



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI  
Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.007.04.2022

Pan  
Jarosław Kwasek  
Prezes Zarządu

PGE Dystrybucja SA,  
Garbarska 21 A,  
20-340 Lublin

# WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

*PI/22/015 - Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej*

zmienione zgodnie z treścią uchwały Zespołu Orzekającego Komisji Rozstrzygającej  
Najwyższej Izby Kontroli, znak KPK-KPO.441.108.2023, z dnia 21 września 2023 r.

# I. Dane identyfikacyjne

Jednostka kontrolowana	PGE Dystrybucja SA, ul. Garbarska 21A, 20-340 Lublin
Kierownik jednostki kontrolowanej	Jarosław Kwasek, Prezes Zarządu, od 22 stycznia 2021 r. W okresie objętym kontrolą funkcję kierownika jednostki poprzednio pełnili: Wojciech Lutek, od 2 lutego 2016 do 24 kwietnia 2020 r.; Andrzej Bondyra od 24 kwietnia 2020 r do 11 sierpnia 2020 r.; Marcin Kowalczyk od 11 sierpnia 2020 r. do 11 stycznia 2021 r.; Krzysztof Sola od 12 stycznia 2021 do 22 stycznia 2021 r.  (akta kontroli, str. 3-4)
Zakres przedmiotowy kontroli	<ul style="list-style-type: none"><li>– Przygotowanie planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię (art. 16 pe, Rozporządzenie 2019/943 i Dyrektywa 2019/944) i inne zadania planistyczne.</li><li>– Przyłączanie nowych źródeł OZE, w tym prosumentów.</li><li>– Przyłączanie nowych odbiorców, w tym punktów ładowania samochodów elektrycznych.</li><li>– Zapewnienie nieprzerwanych dostaw wysokiej jakości energii elektrycznej odbiorcom końcowym.</li></ul>
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 <sup>1</sup>
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontroler	Mirosław Wójtowicz, główny specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr KGP/70/2022 z 15 lipca 2022 r.  (akta kontroli str.1-2)

<sup>1</sup> Dz. U. z 2022 r. poz. 623, dalej: ustawa o NIK.

## II. Ocena ogólna<sup>2</sup> kontrolowanej działalności

### OCENA OGÓLNA

PGE Dystrybucja SA - Operator Systemu Dystrybucyjnego<sup>3</sup> zapewniał dostawy energii elektrycznej oraz przyłączenia odbiorców. Nie był jednak w stanie przyłączyć do sieci dystrybucyjnej wszystkich odnawialnych źródeł wytwórczych (OZE) wnioskowanych przez przedsiębiorców. Przyczyną było niedostosowanie sieci dystrybucyjnej wobec skokowego wzrostu, w ostatnich latach, wniosków o wydanie warunków przyłączenia OZE oraz niezasadne obniżenie przez Spółkę w 2020 r. i 2021 r. uzgodnionych z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki nakładów inwestycyjnych i modernizacyjnych sieci dystrybucyjnej.

### Uzasadnienie oceny ogólnej

PGE Dystrybucja SA, jako Operator Systemu Dystrybucyjnego w wymaganych terminach opracował i uzgodnił z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zapewnił jego aktualizację. Plan Rozwoju zawierał elementy wymagane prawem i został opracowany w oparciu o prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarze działania PGE Dystrybucja SA, z uwzględnieniem szacowanego wzrostu potrzeb odbiorców i wytwórców przyłączanych do sieci dystrybucyjnej.

Niewielki odsetek odmów (0,12%) przyłączenia odbiorców, uzasadnionych głównie brakiem uwarunkowań ekonomicznych, potwierdza, że OSD zabezpieczył potrzeby przyłączeniowe odbiorców energii elektrycznej. Do sieci dystrybucyjnej w okresie 2018 r do 30 czerwca 2022 r. przyłączono ponad 433 tys. mikroinstalacji o mocy 3 052 MW zgłoszonych przez prosumentów. Wzrastała natomiast liczba odmów wydania warunków przyłączenia większych instalacji wytwórczych OZE. W ww. okresie do OSD wpłynęło 6 960 wniosków o wydanie warunków przyłączenia OZE<sup>4</sup> o mocy łącznej 13 195 MW. Warunki przyłączenia wydano dla 47% wniosków (3 247 OZE) obejmujących 38% mocy wnioskowanych ogółem (5 054 MW), a odmówiono wydania warunków przyłączenia dla 37% wniosków (2 602 OZE) obejmujących około 40% mocy wnioskowanej ogółem (5 361 MW). Pozostałe 16% wniosków pozostawiono bez rozpatrzenia z uwagi na brak wpłaty zaliczki, braków formalnych w dokumentacji lub odpowiedzi na wezwanie OSD do uzupełnienia wniosku.

Do sieci OSD w okresie 2018 do 30 czerwca 2022 r. (poza mikroinstalacjami) przyłączono 880 instalacji OZE o mocy 672 MW.

Przyczyny odmów wynikały z braku mocy przyłączeniowej w sieci dystrybucyjnej w miejscach wskazanych przez przedsiębiorców lub niedotrzymania innych parametrów technicznych sieci w związku z przyłączeniem wnioskowanego źródła. Realizacja zadań ujętych w Planie Rozwoju, mimo próby jego skorelowania z potrzebami, nie zapewniła pokrycia potrzeb przyłączeniowych OZE. W latach 2018-2022 odnotowano wysoką dynamikę wpływających do OSD wniosków o przyłączenie OZE. Równoległe Spółka znacznie ograniczyła nakłady na inwestycje i modernizację sieci dystrybucyjnej, co wpływało na skalę odmów. W latach 2020 i 2021 nie dotrzymano poziomu nakładów uzgodnionych z Prezesem URE w procesie taryfowym. Z uzgodnionego poziomu nakładów w 2020 r. [...] <sup>5</sup> mln zł zrealizowano [...] mln zł (około [...]), a w 2021 r. z uzgodnionych [...] mln zł zrealizowano [...] mln zł (około [...]).

<sup>2</sup> Najwyższa Izba Kontroli formułuje ocenę ogólną jako ocenę pozytywną, ocenę negatywną albo ocenę w formie opisowej.

<sup>3</sup> Dalej: OSD lub Spółka

<sup>4</sup> Instalacje OZE inne niż mikroinstalacje.

<sup>5</sup> 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.

Najwyższa Izba Kontroli, w ślad za stanowiskiem Prezesa URE<sup>6</sup>, wskazuje, że przedsiębiorstwa elektroenergetyczne budują i rozbudowują sieć dystrybucji energii elektrycznej dla obszaru swojego działania w oparciu o uzgodniony projekt planu rozwoju. Uzgodnienie to oznacza, że Prezes URE, poprzez zatwierdzenie taryfy, zapewnia przedsiębiorstwu środki finansowe na realizację zamierzeń wskazanych w Planie Rozwoju (zarówno imiennie jak i obszarowo). Dla przedsiębiorstwa zaś uzgodnienie to oznacza obowiązek wykonania tych zadań i przyłączanie podmiotów ubiegających się o przyłączenie z obszaru objętego tym uzgodnieniem. Wyznaczenie poziomu nakładów inwestycyjnych w taryfie oznacza, że odbiorcy energii elektrycznej już od początku okresu objętego taryfą partycypują w przyszłych nakładach inwestycyjnych, zatem środki te nie mogą być przeznaczane na finansowanie innych działalności niż dystrybucja energii elektrycznej, ani też uczestniczyć w skrótnym finansowaniu zadań poza obszarem działalności dystrybutora. [...]

Spółka w latach 2020 i 2021 osiągnęła przychody ustalone w taryfie zapewniające rozwój sieci dystrybucyjnej. W 2020 r. EBITDA w ujęciu regulacyjnym (zwrot z kapitału + amortyzacja) zaplanowana w taryfie na [...] mln zł osiągnęła wielkość [...] mln zł, a w 2021 r. z zaplanowanych w taryfie [...] mln zł zrealizowano [...] mln zł. Zatem, w ocenie NIK, nie było podstaw do tak drastycznego ograniczania nakładów. Należy podkreślić, że ograniczenia nakładów dokonano [...]

NIK wskazuje, że Spółka w głównym założeniu wielkości mocy zainstalowanych stosowała w ekspertyzach oceny wpływu przyłączanych źródeł OZE fotowoltaicznych, magazynów energii i instalacji hybrydowych kryteria zbieżne z kryteriami oceny wpływu na sieć źródeł OZE wiatrowych. Takie podejście, w ocenie NIK, w części spraw mogło skutkować niezasadną odmową wydania warunków przyłączenia. Każde ze źródeł charakteryzuje jego własna specyfika pracy, w tym okresowa praca instalacji bez obciążeń sieci elektroenergetycznej. Natomiast w warunkach ograniczenia mocy transformatora w węźle WN/SN obecność magazynów energii może prowadzić do złagodzenia warunków krytycznych dla przyłączenia w tym rejonie innych źródeł, co podkreślono również w[...]

Niekorzystny wpływ na niezawodność dostaw energii elektrycznej dla odbiorców miały decyzje [...]. Ponadto, awarie sieci napowietrznej związane z nasilającymi się zjawiskami pogodowymi skutkują coraz wyższym poziomem udzielanych przez Spółkę bonifikat za przerwy w dostawie energii elektrycznej.

Najwyższa Izba Kontroli dostrzega również potrzebę wzmocnienia nadzoru nad pracą oddziałów w zakresie terminowego załatwiania spraw związanych z udzielaniem bonifikat za niedostarczoną energię lub za dostarczenie energii niewłaściwej jakości.

---

<sup>6</sup> Informacja w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy- Prawo energetyczne) <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/2947,Informacja.html>.

### III. Opis ustalonego stanu faktycznego oraz oceny cząstkowe<sup>7</sup> kontrolowanej działalności

OBSZAR

#### 1. Przygotowanie Planu Rozwoju<sup>8</sup> w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i inne zadania planistyczne.

Opis stanu faktycznego

Podstawowym przedmiotem działalności PGE Dystrybucja SA jest dystrybucja energii elektrycznej. Spółka pełni funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego<sup>9</sup> elektroenergetycznego, prowadząc działalność na obszarze 129,8 tys. km<sup>2</sup>. W 2021 roku energia elektryczna była dostarczana do ponad 5,6 mln odbiorców – w ilości ponad 37,7 TWh. Spółka współpracuje z 11 samorządami wojewódzkimi i 1 066 samorządami gminnymi. OSD jest odpowiedzialny 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 siedem oddziałów<sup>10</sup> o jednolitej organizacji wewnętrznej. Każdy oddział podzielony jest na rejony energetyczne (łącznie 47 rejonów) oraz posterunki energetyczne (133 posterunki).

Spółka użytkuje 10,3 tys. km sieci wysokich napięć<sup>11</sup>, 114,9 tys. km sieci średnich napięć – w tym około 22% stanowią sieci skablowane oraz 171,1 tys. km sieci niskich napięć – w tym około 30% skablowanych. Spółka posiada 95,7 tys. stacji elektroenergetycznych (jedną na sieci 220 kV; 414 na sieci 110 kV i 95,3 tys. na sieci średnich napięć). Stacje wyposażone są w 97,1 tys. transformatorów sieciowych, z tego: 845 transformatorów WN/SN, 32 transformatory SN/SN i 96,2 tys. transformatorów SN/nN.

Według danych na 30 czerwca 2022 r. Spółka obsługiwała 5 621,9 tys. podmiotów, w tym: w grupie A (największe podmioty – wysokie napięcie) [...] klientów; w grupie B (duże firmy – średnie napięcie) [...] klientów; w grupie C i R (niewielkie przedsiębiorstwa, do których dostarczany jest prąd z linii niskiego napięcia) [...] klientów; w grupie G (gospodarstwa domowe) [...] klientów.

(akra kontroli, str. 719-726, 727-728)

W okresie objętym kontrolą (2018-2022) w PGE Dystrybucja SA obowiązywał Plan Rozwoju na lata 2017-2022 w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu, zgodnie z art. 16 ust. 13 i 14 ustawy Prawo energetyczne<sup>12</sup>, został przedłożony Prezesowi URE do uzgodnienia w wymaganym terminie<sup>13</sup>. Prezes URE pismem z dnia 8 lutego 2017 r. poinformował Spółkę, iż uznał przedłożony projekt za uzgodniony w zakresie obejmującym lata 2017-2022. Zarząd Spółki[...].

