



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Delegatura w Poznaniu

LPO.410.034.01.2017
P/17/020

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/17/020 - Rozwój sektora odnawialnych źródeł energii
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Delegatura w Poznaniu
Kontrolerzy	1. Maciej Andrzejewski, Inspektor kontroli państwowej, upoważnienie do kontroli nr LPO/181/2017 z dnia 7 listopada 2017 r., (dowód: akta kontroli str. 1 - 2) 2. Marek Lasoła, Doradca prawny, upoważnienie do kontroli nr LPO/184/2017 z dnia 8 listopada 2017 r. (dowód: akta kontroli str. 3 - 4)
Jednostka kontrolowana	ENEA Operator Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością ¹ w Poznaniu, ul. Strzeszyńska 58 60-479 Poznań.
Kierownik jednostki kontrolowanej	Andrzej Kojro, Prezes Zarządu Spółki od dnia 11 lipca 2016 roku. Wcześniej, tj. w okresie od 26 czerwca 2013 roku do dnia 7 lipca 2016 roku, funkcję Prezesa Zarządu pełnił Michał Jarczyński. (dowód: akta kontroli str.6)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie² działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

Uzasadnienie oceny ogólnej

ENEA Operator Sp. z o.o. w latach 2015 - 2017 (I półrocze) posiadała uzgodniony z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki (URE) plan rozwoju. W planie tym uwzględnione były działania służące zapewnieniu bezpiecznej i stabilnej pracy sieci dystrybucyjnej, w tym przedsięwzięcia dotyczące włączania do systemu dystrybucyjnego nowych odnawialnych źródeł energii (OZE). W planach uwzględniano tendencje rozwoju OZE i zobowiązania Polski w zakresie wymaganego udziału OZE w bilansie energetycznym. Spółka sukcesywnie realizowała działania w obszarze infrastruktury sieciowej, by zapewnić możliwość odbioru energii elektrycznej wytworzonej w OZE. Zapewniona była możliwość przyłączania nowych instalacji OZE, a także rozliczania dostarczonej i odebranej energii przez prosumentów. W latach 2015-2017 (do 30 czerwca) do sieci elektroenergetycznej przyłączono 3.072 instalacje OZE, głównie mikroinstalacje (o łącznej mocy 457,639 MW). Warunki przyłączenia oraz wzory wymaganych

¹ Dalej także „Spółka”.

² Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna. Jeżeli sformułowanie oceny ogólnej według proponowanej skali byłoby nadmiernie utrudnione, albo taka ocena nie dawałaby prawdziwego obrazu funkcjonowania kontrolowanej jednostki w zakresie objętym kontrolą, stosuje się ocenę opisową, bądź uzupełnia ocenę ogólną o dodatkowe objaśnienie

dokumentów były dostępne na stronie internetowej Spółki. Wnioski o przyłączenie rozpatrywane były bez zbędnej zwłoki. W objętym kontrolą okresie, terminowo rozpatrywano wnioski o określenie warunków przyłączenia instalacji zasilanych biogazem rolniczym. Zgodnie z wymaganiami wykonywane były przez Spółkę obowiązki sprawozdawcze wobec Prezesa URE i Prezesa Agencji Rynku Rolnego. Uwzględniając aktualny stan zaawansowania projektów, nie stwierdzono nieprawidłowości w działaniach związanych z przygotowaniem i realizacją objętych kontrolą inwestycji korzystających ze współfinansowania ze środków Unii Europejskiej, w tym w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020 oraz Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Zachodniopomorskiego 2014-2020.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Działania przedsiębiorstwa w zakresie planowania przyłączania OZE do sieci dystrybucyjnej

Opis stanu
faktycznego

1.1. Planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej

W latach 2015 – 2017 (I połowa), w Spółce obowiązywały dwa plany rozwoju: Plan Rozwoju na lata 2014-2019 w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz stanowiący jego kroczącą aktualizację Plan Rozwoju na lata 2017-2022 w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

Projekty planów rozwoju uwzględniały m.in. wnioski o przyłączenie nowych źródeł do sieci elektroenergetycznej oraz rozwój OZE, zwłaszcza energetyki wiatrowej, przede wszystkim na terenie województwa zachodniopomorskiego, a także województw kujawsko-pomorskiego, lubuskiego i wielkopolskiego.

Pomimo ustalenia³ przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dnia 13 września 2013 roku jako ostatecznej daty wpływu Planu Rozwoju na lata 2014-2019 do Urzędu Regulacji Energetyki (URE), Spółka przedłożyła Prezesowi URE do uzgodnienia, przyjęty przez Zarząd Spółki uchwałą nr 391/2013, z dnia 16 września 2013 roku, projekt Planu Rozwoju na lata 2014-2019 w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną⁴ w dniu 16 września 2013 roku.

Według wyjaśnień⁵ prokurentów Spółki Pana Dariusza Strzeleckiego oraz Pana Waldemara Borowiaka opóźnienie zostało uzgodnione telefonicznie z przedstawicielem URE a wynikało z faktu, że prace polegające na przygotowaniu projektu Planu Rozwoju stanowią skomplikowany i złożony proces, wymagający zaangażowania dużej ilości czasu oraz osób.

Prezes URE pismem z dnia 21 stycznia 2014 roku uznał przedłożony projekt planu rozwoju za uzgodniony.

W terminie przedłożony został Prezesowi URE do uzgodnienia, przyjęty przez Zarząd Spółki uchwałą nr 64/2016, z dnia 30 marca 2016 roku projekt Planu

³ Pismo Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki znak: DRE-4310-31(38)/2012/2013/LM/MKo, z dnia 18 czerwca 2013 roku.

⁴ Projekt na lata 2014 – 2019 przesłany do Prezesa URE za pismem znak: DR/RZ/ML/1105/2013 z dnia 16.09.2013 r. oraz korygowany pismami: DR/RZ/RG/1245/2013 z dnia 18.10.2013 r., DR/RZ/RG/1388/2013 z dnia 15.11.2013 r., DR/RZ/WB/1433/2013 z dnia 22.11.2013 r., DR/RZ/TH/1513/2013 z dnia 11.12.2013 r., DR/RZ/TH/1530/2013 z 16.12.2013 r.

⁵ Pismo znak: EO/DR/RZ/WEO17E269097/2017 z dnia 27 grudnia 2017 roku.

Rozwoju na lata 2017-2022 w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną⁶. Projekt przedłożono Prezesowi URE do uzgodnienia za pismem z 30 marca 2016 roku. W dniu 20 stycznia 2017 r., Spółka przedłożyła Prezesowi URE do uzgodnienia zaktualizowany⁷ projekt Planu Rozwoju na lata 2017-2022, przyjęty przez Zarząd Spółki uchwałą nr 186/2016, z dnia 9 września 2016 roku. Prezes URE pismem z 8 lutego 2017 r., uznał przedłożony projekt planu rozwoju za uzgodniony.

Plany rozwoju zostały przygotowane zgodnie z wymaganiami wynikającymi z art. 16 ustawy Prawo energetyczne⁸. Plany te uwzględniają uwarunkowania wynikające m.in. z przepisów Prawa energetycznego, Polityki energetycznej Polski, a w przypadku planu na lata 2017-2022 projektu Polityki energetycznej Polski do roku 2050⁹ oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii¹⁰. Plany rozwoju odzwierciedlały założenia i regulacje dotyczące wzrostu liczby niewielkich OZE. Oba Plany Rozwoju obejmują niezbędne nakłady na rozwój i modernizację sieci – linii, stacji elektroenergetycznych i transformatorowych oraz innych elementów infrastruktury, związanych także z przyłączaniem nowych odbiorców, jak i źródeł energii.

W planach rozwoju Spółka wskazała na przyłączane do sieci Odnawialne Źródła Energii jako istotny czynnik determinujący inwestycje, w szczególności w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci. Na przyłącza do nowych źródeł, w tym OZE (przyłącza) zaplanowano na lata 2015 – 2017 w Planie Rozwoju na lata 2014 – 2019 łącznie 42 468,3 tys. zł, odpowiednio 21 631,4 tys. zł, 14 245,1 tys. zł i 6 591,8 tys. zł. W Planie Rozwoju na lata 2017 – 2022 Spółka skorygowała nakłady planowane na przyłącza do nowych źródeł w 2017 do 1 994,2 tys. zł.

(dowód: akta kontroli str.242 – 447, 584 – 586, 749 - 750)

W Planach Rozwoju, Spółka umieszczała działania inwestycyjne (w tym niezbędne środki finansowe) związane z planowanymi do realizacji zawartymi umowami o przyłączenie do sieci, a także związane z wydanymi warunkami przyłączeniowymi. Ponadto, w zakresie mikroinstalacji Spółka, w Planie Rozwoju dla okresu 2017 – 2022, zabezpieczyła środki do realizacji przyłączenia według prognoz, planując nakłady zbiorczo, w jednej pozycji: „mikroinstalacje”.

