 2021 r. [...] wnioski i w pierwszej połowie 2022 r. [...] wniosków).

Proces określania warunków przyłączenia dla źródeł OZE planowanych do przyłączenia do sieci dystrybucyjnej o napięciu powyżej 1 kV realizowany jest w Spółce przez Departament Planowania i Rozwoju.

OSD, w przypadku jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 2 MW oraz urządzeń odbiorcy końcowego o mocy przyłączeniowej większej niż 5 MW, wykonywał ekspertyzy wpływu tych urządzeń na system elektroenergetyczny. Opracowania te realizowane były na rzecz ENEA Operator przez zewnętrzne jednostki naukowo-badawcze, która wybierane były na podstawie przeprowadzanych postępowań przetargowych odrębnie dla opracowania ekspertyz dotyczących przyłączeń do sieci SN oraz WN.

Dla pozostałych źródeł energii przyłączanych do sieci, o napięciu znamionowym powyżej 1 kV i mocy zainstalowanej do 2 MW, prowadzone były odpowiednie analizy techniczne dotyczące możliwości przyłączenia do sieci w oparciu o kryteria opracowane w Spółce tj. „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego”²⁷. Opracowanie to jest publikowane na stronie internetowej Spółki. Analizy realizowane były przez Biuro Przyłączeń w Departamencie Planowania i Rozwoju. Analizy techniczne wykonywane w Biurze Przyłączeń sporządzane były w oparciu o te same kryteria oceny, jak ma to miejsce w przypadku zleczanych ekspertyz. Każdorazowo dokonywano oceny spełnienia przez wnioskodawcę spełnienia kryterium: standardów jakości energii elektrycznej, warunków zwarciovych, zapasu mocy w węzle WN/SN, dopuszczalnych zmian napięcia - możliwości wyprowadzenia z obiektu wnioskowanej mocy przyłączeniowej w rozpatrywanym miejscu przyłączenia źródła. Do najczęstszych powodów udzielanych odmów przyłączenia dla źródeł energii zaliczyć można:

- przeciążenia elementów sieci dystrybucyjnej, w szczególności linii elektroenergetycznych,
- brak bilansowania łącznej planowanej mocy wytwórczej z zapotrzebowaniem w danym węzle sieciowym do którego nastąpić miałyby przyłączenie
- przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia w sieci dystrybucyjnej.

Przy badaniu obciążalności linii energetycznych uwzględniane muszą być źródła już przyłączone do sieci oraz wcześniej zgłoszone źródła planowane do przyłączenia. Nasycenie liczbą takich obiektów może powodować przeciążenia elementów sieci dystrybucyjnej. Natomiast brak spełnienia kryterium bilansowania mocy w węzle polega na tym, że moc źródeł przyłączonych do sieci oraz planowanych do przyłączenia przewyższa moc znamionową transformatora oraz minimalnego obciążenia mocą czynną transformatora WN/SN. Z kolei przekroczenie dopuszczalnego poziomu napięcia powoduje znaczące zagrożenia w funkcjonowaniu sieci, a także prowadzi do powstania warunków, w których nie ma możliwości wyprowadzenia mocy z danego źródła energii.

Dla oceny możliwości przyłączeń instalacji OZE nie bez znaczenia pozostają także przepisy ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o *promowaniu wytwarzania energii*

²⁷ „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego”, opracowane w grudniu 2014 r. Dalej: Kryteria.

elektrycznej w morskich farmach wiatrowych²⁸, której przepisy obligują operatorów do uwzględniania przyłączenia morskich farm wiatrowych, których planowana moc wytwórcza ma wynosić 10,9 GW. Na tej podstawie Operator Sieci Przesyłowej (PSE S.A.) opracował nowy model sieciowy, który Operatorzy Sieci Dystrybucyjnych zobowiązani są stosować w sporządzanych analizach. Taki model sieciowy w wielu obszarach kraju wskazuje na brak możliwości odbioru energii elektrycznej dla kolejnych instalacji OZE.

Odmowy wydania warunków przyłączenia OSD zgłosił Prezesowi URE. Nie zanotowano przypadku, w którym Prezes URE uznałby odmowę za niezasadną.

(akta kontroli, str. 11-52, 56-69, 132-292)

Według stanu na koniec pierwszego półrocza 2022 r. do sieci OSD przyłączonych było [...] magazynów energii elektrycznej²⁹, każdy opierający się na innej technologii o łącznej mocy 500 kW i pojemności nominalnej 205 kWh. Do 30 czerwca 2022 r. do OSD wpłynęło [...] wniosków o przyłączenie magazynów energii, z tego: [...] wnioski w 2020 r., [...] wnioski w 2021 r. i [...] wniosków w pierwszej połowie 2022 r. Razem deklarowana moc wnioskowanych magazynów wynosiła [...] MW. Wnioski obejmowały w czterech przypadkach magazyny o mocy [...] MW, osiem o mocy [...] MW, oraz [...] o mocy niższej niż [...] MW. Wnioski dotyczyły magazynów bateryjnych, a dwa z nich zostały złożone przez podmioty należące do grupy kapitałowej ENEA.

Pozytywne rozpatrzenie wniosków w okresie objętym kontrolą uzyskały [...] wnioski z 2020 r., [...] z 2021 oraz [...] z pierwszego półrocza 2022 r. Natomiast OSD odmówił przyłączenia [...] magazynów o mocy [...] MW. Odmowy OSD zgłosił do Prezesa URE. Nie odnotowano, aby URE uznał odmowy za niezasadne, przy czym pięć postępowań w czasie kontroli NIK było procedowanych przez URE.

W odniesieniu do magazynów energii, w okresie prac planistycznych dotyczących Planu Rozwoju (2019 r.), do Spółki nie zwrócił się żaden podmiot starający się o przyłączenie magazynu. Na etapie realizacji Planu (2020-2022 r.) nie dokonywano zmian lub jego aktualizacji.

PSE S.A. wymaga sporządzania analizy³⁰ (w ramach przekazywania do ENEA Operator warunków i zakresu wykonania ekspertyzy) wpływu przyłączenia magazynu energii elektrycznej w trybie rozładowania (wprowadzanie energii elektrycznej do sieci) z uwzględnieniem:

- analizowanego magazynu energii elektrycznej;
- przyłączonych modułów wytwarzania energii;
- modułów wytwarzania energii planowanych do przyłączenia;
- planowanych do przyłączenia magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie rozładowania z mocą 100%.

Natomiast analizy wpływu przyłączenia magazynów energii elektrycznej w trybie ładowania (pobieranie energii elektrycznej z sieci) należy wykonać z uwzględnieniem:

- rozpatrywanego magazynu energii elektrycznej;
- przyłączonych modułów wytwarzania energii, bez źródeł planowanych do przyłączenia;
- planowanych do przyłączenia urządzeń i instalacji odbiorczych;

²⁸ Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234). Dalej: ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Dz. U. z 2022 r. poz. 1050 ze zm.

