



NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI

Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji

KGP.410.009.04.2017
P/17/022

TEKST UJEDNOLICONY

WYSTĄPIENIE POKONTROLNE

***Tekst dokumentu ujednolicony po rozpatrzeniu zastrzeżeń
– zgłoszonych do wystąpienia pokontrolnego –
przez Komisję Rozstrzygającą Najwyższej Izby Kontroli
(Uchwała Zespołu Orzekającego Komisji Rozstrzygającej w NIK nr KPK-
KPO.443.090.2018 z dnia 7 maja 2018 r.)***

NAJWYŻSZA IZBA KONTROLI
ul. Filtrowa 57, 02-056 Warszawa
T +48 22 444 56 92, F +48 22 444 55 94
kgp@nik.gov.pl
Adres korespondencyjny: Skr. poczt. P-14, 00-950 Warszawa 1

I. Dane identyfikacyjne kontroli

Numer i tytuł kontroli	P/17/22 – Ochrona praw konsumenta energii elektrycznej
Jednostka przeprowadzająca kontrolę	Najwyższa Izba Kontroli Departament Gospodarki, Skarbu Państwa i Prywatyzacji
Kontroler	Mirosław Wójtowicz, specjalista kp., upoważnienie do kontroli nr 107/2017 z dnia 26 października 2017 r. (dowód: akta kontroli str. 1-2)
Jednostka kontrolowana	PGE DYSTRYBUCJA SA ul. Garbarska 21a, 20-340 Lublin
Kierownik jednostki kontrolowanej	Wojciech Lutek, Prezes Zarządu od dnia 2 lutego 2016 r. Poprzednio od dnia 7 stycznia 2014 r. obowiązki Prezesa Zarządu, a następnie od dnia 4 kwietnia 2014 r. funkcję Prezesa Zarządu pełnił Marek Goluch. (dowód: akta kontroli str. 3-4)

II. Ocena kontrolowanej działalności

Ocena ogólna

Uzasadnienie
oceny ogólnej

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie pomimo stwierdzonych nieprawidłowości¹ działalność kontrolowanej jednostki w zbadanym zakresie.

PGE Dystrybucja SA² w latach 2014-2017 prawidłowo wykonywała zadania Operatora Systemu Dystrybucyjnego, zapewniając gospodarstwom domowym prawo do nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej o określonej jakości oraz skuteczną obsługę.

Spółka zapewniła konsumentom (gospodarstwom domowym) możliwość zawierania umów w sposób niedyskryminacyjny i na warunkach rynkowych, między innymi poprzez zawieranie Generalnych Umów Dystrybucji³ i Generalnych Umów Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej⁴ ze wszystkimi uprawnionymi podmiotami dokonującymi sprzedaży energii elektrycznej, które wyraziły chęć zawarcia takich umów, jak również poprzez przyjęcie i stosowanie programu zgodności i polityki informacyjnej. W przypadkach utraty zdolności do sprzedaży energii elektrycznej przez podmioty, z którymi konsument miał zawartą umowę sprzedaży lub umowę w zakresie usługi kompleksowej, Spółka zapewniała ciągłość dostaw uruchamiając sprzedaż rezerwową.

Spółka sprawnie przyłączała do sieci dystrybucyjnej nowych odbiorców, osiągając wyznaczony przez Prezesa URE w regulacji jakościowej wskaźnik CPR⁵ (realizacja 85% przyłączy w terminie do 18 m-cy) oraz umożliwiała zmianę sprzedawcy energii elektrycznej, mając na uwadze rozpoczęcie sprzedaży przez nowego sprzedawcę w terminie ustalonym w umowie sprzedaży zawartej z konsumentem.

¹ Najwyższa Izba Kontroli stosuje 3-stopniową skalę ocen: pozytywna, pozytywna mimo stwierdzonych nieprawidłowości, negatywna.

² Dalej: Spółka lub OSD.

³ Dalej: GUD.

⁴ Dalej: GUD-K.

⁵ Czas Realizacji Przyłączenia.

Realizacja uzgodnionych z Prezesem URE Planów Rozwoju, obejmująca najpilniejsze i najefektywniejsze zadania oraz realizacja zadań eksploatacyjnych podnosiły sprawność i niezawodność infrastruktury dystrybucyjnej. Potwierdzały to korzystniejsze (rok do roku) wskaźniki niezawodności systemu SAIDI⁶ i SAIFI⁷. Spółka podjęła i realizowała również zadania pilotażowe w zakresie tzw. inteligentnych sieci elektroenergetycznych, a zebrane doświadczenia w tym zakresie planowała efektywnie wykorzystać w przyszłości.

W Spółce zorganizowano efektywny system obsługi odbiorcy energii elektrycznej, na poziomie przyjmowania zgłoszeń o awariach, przystępowania do bezzwłocznego ich usuwania, udzielania informacji o przerwach w dostawie energii elektrycznej oraz o przewidywanym terminie przywrócenia zasilania, a także przyjmowania reklamacji, w tym w zakresie parametrów jakościowych energii elektrycznej oraz dążenia do przywracania ich prawidłowego poziomu. W przypadkach strat powstałych u odbiorców bez ich winy, Spółka lub ubezpieczyciel wypłacali odszkodowania.

W działalności Spółki wystąpiły jednak nieprawidłowości związane z terminową obsługą odbiorców i sprzedawców energii elektrycznej. Około [...] ⁸ warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej zostało wydanych w terminie dłuższym niż 30 dni określonym w art. 7 ust. 8g pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*⁹, co mogło narazić Spółkę na kary finansowe wynikające z przepisu art. 56 ust. 1 pkt 18 *uPe*, których oszacowana wartość mogłaby wynieść [...] ¹⁰ zł. W około 1,2% załatwianych spraw nieterminowo przekazywano informacje o stanie licznika na dzień zmiany sprzedawcy, co skutkowało niedotrzymaniem terminu rozliczenia się dotychczasowego sprzedawcy z odbiorcą (do 42 dni od dnia dokonania zmiany sprzedawcy przez odbiorcę – terminie wynikającym z art. 4j ust 7 *uPe*). Opóźnienia odnotowano również przy rozpatrywaniu reklamacji wnoszonych przez odbiorców w zakresie dotrzymywania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej, około 8,4% reklamacji załatwiono nieterminowo.

III. Opis ustalonego stanu faktycznego

1. Zawieranie umów z konsumentami energii elektrycznej

1.1 Przyłączanie gospodarstw domowych do sieci elektroenergetycznych

W latach 2014 -2017¹¹ do PGE Dystrybucja SA wpłynęło 272,7 tys. wniosków o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej odbiorców końcowych, zaliczanych do V grupy przyłączeniowej (gospodarstwa domowe). Wniosek o wydanie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej odbiorca mógł złożyć osobiście w siedzibie Spółki, siedzibie Oddziału oraz Rejonu lub w sposób tradycyjny listownie za pośrednictwem poczty. Nie istniała możliwość złożenia wniosku on-line. Wydano łącznie 269,1 tys. warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej a w 22 sprawach¹²

⁶ 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.

⁷ Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI), stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich tych przerw w ciągu roku podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców.

⁸ Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa na podstawie art. 5 ust. 2 ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2018 r. poz. 1330) i art. 11 ust. 4 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz.U. z 2018 r. poz. 419). Wyłączenia dokonano w interesie PGE Dystrybucja SA. Dalej oznaczenie: [...] - wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa.

⁹ Dz.U. z 2017 r. poz. 220, ze zm. Dalej: *uPe*.

¹⁰ Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa.

¹¹ Dane statystyczne 2017 r. dotyczą stanu za 3 kwartały 2017 r.

¹² W 2014 r. w 5 przypadkach, w 2015 r. w 2 przypadkach, w 2016 r. w 4 przypadkach i w 2017 r. w 11 przypadkach.

przekazano powiadomienia o odmowie przyłączenia obiektów do sieci dystrybucyjnej, z tego w pięciu przypadkach podstawą odmowy był brak możliwości technicznych, w dziewięciu brak warunków ekonomicznych i w ośmiu brak warunków ekonomicznych i technicznych łącznie. Odsetek liczby odmów przyłączenia do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja SA był znikomy i wyniósł 0,006% w stosunku do wydanych warunków przyłączenia.

(dowód, akta kontroli str. 55-57)

Stosowane przez Spółkę wzory wniosków o wydanie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej zawierały dane określone w § 7 ust. 1 *rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*¹³. Co do zasady, Spółka nie wymagała innych załączników do wniosku niż wymienione w § 7 ust. 5 *rozporządzenia systemowego*. Jedynym dodatkowym dokumentem, w przypadkach współwłasności nieruchomości lub woli wnioskodawcy aby reprezentowała go inna osoba, było właściwe pełnomocnictwo. Średni czas rozpatrzenia wniosku i wydania warunków przyłączenia w latach 2014-2017 wynosił 15 dni. W terminie do 30 dni załatwiono około 99,86% spraw, które wpłynęły do Spółki, natomiast w około 0,14% warunki przyłączenia wydano przekraczając 30-dniowy termin.

(dowód, akta kontroli str. 55, 68-69)

Spółka, wraz z warunkami przyłączenia, przekazywała wnioskodawcy projekt umowy o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej. Warunki przyłączenia (zgodnie z pkt II.1.11 IRIESD PGE Dystrybucja SA) ważne były dwa lata od dnia ich doręczenia, dlatego wnioskodawca w tym czasie decydował o terminie zawarcia z OSD umowy o przyłączenie. W latach 2014-2017 OSD zawarł 215 tys.¹⁴ umów o przyłączenie. Średni czas realizacji obowiązków OSD wynikających z umowy o przyłączenie wynosił 246 dni z widocznym trendem skracania czasu realizacji z 312 dni w 2014 r. do 177 dni w 2017 r. W 2017 r. połowę zawartych umów realizowano poniżej 140 dni. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Sieci PGE Dystrybucja SA¹⁵ w Spółce występowały przypadki przedłużania realizacji przyłączenia ponad czas ustalony w umowach o przyłączenie, które wynikały z powodów niezależnych od Spółki oraz na wniosek podmiotu przyłączanego. Identyfikowano dwie grupy przyczyn:

- uniemożliwiające OSD realizację według terminu ustalonego w umowie, a trudnymi do przewidzenia w czasie jej zawierania, np.: problemy z uzyskaniem pozwoleń i zgód właścicieli nieruchomości, utrudniony kontakt z właścicielami nieruchomości, na których projektowano urządzenia elektroenergetyczne, konieczność zmian planowanych lokalizacji urządzeń, brak MPZP, różne trudności wykonawców zewnętrznych, warunki pogodowe;
- leżące po stronie podmiotu przyłączanego, np.: zmiana planów i koncepcji inwestycyjnych z powodów finansowych, brak pozwoleń, brak dostępu do innych mediów lub brak zgłoszenia przez podmiot przyłączany gotowości instalacji odbiorczej.