Rozpatrywanie wniosków o określenie warunków przyłączenia dla źródeł realizowane jest w Spółce według kolejności złożenia wniosków. ENEA Operator zawierała umowy o przyłączenie do sieci na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istniały techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii, a żądający zawarcia umowy spełniał warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jednocześnie, Prokurenci Spółki Pan Dariusz Strzelecki oraz Pan Roman Pacholski

⁶ projekt na lata 2017 – 2022 przesłany do Prezesa URE za pismem znak: DR/RZ/GT/714/2016 z dnia 30.03.2016 r. oraz korygowany pismami: DR/RZ/GT/1520/2016 z dnia 24.06.2016 r., DR/RZ/GT/1958/2016 z dnia 8.08.2016 r., DR/RZ/GT/2151/2016 z dnia 5.09.2016 r., DR/RZ/TH/2181/206 z dnia 9.09.2016 r., WEO16E000675 z dnia 4.10.2016 r., WEOE009988 z dnia 21.10.2016 r., DR/RZ/RG/WEO17E013571/2017 z dnia 20.01.2017 r.

⁷ Aktualizacja wynikała z faktu, iż Spółka obserwowała w 2016 roku wyższą niż zakładano dynamikę przyłączeń w grupach III – IV. Jednocześnie Spółka stwierdziła, iż istnieją przesłanki pozwalające twierdzić, iż zwiększona dynamika przyłączania będzie podtrzymywana w horyzoncie średnioterminowym.

⁸ ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2017 r. poz. 220). Dalej również: „uPe”.

⁹ <http://bip.me.gov.pl/node/24670>

¹⁰ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2017 r. poz. 1148 j.t.). Dalej również: „ustawa o OZE”.

wskazali¹¹, iż kolejność zawierania umów o przyłączenie do sieci (procedowania wniosków) ma bezpośredni wpływ na ocenę możliwości przyłączenia kolejnych źródeł do sieci.

Wskazane w Planach Rozwoju projekty dotyczą w zdecydowanej większości przyłączenia jednostek wytwórczych OZE. Wobec znacznego rozproszenia planowanych źródeł energii, Spółka do czasu kontroli nie odnotowała żadnego konfliktu pomiędzy przyłączeniem źródła konwencjonalnego, a przyłączeniem OZE.

Według wyjaśnień Prokurentów Spółki: Pana Dariusza Strzeleckiego oraz Pana Romana Pacholskiego¹², ENEA Operator Sp. z o.o., w ramach swoich zamierzeń inwestycyjnych, przewiduje w perspektywie długofalowej, zmianę struktury sieci, z sieci przygotowanej do przepływu jednokierunkowego, tj. od elektrowni systemowych poprzez sieć przesyłową do sieci dystrybucyjnej na sieć przygotowaną do coraz większego udziału generacji rozproszonej, a więc sieci dystrybucyjnej przygotowanej do przepływu dwukierunkowego na każdym z poziomów napięć. Podstawą do umieszczania zadań w Planach Rozwoju w zakresie sieci wysokiego napięcia były zadania wynikające z opracowanej we współpracy z PSE S.A. koncepcji rozwoju sieci w północno – zachodniej Polsce do roku 2025. Istotnym elementem programu rozwoju sieci elektroenergetycznej Spółki, wynikającym z tej koncepcji, jest realizacja budowy linii dwutorowych 110 kV, w szczególności w tych przypadkach, gdy linia ma charakter ponadlokalny i szczególnie istotny z punktu widzenia zapewnienia jakości oraz odbioru energii, a także możliwości dystrybucji energii oraz optymalne przyłączenie źródeł wytwórczych (w tym przyłączenia prosumentów) z punktu widzenia działań bilansowych. Przyjęcie tego rozwiązania dotyczy zarówno budowy nowych ciągów liniowych 110 kV wyprowadzanych z nowych, bądź modernizowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego stacji redukcyjnych NN/110 kV, jak również modernizacji istniejących linii jednotorowych 110 kV. Takie działania połączone z innymi zamierzeniami umożliwiają zmianę w konfiguracji pracy sieci, poprzez tworzenie pierścieni w sieci 110 kV oraz nowych stałych podziałów sieci 110 kV, stwarzających możliwość tworzenia wydzielonych układów (struktur) sieci. Stworzenie przedmiotowego układu pracy sieci jest jednym ze sposobów uwalniających sieć 110 kV z pełnienia funkcji sieci podprzesyłowej, rezerwującej sieć przesyłową najwyższych napięć. Realizacja opisanego programu powinna przyczynić się ponadto do ograniczenia strat sieciowych w dystrybucji energii. W konsekwencji, omówiona struktura konfiguracji sieci dystrybucyjnej, wspomagana działaniami inwestycyjnymi PSE S.A. ma się przyczynić do zwiększenia dostępnych (w sieci Spółki) mocy, dla przyłączenia kolejnych jej użytkowników, w tym również źródeł rozproszonych.

Spółka zakłada stworzenie potencjału przyłączeniowego w perspektywie do wykorzystania na przestrzeni najbliższych lat. Tworząc potencjał przyłączania OZE, nie rozpatruje tylko i jedynie jego wykorzystania przy obecnym systemie formalno – prawnym, lecz w perspektywie długofalowego dążenia do zrównoważonego bilansu energetycznego Polski. W konsekwencji rozbudowy i modernizacji sieci, która stworzy potencjał przyłączania OZE do sieci Spółki, a co za tym idzie zwiększy bezpieczeństwo energetyczne, niezawodność i jakość dostaw energii elektrycznej, stworzone zostaną także warunki do realizacji polityki energetycznej kraju, w tym możliwości przyłączeniowych prosumentów do sieci. Rozliczanie prosumentów według przyjętych standardów jest realizowane poprzez montaż liczników dwukierunkowych – umożliwiających rejestrację zarówno poboru jak i generacji

¹¹ Pismo znak: WEO17E249416 z dnia 30 listopada 2017 roku.

¹² Jw.

energii przez instalację danego podmiotu. Tylko takie liczniki kupowane są przez Spółkę.

(dowód: akta kontroli str.242 – 316, 320 – 445, 583 – 584, 587, 1280)

Spółka, na etapie przygotowywania projektu Planu Rozwoju uwzględnia, w szczególności: miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego; ustalenia koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju lub ustalenia planu zagospodarowania przestrzennego województwa lub strategię rozwoju województwa oraz politykę energetyczną państwa.

W pierwszym etapie opracowywania projektu Planu Spółka uzgadnia z poszczególnymi gminami zapotrzebowanie na działania inwestycyjne związane z infrastrukturą elektroenergetyczną. W tym celu organizowane były przez Dyrektorów Oddziałów, w Spółce, spotkania z władzami gmin. Uzyskane na etapie tych uzgodnień informacje o zapotrzebowaniu podlegały ocenie pod kątem możliwości techniczno – ekonomicznych Spółki.

(dowód: akta kontroli str.629 – 641, 677 - 691)

Spółka nie dokonywała zmian planów rozwoju po ich uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki, natomiast projekt Planu Rozwoju na lata 2017-2022 stanowił jednocześnie aktualizację Planu Rozwoju na lata 2014-2019. Oceny realizacji planów dokonywane były w trakcie przygotowywania sprawozdań z realizacji planu rozwoju za dany rok, gdzie zarówno w piśmie przewodnim do sprawozdania, jak również w samym sprawozdaniu, Spółka odnosiła się do realizowanych inicjatyw inwestycyjnych. Jednocześnie, w sprawozdaniach ujmowano nie ujęte w planach rozwoju zadania, na które wydatkowano środki w okresie, którego dane sprawozdanie dotyczy. W przypadku wydania warunków przyłączenia instalacji OZE do sieci lub podpisania umowy o przyłączeniu instalacji, wydatki związane z danym przyłączeniem Spółka wykazywała jako nowe zadanie, które nie występowało w uzgodnionym przez Prezesa URE Planie Rozwoju na lata 2014-2019 a występuje w wykonaniu Planu Rozwoju za rok 2014, 2015 lub 2016.

(dowód: akta kontroli str.448 – 527, 627 - 629)

Według wyjaśnień Prokurentów Spółki Pana Dariusza Strzeleckiego oraz Pana Romana Pacholskiego¹³, przyłączanie kontrahentów, tj. odbiorców, wytwórców czy prosumentów (w trakcie obowiązywania uzgodnionego z Prezesem URE Planu Rozwoju) jest realizowane zgodnie z nałożonym na Spółkę obowiązkiem publicznie – prawnym wynikającym z pełnienia funkcji Operatora Sieci Dystrybucyjnej, czyli po spełnieniu wymogów formalno – prawnych przez podmiot przyłączany (tj. złożony wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci oraz podpisanie umowy po akceptacji warunków przyłączenia) oraz możliwości ekonomiczno – technicznych, podmiot zostaje przyłączony, a podpisana obustronnie umowa jest podstawą do podjęcia prac projektowych i budowlano – montażowych związanych z przyłączeniem obiektu.

(dowód: akta kontroli str.581 - 584)

Spółka terminowo przedłożyła Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki sprawozdania¹⁴ z realizacji planu za rok 2015¹⁵ oraz za rok 2016¹⁶. Na przyłączenie

¹³Pismo znak: WEO17E249416 z 30 listopada 2017 roku.

¹⁴ Sprawozdanie za 2015 r. przedłożono za pismem przewodnim z dnia 26.04.2016 r; sprawozdanie za 2016 r. przedłożono za pismem przewodnim z dnia 18.04.2017 r.

¹⁵ Spółka zrealizowała nakłady inwestycyjne w roku 2015 na poziomie 921 456,7 tys. zł.