Na podstawie art. 16 ust 2 i 4 uPe Planu Rozwoju podlegał aktualizacji co trzy lata. Obowiązek ten OSD wykonał. Projekt Planu Rozwoju na lata 2020-2025 został przedłożony do uzgodnienia Prezesowi URE w terminie wynikającym z art. 16 ust. 14 uPe<sup>14</sup>. W dniu 19 marca 2020 r. Prezes URE poinformował OSD, iż uznaje za uzgodniony

<sup>7</sup> 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.

<sup>8</sup> Dalej: Plan Rozwoju.

<sup>9</sup> Dalej: OSD.

<sup>10</sup> Oddział: Lublin, Białystok, Łódź, Rzeszów, Skarżysko Kamienna, Warszawa i Zamość.

<sup>11</sup> 10 254 km sieci 110 KV oraz 21 km sieci 220 KV

<sup>12</sup> Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z 2022 r., poz. 1385 ze zm. (dalej uPe)

<sup>13</sup> Pismo PGE Dystrybucja SA do Prezesa URE z dnia 31 marca 2016 r., w którym przesłano projekt planu Rozwoju na lata 2017-2022, w tym 10 egzemplarzy na CD jako wersje dla zarządów województw.

<sup>14</sup> Pismo PGE Dystrybucja SA z dnia 29 marca 2019 r.

projekt Planu Rozwoju na lata 2020-2025. Zarząd i Rada Nadzorcza PGE Dystrybucja SA podjęły uchwały w sprawie przyjęcia/zatwierdzenia Planu Rozwoju [...]

(akta kontroli str.13-23, 727-728)

Plan Rozwoju zawierał wymagane prawem elementy, określone w art. 16 ust. 7 uPe w szczególności:

- przewidywany zakres dostarczania energii elektrycznej (ilość i moc);
- plan inwestycyjny, w którym wyodrębniono, między innymi: nakłady bezpośrednie na urządzenia energetyczne (budowy, rozbudowy i modernizacje GPZ-ów<sup>15</sup>, budowę nowych i modernizację istniejących linii wysokich napięć (110kV), budowę i modernizację stacji SN/nN oraz linii średniego i niskiego napięcia dla pokrycia rosnącego zapotrzebowania i poprawy standardów jakościowych dostarczanej energii oraz dla podłączenia nowych odbiorców i źródeł wytwórczych; wymiany kabli o wysokiej awaryjności z jednoczesnym zwiększaniem przekroju i skracaniem długości istniejących obwodów zasilających odbiorców; przedsięwzięcia w zakresie wymiany układów opomiarowania zużycia u odbiorców, w tym zdalnego odczytu, oraz sukcesywne wdrażanie inteligentnych systemów pomiarowych (AMI<sup>16</sup>); inne nakłady [rozbudowa sieci teletransmisji danych; inwestycje budowlane; zakupy gotowych dóbr np. narzędzia, urządzenia, samochody – 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;
- plan finansowy, w którym określono założenia makroekonomiczne i prognozy sprzedaży i kosztów, prognozy nakładów inwestycyjnych z podziałem na przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł, modernizację 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 tzw. kluczowe projekty inwestycyjne, między innymi: Program zwiększenia udziału linii kablowych w sieci SN; liczniki zdalnego odczytu i liczniki bilansujące (opomiarowanie stacji SN/nN); zadania badawcze i rozwojowe poprawiające efektywność w obszarze dystrybucji, np. w podobszarze SMART GRID<sup>17</sup>; zadania w zakresie informatyki i inne, w tym zadanie dotyczące

<sup>15</sup> RPZ - stacja elektroenergetyczna stanowiąca węzeł sieci wysokiego napięcia i zasilająca sieć średniego napięcia na określonym obszarze, składająca się z napowietrznej rozdzielni, transformatorów WN/SN i rozdzielni wewnętrznej 15kV.

<sup>16</sup> „Zaawansowany system pomiarowy AMI (od ang.: Advanced Metering Infrastructure) jest systemem składającym się z urządzeń pomiarowych (liczniki klasy AMI), komunikacyjnych (modemy i koncentratory danych) oraz z systemu informatycznego zarządzającego i przetwarzającego dane pomiarowe zebrane z liczników. Zainstalowane u odbiorców liczniki komunikują się z koncentratorami danych (zlokalizowanymi na stacjach elektroenergetycznych transformujących energię ze średniego napięcia na niskie napięcie – SN/nN) poprzez sieć elektroenergetyczną niskiego napięcia w oparciu o technologię PLC (z ang. Power Line Communication). Transmisja danych z koncentratorów do Systemu Centralnego odbywa się za pomocą modemów stacyjnych wykorzystujących telefonię komórkową”.

<sup>17</sup> Smart Grid sieć inteligentna która zbiera dane w czasie rzeczywistym i może sama lub poprzez interwencję człowieka podjąć decyzje o jej najlepszym/optymalnym wykorzystaniu w danej jednostce

przyłączenia do infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego oraz ogólnodostępnych stacji ładowania.

W dalszej treści części opisowej Planu Rozwoju wymieniono najistotniejsze zadania do realizacji w poszczególnych obszarach terytorialnych - oddziałach Spółki.

(akta kontroli str. 727-728 CD)

Plan Rozwoju OSD był przygotowany według kwestionariusza i zaleceń URE. Kwestionariusz oraz poszczególne moduły<sup>18</sup> Planu Rozwoju umieszczane były na stronie URE<sup>19</sup>.

Jak poinformował kierownik Biura Przyłączeń (odpowiedzialny w OSD za proces przygotowania i uzgadniania Planu Rozwoju)<sup>20</sup> w planach rozwoju obowiązujących w latach 2018-2022 uwzględniano założenia zawarte w: *PEP do 2030*, projekcie *PEP do 2050* oraz projekcie *PEP do 2040*.

(akta kontroli str.15-23, 727-728)

Kluczowe w procesie opracowania planu inwestycyjnego (zawartego w Planie Rozwoju) było opracowanie przez OSD dokumentu pn. *Prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarze działania PGE Dystrybucja SA*, w którym scharakteryzowano stan obecny infrastruktury energetycznej i awaryjność majątku oraz ustalano: prognozę (zgodnie z art. 16 ust 5 uPe w perspektywie 15-letniej) wielkości zdolności wytwórczych i ich rezerw, przedsięwzięcia zapewniające bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i prognozowaną awaryjność majątku na koniec okresu.

W założeniach *Prognozy bezpieczeństwa dostaw(...)* na lata 2019-2034 przyjęto, że

- w 2018 r. w PGE Dystrybucja SA zapotrzebowanie na moc kształtowało się na poziomie [...] MW, natomiast na energię elektryczną [...] GWh. Głównym źródłem zasilania sieci dystrybucyjnej (około [...] ogółu wprowadzonej w 2018 r. energii elektrycznej) była sieć przesyłowa PSE SA. Ze źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci OSD wprowadzono około [...] % energii oraz około [...] % z połączeń z siecią sąsiednich OSD. Moc zainstalowana jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci OSD wynosiła [...] MW [...];
- na 2034 r. zapotrzebowanie na moc prognozowano na poziomie [...] MW (wzrost o około [...] %) a zapotrzebowanie na energię elektryczną [...] GWh (wzrost o około [...] %). Szacowano, że moc z zainstalowanych źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci OSD wyniesie około MW. Analiza uwarunkowań wynikających z procesów technologicznych wytwarzania, w tym z OZE, wskazywała, że około [...] % energii elektrycznej wprowadzanej do sieci OSD pochodzić będzie z sieci przesyłowych (PSE).

Według *Prognozy bezpieczeństwa dostaw (...)* opracowanej w 2022 r., zapotrzebowanie na moc w 2021 r. kształtowało się na poziomie [...] MW (wzrost o około [...] % w stosunku do 2018 r.) a na energię elektryczną [...] GWh (wzrost o około [...] % do 2018 r.). Moc zainstalowana jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci OSD na koniec 2021 r. wynosiła [...] MW [...] (wzrost o około [...] %). Najwyższy wzrost dotyczył mocy instalacji fotowoltaicznych.

Mimo wzrostu mocy z zainstalowanych źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci OSD, nie zmieniła się struktura kierunku (ilości) wprowadzania energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej. Z sieci przesyłowych PSE wprowadzono około [...] %, zaś ze źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci OSD [...] % oraz [...] % z sieci sąsiednich OSD. Analiza przyrostu zapotrzebowania na energię elektryczną odbiorców oraz

<sup>19</sup> <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/plany-rozwoju/duze-osdp/8003,Wytyczne-do-planow-rozwoju-dla-OSD.html>

<sup>20</sup> Pismo z dnia 19 sierpnia 2022 r. L.dz. 6302 IR/2022

ilości energii wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej z sieci przesyłowej i źródeł przyłączonych do sieci OSD wskazuje, że co do zasady<sup>21</sup>, przyrost zapotrzebowania odbiorców pokrywał przyrost generacji z OZE przyłączonych do sieci OSD.

*Prognozy bezpieczeństwa dostaw (...)* w szczegółowych opracowaniach odnosiły się do każdego odcinka linii wysokiego napięcia (110 kV) określając: graniczą temperaturę roboczą; minimalny przekrój przewodów i kabli; znamionową obciążalność przewodów roboczych (zima/lato); obciążalność rzeczywistą (lato) versus dopuszczalną obciążalność letnią dla temperatury otoczenia 30°C. Adekwatne obliczenia wykonano dla okresu zimowego. Wynikiem tych zestawień było określenie poziomu rezerw – letniej i zimowej (w Amperach i %).

Analogiczne pomiary wykonano dla linii WN łączących sieć PGE Dystrybucja z innymi operatorami oraz dla stacji elektroenergetycznych określając w % stopień ich wykorzystania.

Kolejnym elementem *Prognoz* było określenie stopnia wykorzystania sieci SN oraz transformatorów SN/nN, a także określenie awaryjności majątku z ustaleniem przyczyn awarii i lokalizacji.

Wykorzystując ww. dane oraz informacje o potencjalnych lokalizacjach nowych źródeł wytwórczych - w odniesieniu do możliwości budowy i modernizacji stacji WN/SN, OSD ustalili wykaz potrzeb w zakresie budowy nowych stacji WN/SN oraz stacji, w których należy planować wymianę lub dobudowę transformatorów. W *Prognozach* OSD wskazał również przedsięwzięcia, których wykonanie po stronie sieci przesyłowych (PSE) będzie komplementarne względem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej.

Generalnym założeniem na etapie ustalania zadań było zidentyfikowanie potrzeb i tzw. najsłabszych ogniw linii i stacji elektroenergetycznych oraz zaplanowanie w tych lokalizacjach zadań inwestycyjnych i modernizacyjnych zwiększających zdolności dystrybucyjne, zarówno w kierunku dostarczania energii elektrycznej odbiorcom, jak i możliwości wprowadzania energii elektrycznej wytworzonej w źródłach przyłączonych do sieci OSD.

Zgodnie z obowiązującą IRiESD<sup>22</sup> w oddziałach dla każdego obiektu sieci dystrybucyjnej (stacji WN/SN, stacji SN/SN, stacji SN/nN, linii WN, SN, nN) są przeprowadzane okresowe „oceny stanu technicznego”. Podstawą wykonania oceny były dane uzyskane z przeprowadzonych oględzin, przeglądów, pomiarów, dane o awariach i zakłóceniach. Wyniki oceny określały potrzeby w zakresie prac eksploatacyjnych, modernizacyjnych lub inwestycyjnych, które uzupełniane: analizami awaryjności na sieci dystrybucyjnej; analizami sposobu zasilania linii średnich napięć dla rozległych sieci zasilanych promieniowo pod kątem dwustronnego zasilania; analizami linii zaleśionych pod kątem modernizacji (budowy sieci w pełnej/niepełnej izolacji lub na sieci kablowej) stanowiły podstawę sformułowania zadań i umieszczenia ich w planach z określeniem harmonogramu realizacji.

Oprócz ww. identyfikacji potrzeb w Planie Rozwoju, uwzględniano: kodeksy sieciowe UE w tym zalecenia NCER<sup>23</sup>, porozumienia o współpracy z OSP<sup>24</sup> oraz innymi OSD zapewniającymi bezpieczeństwo pracy KSE<sup>25</sup> (tzn. umożliwienie wyprowadzenia mocy z bloków elektrowni zawodowych oraz eliminowanie z sieci koordynowanej przeciążających się linii 110 kV), a także zobowiązania i umowy, z których wynika

<sup>21</sup> W kontrolowanym okresie występowały wahania, np. w 2020 r. w związku z relatywnie tańszym gazem ziemnym i większą generacją z tego nośnika.