²⁹ Do sieci przyłączono [...] magazynów [...]

³⁰ [...]

- planowanych do przyłączenia magazynów energii elektrycznej pracujących w trybie ładowania z mocą 100%.

Spółka wskazała ponadto, iż magazyn energii elektrycznej, pracując w trybie rozładowania, zachowuje się jak typowe źródło energii elektrycznej, a przepisy prawa nie wprowadziły zapisów mogących w sposób efektywny prowadzić przez OSD pracę magazynów energii elektrycznej, uwzględniając zachowanie bezpieczeństwa energetycznego systemu.

Moce magazynów energii, w kontekście rozplywu energii, w analizach oraz wykonywanych ekspertyzach wpływu na sieć po ich przyłączeniu, traktowane były przez OSD w trybie pracy rozładowania jak moce źródeł wytwórczych, a w trybie pracy ładowania jak instalacje odbiorcze.

(akta kontroli str. 51-52, 56-69, 132-292)

W zakresie odmów na podstawie badanej próby 15 przypadków wniosków o przyłączenie magazynów energii i wydania warunków przyłączenia dla magazynów energii, cztery dotyczyły obiektów zakwalifikowanych do II grupy przyłączeniowej, a 11 dotyczyło obiektów kwalifikowanych do III grupy przyłączeniowej. Obiekty zakwalifikowane do II grupy przyłączeniowej posiadały wnioskowaną moc o wartości [...] MW każdy. Każdy z ww. magazynów energii posiadał opracowaną, indywidualną ekspertyzę wpływu przyłączenia obiektu na pracę systemu elektroenergetycznego. Przyczyną odmów były stwierdzone w ekspertyzach znaczne przeciążenia dużej liczby linii WN-110 kV. Przeciążenia te rejestrowane były zarówno dla pracy magazynów w trybie rozładowania (wprowadzanie do sieci), jak i trybie ładowania (pobieranie z sieci). Dodatkowo z uwagi na znaczące moce (powyżej 5MW) Spółki ze względu na fakt, że zakres koniecznych inwestycji wykraczał poza potrzeby wynikające z realizacji zadań ENEA Operator określonych koncesją w zakresie dystrybucji energii elektrycznej (zarejestrowane w ekspertyzie obciążenie linii wykraczały poza standardowe parametry sieci dystrybucyjnej określone poprzez przekrój 240 mm² przy temperaturze pracy +80 °C). W odmowach skierowanych do wnioskodawców inwestycje wymagane dla określonych wyższych obciążeń sieci wykonane byłyby przede wszystkim dla potrzeb Wnioskodawcy i w celu umożliwienia mu prowadzenia przez niego działalności gospodarczej, a nie są konieczne dla realizacji usługi dystrybucji energii elektrycznej do odbiorców. W odmowach przyłączenia Spółka wskazywała przede wszystkim przyczyny techniczne, w przypadku inwestycji wykraczających poza zakres inwestycji ujętych w Planach Rozwoju – również uwzględniano przyczyny ekonomiczne oraz brak możliwości finansowania skrośnego. Jak wyjaśniła Spółka, przy ocenach możliwości przyłączenia obiektów o tak znacznych mocach nie można pominąć zakresu działalności OSD wyznaczonego posiadaną koncesją. Zgodnie z decyzją Prezesa URE OSD posiada koncesję na prowadzenie działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej. Pojęcie „dystrybucja” zgodnie z art. 3 pkt 5 uPe rozumiane jest jako: „transport (...) energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi w celu ich dostarczenia odbiorcom”. W związku z powyższym oraz dodatkowo biorąc pod uwagę ochronę interesów odbiorców energii elektrycznej przed nieuzasadnionym wzrostem cen i stawek, OSD może dokonywać inwestycji w sieci jedynie w takim zakresie, w jakim nie spowoduje to konieczności rozbudowy lub modernizacji sieci dystrybucyjnej ponad wymogi techniczne dla tej sieci wynikające z potrzeb odbiorców. Jednocześnie OSD nie może podejmować zadań w zakresie przesyłania energii elektrycznej, skoro nie są one objęte posiadaną koncesją.

W przypadku odmów dla magazynów energii planowanych do przyłączenia do sieci SN przyczyną odmów było niespełnianie przez wnioskodawcę kryteriów określonych

w „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego”, w szczególności kryterium zapasu mocy w węźle WN/SN. Brak spełnienia tego kryterium polegał na tym, że moc obiektów mających wprowadzać energię do sieci, przyłączonych do sieci oraz planowanych do przyłączenia przewyższała moc znamionową pozorną transformatora (pomniejszoną o założony $\cos \varphi$ odbioru), minimalnego obciążenia mocą czynną transformatora 110/15 kV w stacji transformatorowej WN/SN oraz mocy przyłączeniowej planowanych do przyłączenia odbiorców. Przy ocenie tego kryterium konieczne jest uwzględnienie obiektów wprowadzających energię przyłączonych do sieci oraz planowanych do przyłączenia w zakresie obiektów, dla których zawarto umowy o przyłączenie do sieci, wydano warunki przyłączenia oraz złożono wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci przed dniem złożenia wniosku dla danego magazynu energii.

(akta kontroli, str. 8-292)

W toku kontroli badano dokumentację dotyczącą: wszystkich odmów przyłączenia magazynów energii (15), wszystkich odmów przyłączenia odbiorców (7), czterech odmów dla największych obiektów z grupy małych instalacji OZE (wybranych losowo), czterech odmów dla największych obiektów z grupy pozostałych instalacji OZE (wybranych losowo), 40 spraw (wybranych losowo) o wydanie warunków przyłączenia OZE oraz 40 spraw (wybranych losowo) o wydanie warunków przyłączenia instalacji odbiorczych.

Założenia do ekspertyz w zakresie oceny możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych (OZE) różniły się od założeń oceny możliwości przyłączenia magazynów energii przyłączanych do sieci 110 kV. W przypadku magazynu energii uwzględniono również tryb ładowania magazynu. Na podstawie zasad określonych i przekazanych przez PSE S.A. w ramach uzgodnienia zakresu i warunków wykonania ekspertyz dla planowanych przyłączeń do sieci WN, poziom mocy generowanej przyjmowanej w ekspertyzie dla magazynu energii i farmy fotowoltaicznej był taki sam. W bardziej szczegółowy sposób opisano analizowane warianty pracy obiektu.

(akta kontroli str. 8-292)

W ekspertyzach uwzględniano wpływ przyłączonych już do sieci źródeł oraz wydanych warunków przyłączenia oraz zawartych umów o przyłączenie.