¹⁶ Spółka zrealizowała nakłady inwestycyjne w roku 2016 na poziomie 914 295,6 tys. zł. Znaczącą część nakładów inwestycyjnych zrealizowanych przez ENEA Operator Sp. z o.o. w 2016 roku, podobnie jak w roku 2015 stanowiły nakłady inwestycyjne związane z inwestycjami sieciowymi, w tym

do nowych źródeł OZE poniesiono w latach 2015 – 2017 (I połowa) nakłady w kwocie łącznie 27 031,4 tys. zł, w poszczególnych latach, odpowiednio 23 101,4 tys. zł (w tym 22 678,1 tys. zł na przyłączenie OZE), tj. 6,8% powyżej planowanej wartości nakładów na przyłączenie wszystkich nowych źródeł, w tym OZE, 2 792,6 tys. zł (w tym 2 460,1 tys. zł na przyłączenie OZE), tj. 19,6% zaplanowanych nakładów i 1 137,4 tys. zł (w tym 1 134,5 tys. zł na przyłączenie OZE, tj. 57,0% wartości nakładów ujętej w Planie Rozwoju na lata 2017 - 2022. W sprawozdaniu z realizacji planu rozwoju za 2015 r. oraz za 2016 r. w załącznikach ZKW wykazano, iż stopień realizacji rzeczowego planu inwestycji w przyłączenia (% kW przyłączy) wyniósł: odpowiednio: 87,7% (229 926,0 kW planowane; 201 658,9 kW zrealizowane); 63,2% (72 418,0 kW planowane; 45 773,5 kW zrealizowane).

Prokurenci Spółki, Pan Jarosław Ziobrowski oraz Pan Waldemar Borowiak wyjaśnili¹⁷, iż sytuacja ta nie wynika z działań ENEA Operator Sp. z o.o., lecz jest skutkiem zachowań inwestorów w reakcji na zmiany regulacji prawnych dotyczących obszarów funkcjonowania odnawialnych źródeł energii. Spółka w momencie dostosowywania umów o przyłączenia do wymogów Ustawy o odnawialnych źródłach energii zaobserwowała dwojakie zachowania inwestorów: podjęcie wszelakich możliwych działań doprowadzających do przyłączenia źródła do końca 2015 roku w celu skorzystania z dotychczasowego systemu wsparcia (tzw. zielonych certyfikatów) albo przedłużanie harmonogramów przyłączenia źródła do maksymalnego okresu czasu wynikającego z ustawy o OZE, tj. do maja 2019 roku z uwagi na niepewność nowych uwarunkowań prawnych. ENEA Operator Sp. z o.o. przyłączyła do sieci wszystkich wnioskodawców, którzy chcieli być przyłączeni w 2015 roku. Jednocześnie w zakresie inwestorów wnioskujących o wydłużenie czasu realizacji przyłączenia ENEA Operator Sp. z o.o. wyrażała zgodę na wydłużenie terminów ujętych w obowiązujących harmonogramach. W związku z powyższym, znacząca ilość przyłączy mocy nastąpiła w roku 2015.

(dowód: akta kontroli str.451 – 527, 657 – 658, 665 – 673, 692 – 696, 699 - 701)

Uchwałą¹⁸ z dnia 7 czerwca 2016 roku Zarząd Spółki zatwierdził Prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do roku 2033 dla ENEA Operator Sp. z o.o. oraz podjął decyzję o skierowaniu tego dokumentu do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jednocześnie, Zarząd Spółki uchylił Prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do roku 2028¹⁹ dla ENEA Operator Sp. z o.o.

(dowód: akta kontroli str.528 - 561)

Uwagi dotyczące
badanej działalności

Pomimo istniejącego w 2015 roku obowiązku, określonego w art. 16 ust. 17 uPe, który stanowi²⁰, że Przedsiębiorstwo energetyczne obowiązane do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki planu rozwoju ustala corocznie plan remontów, który zamieszcza na swojej stronie internetowej, ENEA Operator Sp. z o.o. publikuje Roczny Plan Remontów na stronie internetowej dopiero od 2016 roku.

inwestycjami związanymi z przyłączeniem odbiorców i wytwórców energii elektrycznej oraz modernizacją i odtworzeniem istniejącego majątku, związanymi z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc

¹⁷ Pismo znak: WEO17E262996, z dnia 18 grudnia 2017 roku.

¹⁸ Uchwała nr 109/2016 Zarządu ENEA Operator Sp. z o.o.

¹⁹ Zatwierdzona uchwałą Zarządu ENEA Operator Sp. z o.o. nr 258/2014 z 12.08.2014 r.

²⁰ w brzmieniu wprowadzonym ustawą z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 r. poz. 984), która weszła w życie 11 września 2013 roku.

Według wyjaśnień²¹ prokurentów Spółki Pana Jarosława Ziobrowskiego oraz Pana Waldemara Borowiaka w ramach planowej eksploatacji sieci elektroenergetycznej Spółka realizuje m.in. zabiegi typu oględziny, które biorą udział w procesie oceny stanu technicznego, jak również formułują zakresy niezbędnych prac eksploatacyjnych ujmowanych w Planie zabiegów eksploatacyjnych, w Planie tym umieszczane są również zabiegi typu przegląd. Zakresy prac ze względu na ocenę stanu technicznego wskazujące na konieczność odtworzenia majątku mają swoje odzwierciedlenie w formułowanych planach inwestycyjnych Spółki. Zabiegi typu „przegląd” mają znamiona prac kwalifikowanych jako „remont” jednak w Spółce, w kontekście majątku sieciowego, nie funkcjonuje „remont” jako kategoria prac, dlatego w latach 2014 i 2015 nie publikowano na stronie internetowej Spółki Roczno Planu Remontów, pomimo jego sporządzania.

(dowód: akta kontroli str.672 – 676, 1281, 1285)

Ustalono
nieprawidłowości

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

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

2. Działania przedsiębiorstwa w zakresie przyłączania OZE i umożliwiania dokonywania rozliczenia energii elektrycznej przez prosumenta.

2.1. Działania w zakresie przyłączania OZE do sieci przesyłowej.

Opis stanu
faktycznego

Spółka, w latach 2015 - 2017 (I połowa) posiadała stosowne regulacje dotyczące przyłączania odbiorców i wytwórców do sieci, w tym procedury wewnętrzne w zakresie określania warunków przyłączenia i zawierania umów o przyłączenie, przyłączania mikroinstalacji, monitoringu realizacji i rozliczenia przyłączenia. Procedury te określały tryb postępowania, w tym termin realizacji poszczególnych zadań oraz osoby odpowiedzialne za zadania objęte zakresem procedury.

Ponadto procedury przyłączania zawarte były w udostępnionej na stronie internetowej Spółki Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ENEA Operator Sp. z o.o. zatwierdzonej decyzją nr DRR-4321-60(5)/2013/Ksm Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 16 grudnia 2013 r. ze zm. (w okresie objętym kontrolą, ostatnia aktualizacja nr 6/2017 została zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 28 kwietnia 2017 roku²²).

Uregulowania określone w ww. procedurach są zgodne z wymogami uPe, w szczególności zapewniały one zachowanie terminów wydania warunków przyłączeniowych wynikających z dyspozycji art. 7 ust. 8g tej ustawy.

(dowód: akta kontroli str.88 - 241)

Spółka, zgodnie z pkt 7 Załącznika nr 1 do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej ENEA Operator Sp. z o.o. sporządziła i opublikowała na stronie internetowej kryteria oceny przyłączania źródeł energii do sieci elektroenergetycznej średnich²³ i niskich²⁴ napięć. W oparciu o przywołane kryteria, podmiot zewnętrzny,

²¹ Pismo znak: WEO17E262996, z dnia 18 grudnia 2017 roku.

²² nr DRR.WRE.4321.4.2017LW

²³ https://www.operator.enea.pl/operator/info-o-sieci/info-o-przyklaczeniach/kryteria_techiczne_dla_sieci_sn.pdf?t=1506406312 [dostęp: 4 stycznia 2018 roku].

na zlecenie ENEA Operator Sp. z o.o., sporządza ekspertyzę w każdym przypadku planowanego przyłączenia źródła do sieci SN.

(dowód: akta kontroli str.144 – 241, 568 – 580, 1012-1080, 1281 - 1284)

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 czerwca 2017 roku w Spółce złożono 756 wniosków o określenie warunków przyłączenia, w tym 219 wniosków było niekompletnych w momencie złożenia, w 63 przypadkach wnioskodawcy nie uzupełnili wniosków, 10 wniosków dotyczących mikroinstalacji nie mogło podlegać dalszej procedurze ponieważ sprawy nimi objęte wymagały trybu zgłoszenia, w 127 przypadkach wnioskodawcy nie wpłacili zaliczki, 31 wnioskodawców wycofało wnioski. Wobec powyższego, dalszemu procedowaniu podlegało 525 wniosków.

W objętym kontrolą okresie, w Spółce złożono także 3 573 zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, w tym 940 zgłoszeń było niekompletnych w momencie złożenia, w 227 przypadkach zgłaszający nie uzupełnili zgłoszeń, 88 spraw nie można było procedować w oparciu o złożone zgłoszenie (wymagały złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia), 51 zgłoszeń zostało wycofanych przez zgłaszających, wobec powyższego dalszemu procedowaniu podlegało 3 207 zgłoszeń.

Dla wszystkich kompletnych wniosków o przyłączenie, rozpatrywanych w wyżej wskazanym okresie, warunki przyłączenia do sieci zostały wydane w obowiązującym terminie.