<sup>22</sup> Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej

<sup>23</sup> NCER - kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych - zatwierdzony uchwałą Zarządu PSE S.A. [...].

<sup>24</sup> Operator Systemu Przesyłowego, funkcję pełni PSE SA

<sup>25</sup> Krajowy System Energetyczny.



zakres inwestycji dla przyłączenia nowych odbiorców, wytwórców, połączenia sieci OSD - OSDn<sup>26</sup> oraz rozwoju stacji i punktów ładowania samochodów elektrycznych.

(akta kontroli, str. 13-27)

Jak poinformował kierownik Biura Przyłączeń<sup>27</sup> na etapie formułowania zadań inwestycyjnych i modernizacyjnych w Planie Rozwoju uwzględniano miejscowe plany zagospodarowania oraz plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe, które OSD uzgadnia z lokalnymi samorządami (gminami), o ile gmina przystąpiła do ich opracowania lub aktualizacji. W ramach posiadanych środków i możliwości, OSD uwzględniał wskazane obszary, na których mają nastąpić zmiany urbanistyczne przeznaczenia terenów, a w konsekwencji zmiany w zapotrzebowaniu na moc i energię elektryczną w wyniku rozwoju obszarów mieszkalnych, powstawania nowych obszarów/stref przeznaczonych do prowadzenia działalności gospodarczej, lokalizacji źródeł wytwórczych energii elektrycznej (w większości OZE)<sup>28</sup>.

W PGE Dystrybucja SA działania w zakresie współpracy z samorządami zostały ustalone w piśmie [...]. Na tej podstawie między innymi, pracownicy Wydziału Majątku Sieciowego i Wydziału Przyłączenia i Rozwoju Rejonu Energetycznego zostali zobowiązani do bieżącego monitorowania ogłaszanych przez jednostki samorządowe projektów dokumentów, w których występują zagadnienia związane z dystrybucją energii elektrycznej. W przypadku ogłoszenia projektów/zmian miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego lub projektów założeń do planu zaopatrzenia (...), pracowników OSD zobowiązano do przygotowania wniosków i uwag do powyższych dokumentów w celu umożliwienia modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej Spółki w sposób optymalny tzn.: zabezpieczenia pasów technicznych, miejsc pod stacje transformatorowe, zapisów o technologii zastosowanych urządzeń elektroenergetycznych itp.

W sytuacjach braku bieżących możliwości prowadzenia zadań inwestycyjnych związanych z dystrybucją energii elektrycznej, pracowników OSD zobowiązano do wnioskowania na etapie opiniowania projektowanych zmian o rezerwowanie terenu na prowadzenie linii elektroenergetycznych lub posadowienia stacji elektroenergetycznych.

Według wyjaśnień kierownika Biura Przyłączeń<sup>29</sup> większość wniosków kierowanych przez Spółkę do jednostek samorządu terytorialnego w zakresie ujęcia urządzeń elektroenergetycznych na obszarze obejmowanym planem miejscowym nie było uwzględnianych, a projekty założeń do planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe (według wiedzy Spółki) posiada tylko 376 gmin z 1 066 gmin na terenie których działa OSD. Ponadto założenia do planu zaopatrzenia w większości dość szczegółowo opisywały istniejący stan sieci elektroenergetycznej, a dość ogólnie przyszłościowe potrzeby gminy w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną. Ograniczało to użyteczność tych dokumentów w planowaniu OSD.

(akta kontroli, str. 13-27)

W odniesieniu do realizacji dyspozycji art. 16 ust. 1 pkt 5 uPe, zgodnie z regulacjami wynikającymi z ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych<sup>30</sup> Spółka zaplanowała zadanie inwestycyjne mające na celu budowę ogólnodostępnych stacji ładowania samochodów elektrycznych zlokalizowanych w 7 miastach objętych obowiązkiem posiadania minimalnej liczby punktów ładowania: Białystok (min. 100 punktów), Kielce (min. 100 punktów), Lublin (min. 210 punktów), Łódź

<sup>26</sup> OSDn - Operator Systemu Dystrybucyjnego Elektroenergetycznego, którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową OSP.

<sup>27</sup> Pismo z dnia 19 sierpnia 2022 L.dz.6302/IR/2022.

<sup>28</sup> Nakłady w ujęciu rzeczowym i finansowym ujęto w tabelach E41 i E42 Planu Rozwoju.

<sup>29</sup> Pismo z dnia 19 sierpnia 2022 L.dz.6302/IR/2022.

<sup>30</sup> Dz.U. z 2022 r., poz. 1083 ze zm.

(min. 210 punktów), Radom (min. 100 punktów), Rzeszów (min. 100 punktów). Zadanie to w zakresie rzeczowym ujęto w części opisowej Planu Rozwoju a nakłady w module plan inwestycyjny (tabela) E 41 w zadaniach zbiorczych dot. rozbudowy sieci na terenie jednostek samorządów terytorialnych. Zadania realizowane na zasadach przyłączania stacji ładowania podmiotów trzecich, zostały ujęte w module plan inwestycyjny (tab. E2-E11, E2-E11 info 1, 2).

Z uwagi na procedowane zmiany regulacji prawnych ostatecznie Spółka nie podjęła realizacji budowy stacji/punktów ładowania. W dniu 24 grudnia 2021 r. uchylono art. 64 ustawą z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw<sup>31</sup>, znosząc obowiązek dla OSD budowy stacji/punktów ładowania.

Według wyjaśnień kierownika Biura Przyłączeń<sup>32</sup> w ww. miastach do sieci OSD przyłączono 49 stacji ładowania, a 179 wniosków o przyłączenie było procedowanych. Miasta opracowały i uzgodniły plany budowy stacji ładowania a OSD opracował i przekazał samorządom program ich przyłączania.

(akta kontroli, str. 169-232, 727-728)

OSD, realizując obowiązek określony 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 ZKW (Zintegrowanej Karcie Wyników), której metodologię sporządzenia ustalił URE i według której URE dokonywał oceny Planu Rozwoju elektroenergetycznych systemów dystrybucyjnych. Wyniki prezentowano w zestawieniach tabelarycznych z różnych perspektyw (perspektywa: finansowa; klienta; procesowa; rozwoju).

(akta kontroli, str. 13-27, 272-728)

Na etapie tworzenia Planu Rozwoju OSD prowadził analizy identyfikujące potrzeby inwestycyjne i modernizacyjne w związku z przyłączaniem nowych źródeł wytwórczych OZE i magazynów energii. W tym celu wykonano [...]. Opracowania miały na celu wskazać, między innymi, przedsięwzięcia inwestycyjne, jakie należy uwzględnić w Planie Rozwoju w latach 2015-2025 oraz 2020-2030, żeby wzmocnić sieć dystrybucyjną „przesyłową” w kontekście przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i przewidywanego wzrostu produkcji energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych OZE. Zidentyfikowane inwestycje w sieci dystrybucyjnej o najwyższym priorytecie określone zostały w Planach Rozwoju w module plan inwestycyjny (tab. E42, E43). Dodatkowo w tab. E42 - 4 *Moduł Plan Inwestycyjny*, ujęto imienne planowane przyłączenia OZE, na które zostały zawarte umowy o przyłączenie do sieci przez Spółkę lub wydane warunki przyłączenia.

Jak poinformował Kierownik Biura Przyłączeń<sup>33</sup> sieć dystrybucyjna OSD służy jednocześnie instalacjom odbiorczym jak i instalacjom wytwórczym, w związku z tym, każda budowa, rozbudowa lub modernizacja elementów sieci przyczynia się do zwiększenia jej możliwości przesyłowych, w obydwu kierunkach, w tym wyprowadzenia energii z OZE. W kontekście zapewnienia stabilności pracy sieci dystrybucyjnej przy zwiększającej się liczbie rozproszonych źródeł OZE podejście planistyczne opierało się na połączeniach sieciowych umożliwiających dostarczanie lub pobór energii elektrycznej w danym punkcie z różnych źródeł zasilania. W tym celu opracowano [...]. Zadania inwestycyjne związane z programem były ujęte w Planie Rozwoju na lata 2017-2022. Zadania, których realizacja nie zakończyła się w latach 2017-2019, jako kontynuację, ujęto w Planie Rozwoju na lata 2020-2025.

<sup>31</sup> Dz. U. poz. 2269

<sup>32</sup> Pismo z 14 października 2022 7849/IR/2022.

<sup>33</sup> Pismo z dnia 19 sierpnia 2022 r.

W odniesieniu do prosumentów, którzy są także odbiorcami energii elektrycznej, planowane inwestycje sieciowe w obszarze przyłączania nowych odbiorców ujęto w *Module Plan Inwestycyjny* tab. E41, a planowane modernizacje sieciowe w tab. E43W szczególności były to zadania na sieci SN i nN, które także wpływały na możliwość produkcji energii elektrycznej przez prosumentów.

Spółka szacowała możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych w tym OZE, co zostało opisane w dokumencie pn. [...]. Jako działanie priorytetowe przyjęto [...].

Według przywołanych uprzednio wyjaśnień, w odniesieniu do magazynów energii, gdzie aktualny stan prawny w uPe sformułowane w 2021 r., w okresie prac planistycznych dot. 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. Moce magazynów energii, w kontekście rozplywu energii, w analizach oraz wykonywanych ekspertyzach wpływu na sieć po ich przyłączeniu, traktowane były przez OSD jak moce źródeł wytwórczych.

(akta kontroli str. 13-27, 727-728 CD)

Stwierdzone nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

[...] W PGE Dystrybucja SA w Planie Rozwoju przyjęto, że począwszy od 2019 r. w perspektywie pięcioletniej (2019-2023) Spółka powinna skablować [...] km. [...] Na koniec 2021 r. w sieci OSD ze [...] tys. km linii SN skablowanych było [...] tys. km ([...])%.

Od początku 2019 r. do końca lipca 2022r. nakłady związane z kablowaniem sieci dystrybucyjnej SN wyniosły [...] mln zł. Wykonano [...] km linii kablowych SN. Jak wyjaśni kierownik Biura Przyłączeń<sup>34</sup> [...]

W latach 2020 i 2021 Spółka [...] ograniczyła [...] nakłady na inwestycje i modernizacje sieci dystrybucyjnych. W Planie Rozwoju na 2020 r. na ten cel zaplanowano [...] mln zł, w procesie taryfowym [...] mln zł, natomiast w planie inwestycyjnym formułowanym na poziomie Grupy Kapitałowej PGE [...] mln zł. EBITDA w ujęciu regulacyjnym (zwrot z kapitału + amortyzacja) osiągnięta w 2020 r. wyniosła [...] mln zł ([...] zł niż zakładana w taryfie) a ostateczny poziom nakładów inwestycyjnych [...] mln zł ([...] mln zł niż w taryfie).

Na 2021 r. w Planie Rozwoju na inwestycje zaplanowano [...] mln zł, w procesie taryfowym [...] mln zł a w rocznym planie inwestycyjnym [...] mln zł. EBITDA w ujęciu regulacyjnym wyniosła [...] mln zł ([...] mln zł) a ostateczny poziom nakładów inwestycyjnych [...] mln zł ([...] mln zł).

Najwyższa Izba Kontroli wskazuje, iż przywołane w wyjaśnieniach okoliczności zakłóceń w związku z Covid 19 nie uzasadniają rozmiaru ograniczeń kablowania sieci SN. [...]

(akta kontroli, str. 233-240, 259-261, 631-652)

[...] Zgodnie z treścią stanowiska Prezesa URE<sup>35</sup> przedsiębiorstwa elektroenergetyczne 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 (zarówno imiennie jak i obszarowo). Dla

<sup>34</sup> Pismo z dnia 19 sierpnia 2022 r. L.dz. 6302/IR/2022.

<sup>35</sup> Stanowisko Prezesa URE 10/2010 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 uPe) <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/3599,Informacja-nr-102010.html>

przedsiębiorstwa zaś uzgodnienie to oznacza obowiązek przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie z obszaru objętego uzgodnionym projektem planu<sup>36</sup>. Wyznaczenie poziomu nakładów inwestycyjnych w taryfie oznacza, że odbiorcy energii elektrycznej już od początku okresu objętego taryfą partycypują w przyszłych nakładach inwestycyjnych, zatem środki te nie mogą być przeznaczane na finansowanie innych działalności niż dystrybucja energii elektrycznej, ani też uczestniczyć w skrótnym finansowaniu zadań poza obszarem działalności dystrybutora.