Odsetek umów, których realizacja wymagała przedłużania, w kolejnych latach był coraz niższy, np. umowy o przyłączenie, których czas realizacji wynosił minimum trzy lata (1095 dni) w 2014 r. stanowił około 2,5% wszystkich realizowanych przyłączeń natomiast w 2017 r. około 0,6%.

¹³ Dz.U. Nr 93, poz. 623, ze zm. – dalej: *rozporządzenie systemowe*.

¹⁴ Odpowiednio: 2014 r.- 48 195, w 2015 r. - 53 542, w 2016 r. - 59 199 i 2017 r. - 54 067 umowy.

¹⁵ Pismo z dnia 22.11.2017 r. znak: 71/RS/2017.

Cel rozliczeniowy taryfy jakościowej CRP¹⁶ wyznaczony przez Prezesa URE w obszarze przyłączeń na 2016 r., tj. realizacja przyłączenia w V grupie przyłączeniowej w terminie 18 miesięcy, na poziomie 81,8% - w PGE Dystrybucja SA został osiągnięty na poziomie 95,54%.

Koszty realizacji przyłączeń w poszczególnych latach objętych kontrolą, były naliczane i pobierane od podmiotów przyłączanych w wysokościach zgodnych z taryfami dla usług dystrybucji energii elektrycznej PGE Dystrybucja SA.

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Sieci¹⁷ nie wszystkie sprawy po zrealizowaniu umowy o przyłączenie kończyły się zawarciem umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej. Około 3% spraw, w stosunku do wszystkich zrealizowanych umów o przyłączenie, nie kończyło się zawarciem umowy o świadczenie usług dystrybucji a przyczyny nie zawarcia umowy dystrybucji lub umowy kompleksowej leżały po stronie odbiorców/konsumentów.

(dowód akta kontroli str. 48, 55-59.)

Zasady i procedury zawierania umów o świadczenie usług dystrybucji określone zostały w IRIESD. Umowy sporządzano w oparciu o jednolity wzorzec. Umowy zawierane były na wniosek odbiorcy lub jego pełnomocnika, w tym sprzedawcy energii elektrycznej. Wzory umów, jak również innych dokumentów stosowanych przez Spółkę przy zawieraniu umów, udostępniane były na stronie internetowej Spółki. Co do zasady umowy zawierane były na czas nieokreślony. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Sieci¹⁸ to odbiorca decydował o czasie na jaki zawierano umowę, natomiast pozostałe ustalenia były ujednolicone dla wszystkich odbiorców (gospodarstw domowych). Wdrożony w PGE Dystrybucja SA Program Zgodności nakładał na Spółkę obowiązek równego traktowania odbiorców, a tym samym eliminację działań uznawanych za dyskryminacyjne oraz sprzeczne z zasadą równości, dlatego Spółka nie ustalała w drodze negocjacji indywidualnych warunków świadczenia usługi dystrybucji z odbiorcami zaliczanymi do grupy gospodarstw domowych.

Umowy o świadczenie usług dystrybucji zawierały elementy obligatoryjne wynikające z art. 5 ust. 2 pkt 2 i ust. 2a *uPe*. W celu zapewnienia poprawności sporządzanych projektów umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, Wiceprezes Zarządu ds. operacyjnych PGE Dystrybucja SA wydał polecenie służbowe¹⁹, w którym określił zakres i sposób kontroli funkcjonalnej projektów przygotowywanych umów dystrybucji, m.in. poprzez wprowadzenie listy kontrolnej weryfikującej projekt umowy, przed jego przekazaniem odbiorcy.

(dowód, akta kontroli str.30-33, 48)

Spółka przedsięwzięła środki techniczne i organizacyjne w celu zapewnienia ochrony danych osobowych zebranych w związku z zawieraniem umów²⁰, jak również innych procesów związanych z gromadzeniem danych o odbiorcach energii elektrycznej²¹. W zakresie środków administracyjnych, m.in. powołano Administratora Bezpieczeństwa Informacji (ABI), wprowadzono obowiązek: upoważnień do przetwarzania danych osobowych przez pracowników; sprawdzania

¹⁶ Czas Realizacji Przyłączenia.

¹⁷ Pismo z dnia 22.11.2017 r. znak: 71/RS/2017.

¹⁸ Pismo z dnia 17 listopada 2017 r., znak: 10156/ND/2017 r.

¹⁹ Polecenie służbowe nr 24/16 w sprawie wprowadzenia listy kontrolnej dla umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawieranej z odbiorcą końcowym, z dnia 31 maja 2016 r.

²⁰ W PGE Dystrybucja S.A. ochrona danych osobowych została uregulowana w Polityce Bezpieczeństwa Danych Osobowych wprowadzonej Zarządzeniem Prezesa Zarządu nr 27/15 z dnia 19.10.2015 r., zaktualizowanej w drodze aneksu do Zarządzenia z dnia 23.09.2016 r.

²¹ Pismo z dnia 17 listopada 2017 r., znak: 10156/ND/2017.

zgodności przetwarzania danych osobowych przez ABL. W zakresie zabezpieczeń technicznych wprowadzono: odpowiednie zabezpieczenia pomieszczeń, całodobową ochronę budynków, zabezpieczenie systemów IT, w których przetwarzane są dane osobowe.

(dowód, akta kontroli str. 28-29)

Ustalone
nieprawidłowości

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

W Spółce występowały przypadki przekroczenia maksymalnego terminu wydania warunków przyłączenia odbiorcy do sieci dystrybucyjnej.

Zgodnie z art. 7 ust 8g pkt 1 *uPe* przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, jest obowiązane wydać warunki przyłączenia w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV. W latach 2014-2017 w Spółce odnotowano [...] ²² przypadków przekroczenia maksymalnego terminu wydania warunków przyłączenia, co stanowiło około [...] ²³% wszystkich wydanych warunków w tym okresie. Skutkiem nieprawidłowości, poza opóźnieniem było wystąpienie ryzyka zapłaty kar, które zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 18, ust. 2 i 2e *uPe* mógł na Spółkę nałożyć Prezes URE. Wartość potencjalnych kar oszacowano na [...] ²⁴ zł.

Dyrektor Departamentu Sieci wyjaśnił ²⁵, że wskazane przypadki dotyczą głównie Oddziału Łódź Teren, Oddziału Lublin oraz Oddziału Białystok, a powodem przekroczenia były problemy organizacyjne, w tym personalne związane z przypadkami losowymi (np. choroby pracowników) ograniczające ilość personelu odpowiedzialnego za obsługę wniosków o przyłączenie. W pozostałych, mniej licznych przypadkach powodem był złożony stan formalno-prawny nieruchomości jak również stan infrastruktury wymagający dodatkowych oględzin lub pomiarów.

(dowód, akta kontroli str. 435-441, 469-471)

1.2 Zmiana sprzedawcy przez gospodarstwo domowe

Opis stanu
faktycznego

Podstawą realizacji sprzedaży energii elektrycznej na obszarze działania Spółki, były Generalne Umowy Dystrybucji (GUD) lub Generalne Umowy Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej (GUD-K), zawarte pomiędzy sprzedawcami energii elektrycznej a PGE Dystrybucja SA. Według stanu na koniec 2014 r. PGE Dystrybucja SA posiadała zawartych 173 umowy GUD i 12 umów GUD-K. W kolejnych latach (2015-2017) stan na koniec roku umów GUD kształtował się na zbliżonym poziomie (158, 167 i 169 umów), natomiast wzrastała ilość umów GUD-K (16, 22, 26 umów). Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych ²⁶ nie występowały przypadki odmowy przez Spółkę zawarcia umowy GUD lub GUD-K ze sprzedawcami energii elektrycznej.

Według stanu na koniec listopada 2017 r. w taryfie G stosowanej do około 4,9 mln odbiorców przyłączonych do sieci PGE Dystrybucja SA, około 98% odbiorców rozliczało się za usługi dystrybucyjne w ramach umów kompleksowych.

(dowód, akta kontroli str. 74-83, 475)

Proces zmiany sprzedawcy w PGE Dystrybucja SA został uregulowany w IRiESD w części D *Procedury zmiany sprzedawcy oraz obsługi zgłoszeń o zawartych*

²² Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa.

²³ Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa.

²⁴ Wyłączono informacje stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa.

²⁵ Pismo z dnia 20 grudnia 2017 r. znak: 78/SR/2017.

²⁶ Pismo z dnia 28 listopada 2017 r., znak: 10375/ND/2017.

umowach sprzedaży lub umowach kompleksowych. IRiESD była dostępna na stronie internetowej Spółki.

Sprzedawca, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej z odbiorcą przyłączonym do sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja SA, zobowiązany był do poinformowania Spółki o zawarciu takiej umowy w terminie nie wcześniejszym niż na 90 dni i nie późniejszym niż na 21 dni przed datą rozpoczęcia sprzedaży, ustaloną w tzw. nowej umowie sprzedaży, a OSD zobowiązany był do umożliwienia zmiany sprzedawcy w terminie 21 dni od daty tego powiadomienia.

W latach 2014-2017 w PGE Dystrybucja SA zarejestrowano 168,8 tys. powiadomień o zawarciu nowej umowy sprzedaży, które pozytywnie zweryfikowano. Średnio, około 73% powiadomień zostało zweryfikowanych w terminie do 6 dni, a kolejne 24% w terminie do 21 dni. W 2014 r. i 2015 r. powiadomienia o pozytywnej weryfikacji przeprowadzonej w terminie powyżej 21 dni stanowiły około 5-6%, natomiast w latach 2016-2017 odsetek spraw takich znacznie zmalał i wynosił 0,2% i 0,4%.