(dowód: akta kontroli str.562 – 565, 592 – 604, 608, 610 – 612, 617 – 618, 642 – 646, 649 - 650)

ENEA Operator Sp. z o.o. dla każdego przypadku złożonego wniosku oraz zgłoszenia, w przypadku stwierdzenia jego niekompletności, wzywała pisemnie wnioskodawców do uzupełnienia braków. Dla podmiotów zakwalifikowanych do III grupy przyłączeniowej, dla których wymagane jest wniesienie zaliczki, a termin rozpatrzenia wniosku liczony jest od dokonania wpłaty zaliczki, okres wnoszenia przez wnioskodawców uzupełnień pozostawał bez znaczenia dla, określonego przepisami Prawa energetycznego, terminu wydania warunków przyłączenia.

Najczęstsze przyczyny konieczności uzupełnień wniosków to:

- brak wypisu i wyrysu z Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego lub decyzji o warunkach zabudowy,
- brak lub konieczność wyjaśnień do tytułów prawnych do nieruchomości,
- brak lub konieczność wyjaśnienia danych i informacji zamieszczonych we wniosku oraz załącznikach,
- brak załączników,
- brak wymaganych podpisów,
- brak prawidłowego pełnomocnictwa dla osób upoważnionych przez wnioskodawcę do występowania w jego imieniu,
- niezgodność danych w zakresie mocy przyłączeniowej.

Najczęstsze przyczyny konieczności uzupełnień zgłoszeń mikroinstalacji to:

- brak wypełnienia wymaganych pól w druku zgłoszenia, w tym w szczególności deklaracji zgłaszającego w zakresie zakwalifikowania do prosumentów,
- nieprawidłowe określenie mocy mikroinstalacji,
- brak załączenia dokumentacji technicznej,
- brak podpisu osoby zgłaszającej lub pełnomocnika.

²⁴ https://www.operator.enea.pl/operator/info-o-sieci/info-o-przyklaczeniach/kryteria_przyklaczania_dla_sieci_nn.pdf?t=1513341245 [dostęp: 4 stycznia 2018 roku].

(dowód, akta kontroli str.568 – 575, 594 – 602, 610 – 612, 617 – 618, 642 – 650, 721 – 726,)

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 czerwca 2017 roku wystąpiło 50 przypadków odmów przyłączenia, z tego 20 w 2015 roku, 27 w 2016 roku oraz trzy w pierwszej połowie 2017 roku. Wszystkie odmowy dotyczyły przyłączenia pozostałych instalacji. Jako przyczyny odmowy Spółka wskazała w odmowie w 45 przypadkach brak warunków technicznych oraz brak warunków ekonomicznych przyłączenia, natomiast w pięciu przypadkach brak warunków technicznych, polegających na braku możliwości odbioru energii elektrycznej (dotyczyło to farm wiatrowych). Odmowa z powodów technicznych następowała ze względu na niespełnianie w miejscu przyłączenia elektrowni do sieci elektroenergetycznej wymogów w zakresie kryteriów określonych w:

- „Kryteriach technicznych oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnych średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego”,
 - Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej („IRiESD”) opracowanej przez ENEA Operator,
- dotyczyło to 31 spraw.

W pozostałych 19 sprawach (farm wiatrowych) dodatkowo ekspertyza odnosiła się do Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej („IRiESP”) opracowanej przez PSE S.A., w tym w 17 sprawach ENEA Operator Sp. z o.o. gotowa była wydać warunki przyłączenia z dostępną mocą przyłączeniową i dla tak określonej mocy przygotowała projekt warunków. W związku z obowiązkiem wskazanym w § 8 ust. 3 rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego²⁵ ENEA Operator wystąpiła do PSE S.A. celem uzgodnienia warunków przyłączenia. W odpowiedzi PSE S.A. wskazała, że przyłączenie jednostki wytwórczej do sieci, nie może być rozpatrywane wyłącznie, jako możliwość fizycznego połączenia danego obiektu z siecią, lecz należy rozpatrywać również czynniki, które umożliwią realizację podstawowej roli jednostek wytwórczych, tj. produkcję energii elektrycznej. Oznacza to, że wystąpienie warunków technicznych przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, jest możliwe wyłącznie w przypadku kiedy: 1. Możliwa jest realizacja połączenia instalacji wytwórczej z siecią, 2. Możliwy jest transport energii elektrycznej do odbiorców, 3. Możliwy jest odbiór energii elektrycznej, tj. istnieje zapotrzebowanie na wyprodukowaną energię. Jednocześnie PSE S.A. stwierdziła brak możliwości odbioru wyprodukowanej energii elektrycznej przez OZE w ww. sprawach.

Stwierdzenie przez ENEA Operator Sp. z o.o. braku warunków ekonomicznych wynikało z faktu, iż wnioskowane przyłączenia nie były ujęte ani pod względem kosztowym ani pod względem rzeczowym w Planie Rozwoju ENEA Operator Sp. z o.o.

W tym okresie, 14 spraw spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci zostało skierowanych przez wnioskodawców do rozstrzygnięcia przez Prezesa URE. Z tego, w jednym przypadku postępowanie zakończyło się wydaniem przez Prezesa URE decyzji o braku obowiązku przyłączenia do sieci elektroenergetycznej ENEA Operator instalacji odnawialnego źródła energii – farmy wiatrowej o mocy 10 MW (Prezes URE uznał brak istnienia warunków technicznych do przyłączenia, o których mowa w art. 7 ust. 1 uPe,

²⁵ Dz.U.z 2007, Nr 93, poz..623 ze zm.

jednocześnie stwierdził brak podstaw do ustalenia istnienia warunków ekonomicznych, o których mowa w art. 7 ust. 1 uPe), jedna sprawa pozostawała na etapie postępowania prowadzonego przez Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, zaś dwanaście spraw (pomijając postępowania „wpadkowe” dotyczące kwestii odwołań od decyzji o odmowie dostępu do ekspertyz dotyczących wpływu przyłączy na sieć elektroenergetyczną) pozostawało na etapie postępowania toczącego się przed Prezesem URE²⁶.

(dowód: akta kontroli str. 562 – 580, 594 – 602, 642 – 649, 657 – 660, 663 – 664, 1204-1222, 1223-1247)

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 czerwca 2017 roku przyłączenia dokonywano średnio po 1 243 dniach od daty wydania warunków przyłączenia do sieci. Przyłączeń w poszczególnych latach dokonano średnio: w 2015 roku po 1 145 dniach, w 2016 roku po 1 597 dniach oraz w pierwszej połowie 2017 roku po 793 dniach od daty wydania warunków przyłączenia. Spółka wyjaśniła, iż klient, w całym okresie ważności warunków przyłączenia do sieci²⁷, może wystąpić o zawarcie umowy o przyłączenie, będącej podstawą do rozpoczęcia realizacji prac budowlano – montażowych w zakresie przyłączenia OZE do sieci elektroenergetycznej.

(dowód: akta kontroli str.603 – 604, 608, 708 – 710, 719)

Pomimo wydania warunków przyłączenia, w okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 czerwca 2017 roku 9,0% wniosków nie zostało zakończonych przyłączeniem. Wynikało to z faktu, iż wnioskodawcy, rezygnowali z określonych warunków przyłączenia w terminie ich ważności, rozwiązywali umowy o przyłączenie lub nie zawierali umowy o przyłączenie w terminie ważności warunków przyłączenia.

Jak wynika z informacji udzielonych przez prokurentów Spółki, Pana Dariusza Strzeleckiego i Pana Jarosława Ziobrowskiego, w większości przypadków, o przyczynach powyższych decyzji, wnioskodawcy nie informowali ENEA Operator. W sporadycznych przypadkach, wnioskodawcy wskazywali przyczyny wynikające z niestabilnego systemu wsparcia dla OZE, braku dofinansowania ze środków zewnętrznych lub braku ekonomicznego uzasadnienia dla planowanej inwestycji.

(dowód: akta kontroli str. 610 – 612, 615, 721 - 725)

W okresie objętym kontrolą nie wystąpiły przypadki odmowy przyłączenia OZE do sieci, mimo spełnienia warunków przyłączenia do sieci.

(dowód: akta kontroli str.568 – 579, 594 – 602, 747)

Prokurenci Spółki, Pan Dariusz Strzelecki i Pan Roman Pacholski wskazali²⁸ następujące problemy identyfikowane przez Spółkę w związku z przyłączaniem nowych OZE do sieci:

- brak w obowiązujących przepisach szczegółowych wytycznych, narzędzi i kryteriów w jaki sposób realizować zasadę pierwszeństwa w zawieraniu umów o przyłączenie do sieci, w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii,
- brak powiązania pomiędzy wymaganymi terminami wytworzenia i dostarczenia po raz pierwszy wytworzonej energii elektrycznej określonymi w przepisach ustawy

²⁶ Stan na dzień 13.12.2017 r.

²⁷ Warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. (art. 7 ust. 8i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne).

²⁸ Pismo znak: WEO17E249416, z dnia 30 listopada 2017 roku.

Prawo energetyczne (art. 7 ust. 2a pkt 1) oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (art. 79 ust. 3 pkt 8a). W regulacjach tych, termin dostarczenia po raz pierwszy energii elektrycznej do sieci liczony jest od różnych zdarzeń²⁹, co powoduje znaczące utrudnienia na etapie negocjowania terminów przyłączenia ujętych w umowach o przyłączenie;

- brak uregulowań ustawowych określających standardy prowadzenia inwestycji elektroenergetycznych, które usprawniłyby proces pozyskiwania przez Operatorów Systemów Dystrybucyjnych decyzji administracyjnych dla zadań inwestycyjnych związanych z przyłączaniem OZE a związanych z modernizacją i rozbudową sieci dystrybucyjnej na wszystkich poziomach napięć.