W sprawach o przyłączenie OZE do sieci 110 kV, zakres i warunki wykonania wymaganej ekspertyzy oraz możliwości wydania warunków przyłączenia podlegały uzgodnieniu z Operatorem Systemu Przesyłowego, tj. PSE S.A.

W uzasadnieniu odmowy badanych spraw jako przyczyny wskazywano: brak dostępnej mocy w węźle przyłączenia, nadmierne przeciążanie sieci, lub niespełnienie innych warunków technicznych lub/i ekonomicznych. Część odmów w zakresie przyłączeń do sieci 110 kV (sieci koordynowanej przez PSE S.A.) uzasadniono również rezerwowaniem dostępnych mocy w sieci, w związku z ustawą o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. W tym zakresie decydująca była opinia PSE S.A.

Jeżeli ekspertyzy wskazywały dostępność mocy przyłączeniowej w lokalizacjach wnioskowanego przyłączenia OZE, w wielkościach niższych niż wnioskowane, OSD informował wnioskodawcę o poziomie mocy dostępnej w tym punkcie.

Odmowy z przyczyn ekonomicznych nie wystąpiły (w badanych sprawach). W pierwszej kolejności w uzasadnieniach wskazywano brak możliwości technicznych (jeżeli tak wskazywała ekspertyza), a następnie sprawdzano założenia przyjęte w zatwierdzonym przez Prezesa URE Planie Rozwoju. Jeżeli dany element sieci

wymagał nakładów w celu poprawy warunków technicznych umożliwiających przyłączenie, a zadanie w tym obszarze nie było ujęte w Planie Rozwoju, OSD wskazywał, że przyczyną odmowy są również warunki ekonomiczne oraz brak możliwości finansowania skrośnego.

(akta kontroli str. 8-292)

OSD stosował jednolite podejście w ocenie (w ekspertyzach) wpływu przyłączanych źródeł na sieć energetyczną OSD do wszystkich OZE, a w szczególności instalacji fotowoltaicznych, instalacji wiatrowych, instalacji hybrydowych (źródło plus magazyn) i magazynów energii, poprzez ocenę wpływu z poziomu mocy tych źródeł.

NIK uważa, że każde ze źródeł charakteryzowała jednak jego własna specyfika pracy, np. zależność od warunków pogodowych (fotowoltaika i instalacja wiatrowa) lub niezależność (magazynów - rozładowanie) czy też okresowa praca instalacji hybrydowych bez obciążeń sieci elektroenergetycznej. Magazyn energii może współpracować z siecią w sposób w pełni sterowalny, zatem jego moc znamionowa nie powinna być jednoznacznie utożsamiana z mocą osiągalną jako źródła wytwórczego, a takie założenia przyjmowane były w ekspertyzach. Ponadto w warunkach ograniczenia mocy transformatora w węźle WN/SN obecność magazynów energii w sieci SN może w określonym zakresie prowadzić do złagodzenia warunków krytycznych dla przyłączenia w tym rejonie innych źródeł.

NIK zwraca uwagę sposób traktowania instalacji źródła fotowoltaicznego pracującego z magazynem energii. Teoretycznie możliwy jest scenariusz, w którym magazyn energii będzie rozładowywany do sieci z maksymalną mocą równoległą do pracującej z maksymalną mocą instalacji wytwórczej (dla takich warunków brzegowych analizowany był wpływ inwestycji na sieć), jednak wpływ źródła fotowoltaicznego na sieć ma charakter wyłącznie szczytowy (a nie długotrwały). W „normalnych” warunkach interes inwestora magazynu polega na przesunięciu w czasie wprowadzania energii do sieci względem chwili jej wytworzenia w źródle fotowoltaicznym. Zatem w okresach dużej aktywności źródeł fotowoltaicznych (tania energia) w szczycie południowym nie należy oczekiwać rozładowywania magazynów. Priorytetem jest więc ładowanie magazynu w czasie aktywności źródła fotowoltaicznego. Natomiast przed scenariuszem wyjątkowym, rozładowania magazynu równoległą do pracy źródła fotowoltaicznego z mocą maksymalną, zabezpieczeniem fizycznym może być automatyka zdefiniowana w warunkach przyłączenia. Wobec powyższego NIK wskazuje, że sumowanie mocy źródła wytwórczego i magazynu na potrzeby analizy ich wpływu na sieć, mogło być obarczone błędem. W żadnej z ekspertyz kontrolowanych spraw nie poruszano tych kwestii. W to miejsce zastosowano zasadę sumowania mocy zainstalowanych.

[...]

(akta kontroli str. 51-52)

Na mocy uzgodnień pomiędzy krajowymi OSD i PSE S.A. od dnia 1 stycznia 2023 r. zmieniono zasady sporządzania ekspertyz w szczególności poprzez uwzględnienie specyfiki pracy różnych technologii instalacji OZE oraz magazynów energii.

(akta kontroli. str. 8-52)

Zgodnie z art. 7 ust. 8l pkt 2 uPe OSD zobowiązany był do sporządzania informacji o wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych pięciu lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym. OSD publikował na stronie internetowej wymagane informacje pierwotnie dla obsługiwanych obszarów, natomiast od informacji za I kwartał 2019 r.

publikowane były informacje dla węzłów WN/SN. Informacja była aktualizowana i zamieszczana w pierwszym miesiącu po zakończeniu każdego kwartału.

Wartość łącznej mocy przyłączeniowej była pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej oraz o wielkość niezbędną do zapewnienia wytwarzania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych odpowiadającą mocy, o której mowa w art. 14 ust. 1 i art. 29 ust. 3 ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

Spółka publikuje dostępną moc przyłączeniową dla każdego węzła WN/SN dla każdego kolejnego roku w okresie 5 lat.

Powyższe umożliwia zainteresowanym podmiotom poznać potencjał możliwości przyłączenia w danej szczegółowej lokalizacji. W publikacji wskazano, że zawarte w niej informacje nie stanowią:

- zobowiązania ENEA Operator do określenia warunków przyłączenia w obszarach, dla których określono dostępną moc przyłączeniową,
- podstawy do udzielenia przez ENEA Operator odmowy wydania warunków przyłączenia i/lub zawarcia umowy o przyłączenie w obszarach, dla których dostępną moc przyłączeniową określono jako równą zero.

OSD, każdorazowo po otrzymaniu wniosku o określenie warunków przyłączenia dla źródła, uzyskuje ekspertyzę wpływu przyłączenia źródła na pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, jeśli jest ona wymagana lub samodzielnie przeprowadza analizę techniczną możliwości przyłączenia. Dopiero wyniki indywidualnej ekspertyzy/analizy technicznej są podstawą do ostatecznego określenia możliwości przyłączenia źródła.

(akta kontroli, str. 51-52, 56-69, 103-104)

W ENEA Operator nie odnotowano przypadków, w których Prezes URE zwracał się do OSD o opinie w procesie wydawania zgody na budowę linii bezpośredniej.