Według wyjaśnień dyrektora Departamentu Inwestycji PGE Dystrybucja SA<sup>37</sup> podstawą tworzenia Planu Inwestycji jest Plan Rozwoju będący dla Spółki wieloletnim planem strategicznym uwzględniającym potrzeby i obowiązki wynikające z funkcji Operatora Systemu Dystrybucyjnego, w tym bezpieczeństwa i utrzymania właściwego poziomu niezawodności sieci oraz wynikające z obowiązku przyłączania odbiorców. Plan inwestycyjny PGE Dystrybucja SA powstawał w oparciu o procedury Spółki oraz[...]

zasady określone w art. 35<sup>38</sup> Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE<sup>3940</sup> w zakresie niezależności operatora systemu dystrybucyjnego, który został implementowany do polskiego porządku prawnego art. 9d uPe (w szczególności art. 9d ust. 1d oraz 1e<sup>41</sup>).

<sup>36</sup> Informacja w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy- Prawo energetyczne) <https://www.ure.gov.pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/2947.Informacja.html>.

<sup>37</sup> Pismo z 25 października 2022 r. /8078/OI/2022.

<sup>38</sup> Zgodnie z art. 35

1. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi on być niezależny - przynajmniej w zakresie formy prawnej, organizacji i podejmowania decyzji - od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją. Zasady te nie tworzą obowiązku wydzielenia własności aktywów systemu dystrybucyjnego.

2. Oprócz wymogów zawartych w ust. 1, w przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego stanowi część przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, musi on być niezależny w zakresie organizacji i podejmowania decyzji od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją. Aby to osiągnąć, stosuje się następujące kryteria minimalne:

- a) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie uczestniczą w strukturach zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego odpowiedzialnego, bezpośrednio lub pośrednio, za bieżącą działalność w zakresie wytwarzania, przesyłu i dostaw energii elektrycznej;
- b) zastosowane zostać muszą odpowiednie środki w celu zapewnienia, aby interesy zawodowe osób odpowiedzialnych za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego były uwzględniane w sposób pozwalający tym osobom na niezależne działanie;
- c) operator systemu dystrybucyjnego musi mieć rzeczywiste uprawnienia do podejmowania decyzji, niezależnie od zintegrowanego przedsiębiorstwa energetycznego, w odniesieniu do aktywów niezbędnych do eksploatacji, utrzymania lub rozbudowy sieci; aby móc wykonywać te zadania, operator systemu dystrybucyjnego musi dysponować niezbędnymi zasobami, w tym zasobami kadrowymi, technicznymi, fizycznymi i finansowymi; nie stanowi to przeszkody dla istnienia odpowiednich mechanizmów koordynacyjnych służących zapewnieniu ochrony praw przedsiębiorstwa macierzystego do nadzoru gospodarczego i nad zarządzaniem w odniesieniu do zysku z aktywów w podmiocie zależnym, regulowanych pośrednio zgodnie z art. 59 ust. 7; w szczególności umożliwia to przedsiębiorstwu macierzystemu zatwierdzanie rocznego planu finansowego lub innego równoważnego instrumentu operatora systemu dystrybucyjnego oraz ustalanie łącznego pulapu zadłużenia jego podmiotu zależnego; nie pozwala to natomiast przedsiębiorstwu macierzystemu na wydawanie poleceń w odniesieniu do bieżącej działalności ani w odniesieniu do indywidualnych decyzji dotyczących budowy lub modernizacji linii dystrybucyjnych, które nie wykraczają poza założenia zatwierdzonego planu finansowego lub innego równoważnego instrumentu; oraz
- d) operator systemu dystrybucyjnego musi wprowadzić program zgodności określający środki stosowane w celu wyeliminowania praktyk dyskryminacyjnych, a także zapewnić odpowiednie monitorowanie jego przestrzegania; w programie zgodności określa się szczegółowe obowiązki pracowników związane z osiągnięciem tego celu; osoba lub organ odpowiedzialny za monitorowanie programu zgodności, inspektor do spraw zgodności operatora systemu dystrybucyjnego, przedkłada organowi regulacyjnemu, o którym mowa w art. 57 ust. 1, roczne sprawozdanie przedstawiające zastosowane środki, a sprawozdanie to jest publikowane; inspektor do spraw zgodności operatora systemu dystrybucyjnego musi być w pełni niezależny oraz mieć dostęp do wszystkich niezbędnych informacji operatora systemu dystrybucyjnego i wszelkich powiązanych przedsiębiorstw, by móc wypełniać swoje zadania.

<sup>39</sup> Dz.U.UE.L.2019.158.125

<sup>40</sup> Wcześniej regulacje w tym zakresie były zawarte w art. 15 Dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE (Dz.U.UE.L.2003.176.37) oraz art. 26 Dyrektywy 2009/72/WE dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 2003/54/WE (Dz.U.UE.L.2009.211.55)

<sup>41</sup> 1d. Operator systemu dystrybucyjnego będący w strukturze przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo pozostaje pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależny od innych działalności niezwiązanych z dystrybucją paliw gazowych lub energii elektrycznej.

1e. W celu zapewnienia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

Najwyższa Izba Kontroli podkreśla, że wspólne planowanie finansowe i zarządzanie przepływami finansowymi w Grupie Kapitałowej PGE nie może prowadzić do utraty niezależności Operatora Systemu Dystrybucyjnego energii elektrycznej, w szczególności w zakresie decyzji dotyczących budowy i modernizacji sieci elektroenergetycznej. Takie podejście znajduje potwierdzenie między innymi w dokumencie Komisji Europejskiej<sup>42</sup>, 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. Odnośnie 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.

(akta kontroli str. 233-240, 262-268)

#### OCENA CZĄSTKOWA

PGE Dystrybucja SA w wymaganych terminach opracowała i uzgodniła z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki 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 prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na obszarze działania PGE Dystrybucja SA z uwzględnieniem szacowanego wzrostu potrzeb odbiorców i wytwórców przyłączanych do sieci dystrybucyjnej.

#### [...] OBSZAR

## 2. Przyłączenie nowych źródeł OZE, w tym prosumentów

Opis stanu faktycznego

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) do OSD wpłynęło łącznie 450 031 zgłoszeń/wniosek o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej instalacji OZE, o łącznej mocy 16 342 MW, z tego: 443 071 zgłoszeń o przyłączenie mikroinstalacji (do 50kW) o łącznej mocy 3 147 MW; 2 921 wniosków o przyłączenie małych instalacji (50-500kW) o łącznej mocy 2 180,5 MW oraz 4 039 wniosków o przyłączenie instalacji powyżej 500kW o łącznej mocy 11 014,4 MW.

Zgłoszenia/wnioski dotyczyły przyłączenia: 449 776 instalacji fotowoltaicznych, 111 wiatrowych, 84 biogazowni, 24 wodnych i 36 innych instalacji.

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 [...] instalacje pow. 500 kW o łącznej mocy [...] MW. W podziale na

- 1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie;
- 2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania;
- 3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej;
- 4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument.

<sup>42</sup> 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](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2014-10/2010_01_21_the_unbundling_regime_0.pdf).

technologie, przyłączono: [...]instalacji fotowoltaicznych; [...] wiatrowych; [...] biogazowni; [...] wodnych oraz [...]innych instalacji. [...] przyłączone instalacje o mocy [...]MW należały do podmiotów z grupy kapitałowej PGE.

Zgodnie z art. 7 ust. 8d<sup>4</sup> 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 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 przyłączona. Zatem, przyłączenia mikroinstalacji dotyczyły prosumentów i były, w przeważającej mierze, realizowane w oparciu o zgłoszenie. W PGE Dystrybucja SA w latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) nie odnotowano odmowy przyłączenia mikroinstalacji prosumenckiej. W wyniku kontroli rejestru zgłoszeń za 2021 r. stwierdzono, że na 164 134 zgłoszenia o zamontowanie u prosumenta licznika dwukierunkowego, około [...]% spraw załatwiono w terminie określonym w art. 7 ust. 8d<sup>7</sup> uPe (30 dni). [...] spraw [...] przekraczających ww. termin zrealizowano w ciągu siedmiu następnym dni. Analiza zapisów rejestru wskazuje, że w około [...]% spraw przyczyny realizacji w terminie ponad 30 dniowym wystąpiły po stronie prosumenta (np. brak instalacji, usterki w instalacji, brak dostępności oraz uzgodniony indywidualnie termin montażu), a [...]% leżały po stronie OSD (brak wystarczającej ilości liczników do bieżącego montażu, zwiększona absencja pracowników – przy dużej ilości spraw do realizacji).

(akta kontroli, str. 710-726, 765-768)

W latach 2018-2022 wydano 3 247 warunków przyłączenia instalacji wytwórczych OZE (innych niż mikro instalację). OSD wraz z wydaniem warunków przyłączenia przysyłała wnioskodawcy również wzór umowy, w której określa warunki jej 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 do sieci elektroenergetycznej. Zatem faktyczny termin zawarcia umowy o przyłączenie zależy od wnioskodawcy. Analiza biegu tych spraw wykazała, że w latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) z wydanych 3 247 warunków przyłączenia OZE, wnioskodawcy zawarli 2 521 umów o przyłączenia (około 77%). W kolejnych latach kontrolowanego okresu, zawarto: w 2018 r. 296 umów wobec 372 wydanych warunków (79%); w 2019 r. 526 umów na 559 wydanych warunków (94%); w 2020 r. 716 umów na 793 wydanych warunków (90%); w 2021 r. 706 umów na 1026 warunków (69%); 2022 r. 277 umów na 497 wydanych warunków (56%). Zestawienie upływu dni od wydania warunków do zawarcia umowy wskazało, że na 3 247 wydanych warunków przyłączenia w terminie do 30 dni zawarto [...]% umów; od 31 do 60 dni [...]% umów; od 61 do 90 dni zawarto [...]% umów; od 91 do 181 dni zawarto [...]% umów oraz w terminie dłuższym niż 180 dni [...]% umów.

Z wydanych w latach 2018-2020 warunków przyłączenia OZE, których ważność wygasła (po dwóch latach) nie zawarto, odpowiednio: [...] umów przyłączeniowych. Były to decyzje wnioskodawców.

NIK zauważa, iż okres jaki upływa od daty wydania warunków przyłączenia OZE do sieci OSD, do dnia upływu ważności warunków (dwa lata) i nie zawarcia umowy o przyłączenia, niekorzystnie wpływa na potencjalne przyłączenie innych OZE, którym ze względu na „zajętość” mocy OSD odmawia się wydania warunków. Kierownik Biura Przyłączeń poinformował<sup>43</sup>, że *jednym z problemów przyłączania OZE jest ociąganie się z zawarciem umów o przyłączenie przez kontrahentów. Proces do faktycznego przyłączenia obiektu jest przez to dodatkowo wydłużony nawet do dwóch lat związanych z ważnością warunków przyłączenia a brakiem podpisania umowy o*

<sup>43</sup> E-mail z dnia 5-12-2022 r.

*przyłączenie. Tylko 25% kontrahentów podpisuje umowę w ciągu 30 dni, natomiast w czasie 60 dni (60 dni to czas aktualności przesłanej oferty/projektu umowy) liczba ta zwiększa się jeszcze o 15%. W okresie dwóch lat ważności warunków przyłączenia średnio ok. 10 % (patrzac na lata 2018-2020) wnoszących nie podpisało umów. Moc określona w Warunkach przyłączenia obniża moc dostępną w sieci przez okres ich ważności (2 lata).*

(akta kontroli str. 307-314, 765-768)

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 2018-2022 wykazało, że średni czas realizacji przyłącza OZE wynosił 18 m-cy. Również [...] umów [...] zrealizowana była w terminie nie przekraczającym 17,5 m-cy. W ciągu 12 miesięcy w latach 2018-2022 zrealizowano [...] % umów przyłączeniowych (w 2018 r. [...] %, w 2019 r. [...] %, w 2020 [...] %, w 2021 r. [...] % i w 2022 r. [...] %).

Jak wyjaśnił kierownik Biura Przyłączeń<sup>44</sup> maksymalne terminy realizacji zawierane w umowach mieściły się w przedziale [...] miesięcy i wynikały z propozycji wnioskodawcy określonych we wniosku o wydanie warunków, zakresu robót do wykonania przez OSD oraz harmonogramów realizacji zadań zawartych w planach inwestycyjnych Spółki. Wydłużone terminy dotyczyły głównie odbiorców przyłączanych do WN i SN, gdzie zakres robót był znaczny, zarówno po stronie odbiorcy (instalacja) jak i OSD (sieć). Spółka szacuje, że dla spraw w których ustalano okresy wykonania przyłączenia pow. 24 miesięcy, ok. [...] % wynika z zakresu inwestycji, ok. [...] % jest związana z realizacją inwestycji determinujących przyłączenie i ok. [...] % uwzględnia potrzeby wnioskodawcy.