Przedstawiciele Spółki wskazali na to, że zamierzenia inwestycyjne ENEA Operator zorientowane są na rozwój jej majątku oraz na odtworzenie jego istotnych elementów. Wynikają one głównie z zadań związanych z pełnieniem funkcji Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Wskazali przy tym, że procesy planowania rozwoju i realizacji inwestycji obarczone są licznymi ryzykami wpływającymi na relatywną trudność w dokładnym oszacowaniu poziomu nakładów w danym okresie. Do najistotniejszych problemów związanych z procesem realizacji inwestycji infrastrukturalnych zaliczyć można - ich zdaniem - problemy formalno-prawne związane z uzyskiwaniem zgód i pozwoleń, w szczególności przy realizacji inwestycji polegających na budowie nowych lub modernizacji istniejących linii elektroenergetycznych. Prowadzenie tych inwestycji wiąże się w większości przypadków z obowiązkiem uzyskania wymaganych zgód formalno-prawnych (m.in. prawa dysponowania nieruchomościami znajdującymi się na ich trasie). Obowiązujące obecnie przepisy prawa powodują, iż niejednokrotnie sprzeciw właścicieli nieruchomości, na których posadowiona ma być niewielka część odcinka linii lub wygórowane oczekiwania co do wysokości odszkodowania skutecznie opóźniają możliwość terminowej realizacji inwestycji, a w skrajnych przypadkach mogą doprowadzić do jej zablokowania. Brak uregulowań ustawowych określających standardy prowadzenia inwestycji elektroenergetycznych, w szczególności brak ustawy o tzw. „korytarzach przesyłowych” może stanowić istotną przesłankę braku możliwości lub ograniczenia rozwoju infrastruktury dystrybucyjnej, wpływając tym samym na poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Kolejnym istotnym problemem jest konieczność uzyskania zgód i pozwoleń „środowiskowych”. Rosnące wymogi w zakresie ochrony zwierząt oraz roślin i, tym samym, coraz bardziej rygorystyczne warunki, które muszą zostać spełnione przed realizacją inwestycji, skutecznie mogą zakłócić ich planowany harmonogram (badania migracji godowej wybranych zwierząt, analizy możliwości wpływu powstającej infrastruktury na potencjalne zakłócenie symbiozy w przyrodzie). Te czynniki ryzyka występują przy realizacji praktycznie każdej większej inwestycji liniowej.

W ocenie Spółki, jednym z problemów o charakterze rozwiązań regulacyjnych jest fakt, iż wytwórcy energii elektrycznej nie są obciążani opłatami z tytułu świadczonych usług dystrybucyjnych. Infrastruktura elektroenergetyczna, jak i organizacja pracy sieci, musi istotnie się zmieniać, w związku z przyłączaniem źródeł wytwórczych na każdym z poziomów napięć. Podmioty te nie ponoszą jednak (poza opłatą za

²⁹ Zgodnie z przepisami uPe, dostarczenie po raz pierwszy energii elektrycznej do sieci powinno nastąpić nie później niż 48 miesięcy od dnia zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Natomiast w ustawie o odnawialnych źródłach energii, uczestnik aukcji zobowiązany jest do wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z OZE w terminie 48 miesięcy od wygrania aukcji (w przypadku instalacji fotowoltaicznych termin ten wynosi 24 miesiące od wygrania aukcji).

przyłączenie) żadnych opłat z tytułu korzystania z sieci. W konsekwencji, koszty te są ponoszone przez odbiorców energii elektrycznej. To z kolei powoduje, w skali kraju, iż w zależności od aktywności inwestorów w OZE (podyktowanej często warunkami geograficznymi), koszty są ponoszone przez odbiorców nierównomiernie.

(dowód: akta kontroli str. 581 – 582, 587 - 590)

2.2. Ustalanie kosztów przyłączenia OZE do sieci.

Wykazane przez Spółkę średnie nakłady na przyłączenie OZE były niższe niż średnie nakłady na przyłączenie innych niż OZE źródeł energii elektrycznej.

W 2015 roku, średnie nakłady na przyłączenia innych niż OZE źródeł energii elektrycznej wyniosły 161,1 tys. zł na 1 MW, podczas gdy średnie nakłady dla OZE wyniosły 70,6 tys. zł na 1 MW, przy czym dla mikroinstalacji była to kwota 15,1 tys. zł na 1 MW, dla małych instalacji wyniosła 30,3 tys. zł na 1 MW a dla pozostałych instalacji OZE 71,0 tys. zł na 1 MW.

W 2016 roku, wielkości te kształtowały się odpowiednio: 157,7 tys. zł na 1 MW (średnio na inne źródła), 34,5 tys. zł na 1 MW (średnio dla OZE), 1,6 tys. zł na 1 MW (średnio na mikroinstalacje), 32,3 tys. zł na 1 MW (średnio na małe instalacje), 43,5 tys. zł na 1 MW (średnio na pozostałe instalacje OZE).

W I połowie 2017 roku kwoty te kształtowały się następująco: 94,5 tys. zł na 1 MW (średnio na inne źródła), 19,4 tys. zł na 1 MW (średnio dla OZE), w tym 4,0 tys. zł na 1 MW (średnio na mikroinstalacje), nie poniesiono nakładów na małe instalacje, 95,1 tys. zł na 1 MW (średnio na pozostałe instalacje OZE).

Prokurenci Spółki Pan Waldemar Borowiak oraz Pan Roman Pacholski wyjaśnili³⁰, że w zakresie przyłączeń instalacji innych niż OZE, Spółka, w każdym roku objętym kontrolą, realizowała przyłączenie pojedynczych obiektów. Przyłączenia tych obiektów realizowane były do sieci SN. Jednostkowy nakład na budowę elementów przyłącza w sieci SN jest zdecydowanie większy, niż w przypadku budowy przyłączy w sieci nn. Na średni koszt przyłączenia MW mocy elektrycznej dla OZE ma wpływ przede wszystkim znacząca ilość przyłączanych mikroinstalacji. Większość obiektów zakwalifikowanych jako mikroinstalacje ENEA Operator Sp. z o.o. przyłącza w trybie uproszczonym na zgłoszenie, co nie wiąże się z ponoszeniem przez Spółkę nakładów. Tak więc moc mikroinstalacji wpływa na średni koszt przyłączenia OZE, przy nakładach równych zero.

(dowód: akta kontroli str.619 – 621, 623 – 624, 721 – 723, 726)

W 49 sprawach spośród 50 objętych szczegółowymi badaniami kontrolnymi, okres jaki upływał od daty udzielenia odmowy do zwrotu zaliczki wynosił średnio pięć i pół dnia i następował najszybciej w tej samej dacie, co pismo kierowane do wnioskodawcy i do Prezesa URE informujące o odmowie przyłączenia instalacji, zaś maksymalnie, termin zwrotu zaliczki wynosił 18 dni od daty odmowy.

W ramach procedowanych spraw dotyczących przyłączenia OZE, w okresie objętym kontrolą, Spółka, po wydaniu warunków przyłączenia nie odmówiła zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia.

Prokurenci Spółki Pan Waldemar Borowiak oraz Pan Jarosław Ziobrowski wyjaśnili³¹, iż informacje oraz wymagane dane dotyczące konieczności dokonania

³⁰ Pismo znak:EO/DR/RP/WEO17E266116/2017, z dnia 20 grudnia 2017 roku.

³¹ Pismo znak EO/DR/RP/WEO17E262869/2017 z dnia 18 grudnia 2017 roku.

zwrotu zaliczki przekazywane są za pomocą aplikacji informatycznej. Wskazali jednocześnie, iż część przypadków, w których okres zwrotu zaliczki przekroczył siedem dni, mógł być spowodowany działaniem aplikacji informatycznej obsługującej to zadanie.

Prokurenci Spółki Pan Dariusz Strzelecki i Pan Waldemar Borowiak wyjaśnili³², iż ustawodawca nie określił terminu zwrotu przez Przedsiębiorstwo energetyczne zaliczki ustawowej, w określonych w przepisach przypadkach. ENEA Operator Sp. z o.o. uważa, że realizuje zwroty zaliczek w możliwie krótkim czasie.

W okresie objętym kontrolą nie było przypadków kwestionowania wysokości zaliczek przez wnioskodawców. Nie stwierdzono także przypadków kwestionowania kosztów przyłączania OZE, po realizacji inwestycji.

(dowód: akta kontroli str.568 – 580, 692 – 695, 687 – 700, 702 – 707, 727 – 731, 733 - 748)

Uwagi dotyczące
badanej działalności

NIK wskazuje, że pomimo, wynikającego z uPe (art. 7 ust. 8j pkt 1) obowiązku niezwłocznego zwrotu wpłaconej przez wnioskodawcę zaliczki, w przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi wydania warunków przyłączenia, w jednym przypadku (spośród 50 objętych badaniem), zaliczka w kwocie 90 000 zł została rozliczona po ponad dwóch latach od daty wydania odmowy (dotyczy to sprawy znak: DR/74/2015).

(dowód: akta kontroli str.595, 692 – 695, 698, 700, 707)

2.3. Zapewnienie podmiotom pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w OZE.

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 czerwca 2017 roku żadna z wydanych odmów nie dotyczyła mikroinstalacji i małych instalacji.