W latach 2014-2017 odpowiednio, około 8%, 9%, 8% i 6% powiadomień o zmianie sprzedawcy zweryfikowano negatywnie, co między innymi skutkowało ponownym wszczynaniem procedury zmiany sprzedawcy.

W ww. okresie występowały również przypadki niedotrzymywania minimalnego terminu powiadomienia OSD o zawarciu nowej umowy sprzedaży energii elektrycznej przez nowych sprzedawców (w 2014 r. 3%, w latach 2015-2017 rokrocznie 7% zarejestrowanych przypadków). Analiza czasu jaki upłynął pomiędzy powiadomieniem OSD o zawarciu umowy sprzedaży a zmianą sprzedawcy wskazuje, że pomimo niedotrzymania minimalnego terminu powiadomienia przez nowych sprzedawców, OSD niezwłocznie weryfikował powiadomienia zapewniając dotrzymanie terminów rozpoczęcia sprzedaży ustalonych w umowach sprzedaży.

(dowód, akta kontroli str. 427-428)

PGE Dystrybucja SA posiadała (odrębne dla każdego Oddziału) systemy informatyczne wymiany informacji ze sprzedawcami dedykowane realizacji umów GUD oraz jeden wspólny system dedykowany do obsługi umów GUD-K. W Spółce trwał proces wdrażania jednolitego i obejmującego wszystkie oddziały systemu informatycznego umożliwiającego wymianę informacji, danych i dokumentów związanych z realizacją umów GUD i GUD-K. Zakończenie wdrażania systemu zaplanowano do końca 2018 r.

Wymienione systemy tworzyły Platformę Wymiany Informacji (PWI) pozwalającą na obsługę wniosków o zmianę sprzedawcy, jak również na udostępnianie innych danych np. pomiarowo-rozliczeniowych. Platforma dostępna była dla sprzedawców 24 godziny na dobę przez 7 dni w tygodniu. W umowach GUD udostępniany był również wykaz danych kontaktowych do pracowników odpowiedzialnych za udostępnianie danych, co pozwalało na realizację zadań z wykorzystywaniem poczty elektronicznej.

Procedura zmiany sprzedawcy umożliwiała odbiorcy udział w procesie zmiany sprzedawcy, m.in. poprzez samodzielne złożenie wniosku/powiadomienia o zmianie sprzedawcy, zawarcie umowy dystrybucji lub poprzez upoważnienie sprzedawcy do wykonania tych czynności. Zgodnie z warunkami umowy, odbiorca bez podania przyczyny w każdym czasie mógł wypowiedzieć umowę dystrybucji z zachowaniem jednomiesięcznego terminu wypowiedzenia. Termin wypowiedzenia na wniosek odbiorcy mógł być zmieniony.

Spółka wspólnie z innymi OSD prowadziła działania w zakresie prac nad Centralnym Systemem Wymiany Informacji (CWSI), którego funkcjonowanie m.in.

miało usprawnić proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Koszty poniesione przez Spółkę w tym zakresie wyniosły 603,7 tys. zł, oraz wydatkowano środki na przejęcie udziałów w Spółce *Centralny System Wymiany informacji sp. z o.o.* w Poznaniu.

(dowód, akta kontroli str. 73-84, 476-478)

Końcowym etapem procesu zmiany sprzedawcy był odczyt lub oszacowanie stanu licznika przez OSD i przekazanie informacji nowemu i dotychczasowemu sprzedawcy. Zgodnie z IRIESD OSD dokonuje odczytu w terminie +/- 5 dni od daty zmiany sprzedawcy. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych²⁷ proces dokonywania odczytów wskazań układów pomiarowych na zmianę sprzedawcy w większości przypadków realizowany był jako odczyt pozyskiwany lokalnie przez pracowników Spółki, zgodnie z terminami ustalonymi w IRIESD. W przypadkach braku możliwości odczytu (np. brak dostępu) dokonywane było szacowanie wskazań na dzień zmiany sprzedawcy (około 6,5% spraw), na podstawie: ostatniego odczytu, standardowego profilu obciążenia deklarowanego zużycia lub średniorocznego zużycia w ostatnim okresie rozliczeniowym.

W odniesieniu do umów GUD datę odczytu wprowadzano do systemu informatycznego z datą równą dacie zmiany sprzedawcy, a w odniesieniu do umów GUD-K rozróżniana była data odczytu i data wprowadzenia danych pomiarowych do systemu. Dane pomiarowe udostępniane były sprzedawcom z wykorzystaniem narzędzi informatycznych użytkowanych w poszczególnych oddziałach tj. Platforma (PWI), serwery FTP, systemy bilingowe (w przypadku sprzedawcy macierzystego). Z uwagi na ograniczoną funkcjonalność stosowanych narzędzi informatycznych pozyskanie informacji o rzeczywistej dacie dokonania odczytu oraz oznaczenie, że jest to odczyt na zmianę sprzedawcy, możliwe było tylko w odniesieniu do odbiorców z umowami GUD-K.

W okresie 2014-2017 r. spośród 50,2 tys. spraw dot. odczytu licznika na zmianę sprzedawcy i umieszczenia tej informacji w systemie informatycznym (umowy GUD-K), 91,9% wskazań układów pomiarowych udostępnianych było w systemach informatycznych w terminie do 10 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży, 6,9% w terminie od 11 do 42 dni, a 1,2% w terminie powyżej 42 dni od dnia rozpoczęcia sprzedaży lub świadczenia usługi kompleksowej.

(dowód, akta kontroli str. 74-88, 472-474)

Mechanizmem ochrony odbiorców, w sytuacji braku zdolności sprzedawcy do kontynuowania umowy sprzedaży energii elektrycznej, była sprzedaż rezerwowa energii elektrycznej uruchamiana przez OSD na zasadach określonych w IRIESD, ze wskazaniem przez odbiorcę w umowie dystrybucji sprzedawcą rezerwowym, a w przypadku braku takiego wskazania ze sprzedawcą wykonującym na obszarze działania OSD zadania sprzedawcy z urzędu.

Sprzedaż rezerwowa miała zastosowanie w przypadku: trwałej lub przemijającej utraty przez sprzedawcę lub podmiot odpowiedzialnych za bilansowanie handlowe wskazany przez sprzedawcę możliwości działania na rynku bilansującym, utraty przez sprzedawcę możliwości sprzedaży energii elektrycznej, zakończenia umowy sprzedaży i niezgłoszenia lub nieskutecznego zgłoszenia przez sprzedawcę umowy do realizacji przez OSD.

W latach 2014-2017 sprzedaż rezerwową uruchomiano zawierając 8 260 umów sprzedaży rezerwowej, w związku z rozwiązaniem przez odbiorcę lub sprzedawcę

²⁷ Pismo z 28 listopada 2017 r., znak 10375/ND/2017.

umowy sprzedaży i jednocześnie brakiem zgłoszenia nowej umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej oraz z powodu trwałej lub czasowej utraty, przez kilku sprzedawców, możliwości działania na rynku bilansującym.

(dowód, akta kontroli str. 77-78)

Ustalone
nieprawidłowości

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

1. W Spółce odnotowano 614 przypadków przekazania danych w systemie informatycznym z odczytu lub oszacowania stanu licznika na dzień zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, w terminie dłuższym niż 42 dni od daty zmiany sprzedawcy. Stanowiło to około 1,2% wszystkich spraw w zakresie umów GUD-K. Zgodnie z art. 4j ust 7 *uPe* dotychczasowy sprzedawca jest zobowiązany dokonać rozliczeń z odbiorcą, który skorzystał z prawa do zmiany sprzedawcy, nie później niż w okresie 42 dni od dnia dokonania tej zmiany, a operator systemu dystrybucyjnego jest obowiązany przekazać dotychczasowemu i nowemu sprzedawcy dane dotyczące ilości zużytej przez odbiorcę energii elektrycznej, w terminie umożliwiającym dotychczasowemu sprzedawcy dokonanie rozliczeń z odbiorcą.

Z wyjaśnień Dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych²⁸ wynika, że decydujący wpływ na termin udostępnienia danych sprzedawcy oraz ich prezentacji w raportach mają systemy informatyczne przetwarzające dane i wspierające proces obsługi zmiany sprzedawcy. W 2016 r. wdrożony został nowy system pomiarowy (AMS) wspierający proces zmiany sprzedawcy w modelu GUD-K, a w okresie przejściowym funkcjonowały równolegle dwa systemy pomiarowe oraz realizowany był proces migracji danych pomiarowych do nowego systemu pomiarowego. Stary system pomiarowy nie posiadał funkcjonalności wersjonowania danych odczytowych i w systemie widoczna była jedynie data ostatniej modyfikacji odczytu. Główne zidentyfikowane przyczyny udostępnienia danych pomiarowych w wydłużonym terminie obejmują niewłaściwe działanie systemów lub opóźnienia i nieprawidłowości w realizacji czynności, wynikające ze złożoności przebiegu procesu zmiany sprzedawcy oraz dynamicznie rosnącej skali odbiorców rozliczanych w modelu GUD-K.

Z analizy ww. 614 przypadków wynika, że:

- w 473 sprawach odczyt wprowadzono do systemu informatycznego w terminie wcześniejszym niż 42 dni, jednak z różnych przyczyn prawidłowy odczyt na zmianę sprzedawcy nie pojawił się w systemie pomiarowym;
- w 78 przypadkach wskazano na nieprawidłowości w działaniu systemów, skutkujące opóźnionym wystawieniem dokumentu OT²⁹ lub brakiem takiego dokumentu w systemie. Takie przypadki identyfikowane były na bieżąco i rozwiązywane w porozumieniu z dostawcą systemu, co wpływało na wydłużony czas ich realizacji;
- w 63 przypadkach zlecenie OT zostało wprowadzone do systemu informatycznego w terminie przekraczającym 42 dni, a okolicznością wpływającą na taki stan było spiętrzenie zadań w danym okresie przy ograniczonych możliwościach ich realizacji.

(dowód, akta kontroli str. 472-474)

2. Na podstawie art. 4j ust. 6 *uPe* operator systemu dystrybucyjnego jest obowiązany umożliwić odbiorcy energii elektrycznej zmianę sprzedawcy, nie później niż w terminie 21 dni od dnia poinformowania właściwego operatora

²⁸ Pismo z dnia 19 stycznia 2018 r., znak 508/PN/ND/DR/2018.