(akta kontroli, str. 710-726, 765-768)

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) odmownie załatwiono [...] wnioski o wydanie warunków na przyłączenie OZE (innych niż prosumenci) o łącznej mocy deklarowanej [...] MW, z tego [...] odmów dotyczyło małych instalacji o łącznej mocy deklarowanej [...] MW oraz [...] instalacji powyżej 500 kW o łącznej deklarowanej mocy [...] MW. Spośród [...] wniosków odmownie załatwionych [...] dotyczyło podmiotów z grupy kapitałowej PGE (w latach 2018-2022 podmioty z grupy PGE złożyły [...] wniosków o przyłączenie OZE, a do sieci przyłączono [...] instalacje).

W kolejnych latach kontrolowanego okresu obserwowano wzrastającą ilość odmów. W 2018 r. zarejestrowano [...] odmów ([...] MW), w 2019 r. [...] odmów ([...] MW), w 2020 r. [...] odmowy ([...] MW), w 2021 r. [...] odmów ([...] MW) i w pierwszej połowie 2022 r. [...] odmów ([...] MW). Wzrastała również ilość wniosków o wydanie warunków przyłączenia OZE<sup>45</sup> do sieci OSD (w 2018 r. [...] wnioski, w 2019 r. [...] wniosków (wzrost o [...] %) , w 2020 r. [...] wnioski (wzrost o [...] %), w 2021 r. [...] wniosków (wzrost o [...] %) i w pierwszej połowie 2022 r. [...] wniosków).

Jako przyczynę odmowy przyłączenia, głównie wskazywano brak dostępnych mocy w miejscu przyłączenia wskazanym przez wnioskodawcę, nie spełnianie przez sieci OSD innych warunków technicznych oraz brak spełnienia warunków ekonomicznych. Odmowy wydania warunków przyłączenia OSD zgłosił prezesowi URE. W [...] sprawach prezes URE uznał odmowy za niezasadne ([...] % wszystkich odmów).

(akta kontroli, str. 307-314, 719-726, 765-768)

Według stanu na koniec pierwszego półrocza 2022 r. do sieci OSD przyłączony był jeden bateryjny (litowo-jonowy) magazyn energii elektrycznej o mocy 2,5 kW i pojemności 5 kWh. Do 30 czerwca 2022 r. do OSD wpłynęło 261 wniosków o przyłączenie magazynów energii, z tego: dwa wnioski w 2020 r., 188 wniosków w 2021 r. i 71 wniosków w 2022 r. Razem deklarowana moc wnioskowanych magazynów wynosiła

<sup>44</sup> Pismo z dnia 6 grudnia 2022 r. 8484/IR/2022

<sup>45</sup> OZE inne niż mikroinstalacje.

1 050,3 MW, nominalna pojemność 2 397,9 MWh przy deklarowanej sprawności 95%. Wnioski dotyczyły magazynów bateryjnych (li-jon) i zostały złożone przez podmioty nie należące do grupy kapitałowej PGE.

W uprzednio wymienionym okresie OSD odmówił przyłączenia [...] magazynów o mocy [...] MW i pojemności [...] kWh. Odmowy OSD zgłosił do prezesa URE. Nie odnotowano, aby URE uznał odmowy za niezasadne.

OSD odmówił również przyłączenia [...] instalacji hybrydowych (magazyn energii i źródło wytwórcze). O odmowach poinformował prezesa URE. Według posiadanych w OSD informacji, dotychczas URE nie wszczywał postępowania w tych sprawach.

(akta kontroli, str. 301-306, 719-726)

W toku kontroli badano dokumentację ww. odmów: przyłączenia pięciu magazynu energii i sześciu instalacji hybrydowych oraz 43 sprawy (wybrane losowo) o wydanie warunków przyłączenia OZE o łącznej mocy 642,8 MW.

Dla wszystkich badanych wniosków o przyłączenie magazynów i instalacji hybrydowych wykonano (przez podmioty zewnętrzne) ekspertyzy techniczne wpływu przyłączanego źródła na sieć elektroenergetyczną. Wyniki ekspertyz wskazały brak dostępnej mocy lub niespełnienie warunków technicznych i ekonomicznych dla wnioskowanej lokalizacji.

Dla pozostałych 43 badanych spraw, w 38 OSD zlecał opracowanie ekspertyzy technicznej wpływu przyłączanego źródła na sieć elektroenergetyczną podmiotowi zewnętrznemu, a w pięciu sprawach sporządzono analizy/ekspertyzy wewnętrzne.

Jak wyjaśnił zarząd PGE Dystrybucja SA<sup>46</sup> OSD obligatoryjnie wykonywał ekspertyzy wpływu na system elektroenergetyczny urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu wyższym niż 1 kV. Wykonawcy ekspertyz wyłaniani byli z zachowaniem zasad konkurencji. Wykonanie ekspertyzy zlecano podmiotom zewnętrznym zawierając umowy ramowe z kilkoma wykonawcami, wyłonionymi w drodze przetargu nieograniczonego. Postępowania uwzględniały postanowienia procedury zakupów. Zakres i wymagania dotyczące wykonawcy ustalano w upublicznianej *Specyfikacji Warunków Zamówienia*. W celu zapewnienia równego traktowania podmiotów wnioskujących OSD wykonywał ekspertyzy dla każdej sprawy wg. takich samych kryteriów. Kryteria, według których zamawiano ekspertyzy, były ogólnodostępne (zamieszczone na stronie internetowej Spółki<sup>47</sup>).

Ekspertyzy wewnętrzne dla tzw. prostych spraw, realizowane były przez pracowników oddziałów, często z wykorzystaniem posiadanej już ekspertyzy zewnętrznej sporządzonej dla innej sprawy, w przypadku braku zmian w sieci na analizowanym obszarze. Według wyjaśnień zarządu<sup>48</sup> założenia do ekspertyz w zakresie oceny możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych (OZE) różniły się od założeń oceny możliwości przyłączenia magazynów energii lub instalacji hybrydowych, przyłączanych do sieci 110 kV. W przypadku magazynu energii uwzględniono również tryb ładowania magazynu. Poziom mocy generowanej przyjmowanej w ekspertyzie dla magazynu energii oraz zakres i warunki wykonania ekspertyzy dla farmy fotowoltaicznej był taki sam. W bardziej szczegółowy sposób opisano analizowane warianty pracy obiektu. W sprawach instalacji hybrydowych sumowano moc źródła i magazynu.

W odniesieniu do sieci SN ekspertyza obejmowała rozszerzoną analizę statyczną napięcia dla ładowania i rozładowania oraz uwzględniała ładowanie i rozładowanie magazynu energii przy analizie zapasu mocy w węźle WN/SN.

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

W sprawach o przyłączenie OZE do sieci 110 kV, możliwości wydania warunków przyłączenia (ekspertyzy) podlegały uzgodnieniu z Operatorem Systemu Przesyłowego

<sup>46</sup> Pismo z dnia 16 listopada 2022 r. 8611/IO/2022.

<sup>47</sup> <https://pgedystrybucja.pl/search?search=kryteria+ekspertyzy>

<sup>48</sup> Pismo z 16 listopada 2022 r.



(PSE), zatem decyzje OSD o odmowie przyłączenia do sieci 110kV wynikały z ekspertyz oraz uzgodnień z PSE.

W uzasadnieniu odmowy badanych spraw jako przyczyny wskazywano: brak dostępnej mocy w węźle przyłączenia, nadmierne przeciążanie sieci, niespełnienie innych warunków technicznych lub/i ekonomicznych. Część odmów w zakresie przyłączeń do sieci 110 kV (sieci koordynowanej przez PSE) uzasadniono również rezerwowaniem dostępnych mocy w sieci, w związku z ustawą z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych<sup>49</sup>. W tym zakresie decydująca była opinia PSE.

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

Odmowy z przyczyn ekonomicznych samoistnie 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.

(akta kontroli str. (24-84, 93-155, 259-286, 730-757, 762-763)

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 (PV i wiatrak) 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.

Na odrębną uwagę zasługuje instalacja źródła PV z magazynem energii. Teoretycznie możliwy do zaistnienia scenariusz, w którym magazyn energii będzie rozładowywany na sieć z maksymalną mocą równoległe do pracującej z maksymalną mocą instalacji wytwórczej (dla takich warunków brzegowych analizowany był wpływ inwestycji na sieć), jednak wpływ źródła PV na sieć ma charakter wyłącznie szczytowy (a nie długotrwały). W „normalnych” warunkach interes inwestora w magazyn polega na przesunięciu w czasie wprowadzania energii do sieci względem chwili jej wytworzenia w źródle PV. Zatem w okresach dużej aktywności źródeł PV w szczycie południowym nie należy oczekiwać rozładowywania magazynów. Priorytetem jest więc ładowanie magazynu w czasie aktywności źródła PV. Natomiast przed scenariuszem wyjątkowym, rozładowania magazynu równoległe do pracy źródła PV 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.

<sup>49</sup> Dz.U. z 2022 r., poz.1050 ze zm.

Jak poinformował zarząd<sup>50</sup> PGE Dystrybucja SA Spółka uczestniczy w procesie transformacji Grupy PGE, której celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. między innymi poprzez realizację inwestycji w nisko i zeroemisyjne źródła energii oraz infrastrukturę sieciową. Sieci dystrybucyjne stanowiąc mają podstawę dla procesów/zadań rozbudowy mocy opartej o odnawialne źródła energii jako punkt przyłączenia tych źródeł oraz czynnik umożliwiający elastyczność i zarządzanie popytem. Zarząd podkreślił, iż wbrew powszechnej opinii, że OSD nie są zainteresowane prowadzeniem działalności nastawionej na podłączanie nowych OZE, Spółka dostrzega szansę wykorzystania potencjału rozproszonych źródeł energii, który może zostać zagospodarowany poprzez odpowiednią współpracę z użytkownikami sieci. Główne obszary wykorzystania to optymalizacja pracy sieci, w tym, w zakresie zarządzania ograniczeniami sieciowymi oraz zapewnienie przyłączenia do sieci OSD nowych źródeł wytwórczych, w tym przede wszystkim źródeł rozproszonych, a ważną rolę w ograniczeniu niekorzystnych zjawisk towarzyszących produkcji energii ze źródeł odnawialnych mogą pełnić systemy magazynowania energii. Dodatkowo magazyny energii stanowiąc mogą ważny element poprawy zarówno stabilności dostaw jak i parametrów dostarczanej energii.

(akta kontroli str. 263-286, 729-757)

Na podstawie art. 7 ust. 8l pkt 2 uPe OSD obowiązany 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.

Informacja dotycząca wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości była zamieszczana na stronie internetowej Spółki<sup>51</sup>. [...]. Informacja była aktualizowana i zamieszczana w pierwszy dzień roboczy 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 z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

Dostępne moce były prezentowane w ujęciu grup stacji elektroenergetycznych OSD. Jak wynika z wyjaśnień kierownika Biura Przyłączeń<sup>52</sup> prezentacja dostępnych mocy przyłączeniowych w ujęciu grup stacji elektroenergetycznych wraz z rysunkiem grupy węzłów koherentnych, może być przydatna do samodzielnej oceny obszaru przez przedsiębiorcę, jednak tylko w zakresie decyzji wykluczających możliwość przyłączenia OZE. W grupach, w których byłyby możliwości przyłączenia, należy jednak wykonać ekspertyzę dla określonej lokalizacji źródła. Dopiero wyniki tej ekspertyzy dają podstawę do określenia możliwości przyłączenia danego źródła do sieci elektroenergetycznej.

Według NIK prezentacja dostępnych mocy w węzłach (stacjach elektroenergetycznych), a nie jak prezentowano dotychczas (w grupach stacji elektroenergetycznych) pozwalałaby precyzyjniej określać obszar dostępnych mocy, ułatwiając przedsiębiorcom podejmowanie decyzji.

<sup>50</sup> Pismo z dnia 16 listopada 2022 r. L.dz. 8611/OI/2022.

<sup>51</sup> <https://pgedystrybucja.pl>, ścieżka dostępu: Przyłączenia/Procedury przyłączeniowe/Procedura przyłączeniowa wytwórców/Informacja o dostępnych mocach przyłączeniowych/Tabela dostępnej mocy przyłączeniowej.