Na etapie opracowania założeń do Planu Rozwoju (planu inwestycyjnego) OSD uwzględniał potrzeby związane z przyłączaniem OZE. Przedsięwzięcia inwestycyjne, zawarte w Planie Rozwoju, uwzględniają dostosowanie sieci dystrybucyjnej do przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i przewidywanego wzrostu produkcji energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych z uwzględnieniem OZE. Zakres inwestycji w sieci dystrybucyjnej odzwierciedlony został w Planach rozwoju w: *4 Module plan inwestycyjny tab. E42, E43*. Zaplanowano także budowę nowych stacji WN/SN mających na celu skrócenie ciągów liniowych w sieci SN, co wpływa na poprawę pewności zasilania dla podmiotów przyłączonych i korzystających z tej sieci. Zadania z tym związane zostały przedstawione imiennie w *4 Module plan inwestycyjny*.

(akta kontroli, str. 8-69)

Stwierdzone
nieprawidłowości

OCENA CZĄSTKOWA

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

OSD zapewnił przyłączenie instalacji OZE zgłoszonych przez prosumentów. W zakresie większych instalacji OZE (innych niż prosumenci), z uwagi na liczbę składanych wniosków oraz wynikająca z nich moc wnioskowanych do przyłączenia źródeł, która istotnie przekraczała zakładane przez Spółkę parametry dostępnych mocy w poszczególnych punktach przyłączenia, identyfikowano ograniczenia techniczne oraz ekonomiczne uniemożliwiające przyłączenie wszystkich wnioskowanych źródeł energii elektrycznej. W kontrolowanym okresie przyłączono

ponad [...] mikroinstalacji prosumenckich o mocy [...] MW oraz [...] większych instalacji OZE o mocy [...] MW. Odmówiono wydania warunków przyłączenia dla [...] wniosków i wnioskowanej mocy [...] MW.

Do sieci dystrybucyjnej przyłączono ponad [...] mikroinstalacji o mocy [...] MW zgłoszonych przez prosumentów. Wzrastała natomiast liczba odmów wydania warunków przyłączenia większych instalacji wytwórczych (OZE). Do sieci OSD w ww. okresie (poza mikroinstalacjami) przyłączono [...] instalacji OZE o mocy [...] MW, a odmówiono wydania warunków przyłączenia dla [...] wniosków i wnioskowanej mocy [...] MW.

Dla oceny możliwości przyłączeń instalacji OZE, nie bez znaczenia pozostają także przepisy ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, zgodnie z którymi operatorzy zobowiązani są do uwzględniania przyłączenia morskich farmach wiatrowych, których planowana moc wytwórcza ma wynosić 10,9 GW.

W zakresie magazynów energii ENEA Operator dokonywała oceny możliwości przyłączenia tych obiektów z uwzględnieniem zasad określonych i przekazanych przez PSE S.A. w ramach uzgodnienia zakresu i warunków wykonania ekspertyz dla planowanych przyłączeń do sieci WN.

3. Przyłączenie nowych odbiorców, w tym punktów ładowania samochodów elektrycznych

OBSZAR

Opis stanu faktycznego

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) do ENEA Operator łącznie wpłynęły 247 263 wnioski o przyłączenie dla instalacji odbiorczych. W ww. okresie do sieci dystrybucyjnej przyłączono [...] instalacji odbiorczych o mocy [...] MW. Dominującym w grupie odbiorców były przyłączenia o napięciu do 1 kV, w tym [...] przyłączy o mocy [...] MW w V grupie przyłączeniowej, [...] przyłączy o mocy [...] MW w VI grupie oraz [...] o mocy [...] MW w IV grupie przyłączeniowej³¹. Pozostałe przyłączone instalacje dotyczyły odbiorców w II i III grupie o napięciu powyżej 1 kV.

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) ENEA Operator odmówiła wydania warunków przyłączenia dla [...] instalacji odbiorczych energii elektrycznej³², zatem odmowy stanowiły poniżej [...] % w relacji do wszystkich rozpatrzonych wniosków dla instalacji odbiorczych.

(akta kontroli, str. 8-102)

W procesie planistycznym (Plan Rozwoju) OSD rozpoznawał potrzeby w zakresie przyłączania odbiorców, poprzez analizy zawartych umów o przyłączenia i wydanych warunków przyłączenia, potrzeby uwidaczniane lokalnie w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, w uzgadnianych z gminami projektach założeń

³¹ I grupa - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV; II grupa - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV; III grupa - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV; IV grupa - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63A; V grupa - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego nie większym niż 63A; VI grupa - podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok.

³² Wielkość odmów ustalono poprzez różnicę wszystkich odmów i odmów przyłączeń OZE. Powyższe obliczenia mogą być obarczone błędem statystycznym, ponieważ rejestr odmów prowadzony jest łącznie a ryzyko błędu związane jest z poprawnością opisu instalacji w rejestrze.

do planów zaopatrzenia w energię elektryczną, oraz na podstawie dokonywanych przez Spółkę analiz i prognoz.

Zidentyfikowane potrzeby odbiorców i stan sieci dystrybucyjnych stanowiły podstawę planowania i realizacji zadań inwestycyjnych/modernizacyjnych. W planie rozwoju dla poszczególnych kontrolowanych lat wyznaczono poziom nakładów ogółem dla potrzeb przyłączeniowych, a następnie dla poszczególnych grup przyłączeniowych ustalono zadania inwestycyjne, wskazując: nazwę i lokalizację projektu inwestycyjnego, zakres rzeczowy z podaniem mocy osiągniętej po realizacji projektu, ewentualny stan realizacji, stan uzgodnień oraz wielkość nakładów i harmonogram realizacji w poszczególnych latach objętych planem.

Według planów rozwoju w latach 2018-2021 na budowę przyłączy do nowych odbiorców i infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania zaplanowano, odpowiednio: [...]. Według sprawozdań z wykonania planu rozwoju za lata 2018-2021 OSD wydatkowała, odpowiednio: [...], co stanowiło, odpowiednio: [...] wielkości zaplanowanych.

Na rozbudowę sieci dystrybucyjnej związanej z przyłączeniem odbiorców (linie, stacje, transformatory) w latach 2018-2021 zaplanowano, odpowiednio: [...]. Według sprawozdań z realizacji tych zadań w latach 2018-2021 wydatkowano, odpowiednio: [...], co stanowiło, odpowiednio: [...] wielkości zaplanowanych.

(akta kontroli, str. 8-102)

Kontrola wybranych zadań związanych z inwestycjami/modernizacjami zwiększających możliwości przyłączeniowe oraz budową przyłączy wykazała, że zadania były realizowane według ustalonych harmonogramów z uwzględnieniem korekt, w związku z nowymi zgłoszeniami, rezygnacją odbiorców lub nieosiągnięciem gotowości przyłączenia po stronie odbiorców.