Spółka rozpatrywała wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej według kolejności ich wpływu. Prokurenci Spółki, Pan Dariusz Strzelecki i Pan Roman Pacholski wyjaśnili, że w zakresie prowadzenia ruchu sieci ENEA Operator zapewniono wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego. Pierwszeństwo w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach OZE, powoduje niestabilność produkcji energii przez te źródła, w szczególności niestabilność generacji mocy czynnej z farm wiatrowych. W niektórych sytuacjach szybkich zmian warunków pogodowych, w szczególności pojawienia się wiatru o dużej prędkości powoduje to w konsekwencji wzrost napięć na sieci dystrybucyjnej w miejscach przyłączenia farm wiatrowych o dużej mocy. W roku 2017 nie było ograniczeń w generacji ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu w zakresie OZE. Nie było ograniczeń w generacji OZE, jeżeli nie było zagrożenia zachwianiem niezawodności i bezpieczeństwa systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na terenie ENEA Operator. W latach wcześniejszych były pojedyncze sytuacje wprowadzenia kilkugodzinnych ograniczeń w generacji mocy, w szczególności dla niektórych farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV. Były to ograniczenia mocy czynnej. Wprowadzane one były wyłącznie w sytuacjach, gdy nie można już było podjąć innych działań, a występowało zagrożenie dla odbiorców – napięcie na sieci 110 kV powyżej 121 kV. Zanim do takich sytuacji dochodziło służby ruchowe

³² Pismo znak EO/DR/RP/WEO17E001568/2017 z dnia 27 grudnia 2017 roku.

wykonywały inne możliwe czynności – obniżanie napięć w stacjach systemowych (PSE), regulowano moc bierną w zakresie uzgodnionym z farmami wiatrowymi.

(dowód: akta kontroli str.562 – 565, 581 – 582, 584 – 587, 590 – 591, 594 - 602)

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 czerwca 2017 roku nie odnotowano skarg związanych z nieprzestrzeganiem zasady pierwszeństwa w świadczeniu usługi dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w OZE.

(dowód: akta kontroli str. 1084)

2.4. Planowanie i realizowanie działań umożliwiających rozliczenie prosumentów.

W I połowie 2017 roku ENEA Operator świadczyła usługi dystrybucji energii elektrycznej 2 891 prosumentom. Spółka nie otrzymywała wniosków prosumentów o przekazanie danych pomiarowych do Sprzedawcy rozliczającego prosumenta.

(dowód: akta kontroli str.657 - 661)

W okresie od 1 stycznia 2015 roku, do momentu wejścia w życie, z dniem 1 lipca 2016 roku ustawy o OZE, zakładającej rozliczenie prosumentów w formie opustu, pod warunkiem posiadania umowy kompleksowej, wszędzie tam gdzie klient posiadał dwie oddzielne umowy, tzn. umowę na sprzedaż energii elektrycznej z wybranym sprzedawcą i umowę na świadczenie usług dystrybucji z ENEA Operator Sp. z o.o., na podstawie zapisów umowy dystrybucyjnej, a także zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej, ENEA Operator pobierała opłaty dystrybucyjne bezpośrednio od prosumentów, tak jak dla każdego odbiorcy końcowego, czyli od całej ilości energii elektrycznej pobranej z sieci.

Opłaty dystrybucyjne rozliczane były zgodnie z zatwierdzaną, na kolejne lata, przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, Taryfą dla usług dystrybucji energii elektrycznej, tzn.:

- Składnik stały stawki sieciowej – zgodnie z wybraną grupą taryfową i rodzajem instalacji,
- Składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa – zależnie od wielkości zużytej energii elektrycznej

Ponadto, naliczano także odpowiednie do rocznego zużycia stawki opłaty przejściowej i odpowiednią do wybranego okresu rozliczeniowego opłatę abonamentową.

Do dnia 30 czerwca 2016 roku opłaty dystrybucyjne dotyczące energii pobranej z sieci fakturowane były i pobierane od prosumentów bezpośrednio przez ENEA Operator Sp. z o.o.

Od dnia 1 lipca 2016 roku, na mocy ustawy o OZE, warunkiem koniecznym posiadania statusu prosumenta jest posiadanie przez klienta umowy kompleksowej. Zważywszy na to, że stroną takiej umowy może być tylko sprzedawca energii, ENEA Operator nie rozlicza prosumentów z tytułu usług dystrybucji. Rozliczenia prowadzone są w oparciu o zasady określone w art. 4 ustawy o OZE, przy czym, Sprzedawca wnosi na rzecz ENEA Operator opłaty dystrybucyjne w wysokości wynikającej ze 100 % ilości energii pobranej z sieci przez prosumenta.

Opłata dystrybucyjna obliczana była na podstawie zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej i każdorazowo podlegała zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

ENEA Operator nie pobierała i nie pobiera od prosumentów i sprzedawców opłat dystrybucyjnych związanych z energią wprowadzoną do sieci.

(dowód: akta kontroli str.581 – 582, 586, 657 - 662)

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 czerwca 2017 roku złożone zostały przez prosumentów 32 skargi. Dotyczyły one w szczególności reklamacji rozliczeń energii z prosumentami, w tym niezgodności i opóźnień w rozliczeniach. Zgłoszenia reklamacyjne w większości zostały uwzględnione. Do kontrahentów zostały wysłane odpowiednie korekty.

(dowód: akta kontroli str. 1081- 1203)

2.5. Przyłączanie do sieci dystrybucyjnej koordynatorów klastrów energii lub spółdzielni energetycznych.

W okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 czerwca 2017 roku nie wpłynął do Spółki żaden wniosek od spółdzielni energetycznej lub koordynatora klastrów energii o przyłączenie do sieci.

(dowód: akta kontroli str.562 - 565)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

3. Działania przedsiębiorstwa w zakresie przyłączania wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego.

3.1. Pozyskiwanie danych o planowanych przyłączeniach wytwórcy.

Źródłem wiedzy o planowanym przyłączeniu wytwórcy energii elektrycznej z biogazu rolniczego były wnioski o określenie warunków przyłączenia. ENEA Operator uwzględniała w planach rozwoju sieci źródła energii elektrycznej z biogazu rolniczego w przypadku, gdy dla obiektu określone zostały warunki przyłączenia lub zawarta była umowa o przyłączenie do sieci. We wniosku znajdują się szczegółowe informacje o planowanej lokalizacji źródła, mocy przyłączeniowej źródła, jego rodzaju oraz szczegóły techniczne jednostki wytwórczej.

(dowód: akta kontroli str.610 – 612, 616, 619 – 622, 625 - 626)

W objętym kontrolą okresie złożono łącznie 21 wniosków o określenie warunków przyłączenia instalacji zasilanych biogazem rolniczym (w tym 10 w 2015 roku, dziewięć w 2016 roku i dwa w I połowie 2017 roku). Wszystkie wnioski zostały rozpoznane terminowo. Nie wystąpiły przypadki odmowy przyłączenia instalacji wytwórczej z biogazu rolniczego.

W okresie objętym kontrolą ENEA Operator Sp. z o.o. zrealizowała przyłączenia pięciu instalacji wytwórczych energii elektrycznej z biogazu rolniczego z tego dwóch w 2015 roku, dwóch w 2016 roku oraz jednej w I połowie 2017 roku. Nie jest to równoznaczne z wprowadzeniem energii z tych źródeł do sieci, gdyż po stronie wytwórcy może być jeszcze etap realizacji inwestycji lub uzyskiwania koniecznych dokumentów i zezwoleń niezbędnych do rozpoczęcia produkcji energii. Przyłączenia te dotyczyły wniosków złożonych przed rokiem 2015 a łączna moc przyłączeniowa objętych nimi instalacji wynosi 3,774 MW. Natomiast dla wszystkich 21 wniosków

o przyłączenie złożonych przez wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego w okresie od 1 stycznia 2015 roku do 30 czerwca 2017 roku zostały określone przez Spółkę warunki przyłączenia do sieci. W dwóch przypadkach, wnioskodawcy zrezygnowali z warunków przyłączenia w okresie ich ważności; dla dziewięciu obiektów nie zawarto umów o przyłączenie do sieci, a określone warunki przyłączenia pozostają nadal ważne; dla 10 obiektów zawarte są umowy o przyłączenie do sieci.

(dowód: akta kontroli str.562 – 565, 721 - 725)

3.2. Przekazywanie Prezesowi Agencji Restrukturyzacji Rolnictwa informacji o ilości wytworzonej energii.

W objętym kontrolą okresie nie przyłączono żadnej mikroinstalacji biogazu rolniczego. W związku z powyższym, nie było potrzeby sporządzania sprawozdania do Prezesa Agencji Rynku Rolnego w sprawie przyłączenia mikroinstalacji OZE, o którym mowa w art. 21 ustawy o OZE.

Do Prezesa Agencji Rynku Rolnego przekazywane były kwartalne sprawozdania, wynikające z art. 22 ustawy o OZE, w sprawie ilości energii wytworzonej w mikroinstalacjach z biogazu rolniczego, z informacją o braku przyłączonych mikroinstalacji z biogazu rolniczego.