²⁹ OT – dokument zlecający Obsługę Techniczną (dokonanie odczytu).

o zawarciu umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej z nowym sprzedawcą. W 2014 r. i 2015 r. powiadomienia o pozytywnej weryfikacji przeprowadzonej w terminie powyżej 21 dni stanowiły około 5-6%, natomiast w latach 2016-2017 odsetek spraw takich znacznie zmalał i wynosił 0,2% i 0,3%.

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych³⁰ w latach 2014-2015 zgłoszenia zmiany sprzedawcy częściowo realizowane były przez sprzedawców w formie papierowej bez wykorzystania dedykowanych systemów informatycznych. Dodatkowo ilość tak przesłanych powiadomień była różna i trudna do przewidzenia w poszczególnych miesiącach, co utrudniało właściwe przygotowanie zasobów po stronie OSD. Informowanie nowych sprzedawców o wyniku weryfikacji powiadomienia po upływie 21 dni, nie wpływało na dotrzymanie terminu rozpoczęcia sprzedaży ustalonego w umowie zawartej pomiędzy nowym sprzedawcą a odbiorcą.

(dowód, akta kontroli str. 427-428)

Ocena częściowa

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

2. Infrastruktura sieci elektroenergetycznych

2.1 Inwestycje i modernizacja sieci elektroenergetycznych

W latach 2014-2017 działalność PGE Dystrybucja SA obejmowała około 40% obszaru kraju (122 435 km²) w rejonach centralnej i wschodniej Polski. Spółka dostarczała od 31,8 do 34,3 TWh energii elektrycznej grupie ponad 5,3 mln odbiorców, w tym około 4,9 mln odbiorcom grupy taryfowej G (w tym głównie gospodarstwom domowym). Spółka na koniec 2016 r. posiadała:

- 21 km linii napowietrznych o napięciu 220 KV, w wieku 30 do 40 lat,
- 10 175 km linii elektroenergetycznych o napięciu 110 KV³¹, z tego około 36% linii wybudowano ponad 40 lat temu, 54% od 10 do 40 lat, a 10% było młodszych niż 10 lat,
- 110 801 km linii elektroenergetycznych średniego napięcia³², z tego 27% w wieku powyżej 40 lat, 62% od 10 do 40 lat, oraz 11% młodszych niż 10 lat,
- 164 586 km linii elektroenergetycznych niskiego napięcia³³, z tego 22% w wieku powyżej 40 lat, 61% od 10 do 40 lat, oraz 17% młodszych niż 10 lat.

Spółka dysponowała ponad 92 tys. stacji i rozdzielni elektroenergetycznych oraz ponad 93 tys. transformatorów sieciowych, głównie przetwarzających średnie na niskie napięcie. Struktura wiekowa tych urządzeń była zbliżona do struktury wiekowej linii średniego i niskiego napięcia.

(dowód, akta kontroli str. 6 i 7)

W latach 2014-2017 Spółka prowadziła inwestycje związane z budową nowych odcinków linii, stacji elektroenergetycznych i transformatorów. W latach 2014-2016³⁴ wybudowano łącznie: 52 km linii elektroenergetycznych 110 kV, 1 060 km linii elektroenergetycznych średniego napięcia, w tym około 84% linii kablowych, 3 218 km linii elektroenergetycznych niskiego napięcia, w tym około 74% linii kablowych, 2 510 stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, 4 082 transformatorów sieciowych. Łączne nakłady inwestycyjne w infrastrukturę elektroenergetyczną wynosiły 844,1 mln zł.

³⁰ Pismo z dnia 20 grudnia 2017 r. znak 11156/ND/2017.

³¹ 10 141 km linii napowietrznych i 43 km linii kablowych.

³² 91 293 km linii napowietrznych i 19 508 linii kablowych.

³³ 121 440 linii napowietrznych i 43 146 linii kablowych.

³⁴ Dane za 2017 r. będą dostępne po rozliczeniu procesów inwestycyjnych, około miesiąca kwietnia 2018 r.

(dowód, akta kontroli str.7)

Równolegle obok budowy nowej infrastruktury elektroenergetycznej, Spółka podnosiła sprawność i zdolność dystrybucyjną istniejących urządzeń, dokonując ich modernizacji. W latach 2014-2016³⁵ prowadzono modernizację, odpowiednio na: 423 km linii elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, 4 037 km linii elektroenergetycznych średniego napięcia, 4 252 km linii elektroenergetycznych niskiego napięcia, 4 386 stacji i rozdzielni elektroenergetycznych, 8 544 transformatorach sieciowych. Łączne nakłady na modernizację ww. infrastruktury elektroenergetycznej wyniosły 2 669,4 mln zł.

(dowód, akta kontroli str. 7-8)

Spółka analizowała potrzeby inwestycyjne i modernizacyjne oraz możliwości finansowe, by ostatecznie dokonać hierarchizacji potrzeb mając na uwadze zapewnienie bezpieczeństwa i jakości dostaw energii elektrycznej. Zaplanowane działania umieszczano w *Planie Rozwoju*, który podlegał uzgodnieniu i zatwierdzeniu przez Prezesa URE. Poziom uzgodnienia nakładów i zadań zaplanowanych przez Spółkę wynosił około 95% rocznie i był obniżany przez Prezesa URE w kolejnych latach od 3% do 8%, w stosunku do wielkości proponowanych przez Spółkę. W latach 2014-2016 wielkość wykonania *Planu Rozwoju* stanowiła, odpowiednio: 98,5 %, 112,6%, 108,2%, wielkości uzgodnionej. Nakłady na odtworzenie i rozwój sieci dystrybucyjnej poniesione przez Spółkę wahały się w granicach 1,1 do 1,3 mld zł. Pozwalało to na osiąganie 2% rocznego poziomu odtworzenia majątku sieciowego, co oznaczało odtworzenie majątku w okresie około 50 lat.

Przyjęte w Spółce okresy ekonomicznej użyteczności elementów sieci dystrybucyjnej (linii energetycznych, transformatorów, stacji)³⁶ stanowią o 35 letnim okresie użyteczności dla linii napowietrznych, transformatorów i niektórych rozdzielni oraz 40 letnim dla linii kablowych i niektórych rozdzielni. Analiza poziomu realizowanych nakładów inwestycyjnych w majątek sieciowy oraz dochodu osiąganego w związku z przychodem regulowanym wskazuje, że Spółka posiadała zdolności finansowe umożliwiające zwiększenie poziomu nakładów. Według wyjaśnień dyrektora Departamentu Sieci³⁷ wzrost tych nakładów mógłby jednak nie przynieść spodziewanych skutków ilościowych, ponieważ w trakcie realizacji inwestycji Spółka napotykała na różne przeszkody np. wygórowane żądania finansowe właścicieli nieruchomości, brak konkurencyjności wśród wykonawców specjalistycznych usług, dlatego (zdaniem Spółki) wzrost poziomu planu nakładów generowałby wzrost poziomu oczekiwań finansowych w ww. sprawach.

(dowód, akta kontroli str. 384-386, 491)

Poza realizacją zadań inwestycyjnych i modernizacyjnych, w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, Spółka opracowywała w wymiarze rzeczowym oraz finansowym i realizowała Plan Eksplantacji Sieci. Plan tworzony był w cyklu rocznym w oparciu o Procedury Eksploatacji Sieci Elektroenergetycznych, a jego zakres obejmował działania niezbędne do utrzymania obiektów infrastruktury elektroenergetycznej w należytej kondycji.

Prace eksploatacyjne dotyczyły przeprowadzania oględzin, przeglądów, pomiarów i badań, czyszczenia tras linii z gałęzi i krzewów. Poza wykonywaniem zadań planowanych, w ramach działań eksploatacyjnych realizowane były również prace

³⁵ Dane za 2017 r. będą dostępne około miesiąca kwietnia.

³⁶ Zarządzenie Wiceprezesa Zarządu ds. finansowych PGE Dystrybucja S.A. z dnia 22.12.2011 r. w sprawie ujednolicenia okresów ekonomicznej użyteczności środków trwałych (...) stosowanych przy obliczeniach umorzenia/amortyzacji.

³⁷ Pismo z dnia 8 grudnia 2017 r., znak: 75/RS/SR/2017.

związane z usuwaniem skutków awarii oraz prace doraźne mające na celu likwidację nieprawidłowości w sieci, stwarzających zagrożenia dla bezpieczeństwa.

Prace eksploatacyjne corocznie obejmowały swoim zasięgiem 100% infrastruktury elektroenergetycznej wysokiego napięcia (220 kV i 110 kV), około 25-27 % linii, stacji i rozdzielni średniego napięcia i około 21% linii niskiego napięcia. W latach 2014-2016 koszty związane z utrzymaniem majątku sieciowego wyniosły łącznie 7 278 mln zł, a ich struktura³⁸ była następująca: amortyzacja około 45%, wynagrodzenia i pochodne 30%, opłaty i podatki około 15%, usługi remontowe, eksploatacyjne, energia i materiały około 10%.

(dowód, akta kontroli str. 356-382, 442,443)

Rejestracja czasów przerw w sieciach WN i SN była prowadzona na podstawie zdarzeń w systemach SCADA³⁹ ewentualnie dodatkowo w arkuszach kalkulacyjnych. Po wdrożeniu w latach 2015-2016 tzw. modułów OMS czasy przerw, w sieci WN i SN rejestrowano w sposób automatyczny. Rejestracja przerw wynikająca z przerw nieplanowanych w sieci nN prowadzona była podobnie jak w sieciach SN i WN, ale po indywidualnych zgłoszeniach odbiorców. Od 2017 r. sukcesywnie w kolejnych Oddziałach wdrażany był system Contactis Emergency (CE) tworzący centralną i jednolitą bazę danych o indywidualnych zgłoszeniach odbiorców dotyczących przerw w zasilaniu. Rejestracja centralna czasów przerw prowadzona była z dokładnością do stacji SN/nN. W przypadku żądania indywidualnego odbiorcy, ustalenie czasu przerwy/przerw dokonywano w oparciu o indywidualną analizę dokumentacji zgromadzonej w oddziałach/rejonach. W latach 2014-2017 występowały przypadki przekroczenia dopuszczalnego czasu jednorazowej przerwy w zasilaniu oraz przekroczenia łącznego czasu przerw. Przekroczenia najczęściej występowały w sytuacjach masowych awarii sieciowych w sytuacjach katastrofalnych spowodowanych ekstremalnymi warunkami atmosferycznymi (huragan, sadź, marznący deszcz powodujący oblodzenie, burze, powódzie).