W wyniku kontroli wszystkich siedmiu spraw zakończonych odmową wydania warunków dla instalacji odbiorczych nie stwierdzono, aby OSD dokonał niezasadnej odmowy. W jednym przypadku odmowa dotyczyła obiektu, który planowany był do realizacji na terenie chronionym, dodatkowo dla obszaru tego nie było opracowanego miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, a zgodnie z wyciągiem z rejestru gruntów nieruchomość posiadała przeznaczenie określone jako łąki trwałe i pastwiska. Pozostałych 6 przypadków dotyczyło tej samej lokalizacji w gminie Rewal. Obszar objęty był miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, jednak przeznaczenie nieruchomości określone zostało jako grunty rolne bez prawa do zabudowy kubaturowej. Zgodnie z planem zagospodarowania na obszarze, w którym Wnioskodawcy ubiegali się o przyłączenie planowanych obiektów dopuszczona była jedynie realizacja pieszych ścieżek rekreacyjnych wyposażonych w ławki i kosze na śmieci.

(akta kontroli, str. 8-292)

Spośród wymienionych uprzednio nakładów, OSD w planie rozwoju na lata 2020-2025 wyodrębniał zadania i nakłady (związane z rozwojem sieci, w tym budowa przyłączy) umożliwiające przyłączenie infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania. W 2020 r. z planowanych na ten cel [...] zł zrealizowano [...], a w 2021 r. z planowanych [...] zł zrealizowano [...]. Niski poziom wykonania wynikał z mniejszego niż zakładano zainteresowania budową stacji ładowania na obszarze działania OSD.

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) do OSD wpłynęły 933 wnioski o przyłączenie ogólnodostępnych stacji ładowania, w tym w 2018 r. – [...], w 2019 r. – [...], w 2020 r. – [...] szt., w 2021 r. – [...] szt., w 2022 – [...] o łącznej mocy [...] MW, w tym

odpowiednio w poszczególnych latach: [...]. Ogółem do sieci OSD przyłączonych było 356 ogólnodostępnych stacji ładowania, w tym w 2018 r. – [...], w 2019 r. – [...], w 2020 r. – [...], w 2021 r. – [...], w 2022 r. – [...], o łącznej mocy [...] MW (w poszczególnych latach odpowiednio [...]). W ww. okresie nie dokonano żadnej odmowy przyłączenia dla ogólnodostępnej stacji ładowania.

(akta kontroli, str. 51-52, 56-102)

W zakresie czasu realizacji przyłączenia odbiorcy do sieci dystrybucyjnej, Prezes URE wyznaczył cele regulacji jakościowej na lata 2018-2025, w tym cele dla realizacji przyłączeń odbiorców energii elektrycznej wyznaczone poprzez wskaźnik CRP³³.

Wskaźnik CRP został określony dla tzw. punktu startowego (PS_{CRP}) na koniec 2017 r. dla IV i V grupy przyłączeniowej przyjmując średnią rocznego wykonania wskaźnika w latach 2016-2017, oraz wielkości do osiągnięcia w latach następnych do 2025 r.

Dla V grupy przyłączeniowej cele na lata 2018-2021, wynosiły odpowiednio: [...]. W latach 2018-2021 osiągnięto: [[...]].

Dla IV grupy przyłączeniowej cele na lata 2018-2021, wynosiły odpowiednio:[...]. Realizacja w ww. okresie wyniosła: [...].

Przedstawione powyżej wskaźniki CRP wskazują, iż wyznaczone cele były osiągane.

Założenia przyjęte w PEP 2040 wskazują, iż celem na rok 2025 jest realizacja 85% umów o przyłączenie w terminie 12 miesięcy. Wskaźnik realizacji umów w terminie 12 miesięcy w latach 2018-2021 kształtował się, odpowiednio, dla IV grupy przyłączeniowej w tym okresie na poziomie odpowiednio: [...] oraz dla V grupy przyłączeniowej odpowiednio: [...]. OSD osiągnął wskaźniki w poszczególnych latach powyżej poziomu określonego przez URE.

(akta kontroli, str. 11-52, 56-102)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości.

OCENA CZĄSTKOWA

Najwyższa Izba Kontroli pozytywnie ocenia realizację zadań OSD w obszarze przyłączania nowych odbiorców energii elektrycznej. Zdania ujęte w Planie Rozwoju były realizowane, a wielkości nakładów zwiększono wobec planowanych. Niewielki odsetek uzasadnionych odmów (poniżej 0,01 %) przyłączenia odbiorców w ocenie NIK potwierdza, że OSD zabezpieczył potrzeby przyłączeniowe odbiorców energii elektrycznej.

OBSZAR

4. Zapewnienie nieprzerwanych dostaw wysokiej jakości energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Opis stanu
faktycznego

Według założeń PEP2040, do 2025 r. wskaźniki jakości dostaw energii tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) powinny osiągnąć poziom średniej w UE, zaś 85% umów przyłączeniowych powinno być realizowanych w 12 miesięcy, a czas przekazywania danych pomiarowo-rozliczeniowych powinien ulec skróceniu. Dla skuteczniejszej oceny jakości pracy sieci konieczne jest właściwe określenie definicji wskaźników SAIDI, SAIFI, gdyż coraz częstsze występowanie anomalii pogodowych zakłóca ich poziom, niezależne od wysiłków OSD.

³³ Czas realizacji przyłączenia wyrażony stosunkiem czasu rzeczywistego realizacji przyłączenia do wielkości referencyjnej 18 miesięcy).

Zarząd OSD wyjaśnił³⁴, że w Spółce jest obecnie wdrażany system do centralnego nadzoru nad jakością energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej Spółki. Wdrożenie jest realizowane w ramach projektu badawczo-rozwojowego o akronimie MoBiSy współfinansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju. We wdrażanym systemie będą pozyskiwane i przetwarzane dane o jakości energii elektrycznej z mobilnych i stacjonarnych analizatorów energii elektrycznej oraz liczników energii elektrycznej. System będzie posiadał moduł analityczny pozwalający na ocenę parametrów jakości energii elektrycznej. Enea Operator nie planuje opracowania systemu z innymi OSD.

Zgodnie z § 41 ust 2 *rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*³⁵, ENEA Operator umieszcza na stronie internetowej wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej.

Wielkości osiągniętych wskaźników wskazują, że zarówno czasy przerwy w dostawach jak i częstość przerw w latach 2018-2020 malały lub pozostawały na podobnym poziomie. Jednak w latach 2021-2022 wskaźniki rosły, za sprawą wystąpienia niekorzystnych warunków atmosferycznych. W 2022 r. wskaźniki się pogorszyły z powodu gwałtownych zjawisk pogodowych na obszarze działania OSD i spowodowały znaczące pogorszenie wskaźników czasów przerw nieplanowych i katastrofalnych w tym okresie, w szczególności w pierwszym kwartale 2022 r. Spółka posiada dane dla wszystkich 31 Rejonów Dystrybucji. Największe odstępstwa w 2021 r. od ustalonych parametrów jakościowych energii elektrycznej odnotowano w rejonie dystrybucji Września – 140 zgłoszeń, Leszno – 132, Szamotuły – 131, Opalenica – 97, Piła – 59.