(dowód: akta kontroli str.616, 1286 - 1287)

Ustalone
nieprawidłowości

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

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

4. Pomoc na rozwój sieci dystrybucyjnej i jej współpracę z Odnawialnymi Źródłami Energii.

4.1. Środki pomocowe, o jakie Spółka ubiegała się w związku z rozwojem sieci dystrybucyjnej, w tym związanej z rozwojem Odnawialnych Źródeł Energii.

Spółka, w latach 2015-2017 (do 30 czerwca), w procesie ubiegania się o dofinansowanie z funduszy Unii Europejskiej złożyła łącznie 50 wniosków o dofinansowanie projektów związanych z rozwojem sieci dystrybucyjnej o łącznej wartości 850,1 mln zł (koszty kwalifikowalne). Wnioski te obejmowały inwestycje służące realizacji takich celów, jak: zwiększanie potencjału przyłączania do sieci źródeł energii odnawialnej, budowa inteligentnej sieci elektroenergetycznej, zwiększanie bezpieczeństwa energetycznego (zgłoszone projekty, dla których wystąpiono o dofinansowanie obejmowały budowę i przebudowę sieci dystrybucyjnej na niskim, średnim i wysokim napięciu).

(dowód: akta kontroli str.759-762)

W związku z zamierzeniami dotyczącymi rozwoju OZE, ze środków pomocowych, Spółka ubiegała się o dofinansowanie, w formie dotacji, 16 projektów na łączną

kwotę 178,5 mln zł (wnioskowana wartość dofinansowania)³³, uzyskała natomiast dofinansowanie w ramach sześciu projektów finansowanych z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020, Działanie 1.1 Wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, a mianowicie (umowy zaw. z Ministrem Energii, jako Instytucją Pośredniczącą, dalej również w skrócie: „IP”):

1. Budowa stacji Choszczno II i Recz w celu umożliwienia rozwoju energetyki odnawialnej”. Umowa nr POIS.01.01.02-00-0002/16-00 z 28.12.2016 r., aneksowana w dniu 2.11.2017 r., po zmianach, na kwotę 14.165.085,26 zł (wartość kosztów kwalifikowalnych) z wynikającą z umowy, maksymalną kwotą dofinansowania ze środków UE w wysokości 8.586.430,43 zł;
2. „Budowa linii napowietrznej 110 kV (16 km) Piła Krzewina - Miasteczko Krajeńskie wraz z przebudową stacji 110/15 kV Miasteczko Krajeńskie w celu umożliwienia rozwoju energetyki odnawialnej na terenie zachodniej Polski”. Umowa nr POIS.01.01.02-00-0004/16-00 z 28.12.2016 r. zaw. z Ministrem Energii, jako IP na kwotę 22.934.780 zł (wartość kosztów kwalifikowalnych) z wynikającą z umowy kwotą dofinansowania ze środków UE w wysokości 11.020.404,38 zł;
3. „Przebudowa stacji 110/15 kV Wronki w celu umożliwienia rozwoju energetyki odnawialnej”. Umowa nr POIS.01.01.02-00-0005/16-00 z 28.12.2016 r. zaw. z Ministrem Energii jako IP na kwotę 25.568.000 zł (wartość kosztów kwalifikowalnych) z wynikającą z umowy, kwotą dofinansowania ze środków UE w wysokości 14.356.464,08 zł;
4. „Budowa stacji 110/15 kV Suchy Las w celu umożliwienia rozwoju energetyki odnawialnej na terenie zachodniej Polski”. Umowa nr POIS.01.01.02-00-0010/17-00 z 27.10.2017 r. zaw. z Ministrem Energii jako IP na kwotę 13.639.000 zł (wartość kosztów kwalifikowalnych) z wynikającą z umowy, kwotą dofinansowania ze środków UE w wysokości 9.821.085,69 zł;
5. „Budowa stacji 110/15 kV Kostrzyn II w celu umożliwienia rozwoju energetyki odnawialnej”. Umowa nr POIS.01.01.02-00-0011/17-00 z 27.10.2017 r. zaw. z Ministrem Energii jako IP na kwotę 13.189.500 zł (wartość kosztów kwalifikowalnych) z wynikającą z umowy, kwotą dofinansowania ze środków UE w wysokości 9.222.226,82 zł;
6. „Budowa stacji 110/15 Szczepankowo w celu umożliwienia rozwoju energetyki odnawialnej na terenie zachodniej Polski”. Umowa nr POIS.01.01.02-00-0012/17-00 z 27.10.2017 r. zaw. z Ministrem Energii jako IP na kwotę 15.210.800 zł (wartość kosztów kwalifikowalnych) z wynikającą z umowy, kwotą dofinansowania ze środków UE w wysokości 10.658.085,26 zł;

oraz jednego projektu w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Zachodniopomorskiego 2014-2020, działanie 2.11. Zwiększenie potencjału sieci energetycznej do odbioru energii z odnawialnych źródeł energii:

7. „Zwiększenie potencjału sieci energetycznej ENEA Operator Sp. z o.o. w celu odbioru energii z odnawialnych źródeł”. Umowa nr RPZP.02.11.00-32-B001/16-00

³³ 13 z ww. wniosków dotyczyło środków pomocowych z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020. Działanie 1.1. Wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych, dwa z Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Zachodniopomorskiego 2014-2020 Działanie 2.11. Zwiększenie potencjału sieci energetycznej do odbioru energii z odnawialnych źródeł energii i jeden z Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Kujawsko-Pomorskiego 2014-2020, Działanie 3.1. Wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych.

z 26.05.2017 r. zawarta z Wojewódzkim Funduszem Ochrony Środowiska w Szczecinie na kwotę 4.202.720,00 zł (wartość kosztów kwalifikowalnych) z wynikającą z umowy, kwotą dofinansowania ze środków UE w wysokości 1.723.640,54 zł, co stanowiło 41,01% udziału środków europejskich w finansowaniu projektu.

Wszystkie ww. projekty służyły realizacji celu, o którym mowa w krajowym planie działania w zakresie zwiększenia udziału OZE w bilansie energetycznym. Łączna wartość zapewnionego, na podstawie ww. umów, dofinansowania inwestycji związanych z rozwojem źródeł OZE, na dzień 1 listopada 2017 r. wyniosła 65.388.337,20 zł. Żaden z ww. Projektów, nie był zakończony. Do 1 grudnia 2017 r. Spółka (poza jedną umową, wym. pod poz. 1³⁴) nie składała jeszcze wniosków o płatność³⁵.

(dowód: akta kontroli str. 751-758)

Przyczyną niepozyskania dofinansowania w ramach dziewięciu projektów, o które Spółka wstępnie ubiegała się w objętym kontrolą okresie na rozwój OZE było wycofanie się inwestora planującego przyłączenie do sieci farmy wiatrowej (2 projekty), rezygnacja przez Spółkę z ubiegania się o dofinansowanie ze względu na konieczność realizacji inwestycji i wyboru wykonawcy (2 projekty), brak złożenia przez odbiorców i wytwórców wniosków o przyłączenie, co spowodowało konieczność zawieszenia realizacji projektu (1 projekt), brak identyfikacji projektu wstępnego, jako spełniającego kryteria Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 przez Ministra Energii – Instytucję Pośredniczącą (1 projekt), rezygnacja z realizacji projektu, wobec prawomocnego wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie, z którego wynikało, że podmiot ubiegający się o przyłączenie nie ma podstawy prawnej do roszczenia dotyczącego przyłączenia (1 projekt), negatywna ocena i odrzucenie projektu w toku postępowania konkursowego (2 projekty)³⁶.

(dowód: akta kontroli str. 754-757)

4.2. Wybrane umowy o dofinansowanie zadań z zakresu rozwoju sieci dystrybucyjnej związanej z OZE.

W toku kontroli analizą objęta została realizacja dwóch spośród wymienionych w pkt 4.1. umów:

- 1) Budowa stacji Choszczno II i Recz w celu umożliwienia rozwoju energetyki odnawialnej”. Umowa nr POIS.01.01.02.00-0002/16-00 z 28.12.2016 r., aneksowana w dniu 2.11.2017 r., zaw. z Ministrem Energii, jako Instytucją Pośredniczącą.
- 2) „Zwiększenie potencjału sieci energetycznej ENEA Operator Sp. z o.o. w celu odbioru energii z odnawialnych źródeł”.

³⁴ Zatwierdzony wniosek sprawozdawczy za okres od 1.09. do 31.10.2017 r. zawierający wniosek o zaliczkę w kwocie 3.434.572,17.

³⁵ Do 30.11.2017 r. płatność nie została zrealizowana.

³⁶ W jednym z tych przypadków, Spółka ponownie złożyła wniosek, w kolejnym naborze i podpisała umowę o dofinansowanie (umowa wym. powyżej, pod poz. 7), zaś w drugim przypadku, w grudniu 2017 r., Spółka będzie ponownie ubiegać się o dofinansowanie.

Wartość tych zadań mieściła się w budżecie wynikającym z Planu Inwestycyjnego Spółki i była zgodna z planami rozwoju sieci dystrybucyjnej.

(dowód: akta kontroli str. 1248-1275)

Ad. 1) umowa o dofinansowanie nr POIS.01.01.02-00-002/16-00 Projektu „Budowa stacji Choszczno II i Recz w celu umożliwienia rozwoju energetyki w ramach działania 1.1 „Wspieranie wytwarzania i dystrybucji energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych” oś priorytetowa I „Zmniejszenie emisyjności gospodarki” Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 zawarta została przez Spółkę 28.12.2016 r. z Ministrem Energii działającym jako Instytucja Pośrednicząca (IP). Zgodnie z pierwotną treścią umowy (§ 5) planowany całkowity koszt realizacji Projektu wynosił 23.460.860,10 zł. Maksymalna kwota wydatków kwalifikowalnych wynosiła 19.067.870,00 zł. Przewidziana wartość dofinansowania Projektu stanowiła kwotę 11.558.344,78 zł (§6)³⁷. Okres kwalifikowalności wydatków rozpoczynał się w dniu 15 czerwca 2016 r. i kończyć się miał w dniu 31 grudnia 2017 r.