Dla przerw planowanych odnotowano 35 przypadków przekroczeń czasów jednorazowej przerwy (trwających powyżej 16 godzin), które obejmowały około 5 tys. odbiorców. Dla przerw nieplanowych odnotowano około 2,8 tys. przypadków przekroczeń czasów jednorazowej przerwy (powyżej 24 godzin) obejmujących około 16,7 tys. odbiorców⁴⁰. Do Spółki wpłynęło 702 wnioski o wypłatę bonifikaty, a suma wypłat w tym tytułu wyniosła 27,3 tys. zł.

Spółka nie informowała wszystkich odbiorców o skumulowanym czasie przerw w danym roku rozliczeniowym. Stosowane w Oddziałach systemy IT nie posiadały funkcjonalności automatycznego wyliczania, sygnalizowania i raportowania czasów przerw dla Punktów Poboru Energii (PPE) poszczególnych odbiorców. Natomiast w przypadkach indywidualnego pisemnego zgłoszenia/reklamacji Spółka, po analizie przeprowadzonej indywidualnie, informowała o przekroczeniu dopuszczalnych skumulowanych czasów przerw w dostawie energii elektrycznej

(dowód, akta kontroli str. 130-132, 464-466)

Prezes URE w *Regulacji jakościowej w latach 2016-2020* wyznaczył dla Spółki cele na lata 2016-2017 w zakresie osiągania wartości wskaźników SAIDI i SAIFI. W 2016 r. Spółka osiągnęła wyznaczone cele, natomiast w 2017 r. z powodu skrajnie niekorzystnych warunków atmosferycznych nie osiągnięto wyznaczonych

³⁸ Strukturę kosztów utrzymania majątku sieciowego sporządzono w oparciu o dane z 2016 r., z uwagi na ich dostępność w zintegrowanym systemie informatycznym.

³⁹ SCADA - system czasu rzeczywistego nadzoru nad pracą sieci oraz wspomagania pracy dyspozytora.

⁴⁰ Ilość odbiorców dla przerw na niskim napięciu.

poziomów SAIDI i SAIFI. Wyznaczony cel na 2017 r. dla wskaźnika SAIDI wynosił 328,35 minut na odbiorcę natomiast Spółka osiągnęła wskaźnik 416,01 minut. Natomiast wyznaczony cel na 2017 r. dla wskaźnika SAIFI wynosił 3,99 odbiorców natomiast wartość tego wskaźnika w 2017 r. wynosiła 4,71 odbiorców.

(dowód, akta kontroli str. 464-466)

W Spółce prowadzono kwartalne analizy stanu sieci, oraz sporządzano ranking najbardziej awaryjnych odcinków ze względu na wskaźnik SAIDI linii SN, co przekładało się na planowanie zadań inwestycyjnych/modernizacyjnych i umieszczanie ich w *Planach Rozwoju*. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Sieci⁴¹ w Spółce rozpoczęto realizację projektu mającego na celu ograniczenie przerw w dostawach energii elektrycznej poprzez dążenie do zwiększenia udziału linii kablowych, docelowo do 30% w sieci SN. Na koniec 2016 r. udział ten wynosił 17,6% z tendencją wzrostu o około 1 % w ujęciu rocznym, a osiągnięcie celu zaplanowano do końca 2024 r.

(dowód, akta kontroli str. 131, tabela nr 6)

Spółka kontrolowała parametry jakościowe energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym, na kilku poziomach. Pierwszy stanowiła kontrola wartości napięć w stacjach 110/SN, stacjach SN/SN oraz rozdzielniach sieciowych SN, w których zainstalowany jest pomiar napięcia na poziomie WN i SN, z transmisją danych on-line do systemu dyspozytorskiego SCADA. Kontrola na poziomie nN polegała na wykonywaniu, w ramach prac eksploatacyjnych, okresowych pomiarów, prób i sprawdzeń parametrów technicznych elementów sieci (linii niskiego napięcia i stacji transformatorowych SN/nN), w tym poziomów napięć za pomocą przenośnych, dedykowanych do tego celu rejestratorów parametrów sieci instalowanych w trakcie rozpatrywania zgłoszeń i reklamacji klientów. Obecnie w Spółce realizowany jest program opomiarowania stacji SN/nN (z założeniem objęcia do końca 2018 r. 72% odbiorców Spółki tzw. licznikami bilansującymi zainstalowanymi po stronie nN w stacjach SN/nN), który umożliwi rejestrację i wykrywanie odmiennych od standardowych parametrów jakościowych energii elektrycznej na stacjach transformatorowych po stronie nN.

Spółka nie przeprowadzała innych systemowych analiz jakości energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom końcowym, nie prowadziła corocznych analiz pod kątem określenia trendów zmian jakości energii elektrycznej. W latach 2014-2017 odbiorcy zgłoszyli 1 553⁴² reklamacji w zakresie niedotrzymania parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej. Około 28% rozpatrzono w terminie powyżej 14 dni, ponieważ wymagało to przeprowadzenia pomiarów. W około 24 % złożonych reklamacji potwierdzono niedotrzymanie parametrów jakościowych.

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Sieci⁴³ zanotowane przypadki zgłoszeń i reklamacji dotyczących parametrów jakościowych energii elektrycznej były każdorazowo analizowane przez właściwy Rejon Energetyczny, jednak ilości potwierdzonych przypadków niedotrzymania parametrów jakościowych nie pozwalały na prowadzenie analiz, których wyniki mogłyby wskazać trend poprawy czy też pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom.

Reklamacje były rozpatrywane poprzez sprawdzenie w pierwszym kroku czy i który parametr nie spełniał wymagań jakościowych oraz czy źródłem zakłóceń jest sieć dystrybucyjna, a następnie reklamacja była weryfikowana i oceniana

⁴² Odpowiednio 285, 432, 437 i 399 reklamacji.

⁴³ Pismo z dnia 6 grudnia 2017 r. znak: 10621/RS/2017.

z wykorzystaniem specjalistycznego sprzętu pomiarowego. W przypadku stwierdzenia niedotrzymania parametrów jakościowych analizowano przyczyny stwierdzonych przypadków i podejmowano czynności w celu wyeliminowania stwierdzonych nieprawidłowości.

W celu poprawy parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom Spółka prowadziła działania profilaktyczne: oględziny, pomiary, sprawdzenia, oceny stanu technicznego, przeglądy i zależnie od wyników podejmowane były działania regulacyjne lub modernizacyjne, zapewniające utrzymywanie parametrów jakościowych na wymaganych poziomach.

Odbiorcy, w latach 2014-2017 złożyli 20 wniosków o wypłacenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania parametrów jakościowych, a suma wypłaconych bonifikat łącznie wyniosła 3 tys. zł. O przysługującym prawie złożenia wniosku o zastosowanie bonifikaty odbiorcy byli informowani poprzez zapisy w *Regulaminie świadczenia usług dystrybucji* będącym załącznikiem do umowy oraz w taryfie dla usług dystrybucji energii elektrycznej udostępnianej na stronie internetowej Spółki⁴⁴. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Sieci⁴⁵ niewielki odsetek udzielonych bonifikat wynika przede wszystkim z braku formułowania żądań (wniosków o udzielenie bonifikaty) przez odbiorców.

(dowód, akta kontroli str. 130-191)

Spółka była ubezpieczona od odpowiedzialności cywilnej za szkody wyrządzone odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych w związku z realizacją umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej. Wynegocjowane warunki ubezpieczenia określały, że do ubezpieczyciela kierowane były jedynie te szkody, których wartości przekraczały franszyzę (udział własny) – 40 tys. zł na każdą stratę finansową i 20 tys. zł na każdą stratę rzeczową.

W latach 2014-2017 wpłynęło 4 024 wnioski o wypłatę odszkodowania za szkody wyrządzone odbiorcom (gospodarstwom domowym), z tego 1 685 wniosków (około 42%) zostało odrzuconych, w pozostałych sprawach przyznano i wypłacono odszkodowanie. Głównymi przyczynami odrzucenia wniosków były: brak zakłóceń w pracy sieci, które mogłyby skutkować powstaniem szkody; wady i usterki w instalacji odbiorczej (poza licznikowej); brak ochrony przeciwprzepięciowej (np. skutki wyładowań atmosferycznych) oraz brak zabezpieczeń w instalacji odbiorcy od pracy niepełnofazowej silników trójfazowych. Do ubezpieczyciela przekazano 75 wniosków (przekraczających wysokość udziału własnego), pozostałe szkody Spółka likwidowała ze środków własnych. Ogółem wypłacono 4 860 tys. zł, z tego około 83% (4 063 tys. zł) sfinansowano ze środków Spółki. Według wyjaśnień Kierownika Biura Zarządzania Majątkiem Sieciowym⁴⁶ tak ustalony poziom franszyzy gwarantował Spółce pokrycie przez ubezpieczyciela szkód o katastrofalnych finansowo skutkach, przy zachowaniu wysokości składki na poziomie akceptowalnym dla Spółki.

(dowód, akta kontroli str. 249-250)

Ustalone
nieprawidłowości

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

W okresie 2014-2017 r. odnotowano 131 przypadków nieterminowego rozpatrzenia reklamacji odbiorcy w zakresie dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, co stanowiło 8,4% złożonych reklamacji, z tego: 110 w terminie powyżej 14 dni od zakończenia pomiarów wykonywanych w związku z reklamacjami

⁴⁴ <https://pgedystrybucja.pl/Dla-Klienta/Taryfy-i-cenniki>.