Wartości wskaźników SAIDI do przerw nieplanowanych: 2018 - 145,15 min., 2019 - 123,64 min., 2020 - 106,26 min., 2021 - 137,46; SAIDI dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych 2018 - 152,68 min., 2019 - 124,65 min., 2020 - 106,81 min., 2021 - 139,88; SAIFI dla przerw planowanych 2018 - 0,27, 2019 - 0,16, 2020 - 0,11, 2021 - 0,08, SAIFI dla przerw nieplanowanych 2018 - 2,95, 2019 - 2,82, 2020 - 2,44, 2021 - 2,6, SAIFI dla przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych 2018 - 2,96, 2019 - 2,82, 2020 - 2,44, 2021 - 2,6 oraz wskaźnik MAIFI odpowiednio: w 2018 - 4,57, w 2019 r. - 4,79, w 2020 r. - 4,03, w 2021 r. - 4,82.

W ENEA Operator dla kadry zarządzającej ustanowiono KPI³⁶, w tym m.in. cele związane z poprawą niezawodności pracy sieci. Cele zostały zwymiarowane na podstawie metodologii opisanej w dokumencie zatwierdzonym przez Prezesa URE pn.: „Regulacja Jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”.

Zarząd ENEA Operator podjął uchwałę aktualizującą metodologię obliczania celów związanych z poprawą niezawodności pracy sieci zgodnie z Regulacją Jakościową dla obszarów: duże miasto, miasto na prawach powiatu, miasto oraz wieś wraz z zwymiarowaniem tych celów dla całej Spółki, Oddziałów i Rejonów Dystrybucji do 2025 roku. URE rozlicza OSD z realizacji wskaźników: CTP - czas trwania przerwy (SAIDI) oraz CP - częstość przerw (SAIFI) na podstawie wszystkich zdarzeń występujących na sieci wysokiego i średniego napięcia skutkujących przerwami w dostawie energii elektrycznej dla wszystkich odbiorców ENEA Operator, w podziale na obszary: miasto duże, miasto na prawach powiatu, miasto oraz wieś. Przy obliczaniu wskaźników CTP i CP następuje eliminacja zdarzeń pogodowych

³⁴ Pismo z 14 listopada 2022 r., bez sygnatury.

³⁵ Dz. U. z 2007 r., poz. 623 ze zm.

³⁶ Kluczowe wskaźniki efektywności.

o charakterze katastrofalnym. Wstępna identyfikacja dni podlegających wykluczeniu, polega na zastosowaniu metody statystycznej Beta 2,5. Dodatkowo wystąpienie „dnia krytycznego” we wskazanym dniu, musi zostać potwierdzone przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej wskazaniem 2 lub 3 stopnia zagrożenia meteorologicznego. Spełnienie powyższych wymagań co do wartości dziennych wskaźników niezawodności pozwala na zastąpienie ich średnią wartością osiąganą na danym obszarze w okresie ostatnich 4 lat.

(akta kontroli str. 8-269)

W zakresie monitorowania realizacji celów w zakresie poprawy parametrów jakościowych w korelacji z realizacją planów rozwoju sieci, Zarząd Spółki wyjaśnił³⁷, że w celu realizacji przyjętej w październiku 2013 r. przez Grupę Kapitałową Strategii Korporacyjnej na lata 2014 - 2020 ENEA Operator w ramach celów wskazanych dla obszaru dystrybucji, który jest odpowiedzialny za zapewnienie klientom bezpieczeństwa, jakości i niezawodności świadczonych usług dystrybucji energii, z zachowaniem przy tym efektywności kosztowej podjął prace zmierzające do osiągnięcia wyznaczonych celów, w tym również do przygotowania do taryfy jakościowej obowiązującej od 2016 r. Dlatego też mając na uwadze aspekt taryfowy, powiązany bezpośrednio z wynikami finansowymi całej GK ENEA, wskazano na konieczność realizacji Programu poprawy niezawodności i obniżenia awaryjności sieci, oraz określono ścieżkę dojścia do oczekiwanego poziomu wskaźników nieplanowych z 324 minut w roku 2014 do 199 minut w 2020 r.

W wyniku analizy awaryjności sieci dystrybucyjnej ustalono, iż największy udział w liczbie awarii i długości przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców mają napowietrzne linie SN, które są uszkodzane w wyniku zjawisk atmosferycznych, starzenia (zmęczenia materiału) poszczególnych elementów składowych sieci (wiązania, izolatory, linki, konstrukcje wsporcze). Podczas dalszej analizy struktury wskaźników ustalono, że wartości SAIDI i SAIFI w Spółce w przeważającej części składają się z przerw generowanych przez awarie linii napowietrznych SN. W związku z tym po rozeznaniu przyczyn takiego stanu rzeczy określono sposoby ograniczenia liczby awarii, a w przypadku ich wystąpienia sposoby zminimalizowania długości przerw w dostawie energii elektrycznej i liczby odbiorców narażonych na te przerwy. W związku z powyższym opracowano program modernizacyjny dla linii SN: Modernizacja ciągów liniowych SN w zakresie kompleksowej modernizacji całych odcinków linii.

Następną zidentyfikowaną grupą urządzeń generującą dużą liczbę awarii i w konsekwencji przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców były kable SN (zasilające przeważnie odbiorców w ośrodkach mocno zurbanizowanych), dodatkowo na podstawie analizy przyczyn awarii ustalono, że były to kable w izolacji z polietylenu termoplastycznego (niesieciowanego), charakteryzującego się dużą awaryjnością, którymi zasilana była znaczna liczba odbiorców. W związku z tym w celu wyeliminowania zagrożenia dla odbiorców opracowano program: Wymiana kabli niesieciowanych SN na kable w izolacji z polietylenu usieciowanego na terenie całej Spółki.

Opracowane programy zgłoszono do Planów Rozwoju począwszy od planów dla lat 2014 - 2019 oraz do sporządzanych na tej podstawie Planów Inwestycyjnych, w ramach których były one realizowane począwszy od roku 2014 do roku 2019. Następnie Zarząd ENEA Operator, po zapoznaniu się z wynikami realizacji tych programów modernizacyjnych, podjął decyzję o zakończeniu ich realizacji i przejściu

³⁷ Pismo z 14 listopada 2022 r.

na działalność operacyjną dążącą do poprawy osiągniętych wskaźników bez wykorzystania ww. programów modernizacyjnych.