<sup>52</sup> Pismo z dnia 9 listopada 2022 r. 8484/IR/2022

(akta kontroli, str. 307-311)

Jak wyjaśnił dyrektor Departamentu Ruchu i Mocy<sup>53</sup> w okresie 2018-2022 r. (pierwsze półroczce) OSD nie wydawał poleceń odłączenia od sieci dystrybucyjnej jednostek wytwórczych z powodu wysokiej generacji i niskiego poboru energii elektrycznej, natomiast w związku ze wzrostem napięcia w sieci, na podstawie zapisów systemu SCADA, czterokrotnie polecał ograniczanie generacji mocy farm wiatrowych i PV<sup>54</sup>, w związku z brakiem możliwości lokalnego zrównoważenia bilansu mocy w sieci dystrybucyjnej. Ograniczenia wystąpiły w ośmiu różnych dniach ww. okresu<sup>55</sup>. Łączny czas ograniczeń wyniósł około 193 godz., a ilość energii niewyprodukowanej i niewprowadzonej do sieci, w stosunku do możliwości generacji mocy zainstalowanej, oszacowano na około 2 733 MWh. Generacje mocy ograniczano w 24 źródłach (w tym w czterech kilkukrotnie), których łączna moc zainstalowana wyniosła 704 MW.[...]. Według Spółki umowy zawarte pomiędzy OSD a wytwórcami (OZE) dopuszczają [...]

W 2021 r. pięciokrotnie na terenie różnych oddziałów, z uwagi na brak środków zrównoważenia bilansu Krajowego Systemu Energetycznego, redysponowania generacji mocy dokonywano na polecenie PSE<sup>56</sup>.

(akta kontroli, str. 85-92)

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

(akta kontroli, str. 311)

Spółka identyfikowała przeszkody techniczne w zakresie przyłączania źródeł OZE do sieci SN i nN. Najczęściej występującymi przeszkodami są: niespełnienie zapasu mocy w węźle oraz niespełnienie dopuszczalnych zmian napięcia. W sieci WN przeciążanie się linii 110 kV, a także występowanie przeciążeń w sieci przesyłowej powyżej 110 kV.

Według OSD<sup>57</sup> sieć dystrybucyjna ma charakter *jednoimienny*, tzn. do tych samych elementów przyłączane są instalacje odbiorcze i instalacje wytwórcze, co oznacza, że każda budowa, rozbudowa lub modernizacja sieci przyczynia się do zwiększenia jej możliwości przesyłowych, więc wpływa na zwiększenie możliwości wyprowadzenia energii z OZE. W kontekście zapewnienia stabilności pracy sieci dystrybucyjnej przy zwiększającej się liczbie rozproszonych źródeł OZE, planowano połączenia sieciowe umożliwiające dostarczanie lub pobór energii elektrycznej w danym punkcie z różnych źródeł zasilania.

Na etapie opracowania założeń do Planu Rozwoju (planu inwestycyjnego) OSD uwzględnił potrzeby związane z przyłączeniem OZE. Jak wyjaśnił kierownik Biura Przyłączeń<sup>58</sup> kluczowymi dokumentami były: [...]. Opracowania miały na celu wskazać przedsięwzięcia inwestycyjne, jakie należy uwzględnić w Planie Rozwoju, żeby sieć dystrybucyjna była przygotowana przesyłowo do przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i przewidywanego wzrostu produkcji energii elektrycznej w jednostkach wytwórczych z uwzględnieniem OZE. Zakres inwestycji w sieci dystrybucyjne odzwierciedlony został w Planach rozwoju w: *4 Module plan inwestycyjny tab. E42, E43*. Dodatkowo w tab. *E42 - 4 Moduł plan inwestycyjny*, ujęto

<sup>53</sup> Pismo z 10 października 2022 r. 7688/IM/ZB/2022

<sup>54</sup> Zapisy w systemie SCADA, zapisy w systemie PRINS – dziennik operacyjny i pomiar, w kartach pracy.

<sup>55</sup> W 2019 r. ograniczono pracę czterech źródeł przez 14 godz. a niewyprodukowaną energię oszacowano na 163 MWh; w 2020 r. ograniczono pracę ośmiu źródeł przez 90 godz. a niewyprodukowaną energię oszacowano na 1389 MWh; w 2021 r. ograniczono pracę 22 źródeł przez 88 godz. szacowana niewyprodukowana energia to 1179 MWh; w 2022 r. ograniczono pracę trzech źródeł przez 1 godz. szacowana niewyprodukowana energia to 0,8 MWh.

<sup>56</sup> Polecenia ruchowe przekazywane przez PSE (telefonicznie, e-mailem) zapisy w dzienniku dyspozytorskim.

<sup>57</sup> Pismo z dnia 19 sierpnia 2022 r. 6302/IR/2022

<sup>58</sup> Pismo z dnia 19 sierpnia 2022 r. 6302/IR/2022

imiennie wszystkie planowane przyłączenia OZE, na które zostały zawarte umowy o przyłączenie do sieci przez Spółkę lub wydane warunki przyłączenia. Dodatkowe informacje o potrzebach inwestycyjnych uzyskiwano z ekspertyz wykonywanych w związku z procedowaniem wydania warunków przyłączenia OZE.. [...] (akta kontroli, str. 15-27, 759-761)

W wyniku kontroli wybranych zadań inwestycyjnych na terenie Oddziału Białystok [...] ustalono, że: [...]

Według OSD<sup>59</sup> opóźnienia głównie wynikały z braku rozwiązań legislacyjnych umożliwiających łatwiejszą drogę uzyskania prawa dysponowania nieruchomościami na cele budowlane.

W zakresie realizacji badanych inwestycji Dyrektor Oddziału Białystok poinformował<sup>60</sup>, że kluczowym w odniesieniu do terminowości realizacji inwestycji jest problem uzyskiwania zgód na zajęcie nieruchomości dla celów budowlanych i związane z tym protesty właścicieli/posiadaczy nieruchomości.

Według Spółki<sup>61</sup> realizacja ww. zakresu inwestycji w rozbudowę i modernizację sieci 110 kV, umożliwiła [...]

(akta kontroli, str. 241-286)

W latach 2018-2022 PGE Dystrybucja SA realizowała inwestycje współfinansowane środkami pomocowymi, gdzie w umowach określano wzrost potencjału przyłączeniowego OZE. W ww. okresie Spółka zawarła 15 umów o współfinansowanie inwestycji, w których wielkość nakładów wyniosła 279 964,5 tys. zł, w tym dofinansowanie 185 023,8 tys. zł (około 66%). Założenia wskazywały, iż w wyniku realizacji zadań, potencjał przyłączeniowy OZE zwiększył się o około 880 MW.

Do czasu przeprowadzenia czynności kontrolnych (8 grudnia 2022 r.) zakończono realizację zadań z 4 umów. Wielkość nakładów (50 755 tys. zł) i dofinansowania (30 675,5 tys. zł) zostały wykonane/uzyskane zgodnie z umowami. Wzrost wielkości potencjału przyłączeniowego OZE oszacowano na 169 MW.

Pozostałe zadania/umowy (nakłady z umowy 229 209,4 tys. zł; dofinansowanie z umowy 154 347,9 tys. zł) realizowano. Uzyskane dotychczas dofinansowanie (w tym zaliczki) wyniosło 48 427,2 tys. zł.

Sporządzone przez Spółkę zestawienie rozliczenia dofinansowania wskazuje, że [...] (akta kontroli, str. 263-275, 576-629)

Stwierdzone nieprawidłowości

**OCENA CZĄSTKOWA**

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Operator Systemu Dystrybucyjnego zapewnił przyłączenie instalacji OZE zgłoszonych przez prosumentów, jednak z [...] - nie był w stanie przyłączyć wszystkich wnioskowanych źródeł. W kontrolowanym okresie przyłączono ponad 433 tys. mikroinstalacji prosumenckich o mocy 3 052 MW oraz 880 większych instalacji OZE o mocy 672 MW. Odmówiono wydania warunków przyłączenia dla [...] wniosków o deklarowanej mocy [...] MW.

Część skontrolowanych zadań inwestycyjnych realizowano z opóźnieniem. Według OSD przyczyny opóźnień wynikały głównie z braku rozwiązań legislacyjnych umożliwiających łatwiejszą drogę do uzyskania prawa dysponowania nieruchomościami na cele budowlane. Opóźniona realizacja zadań inwestycyjnych wynikała również [...]

<sup>59</sup> Pismo z 16 stycznia 2023 r.

<sup>60</sup> Pismo z 20 stycznia 2023 r.

<sup>61</sup> Pismo z 19 października 2022 7968/IR/2022

NIK zauważa również problem asekuracyjnego podejścia OSD w zakresie ustalania wpływu przyłączanych OZE na sieć dystrybucyjną oraz udostępniania informacji o mocy dostępnej w określonych lokalizacjach<sup>62</sup>.

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

Opis stanu faktycznego

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) do PGE Dystrybucja SA łącznie wpłynęło 835 053 wnioski o przyłączenie instalacji energii elektrycznej. W ww. okresie do sieci dystrybucyjnej przyłączono 776 314 instalacji o mocy 12 928 MW, w tym 434 419 to instalacje wytwórcze OZE (prosumenci) o mocy 3 725 MW. Pozostałe przyłączone instalacje (341 895) to instalacje odbiorcze. Dominujące w grupie odbiorców były przyłączenia o napięciu do 1 kW, w tym 296 021 przyłączy o mocy 4 464 MW w V grupie przyłączeniowej, 34 059 przyłączy o mocy 944 MW w VI grupie oraz 9 251 o mocy 1 077 MW w IV grupie przyłączeniowej<sup>63</sup>.

Pozostałe przyłączone instalacje dotyczyły odbiorców w II i III grupie o napięciu powyżej 1 kW.

W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) PGE Dystrybucja SA odmówiła wydania warunków przyłączenia lub zmiany warunków przyłączenia [...] instalacji odbiorczych energii elektrycznej<sup>64</sup>, zatem odmowy stanowiły około [...] % w relacji do przyłączonych instalacji odbiorczych (z wyłączeniem instalacji wytwórczych prosumenckich).

Spośród odmów zaewidencjonowanych w rejestrach (prowadzonych łącznie dla odbiorców i wytwórców) wyodrębniono [...] odmowy przyłączenia odbiorców [...]. Wyniki badania tych spraw wskazują, że w kolejnych latach kontrolowanego okresu wzrastała ilość odmów wydania warunków przyłączenia odbiorców. W 2018 r. odnotowano [...] odmowy, w 2019 r. - [...], w 2020 r. - [...], w 2021 r. - [...] a w pierwszym półroczu 2022 r. [...] odmów wydania warunków przyłączenia. Równoległe rosła rok do roku ilość wniosków ogółem o wydanie warunków przyłączenia. Rozkład odmów łącznie z okresu 2018-2022 r. według oddziałów był następujący: O/Białystok - [...] odmowy; O/Lublin - [...] odmowy; O/Zamość - [...] odmów, O/Łódź - [...] odmów; O/Śkarżysko-Kamienna - [...] odmów, O/Warszawa - [...] odmów i O/Rzeszów - [...] odmowy wydania warunków przyłączenia instalacji odbiorczej.

Spośród analizowanych [...] odmów - 31,0% dotyczyło budynków mieszkalnych, 25,5% nieruchomości o charakterze rekreacyjnym, 25,0% obiektów związanych z działalnością gospodarczą i rolniczą, 12,5% różnych innych obiektów oraz 6,0% studni/pomp głębinowych, głównie na terenie działania O/Śkarżysko Kamienna.

Odmowy w [...] % dotyczyły przyłączenia do sieci niskiego napięcia i uzasadniane były brakiem w pobliżu wnioskowanych lokalizacji sieci OSD oraz brakiem ekonomicznego uzasadnienia budowy sieci i przyłączy. PGE Dystrybucja dokonując odmów badała uwarunkowania zawarte w MPZP, Studium Uwarunkowań i Kierunków Zagospodarowania Przestrzennego gminy oraz projektach założeń do planu zaopatrzenia w energię elektryczną, o ile gminy posiadały założenia uzgodnione z OSD.

<sup>62</sup> Patrz str. 20

<sup>63</sup> **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.

<sup>64</sup> Wielkość odmów ustalono poprzez różnicę wszystkich odmów i odmów przyłączy OZE. Powyższe obliczenia mogą być obciążone błędem statystycznym, ponieważ rejestr odmów prowadzony jest łącznie a ryzyko błędu związane jest z poprawnością opisu instalacji w rejestrze.