⁴⁵ Pismo z dnia 6 grudnia 2017 znak 10621/RS/2017

⁴⁶ Wydruk e-mail z dnia 4 grudnia 2017 r.

oraz 21 w terminie powyżej 30 dni w stosunku, do których nie dokonywano pomiarów. Działanie to było niezgodne z § 42 pkt 8 *rozporządzenia systemowego*, oraz § 3 pkt 12 regulaminu świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej (stanowiącego integralną część umowy o świadczenie usług dystrybucji), które zobowiązuje OSD do zachowania 14 dniowego terminu, jak również pkt H.8 lit. c IRIESD zobowiązującym do zachowania 30 dniowego terminu w tzw. pozostałych przypadkach. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych główną przyczyną nieterminowego załatwienia reklamacji była duża ilość koniecznych do przetworzenia informacji i danych przy ograniczonych zasobach ludzkich o specjalistycznej wiedzy w tym zakresie, a przekroczenie terminów związanych z przesłaniem odpowiedzi do odbiorcy było spowodowane:

- w 105 przypadkach, obciążeniem pracowników dużym zakresem obowiązków, a także niskimi stanami osobowymi uniemożliwiającymi terminową realizację,
- w 15 przypadkach, obiegiem informacji pomiędzy wydziałami realizującymi pomiary oraz wydziałem udzielającym odpowiedzi, skutkującym wydłużonym czasem odpowiedzi,
- w 8 przypadkach, koniecznością podjęcia niezbędnych zadań po analizie przeprowadzonych pomiarów, które miały doprowadzić do poprawy reklamowanych przez odbiorcę parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- w 3 przypadkach, poprzez skomasowanie dużej ilości dni wolnych od pracy pomiędzy zakończeniem pomiarów i czasem odpowiedzi (np. w okresie Świąt Bożego Narodzenia i Nowego Roku).

Zgodnie z przyjętymi w Spółce regulacjami organizacyjnymi za prowadzenie działalności operacyjnej, w tym dochowanie terminów właściwych dla realizacji procesu, odpowiedzialne są Oddziały Spółki, kierowane przez Dyrektorów Generalnych Oddziału.

(dowód, akta kontroli str. 492-494)

2.2 Inteligentne sieci elektroenergetyczne

Opis stanu
faktycznego

W celu uregulowania i ujednolicenia kierunków rozwoju w zakresie wdrażania nowych technologii oraz nowych funkcji wprowadzono w Spółce dokument pn. *Inteligentne sieci PGE D 2030*. Dokument ten zawiera zdefiniowaną listę kierunków rozwoju w postaci zbioru funkcji ISPGE D 2030 podzieloną na dwa główne obszary. Obszar pierwszy - OSD wykorzystujący nowe technologie na potrzeby świadczenia usługi dystrybucyjnej, gdzie efektami będą m.in.: niezawodność dostaw, efektywność energetyczna, optymalizacja procesów biznesowych OSD, efektywne inwestowanie, bezpieczeństwo i rozwój ICT⁴⁷. Obszar drugi - innowacyjny OSD rozwijający nowe usługi w ramach zmieniającego się rynku gdzie efektami będą m.in. aktywacja prosumentów, elektromobilność, własne B+R⁴⁸.

W ramach obszaru pierwszego w Spółce realizowane były zadania inwestycyjne i modernizacyjne w zakresie rozbudowy i standaryzacji infrastruktury elektroenergetycznej, które będą stanowić podstawę pod przyszłe rozwiązania inteligentne, same nie stanowiąc przedmiotowych systemów. Między innymi były to zadania związane z rozbudową i modernizacją systemów sterowania siecią takich jak: instalacja telemechanik czasu rzeczywistego w obiektach stacyjnych, nowoczesne systemy SCADA dla stanowisk dyspozytorskich, montaż rozłączników w głębi sieci średniego napięcia sterowanych drogą radiową, budowa linii światłowodowych, montaż elektronicznych układów zabezpieczeń linii średniego i wysokiego napięcia, itp. Druga grupa działań obejmowała projekty takie jak:

⁴⁷ ICT (information and communication technologies) –Technologie Informatyczno-Komunikacyjne.

⁴⁸ Badania i Rozwój.

pilotażowy projekt budowy i wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego AMI w Oddziale Białystok oraz Oddziale Łódź, projekty pilotażowe automatyzacji sieci oparte o moduł FDIR⁴⁹, projekty pilotażowe oparte o system DOL⁵⁰.

W ramach projektu AMI u odbiorców końcowych zainstalowano elektroniczne urządzenia pomiarowe. Na stacjach elektroenergetycznych SN/nN zainstalowano koncentratory danych, liczniki bilansujące oraz modemy, które umożliwiały przesyłanie danych do systemu informatycznego na poziom Centrali Spółki z użyciem separowanych sieci wirtualnych (APN) w infrastrukturze operatora telekomunikacyjnego. Zbudowano i udostępniono odbiorcom końcowym *Portal Klienta AMI*. Dane pomiarowe dostępne były również dla wszystkich odbiorców objętych projektem poprzez funkcjonalność liczników - wyświetlacz elektroniczny. Spółka prowadziła kampanię informacyjną skierowaną do odbiorców końcowych. Projekt obejmował 50,7 tys. odbiorców końcowych, tj. około 1% populacji odbiorców spółki. Nakłady na projekt wyniosły 27 246 tys. zł (około 540 zł jeden odbiorca), z tego 1 842,6 tys. zł (6,8%) sfinansowano ze środków dotacji udzielonej przez NFOŚiGW.

Według stanu na 31 grudnia 2017 r. zostały zrealizowane zadania obejmujące wdrożenie centralnego systemu informatycznego oraz instalację urządzeń na sieci. Natomiast Spółka prowadziła jeszcze prace związane z budową interfejsów z centralnego systemu informatycznego do lokalnych systemów biznesowych w Oddziale Łódź. Spółka była na etapie zbierania szczegółowych danych i obserwacji wdrożonego rozwiązania. Według wyjaśnień dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych⁵¹ po dokończeniu budowy interfejsów i zakończeniu etapu obserwacji w 2018 r. zostanie wykonana analiza i ocena kosztów i korzyści projektu. System informatyczny (Aplikacja Centralna AMI) nie posiada zbioru danych osobowych, jednak, urządzenia jak również pomiarowy system informatyczny zostały zaprojektowane i zbudowane w reżimie produktów przetwarzających dane pomiarowe odbiorców końcowych wraz z zabezpieczeniami technicznymi i organizacyjnymi chroniącymi takie dane.

Projekty systemu FDIR realizowano w oddziałach Zamość, Lublin i Skarżysko-Kamienna. Wdrożenie projektów obejmowało kompleksowe podejście automatyzacji w głębi sieci SN (łączniki sterowane radiowo oraz system lokalizacji i izolacji uszkodzonego odcinka). Łącznie zasięg projektu w ww. oddziałach obejmował: siedem GPZ/RS⁵², 13 odcinków linii elektroenergetycznych SN wyprowadzonych z GPZ/RS, 495 stacji SN/nN, 62 łączniki sterowane radiowo w głębi, razem obejmując około 16,2 tys. odbiorców końcowych. Łączny koszt realizacji projektów wyniósł 3 707 tys. zł.

Projekty Systemu DOL realizowano w oddziałach Lublin, Warszawa i Skarżysko-Kamienna (dwa projekty). Razem realizowano cztery projekty na 15 odcinkach linii WN (110kV). Na 23 przęsłach krytycznych stworzono możliwość badania temperatury przewodu, dopuszczalnych obciążeń, dopuszczalnego zwisu przęsła krytycznych, celem optymalizacji wielkości przesyłu. Łączny koszt realizacji ww. projektów wyniósł 1 417 tys. zł.

(dowód, akta kontroli, str. 11-13, 35- 44, 273-277)

⁴⁹ Moduł FDIR (ang. fault detection, isolation and recovery) są rozwinięciem „Programu automatyzacji w głębi sieci SN w PGE Dystrybucja S.A.”. Moduły te pozwalają na automatyczne obliczenia w celu określenia miejsca zwarcia, a następnie wykonanie czynności sterowniczych w celu odizolowania zwarcia i zasilania maksymalnej liczby odbiorców pozbawionych napięcia.

⁵⁰ System DOL pozwala na określenie Dynamicznej Obciążalności Linii, która wynika ze zmieniających się w czasie, bieżących warunków pogodowych panujących w miejscu zainstalowania urządzeń, w danych odcinkach linii w sieci elektroenergetycznej.

⁵¹ Pismo z dnia 14 grudnia 2017 r., znak: 11027/ND/2017.

⁵² GPZ/RS – główny punkt zasilający (WN/SN) rozdzielnia sieciowa (SN/SN).

W ramach drugiego obszaru (Innowacyjny OSD) w latach 2017-2018 Spółka planowała realizację lub realizowała cztery projekty dla wdrażania ISPGE D 2030, oparte o współfinansowanie środkami zewnętrznymi. Były to projekty: technologie stabilizujące pracę sieci nN – etap opracowania wniosku do NCBR, inteligentny układ rekonfiguracji sieci nN wraz z systemem służb monterskich – etap opracowania wniosku do NCBR, zarządzanie pracą sieci dystrybucyjnej nN z uwzględnieniem aktywnej roli prosumenta – etap podpisania umowy z NCBR, kład ładowania pojazdów elektrycznych zintegrowany z infrastrukturą oświetleniową – dla projektu, którego wartość całkowita wynosi 2,9 mln zł NCBR przyznało dofinansowanie w wysokości 2,5 mln zł, w ramach Programu Operacyjnego Inteligentny Rozwój 2014-2020, Poddziałanie *Regionalne Agendy Naukowo-Badawcze*⁵³.

(dowód, akta kontroli str. 37-37)

Ustalono
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Ocena cząstkowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie mimo stwierdzonej nieprawidłowości działalność w badanym obszarze.

3. Obsługa klienta

Opis stanu
faktycznego

PGE Dystrybucja SA realizując obowiązki informacyjne, między innymi wynikające z art. 5 ust 6 - 6e, art. 9c ust. 3, pkt 9a lit. f *uPe*, dostarczała informacje o prawach odbiorców, warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzania siecią, w stosunku do odbiorców, użytkowników sieci i operatorów innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, publikując na stronie internetowej Spółki odpowiednie dokumenty, wykazy, informacje i komunikaty.