Na podstawie doświadczeń zdobytych przy identyfikowaniu przyczyn wysokich wskaźników zawodności pracy sieci dystrybucyjnej i sposobów ich poprawy ustalono, że w celu trwałego zmniejszania wskaźników niezbędne jest globalne podejście do pracy sieci SN w Spółce. W związku z tym w 2015 r. podjęto prace nad *Koncepcją rozwoju sieci SN w ENEA Operator Sp. z o.o. w perspektywie do roku 2030*. W ramach prowadzonych prac w 2017 r. wskazano kompleksowe rozwiązanie w celu rozwoju sieci SN dla ENEA Operator do roku 2030. W ramach Koncepcji identyfikowano zadania inwestycyjne, które następnie były zgłaszane do Planów Rozwoju i Planów Inwestycyjnych, w ramach których realizowano te zadania. Zadania inwestycyjne w ramach Koncepcji rozwoju sieci SN są sukcesywnie i planowo realizowane w perspektywie do roku 2030.

Zgodnie z §43 ust. 1 i 2 *rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*³⁸, odbiorcy energii elektrycznej przysługuje prawo do złożenia wniosku o udzielenie bonifikaty. Bonifikata zostaje udzielona w wysokości określonej w taryfie dla usług dystrybucji energii elektrycznej, jeśli zostały przekroczone dopuszczalne czasy trwania przerw określone w ogólnych warunkach umowy kompleksowej lub umowie. W tym zakresie nie istnieją wyłączenia zdarzeń pogodowych o charakterze katastrofalnym, zatem bonifikaty są udzielane niezależnie od przyczyn niedostępności energii, a ich sumaryczna wartość jest bezpośrednio uzależniona od ilości i skali ekstremalnych zjawisk pogodowych.

W okresie objętym kontrolą do OSD wpłynęło łącznie 6,2 tys. wniosków o udzielenie bonifikaty, w tym w 2018 r. – 535, w 2019 r. – 70, 2020 r. – 59, 2021 r. – 90, i w pierwszej połowie 2022 r. – 5510. Zdecydowana większość wniosków dotyczyła przekroczenia czasu jednorazowej przerwy – 2,8 tys. wniosków (46,1%), w drugiej kolejności z tytułu przerw w dostawie energii elektrycznej – 2,3 tys. wniosków (36,5%) oraz przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw dla sieci o napięciu mniejszym 1 kV – 0,9 tys. wniosków. Pozostałe wnioski w liczbie 0,2 tys. (3,3%) dotyczyły przekroczenia łącznego czasu trwania wyłączeń w ciągu roku, niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej - odchylenie napięcia, jakości energii³⁹ oraz czasów przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw dla sieci o napięciu powyżej 1 kV.

Spółka wyjaśniła⁴⁰, że liczba wniosków o odszkodowania jak i liczba wniosków o udzielenie bonifikaty wzrasta w związku z ekstremalnymi zjawiskami atmosferycznymi, w szczególności huraganami które wystąpiły na przełomie 2017 i 2018 r., a następnie w pierwszej połowie 2022 r. W badanym okresie nie widać trendów w poszczególnych grupach, natomiast liczba wniosków zdecydowanie wzrasta w latach, w których wystąpiły intensywne zjawiska pogodowe. Z wyjaśnień Spółki wynika ponadto, że jeśli szkoda wystąpiła w związku czynnika zaliczanego do siły wyższej to zgodnie z art. 435 §1 Kodeksu cywilnego⁴¹ to wyłącza to odpowiedzialność OSD za tę szkodę.

W okresie objętym kontrolą spółka udzieliła bonifikat na łączną kwotę [...] zł, w tym w związku z przerwami w dostawie energii elektrycznej [...] zł, [...] zł za niedotrzymanie

³⁸ Dz. U. 2019 poz. 503

³⁹ Odchylenia napięcia +/- 10%.

⁴⁰ Pismo z 14 listopada 2022 r.

⁴¹ Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz.U. z 2022 r. poz. 1360 tj. ze zm.)

standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz [...] zł w związku z niedotrzymaniem parametrów jakościowych energii elektrycznej.

(akta kontroli, str. 51-52, 108-120, 132-292)

Wartość udzielonych bonifikat udzielonych na podstawie § 41 *rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*⁴² lub *rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*⁴³ wyniosła łącznie [...] zł, w tym w 2018 r. - [...] zł, 2019 - [...], 2020 - [...], 2021 - [...] zł, i w pierwszej połowie 2022 - [...]zł, natomiast liczba wniosków wyniosła łącznie 4,9 tys.

i w poszczególnych latach przedstawiła się następująco: 2018 r.- 492 wniosków, 2019 – 25, 2020 – 7, 2021 – 7 oraz w pierwszej połowie 2022 r. – 4 397.

Zarząd Spółki wyjaśnił⁴⁴, że wyższa liczba wniosków o wypłaty bonifikat w 2018 r. oraz w pierwszym półroczu 2022 r. była związana z ekstremalnymi zjawiskami atmosferycznymi, które wystąpiły na przełomie 2017 i 2018 r. (orkan Ksawery i silny niż Fryderyka) oraz w 2022 r. (orkan Dudley oraz silne niż Nadia i Eunice), co w konsekwencji spowodowało o wiele większą niż zwykle liczbę wniosków w krótkim okresie.

Wartość udzielonych bonifikat udzielonych na podstawie § 42 *rozporządzenia z 2019 r.* wyniosła łącznie [...] zł, w tym w 2018 r. - [...] zł, w 2019 - [...] zł, w 2020 r. - [...] zł, w 2021 r. - [...] zł, a w I półroczu 2022 - [...] zł. Liczba bonifikat wyniosła odpowiednio: w 2018 – [...], 2019 – [...], w 2020 r. – [...], w 2021 r. – [...], a w I półroczu 2022 r.– [...].

W latach 2018 - 2022⁴⁵ czas wypłaty bonifikat w terminie określonym w § 43 ust. 2 *rozporządzenia z 2011 r.* tj. w terminie 30 dni od dnia wpłynięcia wniosku to 469 wniosków, natomiast powyżej tego terminu zrealizowano [...]wnioski. Natomiast liczba bonifikat wypłacona w terminach określonych *rozporządzeniem z 2019 r.* w badanym okresie przedstawiała się następująco:

- a) w terminie 30 dni od ostatniego dnia, w którym nastąpiło niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców określonych w odrębnych przepisach (§ 43 ust. 2 pkt 1) – [...]wniosków, natomiast po upływie terminu – [...]wniosków;
- b) w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach, z wyłączeniem niedotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej określających dopuszczalne czasy przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej (§ 43 ust. 2 pkt 2) - [...]wniosków, natomiast po tym terminie [...]wniosek;
- c) w terminie 30 dni od ostatniego dnia, w którym nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych czasów przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub umowach, dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (§ 43 ust. 2 pkt 3) – [...]wniosków;
- d) w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku odbiorcy o udzielenie bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach lub umowach, dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV (§ 43 ust.