Aneks nr POIS.01.01.02-00-0002/16-01 zawartym w dniu 2 listopada 2017 r. dane te uległy następującym zmianom:

- planowany całkowity koszt realizacji Projektu wynosił 17.430.434,86 zł,
- maksymalna kwota wydatków kwalifikowalnych wynosiła 14.165.085,26 zł,
- maksymalne dofinansowanie Projektu ustalone zostało na kwotę 8.586.430, 43 zł,
- okres kwalifikowania wydatków kończy się w dniu 30 września 2018 r.

Ww. aneksem, do umowy wprowadzona została także (nieprzewidziana wcześniej) możliwość udzielenia Beneficjentowi dofinansowania w formie zaliczki w kwocie nieprzekraczającej 3.434.572,17 zł z obowiązkiem rozliczenia każdej transzy otrzymanej zaliczki w terminie 6 miesięcy od daty jej otrzymania. Odpowiedniej zmianie uległy harmonogram realizacji projektu oraz harmonogram płatności.

(dowód: akta kontroli str. 763-811)

Beneficjent składał zgodnie z zawartą umową „Wnioski sprawozdawcze” z realizacji umowy, w których przedstawiał Instytucji Pośredniczącej postęp rzeczowy realizacji projektu oraz jego postęp finansowy.

Zgodnie z informacją mailową wysłaną do Ministerstwa Energii w dniu 15.05.2017 r., pojawiło się ryzyko opóźnienia realizacji Projektu, w tym terminu zakończenia prac. Było ono spowodowane przedłużeniem się procedur przetargowych. W związku z tym, do IP skierowana została prośba o wydłużenie terminu realizacji Projektu o 3 kwartały, tj. do dnia 30.09.2018 r. oraz przekazano zaktualizowane harmonogramy realizacji projektu i płatności, stanowiące podstawę przygotowania aneksu do umowy o dofinansowanie³⁸. Ostatni wniosek sprawozdawczy z listopada 2017 r. zawiera wniosek o zaliczkę w kwocie 3.434.572,17 zł (do 30 listopada 2017 r. płatność nie wpłynęła na wyodrębniony rachunek Projektu). Stan zaawansowania (rzeczowy) projektu obejmował kontynuację prac nad uzgodnieniami dot. dokumentacji wykonawczej oraz rozpoczęcie prac przygotowawczych na placu

³⁷ Celem projektu jest redukcja emisji gazów cieplarnianych o 110.324,29 ton równoważnika CO₂ rocznie, przy czym wartość wskaźnika odnosi się do stworzonego w wyniku realizacji Projektu potencjału przyłączania OZE do sieci (docelowa wartość wskaźnika zostanie osiągnięta po wykorzystaniu tego potencjału przez wytwórców OZE). Zakres rzeczowy projektu obejmuje Zadanie 1: budowa dwóch stacji elektroenergetycznych 110/15kV: stacji Choszczno II oraz stacji Recz wraz infrastrukturą towarzyszącą (roboty budowlane) oraz Zadanie 2: usługi informacyjno-promocyjne w związku z realizacją Projektu (działania informacyjne i promocyjne). Jako wskaźniki realizacji Projektu przyjęto wskaźniki produktu: liczba wybudowanych lub zmodernizowanych stacji elektroenergetycznych (szt. 2), dodatkowa zdolność przyłączenia źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej (MWe 47) oraz wskaźniki rezultatu bezpośredniego: szacowany roczny spadek emisji gazów cieplarnianych CI (tony równoważnika CO₂: 110.324,29).

³⁸ Por. opisany wcześniej aneks nr POIS.01.01.02-00-0002/16-01 zawarty w dniu 2 listopada 2017 r. wydłużający m.in. termin kwalifikowania wydatków do dnia 30 września 2018 r.

budowy na terenie stacji Choszczno II, zaś w związku z inwestycją dotyczącą zaprojektowania i budowy stacji Recz dokonano wyboru wykonawcy i zawarto z nim umowę. Na tym etapie, wykonawca rozpoczął prace nad dokumentacją wykonawczą³⁹. Wykazana we wniosku z listopada 2017 r. kwota wydatków narastająco od początku realizacji projektu, wynosi „0 zł”.

(dowód: akta kontroli str. 974-998 oraz akt kontroli str. 872-973)

Ad. 2) Umowa o dofinansowanie Projektu „Zwiększenie potencjału sieci energetycznej ENEA Operator Sp. z o.o. w celu odbioru energii z odnawialnych źródeł” nr RPZP.02.11.00-32-B001/16-00 w ramach Regionalnego Programu Operacyjnego Województwa Zachodniopomorskiego 2014-2020 Oś priorytetowa II Gospodarka niskoemisyjna Działanie 2.11 Zwiększenie potencjału sieci energetycznej do odbioru energii z odnawialnych źródeł energii zawarta w dniu 26 maja 2017 r. pomiędzy Spółką a Wojewódzkim Funduszem Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Szczecinie jako Instytucją Pośredniczącą (IP). Łączna wartość wydatków kwalifikowalnych wynosiła 2.027.812,40 zł, w tym dofinansowanie ze środków europejskich kwotę 1.723.640,54 zł. Całkowita wartość Projektu została określona w umowie na kwotę 5.169.345,60 zł. Jako data rozpoczęcia realizacji Projektu został wskazany dzień 16 maja 2016 r., zaś jako termin zakończenia jego realizacji – dzień 31 grudnia 2019 r. Projekt ma być realizowany na terenie wymienionych we wniosku o dofinansowanie powiatów z terenu województwa zachodniopomorskiego⁴⁰. Realizację projektu podzielono na dwa osobne zadania: 1) Zwiększenie potencjału sieci energetycznej do odbioru energii z odnawialnych źródeł energii na poziomie średniego napięcia (nn) poprzez likwidację zagrożeń zwarciowych w tym budowę linii napowietrznych i/lub kablowych o zwiększonym przekroju oraz 2) Zwiększenie potencjału sieci energetycznej do odbioru energii z odnawialnych źródeł energii na poziomie niskiego napięcia (nn), polegającą na przebudowie stacji SN/nn umożliwiającą zabudowę transformatorów SN/nn z podobciążeniową regulacją napięcia⁴¹.

Według stanu na dzień 1 grudnia 2017 r., Beneficjent złożył IP dwa wnioski sprawozdawcze dotyczące przebiegu realizacji Projektu. W tym okresie nie składano wniosków o płatność (stan zaawansowania finansowego, wg wniosku z 10.11.2017 r. wynosi „0”). Wg stanu na ww. dzień, Beneficjent wyłonił wykonawcę zadania pt. „Zwiększenie potencjału sieci energetycznej ENEA Operator sp. z o.o. w celu odbioru energii z odnawialnych źródeł - likwidacja zagrożeń zwarciowych na terenie województwa zachodniopomorskiego” i był w trakcie procedowania zawarcia umowy z wyłonionym wykonawcą. Postępowanie przetargowe na wyłonienie wykonawcy zadania: „Zwiększenie potencjału sieci energetycznej ENEA Operator Sp. z o.o. w celu odbioru energii z odnawialnych źródeł - przebudowa stacji transformatorowych SN/nn na terenie województwa zachodniopomorskiego było w toku (w dniu 29.11.2017 r. przewidziane zostało otwarcie ofert).

(dowód akta kontroli str. 999-1010)

Ustalone
nieprawidłowości

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

³⁹ Wykonawców wyłoniono w trybie przetargu otwartego, zorganizowanego na podstawie „Regulaminu Udzielania Zamówień przez ENEA Operator Sp. z o.o.”.

⁴⁰ Powiat myśliborski, stargardzki, goleniowski, kamieński, miasto Świnoujście, powiat łobeski, gryficki, choszczeński, pyrzycki, miasto Szczecin, powiat walecki.

⁴¹ Główny cel projektu to umożliwienie odbioru energii z odnawialnych źródeł energii. Jako wskaźnik rezultatu wskazano dodatkową zdolność do odbioru energii z OZE [MW]. Wartość docelowa wskaźnika to 21 MW. Wskaźnik produktu: długość zmodernizowanych sieci elektroenergetycznych dla odnawialnych źródeł energii: 12,44 km, liczba zainstalowanych transformatorów: szt. 10.

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność kontrolowanej jednostki w badanym obszarze.

V. Pozostałe informacje i pouczenia

Prawo zgłoszenia
zastrzeżeń

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

Zgodnie z art. 54 ustawy o NIK⁴² 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 Delegatury NIK w Poznaniu.

Poznań, dnia stycznia 2018 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Delegatura w Poznaniu

Kontrolerzy:

Maciej Andrzejewski
Inspektor kontroli państwowej

Dyrektor
z. up. Grzegorz Malesiński
Wicedyrektor
Delegatury NIK w Poznaniu

.....
podpis

.....
podpis

Marek Lasota
Doradca prawny

.....
podpis

⁴² Dz. U. z 2017 r. poz. 524