(dowód, akta kontroli str. 208-246)

Spółka, zgodnie z § 42 *rozporządzenia systemowego* umożliwiała przyjmowanie od odbiorców przez całą dobę zgłoszeń i reklamacji dotyczących przerw/awarii w dostarczeniu energii elektrycznej. Zgłoszenia przyjmowane były pod numerem alarmowym 991, pod numerem 22 340 41 00 -który dedykowany jest dla zgłoszeń z obszaru aglomeracji warszawskiej, a od września 2017 r. uruchomiono ogólnopolski numer (41 241 44 11) dla osób dzwoniących spoza obszaru działania PGE Dystrybucja S.A. chcących zgłosić przerwę w dostawie energii elektrycznej lub pozyskać informację o awariach lub włączeniach planowych. Informacje o numerach dostępne były na stronie internetowej OSD www.pgedystrybucja.pl. Numer alarmowy w 5 oddziałach Spółki obsługiwany przez centralny system IVR⁵⁴ umożliwiał obsługę 500 jednoczesnych połączeń. W oddziałach: Warszawa i Łódź działały wydzielone systemy IVR, umożliwiające jednoczesną obsługę 30 zgłoszeń. W 2018 r. Spółka planowała zakończyć wdrożenie centralnego systemu IRV i rejestracji w ww. oddziałach, co umożliwi obsługę co najmniej 1000 jednoczesnych połączeń. W przypadkach zgłoszenia awarii przez odbiorcę z sąsiedniego OSD, Spółka przekazywała dane dotyczące zgłoszenia do właściwej obszarowo Spółki dystrybucyjnej.

Odbiorca miał również możliwość zgłoszenia awarii bezpośrednio w jednostkach organizacyjnych PGE Dystrybucja SA np. w Rejonie Energetycznym, w Posterunku Energetycznym (w godzinach pracy danej jednostki organizacyjnej). Spółka

⁵³ Projekt realizowany w konsorcjum z Politechniką Lubelską. Część PGE Dystrybucja S.,A. wynosi 889 tys. wartość projektu i 533 tys. dofinansowanie.

⁵⁴ Interactive Voice Response – interaktywna odpowiedź głosowa.

umożliwiała klientowi kontakt osobisty w 56⁵⁵ Punktach Obsługi Klienta Dystrybucyjnego, a pracownicy POKD zostali przeszkoleni z obowiązujących w Spółce zasad i standardów obsługi klienta.

Spółka nie dysponowała rozwiązaniami skierowanymi do osób niepełnosprawnych. Według wyjaśnień Dyrektora Biura Zarządzania Relacjami z Klientami⁵⁶ w 2018 r. Spółka planuje uruchomienie aplikacji mobilnej oraz umożliwi zgłoszenia awarii za pośrednictwem strony internetowej, co zapewni skuteczny kanał kontaktu z osobami niepełnosprawnymi.

(dowód, akta kontroli str. 204-207)

W Spółce całodobowo pracują Oddziałowe/Obszarowe Centra Dyspozytorskie, które jako służby ruchu, wspomagane systemami czasu rzeczywistego SCADA nadzorują pracę sieci oraz odpowiadają za proces usuwania zakłóceń i awarii w jej pracy, co zapewnia sprawne podejmowanie decyzji w zakresie przydzielenia zadań związanych z koniecznością przywrócenia zasilania odbiorcom.

W latach 2014-2017, odpowiednio: 82%, 76%, 78% i 75% awarii usuwano w czasie do trzech godzin, a 17%, 22%, 20% i 22% do 24 godzin, zatem awarie, które usunięto w czasie powyżej 24 godzin stanowiły w około 1,0%, 1,2%, 1,7%, 2,9% wszystkich odnotowanych awarii. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych⁵⁷ głównym problemem przy usuwaniu awarii w sieciach elektroenergetycznych są trudne warunki dojazdu i dostępu do uszkodzonych elementów sieci elektroenergetycznej przy jej rozległości, jaka jest charakterystyczna dla terenu działania PGE Dystrybucja SA. Jednym z czynników wydłużających czas był również utrudniony dostęp do uszkodzonej infrastruktury posadowionej na gruntach osób trzecich, gdzie nie można było uzyskać zgody właścicieli na dostęp do urządzeń np. w sadach. Występowały przypadki, w których dostęp był możliwy dopiero po interwencji Policji lub też wydaniu decyzji administracyjnej.

Informacje o przewidywanym czasie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, do 2017 r. były udzielane przez dyspozytorów Obszarowych Centrów Dyspozytorskich, którzy w tym czasie obsługiwali telefon alarmowy 991 oraz dodatkowo w oddziałach, w których funkcjonował system IVR poprzez zamieszczanie automatycznej odpowiedzi głosowej. Od początku 2017 r. po utworzeniu Telefonicznego Centrum Zgłoszeniowego (TCZ) i sukcesywnym jego wdrażaniu w oddziałach, informacje o przerwach w dostawie, w tym również o przewidywanym czasie wznowienia dostawy energii, podawane są odbiorcom przez TCZ (konsultant lub automatyczny komunikat głosowy – w systemie IVR).

Spółka powiadamiała odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, dochowując terminu pięciodniowego wyprzedzenia powiadomienia o planowanym wyłączeniu. Powiadomienia zamieszczane były na stronie internetowej, przesyłane pocztą elektroniczną do odbiorców, którzy zarejestrowali się, (poprzez internetową aplikację *newsletter*), w formie ogłoszeń plakatowych i prasowych. Spółka przysyłała również informacje o włączeniach do właściwych urzędów gmin oraz umożliwiała odsłuchanie informacji w komunikatach automatycznych TCZ.

Odczyty układów pomiarowo-rozliczeniowych prowadzone były w Spółce zgodnie z okresami rozliczeniowymi usług dystrybucyjnych, ustalonymi w załączniku⁵⁸ do

⁵⁵ Stan na koniec 2017 r. w latach 2014-2017 odpowiednio było to 61, 52, 52, 56 POKD.

⁵⁶ Pismo z dnia 30 listopada 2017 r., (str. 204 akt kontroli).

⁵⁷ Tamże.

⁵⁸ Warunki świadczenia usług dystrybucji.

umowy o świadczenie usług dystrybucyjnych i wynikającymi z taryfy. W przypadkach braku możliwości odczytu wskazań licznika, oraz braku przekazania danych przez odbiorcę, dokonywane było szacowanie zużycia na podstawie ostatniego posiadanego odczytu oraz standardowego profilu obciążenia⁵⁹ i deklarowanej ilości energii lub średniodobowego zużycia w ostatnim okresie rozliczeniowym. Informacje o rozliczeniach i taryfie udzielane były odbiorcom nieodpłatnie.

(dowód, akta kontroli str. 195-199, 495-501)

Reklamacje w zakresie prawidłowości rozliczeń, co do zasady, odbiorcy energii elektrycznej mogli składać w formie pisemnej. Spółka nie stworzyła elektronicznej platformy do załatwiania reklamacji, jednak na stronie internetowej zamieściła formularz umożliwiający złożenie reklamacji w formie elektronicznej, ze wskazaniem formy kontaktu i odpowiedzi. W latach 2014-2017 wpłynęło 2 028 reklamacji dotyczących rozliczeń. Ponad połowę załatwiono w terminie do pięciu dni. Powyżej maksymalnego 14-dniowego terminu, wynikającego z § 42 pkt 8 *rozporządzenia systemowego* załatwiono 13 spraw, tj. około 0,6% zgłoszonych reklamacji. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych⁶⁰ opóźnienia wynikały ze złożoności spraw i konieczności dodatkowych wyjaśnień lub konsultacji z innymi podmiotami świadczącymi usługi dla Spółki np. z Poczta Polska w zakresie opóźnionych przesyłek.

(dowód akta kontroli str. 262-263)

W latach 2014-2017 w Spółce odnotowano 174 reklamacje dotyczące standardów obsługi odbiorców energii elektrycznej. W 85 przypadkach (około 49%) potwierdzono niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców. W 48 sprawach odbiorcy złożyli wnioski o wypłacenie bonifikaty z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych obsługi, a suma wypłat bonifikat wyniosła 10,6 tys. zł. Udział potwierdzonego niedotrzymania standardów jakościowych, w stosunku do ogólnej liczby odbiorców stanowił znikomy odsetek (ok. 0,0017%).

(dowód, akta kontroli str. 457)

Rokrocznie spadała liczba dokonanych odłączeń od zasilania z 63,4 tys. w 2014 r. do 39,1 tys. w 2017 r. takich przypadków. W ponad 95% dostawy energii elektrycznej wstrzymywano na wniosek sprzedawców. Pozostałe wstrzymania dostaw realizowane na wniosek OSD wynikały z nieuregulowania zobowiązań przez odbiorców (około 80% przypadków) lub w związku z wynikami prowadzonych kontroli, w tym około 14% przypadków w związku z nielegalnym poborem energii elektrycznej. Wstrzymanie dostawy poprzedzone było pisemnymi wezwaniami do zapłaty, a terminy wstrzymania uwzględniały przepisy art. 6b *uPe*.

W latach 2014-2017 Spółka przeprowadziła kontrole u około 2% odbiorców energii elektrycznej z taryfy G (100,1 tys. kontroli). Dokumentacja kontrolna spełniała wymogi określone w *rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 11 sierpnia 2000 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne*⁶¹, a następnie w *rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 15 grudnia 2016 r. w sprawie przeprowadzania kontroli przez przedsiębiorstwa energetyczne*⁶².

W związku z wynikami kontroli podjęto decyzje o wstrzymaniu dostaw energii elektrycznej 1 819 odbiorcom, tj. u około 1,7% podmiotów kontrolowanych. Przyczyną wstrzymania dostaw w 73,9% był nielegalny pobór energii a w 26,1% zły stan instalacji u odbiorcy.

⁵⁹ Według IRIESD dla danego typu klientów.

⁶⁰ Pismo z dnia 13 grudnia 2017 r., znak: 10977/ND/2017.

⁶¹ Dz.U. Nr 75, poz. 866 – uchylone z dniem 1 stycznia 2017 r.

⁶² Dz.U. poz. 2166 – weszło w życie w dniu 1 stycznia 2017 r.