Jak poinformował kierownik Biura Przyłączeń<sup>65</sup> Spółka nie analizowała rozkładu odmów w poszczególnych oddziałach. Zdaniem wyjaśniającego odmowa wydania warunków jest wynikiem analizy jednostkowej, która opiera się na kilku podstawowych czynnikach, tj.: rodzaju obiektu, przeznaczeniu terenu w dokumentach gminy, dokumentacji posiadanej przez wnioskującego (np. pozwolenie na budowę), jak również planowanych zadań inwestycyjnych Spółki na tym obszarze. Każda sprawa załatwiana była w oparciu o obowiązujące w Spółce procedury[...] przyłączania do sieci dystrybucyjnej.

W procesie planistycznym (Plan Rozwoju) OSD rozpoznawał potrzeby w zakresie przyłączania odbiorców lub zmiany warunków przyłączenia, z jednej strony poprzez analizy stanu bezpieczeństwa sieci dystrybucyjnych, z drugiej poprzez potrzeby uwidaczniane lokalnie w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, w uzgadnianych z gminami projektach założeń do planów zaopatrzenia w energię elektryczną oraz na podstawie wydanych warunków przyłączenia i złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia.

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: [...] mln zł. Według sprawozdań z wykonania planu rozwoju za lata 2018-2021 OSD wydatkowała odpowiednio: [...] mln zł, co stanowiło odpowiednio: [...]%, [...]%, [...]%, [...] % wielkości planowanych.

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

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 wybranych spraw zakończonych odmową wydania warunków nie stwierdzono, aby OSD dokonał niezasadnej odmowy. Najczęściej sprawy dotyczyły planowanych do wybudowania obiektów (w tym rekreacyjnych) w znacznej odległości od istniejącej sieci dystrybucyjnej, a *Plan Rozwoju, MPZP* lub *Założenia do planu zaopatrzenia gminy w energię elektryczną* nie przewidywały inwestycji liniowych w tych obszarach.

(akta kontroli, str. 727-728, 758-768)

Spośród wymienionych uprzednio nakładów, OSD w planie rozwoju na lata 2020-2025 wyodrębnił zadania i nakłady (związane z rozwojem sieci) umożliwiające przyłączenie ŁDTPoOŚ<sup>66</sup>. W 2020 r. z planowanych na ten cel [...] mln zł zrealizowano [...] mln zł ([...]%), a w 2021 r. z planowanych [...]mln zł zrealizowano [...] tys. zł

<sup>65</sup> Pismo z 22 listopada 2022 r. 8888/IR/2022

<sup>66</sup> Infrastruktura Ładowania Drogowego Transportu Publicznego i Ogólnodostępnych Stacji Ładowania

([...]). Niższa niż zaplanowana realizacja wynikała głównie ze zmian dotyczących obowiązków prawnych w zakresie budowy przez OSD stacji ładowania pojazdów elektrycznych, wprowadzonych zmianą ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Jak wyjaśnił kierownik Biura Przyłączeń PGE Dystrybucja SA<sup>67</sup>, dla miast o liczbie ludności wskazanej w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych (co do minimalnej liczby stacji ładowania pojazdów elektrycznych), które położone są na terenie działania OSD, opracowano i uzgodniono z samorządami plany budowy ogólnodostępnych stacji ładowania, a Spółka na ich podstawie opracowała i przekazała samorządom programy przyłączania. W tych miastach<sup>68</sup>, według stanu na 14 października 2022 r. przyłączonych było 49 ogólnodostępnych stacji ładowania, a 179 przyłączeń realizowano. W latach 2018-2022 (pierwsze półrocze) do OSD wpłynęło 756 wniosków (323 w 2022 r.) o przyłączenie ogólnodostępnych stacji ładowania, z tego 30 dotyczyło przyłączy w budynkach wielorodzinnych. Ogółem do sieci OSD przyłączonych było 123 ogólnodostępne stacje ładowania. W ww. okresie dokonano [...] odmów przyłączenia, o czym OSD informowała Prezesa URE. Nie stwierdzono odmów nieuzasadnionych.

(akta kontroli, str. 169-232, 719-726, 727-768)

W zakresie czasu realizacji przyłączenia odbiorcy do sieci dystrybucyjnej, Prezes URE w piśmie z dnia 7 października 2019 r skierowanym do PGE Dystrybucja SA wyznaczył cele regulacji jakościowej na lata 2018-2025, w tym cele dla realizacji przyłączeń odbiorców energii elektrycznej wyznaczone poprzez wskaźnik CRP<sup>69</sup>

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  $PS_{CRP}$  wynosił [...], a cele na lata 2018-2021, odpowiednio: [...]; [...]; [...]; [...]. W latach 2018-2021 osiągnięto: [...]; [...]; [...]; [...].

Dla IV grupy przyłączeniowej  $PS_{CRP}$  wynosił [...], a cele na lata 2018-2021, odpowiednio: [...]; [...]; [...]; [...]. Realizacja w ww. okresie wyniosła: [...]; [...]; [...] i [...].

Przedstawione powyżej wskaźniki CRP wskazują, iż wyznaczone cele były w przeważającej mierze osiągnięte. Jak wyjaśnił kierownik Biura Przyłączeń<sup>70</sup> nieznaczące odchylenie wystąpiło w 2020 r. dla wskaźnika w IV grupie przyłączeniowej, którego przyczyną były opóźnienia procesów inwestycyjnych wynikające z ograniczeń w związku z COVID 19.

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 (obliczony analogicznie jw.) kształtował się, odpowiednio: dla V grupy przyłączeniowej: [...]; [...] i [...] oraz dla IV grupy przyłączeniowej: [...]; [...]; [...] i [...]. Według wyjaśnień kierownika Biura Przyłączeń<sup>71</sup> [...] wielkość wskaźników w 2021 r. wynikała również z opóźnień procesów inwestycyjnych związanych z COVID 19.

(akta kontroli str. 171-175, 307-314, 319-327)

Stwierdzone nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

<sup>67</sup> Pismo z dnia 14 października 2022 r. 7849/IR/2022

<sup>68</sup> Białystok, Lublin, Łódź, Rzeszów, Radom, Kielce, Warszawa (dzielnica Wesoła)

<sup>69</sup> Czas realizacji przyłączenia wyrażony stosunkiem czasu rzeczywistego realizacji przyłączenia do wielkości referencyjnej (18 - cy).

<sup>70</sup> Pismo z dnia 16 listopada 2022 r. 2628/IR/2022

<sup>71</sup> E-mail z 22 listopada 2022r.

Najwyższa Izba Kontroli pozytywnie ocenia realizację zadań OSD w obszarze przyłączenia nowych odbiorców energii elektrycznej. Zadania ujęte w Planie Rozwoju były realizowane, a wielkości nakładów zwiększono wobec planowanych. Skala odmów wobec ilości zrealizowanych przyłączeń była [...]. Zwiększała się bezwzględna liczba odmów, jednak było to w sytuacji zwiększonej ilości wniosków o wydanie warunków przyłączenia. Skontrolowane odmowy przyłączenia odbiorców głównie były uzasadnione brakiem uwarunkowań ekonomicznych.

#### 4. Zapewnienie nieprzerwanych dostaw wysokiej jakości energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Opis stanu faktycznego

W PGE Dystrybucja SA system monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej obejmował ustalanie i analizy wskaźników przerw w zasilaniu (SAIDI<sup>72</sup>, SAIFI<sup>73</sup>), wykonywanych na poziomie rejonów energetycznych, oddziałów Spółki i OSD ogółem oraz ustalanie obszarowych wskaźników przerw w zasilaniu (TP i CP<sup>74</sup>) z podziałem na duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta i tereny wiejskie. System „obszarowy” powstał w odpowiedzi na wprowadzoną przez URE w 2015 r. regulację jakościową. OSD został zobowiązany do automatycznej rejestracji danych o wyłączeniach odbiorców w sieciach elektroenergetycznych wysokiego i średniego napięcia. Informacja o wyłączeniach pochodziła z modułów OMS<sup>75</sup> systemów SCADA<sup>76</sup>.

Jak poinformował kierownik Biura Przyłączeń<sup>77</sup> w celu wdrożenia systemu monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych, włącznie z systemami rozliczeń za jakość dostarczanej energii elektrycznej, o którym mowa w PEP 2040, w PGE Dystrybucja SA [...]Oczekiwane jest także zaangażowanie do prac nad systemem PTPIREE.

Na dzień udzielenia wyjaśnień (18 listopada 2022 r.) OSD nie opracował jeszcze założeń do systemu, modelu ewentualnych analiz, które definiowałyby cele systemu monitorowania oraz zarządzania jakością energii elektrycznej.

(akta kontroli, str. 530-558)

Wielkości osiągniętych wskaźników wskazują, że zarówno czasy przerwy w dostawach jak i częstość przerw w latach 2018-2020 mały lub pozostawały na podobnym poziomie. Jednak w latach 2021-2022 wskaźniki rosły, za sprawą wystąpienia niekorzystnych warunków atmosferycznych. Jak poinformował zastępca dyrektora Departamentu Rozwoju i Modelowania Sieci<sup>78</sup>, wskaźniki w latach 2021 i 2022 wzrosły za sprawą wystąpienia niekorzystnych warunków atmosferycznych, a blisko 80% sieci SN to sieć napowietrzna, która nie jest odporna na działanie gwałtownych zjawisk

<sup>72</sup> Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI), wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców jest wyznaczany oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw – definicja zawarta w § 41 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr. 93, poz. 623).

<sup>73</sup> Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców – definicja zawarta w § 41 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr. 93, poz. 623).

<sup>74</sup> CTPmd - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: duże miasta, CTPmp - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: miasta na prawach powiatu, CTPm - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: wsie, CTPw - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: wsie,

CPmd - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: duże miasta, CPmp - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta na prawach powiatu, CPm - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta, CPw - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: wsie.

<sup>75</sup> (Outage Management System - System Zarządzania Awariami)

<sup>76</sup> Systemy sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych

<sup>77</sup> Pismo z dnia 18 listopada 2022 r. 8692/IR/2022

<sup>78</sup> Pismo z dnia 29 listopada 2022 r.



atmosferycznych i odpowiada za około 85% wartości wskaźników przerw w zasilaniu, wynikających z wyłączeń awaryjnych.

Wyniki analizy wskaźników (SAIDI/SAIFI) były uwzględniane w planowaniu modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznej PGE Dystrybucja SA. [...]

Przerwy w dostawach energii i wartości parametrów jakościowych energii elektrycznej determinowały wybór zadań inwestycyjnych/modernizacyjnych. Według OSD<sup>79</sup> każda inwestycja sieciowa (rozwojowa lub modernizacyjna) nie będąca budową przyłącza, wpisywała się w działania mające ograniczać przerwy w dostawach energii elektrycznej. Wymiana elementu/urządzenia na nowsze o lepszych parametrach i sprawniejsze technicznie wpływała na poprawę pewności zasilania. Zadania inwestycyjne bezpośrednio dedykowane poprawie pewności zasilania (zmniejszenia przerw w dostawach) zostały ujęte w Planie Rozwoju w module *Plan inwestycyjny tab. 43 cz. 1 Zadania związane budową i rozbudową sieci*.

Poza planowanymi zadaniami, OSD prowadził również naprawy uszkodzeń elementów sieci zaistniałych w związku z niekorzystnymi zjawiskami pogodowymi. W latach 2018-2022 kilkakrotnie w ciągu roku w każdym z oddziałów odnotowano wystąpienie niekorzystnych zjawisk atmosferycznych powodujących awarie skutkujące ograniczeniami w dostawie energii elektrycznej dla odbiorców. Realizacja napraw po awariach również wiązała się z częściową poprawą parametrów jakościowych sieci, w stosunku do stanu z przed awarii/uszkodzeń.

(akta kontroli, str. 530-558, 758)

W ramach regulacji jakościowej Prezes URE w dokumencie pn. *Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemu Dystrybucyjnego* ustalił i przekazał Spółce cele rozliczeniowe dla wskaźników CP i CTP na lata 2018-2025. Dla każdego ze wskaźników ustalono, między innymi: punkt startowy (na 2017 r.); cel rozliczeniowy dla każdego roku (2018-2025); próg nieczułości (odchylenie w granicy 5%). Dla obszarów miast ustalono również wartości graniczne, które miały wpływ na rozliczanie wskaźników rocznych i uwzględnianie wyników w procesie ustalenia przychodu regulowanego w procesie taryfowym. Przekroczenie ustalonej wartości celu rocznego wiązało się z możliwością pomniejszenia przychodu regulowanego OSD, w taryfie lat przyszłych.