⁴² Dz. U. z 2019 r., poz. 509, dalej rozporządzenie z 2019 r.

⁴³ Dz. U. z 2011 r. nr 189, poz. 1126, dalej rozporządzenie z 2011 r.

⁴⁴ Pismo z dnia 14 listopada 2022 r., bez sygnatury.

⁴⁵ Do końca pierwszego półrocza.

2 pkt 4) – [...]wniosków, natomiast powyżej tego terminu rozpatrzono łącznie [...]wniosków;

- e) w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w pkt 4, dla innych odbiorców niż odbiorca, który złożył wniosek, zasilanych z tego samego miejsca dostarczania co odbiorca, który złożył wniosek, dla których również potwierdzono przekroczenie czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (§ 43 ust. 2 pkt 5) – [...]wniosków.

W powyższych danych liczono czas obsłużenia procesu niezależnie od tego czy udzielenie bonifikaty było zasadne lub niezasadne. Proces udzielenia bonifikaty i określenia jej wartości realizowany jest co do zasady w terminie 30 dni, natomiast fizyczna "wypłata" bonifikaty odbywa się w miesiącu, w którym dane punkcie poboru energii elektrycznej jest rozliczane, co ze względu na różne terminy rozliczeń (2 miesięczne, 6 miesięczne, roczne) następuje zazwyczaj po upływie 30 dni. Zatem dane przedstawione powyżej nie dotyczą czasu wypłaty bonifikaty, ale czasu, w którym odbiorca jest informowany o przyznaniu bonifikaty, jej kwocie, terminie "wypłaty" lub o odmowie udzielenia bonifikaty.

W kontroli dokonano weryfikacji dziewięciu spraw dotyczących bonifikat i stwierdzono, że wielkości udzielonych bonifikat ustalono prawidłowo, a odmowy udzielenia bonifikaty były uzasadnione. Spółka każdorazowo określała czas przerw w całym okresie czasu podlegającym kryteriom oceny, a w przypadku zarzutów dotyczących parametrów jakościowych dokonywała pomiarów stanowiących podstawę do uwzględnienia wniosku.

(akta kontroli str. 8-69, 108-120, 132-292)

Stwierdzone
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następującą nieprawidłowość.

Enea Operator w latach 2018 - 2022⁴⁶, z naruszeniem terminu określonego w §43 ust. 2 *rozporządzenia Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, rozpatrzyła [...]spraw dotyczących udzielenia bonifikaty, tj. około [...]% wszystkich wniosków. Przytoczone wyjaśnienia Zarządu Spółki, iż przekroczenia terminu wynikały z większej niż zwykle liczby wniosków w krótkim okresie w związku z nagłymi silnymi zjawiskami atmosferycznymi na początku 2022 r. (w pierwszej połowie 2022 r. do Spółki wpłynęło 5,5 tys. wniosków, podczas gdy w poprzednich latach poziom ten był znikomy) nie mogą stanowić usprawiedliwienia tej sytuacji.

Zarząd Spółki jest odpowiedzialny bowiem za taką organizację pracy Spółki, aby zapewnić możliwość obsługi wniosków o udzielenie bonifikaty w terminie wynikającym z obowiązujących przepisów. NIK zwraca także uwagę, że w konsekwencji zjawisk pogodowych znacznie wzrosły poziomy wskaźników SAIDI zarówno dla przerw nieplanowanych (wzrost z poziomu 106,26-145,15 w latach 2018-2021 do 339,88 w I połowie 2022 r.), jak i przerw nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych (wzrost z poziomu 106,81-152,68 w latach 2018 – 2021 do poziomu 476,86 w I połowie 2022 r.).

(akta kontroli str. 51, 108-120)

OCENA CZĄSTKOWA

ENEA Operator zapewniała dostawy energii elektrycznej dbając o jej jakość. W latach 2018-2022 (I połowa) nie osiągnięto jednak niektórych celów jakościowych, co naraziło Spółkę na potencjalne obniżenie poziomu przychodu regulowanego o około [...]mln zł. Bezpośrednią przyczyną były anomalie pogodowe, jednak NIK dostrzega słabości sieci dystrybucyjnej wynikające z braku odpowiedniego poziomu

⁴⁶ do 30 czerwca 2022 r.

nakładów, głównie na kablowanie sieci SN, przez co infrastruktura dystrybucyjna była wrażliwa na coraz częściej pojawiające się anomalie pogodowe. Spółka prawidłowo udzielała bonifikat w związku z niedostarczoną energią elektryczną do odbiorców, niedotrzymaniem parametrów jakościowych oraz parametrów jakości obsługi odbiorców. Niemniej jednak w przypadku około [...]% wszystkich wniosków o udzielenie bonifikaty Spółka nie dotrzymała terminów określonych w przytoczonych przepisach.

IV. Uwagi i wnioski

W związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy o NIK, przedstawia następujący wniosek:

Podjęcie działań w celu zapewnienia udzielania bonifikat należnych odbiorcom energii elektrycznej w obowiązującym terminie (30 dni) oraz informowania odbiorców o wydłużonych terminach rozpatrzenia ich wniosków.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Wystąpienie pokontrolne zostało sporządzone w dwóch egzemplarzach; jeden dla kierownika jednostki kontrolowanej, drugi do akt kontroli.

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK kierownikowi jednostki kontrolowanej przysługuje prawo zgłoszenia na piśmie umotywowanych zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w terminie 21 dni od dnia jego przekazania. Zastrzeżenia zgłasza się do dyrektora Departamentu Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji Najwyższej Izby Kontroli. Prawo zgłaszania zastrzeżeń, zgodnie z art. 61b ust. 2 ustawy o NIK, nie przysługuje do wystąpienia pokontrolnego zmienionego zgodnie z treścią uchwały w sprawie zastrzeżeń.

Obowiązek
poinformowania NIK
o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 ustawy o NIK należy poinformować Najwyższą Izbę Kontroli, w terminie 14 dni od otrzymania wystąpienia pokontrolnego, o sposobie wykorzystania uwag i wykonania wniosków pokontrolnych oraz o podjętych działaniach lub przyczynach niepodjęcia tych działań.

W przypadku wniesienia zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, termin przedstawienia informacji liczy się od dnia otrzymania uchwały o oddaleniu zastrzeżeń w całości lub zmienionego wystąpienia pokontrolnego.

Warszawa, 26 czerwca 2023 r.

Kontrolerzy
Piotr Piątkiewicz
Główny specjalista kp.

Najwyższa Izba Kontroli
p.o. Departament Gospodarki,
Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Dyrektor
Maciej Maciejewski

/-/

Agnieszka Siwczyk
Specjalista kp.

/-/

/-/