Ujawniono 5 076 przypadków nielegalnego poboru energii elektrycznej. Liczba ujawnianych przypadków, rok do roku, ulegała obniżaniu z 1605 w 2014 r. do 712 w 2017 r. Łącznie, w związku z nielegalnym poborem, Spółka ustaliła wierzytelności w wysokości 21 318 tys. zł, z których około 30,8% wyegzekwowano od odbiorców, 16,6 % umorzono a 52,6% pozostaje niewyegzekwowanych.

Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych⁶³ skala przypadków oraz niski poziom wskaźnika różnicy bilansowej (poniżej 6% od 2015 r.), pozwalają wnioskować o niewielkiej skali procederu nielegalnego poboru energii elektrycznej. Ilości energii elektrycznej pobieranej nielegalnie (niewykazywanej przez układy pomiarowe) stanowi jeden ze składników różnicy bilansowej, której w przeważającej mierze (około 79%) stanowią straty techniczne, wynikające ze zjawisk fizycznych, towarzyszących przepływowi energii w elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.

(dowód, akta kontroli str. 264-270)

W strategii Grupy PGE w ramach, której funkcjonuje Spółka wskazano na społeczną odpowiedzialność biznesu i zrównoważony rozwój, podkreślając dbałość o potrzeby klienta. Według wyjaśnień Dyrektora Departamentu Usług Dystrybucyjnych⁶⁴ Spółka prowadziła działania, m.in. na rzecz edukacji oraz wsparcia osób zagrożonych wykluczeniem społecznym, jak również współpracowała z samorządami terytorialnymi. Spółka, angażowała się w działania na rzecz osób potrzebujących, np. dokonując remontów i doposażenia mieszkań, pomieszczeń terapeutycznych, świetlic itp.

(dowód, akta kontroli str. 200-202, 387-425)

Spółka instalowała przedpłatowe układy pomiarowo-rozliczeniowe uwzględniając wnioski sprzedawców, na mocy obowiązujących GUD oraz GUD-K, w związku z art. 6a ust. 1 pkt 1 i 2 *uPe*, tj. w przypadkach zalegania z zapłatą lub braku tytułu prawnego do nieruchomości. Spółka instalowała również ww. układy pomiarowe z własnej inicjatywy np. w przypadkach użytkowania nieruchomości, obiektu lub lokalu w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu licznika oraz na wniosek odbiorcy, np. podnajmującego nieruchomość osobom trzecim. W latach 2014-2017 r. zainstalowano łącznie 19,3 tys. przedpłatowych układów pomiarowych, w tym 211 z inicjatywy Spółki.

(dowód, akta kontroli str. 202-203, 461-462)

W Spółce obowiązuje *Program Zgodności* zatwierdzony decyzją Prezesa URE z dnia 1 sierpnia 2014 r. Program w szczególności obejmuje zagadnienia dotyczące: szczegółowych obowiązków pracowników OSD i podmiotów powiązanych, zasad ochrony poufności sensytywnych informacji handlowych, działań i środków, jakie podejmuje OSD w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników – potencjalnych użytkowników systemu oraz sprzedawców energii elektrycznej, niezależności OSD oraz zasad wdrożenia i monitorowania programu. W Spółce powołano Inspektora ds. Zgodności, który odpowiada za realizację programu i corocznie sporządza sprawozdanie z jego realizacji do Prezesa URE. Według wyjaśnień Inspektora ds. Zgodności⁶⁵ wszyscy pracownicy Spółki zostali przeszkoleni w związku z wprowadzeniem Programu, jak również prowadzone są szkolenia bieżące, uzupełniające, np. dla nowo zatrudnionych lub pracowników powracających po dłuższych przerwach w pracy. *Program Zgodności* dostępny był na stronie internetowej Spółki.

(dowód, akta kontroli str. 91-129)

⁶³ Pismo z dnia 13 grudnia 2017 r., znak 10977/ND/2017.

⁶⁴ Pismo z dnia 6 grudnia 2017 r., znak: 10676/ND/2017.

⁶⁵ Pismo z dnia 1 grudnia 2017 r., znak: 10509/PW/SU/2017.

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

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność w badanym obszarze.

4. Postępowanie w sprawach spornych

W obowiązującej w Spółce strukturze organizacyjnej nie zostało przewidziane stanowisko Rzecznika Praw Konsumenta. Sprawy sporne dotyczące odbiorców energii elektrycznej, które wpływają do Spółki były procedowane w odpowiadających merytorycznie komórkach organizacyjnych Oddziałów Spółki. W Spółce obowiązywał trójpoziomowy system rozpatrywania skarg klientów: pierwszy poziom – (Rejon) Dyrektor Rejonu energetycznego lub osoba upoważniona do rozpatrzenia skargi, drugi poziom - (Oddział) Dyrektor Generalny Oddziału lub osoba upoważniona, trzeci poziom - (Centrala Spółki) - właściwe do rozpatrzenia skargi biuro/departament lub osoba wskazana przez Prezesa.

W latach 2014-2017 do Spółki wpłynęło 7,7 tys. skarg. Najwięcej skarg dotyczyło: rozliczenia usług dystrybucyjnych (około 22%), majątku sieciowego – odszkodowań, usunięcia urządzeń itp. (około 16%), przerw w dostawie energii elektrycznej (około 16%), jakości dostarczanej energii elektrycznej (około 15%), układów pomiarowych (około 13%), nielegalnego poboru energii elektrycznej (około 7%). Odbiorca mógł złożyć skargę w formie pisemnej (w siedzibie Spółki, w jej Oddziale, Rejonie Energetycznym lub Posterunku Energetycznym), przesłać drogą pocztową, elektroniczną lub faksem. Odpowiedź na skargę formułowana była w zależności od poziomu jej rozpatrywania. Sprawy dwukrotnie rozpatrywano w Oddziale, odpowiednio na poziomie pierwszym i drugim. W przypadku gdy klient ponowił skargę rozpatrywano ją w Centrali Spółki.

Przed Prezesem URE na podstawie art. 8 ust. 1 uPe toczyły się 42 postępowania, głównie z powodu: wstrzymania dostaw energii elektrycznej (34 postępowania), z tego w 27 przypadkach wnioskującym o wstrzymanie była Spółka dokonująca sprzedaży energii elektrycznej, odmowy zawarcia umowy o przyłączenie (6 postępowań). W zakresie wstrzymania dostaw Prezes URE uznał, iż w 14 sprawach wstrzymanie było zasadne a w 11 sprawach za nieuzasadnione. Pozostałe postępowania umorzył.

Od 2017 r. w korespondencji dotyczącej reklamacji lub skarg wynikających z zawartych umów kierowanej do odbiorcy, Spółka zamieszczała klauzule, iż wyraża zgodę na udział w postępowaniu w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich przed Koordynatorem ds. Negocjacji przy Prezesie URE. W 2017 r. odnotowano 5 wniosków o rozstrzygnięcie sporu przez Koordynatora, które pozostają w toku załatwiania. W latach 2014-2017 były 32 wystąpienia rzeczników konsumentów w sprawach dotyczących odbiorców energii elektrycznej. Wnoszone poprzez rzecznika konsumenta sprawy głównie dotyczyły: świadczenia usług dystrybucji (15 spraw), umów przyłączeniowych (7), zmiany sprzedawcy (5). Spośród 32 spraw, OSD w pięciu uznał skargę za zasadną, a w 27 podtrzymał wcześniejsze decyzje i udzielił wyjaśnień.

Odbiorca, w kwestiach spornych mógł również wystąpić o polubowne rozstrzygnięcie sporu przez stały polubowny sąd konsumencki, o którym mowa w art. 37 ustawy z dnia 15 grudnia 2000 r. o Inspekcji Handlowej⁶⁶. W latach 2014-2017 złożono jeden wniosek, jednak Spółka nie wyraziła zgody na rozstrzygnięcie przez sąd polubowny, z uwagi na fakt błędnych odczytów licznika spowodowanych prawdopodobnym działaniem magnesów neodymowych.

⁶⁶ Dz. U. z 2017 r., poz. 1063, ze zm.

Informacje o możliwościach rozstrzygnięcia spraw spornych Spółka zamieszczała na stronie internetowej, w korespondencji z odbiorcami, w regulaminie świadczenia usług dystrybucji będącym integralną częścią umowy o świadczenie usług dystrybucji, jak również na tablicach ogłoszeń w siedzibach oddziałów, rejonów. Na stronach internetowych Spółka publikowała *Kodeks dobrych praktyk OSD*, w którym między innymi informowała, że *każdej sprawie Operator stara się rozwiązać problem polubownie. W przypadku wątpliwości, klient ma możliwość skorzystania z pomocy Federacji Konsumentów, UOKiK lub URE.*

(dowód, akta kontroli str. 255-260)

Ustalono
nieprawidłowości

W działalności kontrolowanej jednostki w przedstawionym wyżej zakresie nie stwierdzono nieprawidłowości

Ocena częściowa

Najwyższa Izba Kontroli ocenia pozytywnie działalność w badanym obszarze.

IV. Wnioski

Wnioski pokontrolne

Przedstawiając powyższe oceny i uwagi wynikające z ustaleń kontroli, Najwyższa Izba Kontroli, na podstawie art. 53 ust. 1 pkt 5 ustawy z dnia 23 grudnia 1994 r. o Najwyższej Izbie Kontroli⁶⁷, wnoszą o:

Zapewnianie właściwych zasobów osobowych i technicznych oraz organizacji wykonywania zadań w celu:

- a) dotrzymywania terminów wydania klientom warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej,
- b) terminowego przekazywania informacji o wskazaniach urządzeń pomiarowych na dzień zmiany sprzedawcy energii elektrycznej,
- c) terminowego załatwiania reklamacji wnoszonych przez odbiorców energii elektrycznej.

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 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.

Obowiązek
poinformowania
NIK o sposobie
wykorzystania uwag
i wykonania wniosków

Zgodnie z art. 62 *ustawy o NIK* proszę o poinformowanie Najwyższej Izby Kontroli, w terminie 21 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, dnia 19 czerwca 2018 r.

Najwyższa Izba Kontroli
Departament Gospodarki,

⁶⁷ Dz. U. z 2017 r. poz. 524.

Skarbu Państwa i Prywatyzacji

Dyrektor
Sławomir Grzelak

(-)

.....
podpis