Spółka, aby zapewnić osiągnięcie celów wyznaczonych w regulacji jakościowej, wewnętrznie ustalała/różnicowała cele dla poszczególnych oddziałów w zakresie wskaźników CTP (czas trwania przerw) i CP (częstość przerw), osobno dla każdego z obszarów (duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta i tereny wiejskie). Cele dla poszczególnych oddziałów zostały zwymiarowane, głównie w oparciu o specyfikę obszarową warunków działalności poszczególnych oddziałów, np. powtarzalność niekorzystnych zjawisk pogodowych. Wykonanie celów było monitorowane w okresach miesięcznych. Cele oddziałów w perspektywie roku 2022 równały się z celami (wielkościami wskaźników) przekazanymi przez Prezesa URE dla Spółki.

W latach 2018-2021 cele wyznaczone w regulacji jakościowej przez Prezesa URE dla PGE Dystrybucja SA dla wskaźników CTP (częstość trwania przerw) były osiągnięte. Osiągnięto również cele wyznaczone dla wskaźnika CP (częstość przerw) w latach 2018-2020, jednak w 2021 r. cele szczegółowe dla obszarów miast i wsi (CPm i CPw) przekroczyły ustalone wielkości o [...] % i [...] % względem górnej dopuszczalnej granicy (progu nieczułości), a CPmp wykonano z uwzględnieniem górnego progu nieczułości. Jak wyjaśnił zastępca dyrektora Departamentu Rozwoju i Modelowania Sieci<sup>80</sup> 2021 rok obfitował w wyjątkowo niekorzystne warunki atmosferyczne (wystąpiło 13

<sup>79</sup> Pismo z dnia 18 listopada 2022 r. 8692/IR/2022

<sup>80</sup> Pismo z 29 listopada 2022 r.

dni krytycznych; w 2020 roku były jedynie 4 dni krytyczne) co w połączeniu z brakiem możliwości eliminacji wszystkich skutków nadzwyczajnych zdarzeń pogodowych ze wskaźników obszarowych (dla trzech dni nie „odczulono” wskaźników z powodu uzależnienia tej czynności od wyników ekspertyzy IMGW ze stacji pogodowych położonych na terenie działania Spółki) i strukturą sieci (niski poziom skablowania), było powodem niezrealizowania celów regulacji jakościowej.

Spółka oszacowała, że z tytułu niewykonania w 2021 r. celów wskaźników CP odrębnie dla obszarów *miast i wsi*, przychód regulowany Spółki, zgodnie z regulacją jakościową, może zostać pomniejszony o kwotę [...] mln zł.

Spółka we wniosku taryfowym na 2023 r. zamieściła wyjaśnienia przyczyn nieosiągnięcia ww. celów, a Prezes URE nie skorzystał z prawa do obniżenia dochodu regulowanego Spółki w taryfie na 2023 r. Jak wyjaśnił kierownik Biura Przyłączeń<sup>81</sup> osiągnięte wskaźniki obszarowe służyły również ocenie stanu technicznego oraz informacji o awaryjności elementów sieci, na podstawie których podejmowane były decyzje o realizacji działań eksploatacyjnych (innych niż modernizacje/inwestycje).

(akta kontroli str. 232-329, 530-558)

W latach 2018-2022 (do 30 czerwca) do OSD wpłynęło [...] reklamacji związanych z dostawami energii elektrycznej. Najczęstszymi kanałami zgłoszeń były: zgłoszenia listowne (41%), telefonicznie (30%), e-mail (25%). Pozostałe (4%) to zgłoszenia dokonywane osobiście w punktach obsługi. W ww. okresie do OSD wpłynęło [...] wniosków o udzielenie bonifikaty. [...] wniosków ([...]), stanowiły wnioski o udzielenia bonifikaty z tytułu przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV. Pozostałych [...] wniosków dotyczyło głównie niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczonej energii oraz przekroczenia dopuszczalnych czasów przerw do odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV. Spośród [...] wniosków o udzielenie bonifikaty OSD uznał za zasadne [...] wniosków, a za niezasadne [...] wniosków. Pozostałych [...] wniosków pozostawało w toku rozpatrywania. Weryfikacja spraw, wykazanych na 30 czerwca 2022 r. jako sprawy w toku, przeprowadzona na 20 stycznia 2023 r. wykazała, że status spraw był następujący:

Analiza ilości wpływających wniosków w poszczególnych latach kontrolowanego okresu wskazuje znaczący ich przyrost w latach 2021-2022[...]. Proporcjonalnie wzrosła również wielkość udzielonych bonifikat: w 2018 r. wypłacono [...] tys. zł, w 2019 r. – [...] tys. zł, w 2020 r. – [...] tys. zł, w 2021 [...] tys. zł, w 2022 r. (pierwsze półrocze) [...] tys. zł.

Z [...] udzielonych bonifikat o łącznej wartości [...] tys. zł, których podstawę ustalenia stanowił § 41<sup>82</sup> rozporządzenia Ministra Energii<sup>83</sup> [...] bonifikat na łączną sumę [...] tys. zł dotyczyło odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV. Pozostałe bonifikaty na sumę [...] tys. zł udzielone były w związku ze złożeniem [...] wniosków przez odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu wyższym niż 1 kV oraz

<sup>81</sup> Pismo z dnia 18 listopada 2022 r. 8692/IR/2022

<sup>82</sup> § 41 ust. 1 Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy końcowemu:

- 1) przyłączonemu do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV przysługuje bonifikata w wysokości dziesięciokrotności ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii;
- 2) przyłączonemu do sieci innych napięć niż te, o których mowa w pkt 1, przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy, za okres, w którym wystąpiła przerwa w dostarczaniu tej energii.

2. Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa w jej dostarczaniu, ustala się na podstawie poboru tej energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie lub odrębnych przepisach.

<sup>83</sup> Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 503, ze zm.) lub rozporządzenie Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. poz. 2500)

udzielone przez OSD na podstawie § 43 ust 2 pkt 3 ww. rozporządzenia (bez obowiązku składania wniosku).

Na podstawie § 42 wymienionych powyżej rozporządzeń Ministra Energii (niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców) OSD w okresie 2018 r. - 30 czerwca 2022 r. udzielił [...] bonifikat łącznie na sumę [...] tys. zł.

Okolo [...] % bonifikat dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu do 1 kV (§ 41 ust 1) zrealizowano w terminie 30 dni od złożenia wniosku. Jak wyjaśnił kierownik Biura Zarządzania Usługami Dystrybucyjnymi<sup>84</sup> informacja o udzielonych bonifikatach została przekazana do właściwych sprzedawców energii celem uwzględnienia w rozliczeniu odbiorcy w najbliższym okresie rozliczeniowym. Na przekroczenie dopuszczalnych czasów przerw w dostawach energii elektrycznej rzutowała duża liczba zgłoszeń wpływających do Spółki po wystąpieniu masowych awarii sieci elektroenergetycznych. Dodatkowo, celem wyliczenia kwoty bonifikaty konieczne było ustalenie zużycia dobowego na podstawie bieżącego wskazania licznika. W przypadkach zainstalowanego licznika wewnątrz lokalu (mieszkania), pracownicy PGE Dystrybucja SA nie zawsze byli w stanie pozyskać niezbędne dane pozwalające na terminowe udzielenie bonifikaty.

Dla odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu powyżej 1 kV, [...] % spraw dotyczyło udzielenia bonifikaty realizowano w terminie 30 dni.

W wyniku kontroli wybranych spraw stwierdzono, że wielkości udzielonych bonifikat ustalono prawidłowo, a odmowy udzielenia bonifikaty były uzasadnione. Według wyjaśnień OSD<sup>85</sup> udzielone bonifikaty związane z brakiem dostaw energii elektrycznej do odbiorcy końcowego są wprost powiązane z wystąpieniem zdarzeń o charakterze awarii masowych spowodowanych przez gwałtowne zjawiska pogodowe występujące na terenie działania PGE Dystrybucja SA.

Zdaniem Spółki, przy obecnej strukturze sieci elektroenergetycznej oraz zjawiskach pogodowych nieuniknione jest występowanie przerw w dostawach energii. OSD definiuje trzy podstawowe przyczyny wzrostu reklamacji i wniosków o bonifikatę:

- 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 przekłada się na zakłócenia pracy sieci elektroenergetycznej;
- niezasadne kierowanie do OSD reklamacji odbiorców wynikających z niezrozumienia rozliczenia zużycia energii elektrycznej przedstawionego na fakturze wystawianej przez sprzedawców energii elektrycznej.

(akta kontroli, str. 532-546, 637, 692-706, 765-768)

Stwierdzone nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie stwierdzono następujące nieprawidłowości:

W PGE Dystrybucja SA okolo [...] % spraw dotyczących udzielenia bonifikaty w związku z przerwami w dostarczaniu energii elektrycznej odbiorcom przyłączonym do sieci o napięciu do 1 kV, zrealizowano w terminie powyżej 30 dni od złożenia wniosku o udzielenie bonifikaty, co naruszało postanowienia § 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 lub rozporządzenia Ministra Energii z dnia 29 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną.

W wyniku kontroli dokumentacji wybranych indywidualnych spraw o udzielenie bonifikaty, ustalono również niezgodności w zakresie dopełnienia obowiązku pisemnego

<sup>84</sup> Pismo z dnia 14 grudnia 2022 r. (e-mail)

<sup>85</sup> Pismo z dnia 18 listopada 2022 r. 8692/IR/2022

informowania odbiorców o sposobie załatwienia wniosku w przypadkach przedłużenia terminu rozpatrywania wniosku o udzielenie bonifikaty. Zgodnie z procedurą udzielania bonifikat(...) [...]

Odpowiedzialnymi za stwierdzone nieprawidłowości byli właściwi pracownicy Oddziałów PGE Dystrybucja SA wyznaczeni do załatwiania spraw bonifikat oraz nadzorujący dyrektorzy właściwych departamentów w oddziałach Spółki.

Według wyjaśnień zastępcy dyrektora generalnego Oddziału Łódź PGE Dystrybucja SA przekroczenia 30-dniowego terminu udzielania odpowiedzi, były spowodowane przede wszystkim występowaniem w danym okresie tzw. *stanów katastrofalnych*, skutkujących zmasowanymi awariami, co przekładało się na dużą ilość składanych wniosków o bonifikatę w zbliżonym czasie, a w celu wyliczenia bonifikaty należało pozyskać - w oparciu o systemy dyspozytorskie - szczegółowe informacje o czasie wystąpienia awarii u danego klienta. Przy znaczącym wzroście ilości awarii wydłużało to proces rozpatrywania wniosków. Równocześnie dyrektor poinformował, że do odbiorców, u których nie dotrzymano ww. terminów udzielania odpowiedzi, nie były wysłane pisma z informacją o dodatkowych okolicznościach skutkujących możliwością niedotrzymania terminowej odpowiedzi.

Kierownik rejonu Bielsk Podlaski wyjaśnił, że powodem opóźnień dotyczących wybranych do kontroli spraw z jego rejonu było czasowe zagubienie dokumentacji.

Wyjaśnienia potwierdzają nieterminowe załatwianie spraw.

(akta kontroli str.765-768, 769-772)

#### OCENA CZĄSTKOWA

PGE Dystrybucja zapewniała dostawy energii elektrycznej dbając o jej jakość. W 2021 r. 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 nakładów, głównie na kablowanie sieci SN, przez co infrastruktura dystrybucyjna była wrażliwa na coraz częściej pojawiające się anomalie pogodowe. Spółka udzielała bonifikat w związku z niedostarczoną energią elektryczną do odbiorców, niedotrzymaniem parametrów jakościowych oraz parametrów jakości obsługi odbiorców. W około [...] % spraw zgłaszanych przez odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV, nie dotrzymano jednak 30 - dniowego terminu udzielenia bonifikaty oraz nie informowano o tym odbiorców.

## IV. Wnioski

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

Wnioski

1. Zapewnienie realizacji zadań inwestycyjnych i modernizacyjnych sieci dystrybucyjnych, co najmniej na poziomie wysokości nakładów uzgodnionych z Prezesem URE w procesie taryfowym.
2. [...]
3. Zapewnienie udzielania bonifikat należnych odbiorcom energii elektrycznej w obowiązującym terminie (30 dni) oraz informowanie 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, 2 czerwca 2023 r.

Kontroler  
Miroslaw Wójtowicz  
gł. specjalista kp.

/-/

.....  
podpis

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

/-/

.....  
podpis

Zmian w wystąpieniu pokontrolnym dokonął:

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

/-/

.....  
podpis