



Plan Rozwoju w zakresie
zaspokojenia obecnego i przyszłego
zapotrzebowania na energię elektryczną
na lata 2023-2028 dla
TAURON Dystrybucja S.A.

Dokument zawiera informacje
powszechne

Kraków, listopad 2023 r.

Dokument opracowano w Departamencie Inwestycji i Rozwoju Sieci

Spis treści

1.	Wstęp.....	3
1.1	Podstawa prawna.....	3
1.2	Założenia i dokumenty wykorzystane dla opracowania Planu Rozwoju TAURON Dystrybucja	3
2.	Podstawowe informacje o przedsiębiorstwie	4
2.1	Nazwa Spółki	4
2.2	Mapa obszaru działania spółki	4
2.3	Uwarunkowania prawne	5
2.4	Otoczenie TAURON Dystrybucja	6
3.	Plan marketingowy	9
3.1	Wyzwania TAURON Dystrybucja	9
3.2	Przyłączenia obiektów do sieci.....	9
3.3	Inwestycje konieczne w zakresie rozwoju i odtworzenia sieci dystrybucyjnej	10
4.	Załączniki	10

1. Wstęp

1.1 Podstawa prawna

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2028 dla TAURON Dystrybucja S.A. (dalej: Plan Rozwoju TAURON Dystrybucja) opracowano na podstawie art. 16 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku – Prawo energetyczne (Dz.U.2022.0.1385, z późn. zm.) (dalej: Ustawa). Szczegółowy zakres dokumentu przygotowano na podstawie informacji wynikających z „Kwestionariusza aktualizacji projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2028 w zakresie lat 2024-2028”.

1.2 Założenia i dokumenty wykorzystane dla opracowania Planu Rozwoju TAURON Dystrybucja

Planu Rozwoju TAURON Dystrybucja powstał w celu wypełnienia obowiązku TAURON Dystrybucja S.A. (dalej TAURON Dystrybucja) jako Operatora Systemu Dystrybucyjnego określonego w Ustawie. Dostarczanie energii elektrycznej w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, jest głównym obowiązkiem TAURON Dystrybucja.

Plan Rozwoju TAURON Dystrybucja opracowano uwzględniając:

- a) cele określone w dokumencie Urzędu Regulacji Energetyki (URE) „Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”,
- b) obowiązujące przepisy prawa, w szczególności Ustawy, rozporządzenia i dyrektywy UE,
- c) Politykę Energetyczną Polski do 2040 roku (PEP2040),
- d) założenia obowiązujące przy opracowaniu Taryfy TAURON Dystrybucja na 2023 rok,
- e) plany zagospodarowania przestrzennego województw, miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego oraz plany zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe,
- f) ramowych założeń KET
- g) analizy i opracowania własne określające:
 - zakres niezbędnej rozbudowy i modernizacji sieci dystrybucyjnej wysokich napięć,
 - zakres niezbędnej rozbudowy i dostosowania sieci średnich i niskich napięć do potrzeb realizacji umów o przyłączenie,
 - inwestycje mające na celu poprawę bezpieczeństwa pracy sieci, niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej,
 - inwestycje wynikające z eliminowania zagrożeń ekologicznych,
 - konieczne integracje i rozbudowy systemów zarządzania w Spółce, w tym m.in. systemu SCADA, systemu zarządzania majątkiem sieciowym, systemów pomiarowych wraz z niezbędną rozbudową sieci informatycznych i telekomunikacyjnych,
 - niezbędne wyposażenie służb pogotowia energetycznego i serwisu w narzędzia, sprzęt i środki transportowe,
 - zakres niezbędnej modernizacji, rozbudowy i przebudowy budynków.

Przy opracowywaniu Planu Rozwoju TAURON Dystrybucja, z uwzględnieniem możliwości finansowych Spółki, brano pod uwagę także:

- potencjalne lokalizacje nowych źródeł wytwórczych,
- zdolności dystrybucyjne systemu elektroenergetycznego i stopień jego wykorzystania,
- inwestycje planowane przez innych operatorów systemów dystrybucyjnych,
- wyniki opracowywanej wspólnie z PSE koncepcji rozwoju sieci WN i NN do roku 2025,
- Plan rozwoju Operatora Systemu Przesyłowego.

2. Podstawowe informacje o przedsiębiorstwie

2.1 Nazwa Spółki

TAURON Dystrybucja Spółka Akcyjna
ul. Podgórska 25A
31-035 Kraków
NIP: 6110202860, REGON: 230179216

2.2 Mapa obszaru działania spółki

Mapę obszaru działania TAURON Dystrybucja z wyodrębnieniem Oddziałów przedstawiono na rysunku nr 1.



Rysunek 1. Obszar działania TAURON Dystrybucja

2.3 Uwarunkowania prawne

TAURON Dystrybucja, jako przedsiębiorstwo energetyczne działa w oparciu o udzieloną przez Prezesa URE koncesję na dystrybucję energii elektrycznej i jest zobowiązana do wykonywania działalności na zasadach określonych w Ustawie wraz z aktami wykonawczymi.

Ustawa nakłada na TAURON Dystrybucja szereg obowiązków, m.in.:

- 1) utrzymanie zdolności urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych,
- 2) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- 3) zapewnienie realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie,
- 4) zawierania umów o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci,
- 5) sporządzanie planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną,
- 6) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,
- 7) prowadzenie eksploatacji, konserwacji i remontów sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,
- 8) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,
- 9) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi, w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i koordynacji ich rozwoju,
- 10) instalację liczników zdalnego odczytu u odbiorców końcowych,
- 11) instalację liczników zdalnego odczytu na wszystkich stacjach transformujących SN/nN,
- 12) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,
- 13) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- 14) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,
- 15) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez m.in.:
 - a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,
 - b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,

- 16) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej,
- 17) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV,
- 18) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV,
- 19) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.

2.4 Otoczenie TAURON Dystrybucja

Rozwój technologiczny i gospodarczy, rosnące oczekiwania klientów co do zapewnienia niezawodności i jakości dostaw energii elektrycznej, rozwój OZE, w tym mikroinstalacji, magazynów energii a przede wszystkim elektryfikacja (ogrzewanie elektryczne, transport elektryczny) stawiają przed OSD wymóg zapewnienia odpowiedniej struktury i stanu urządzeń elektroenergetycznych. Rozwój OZE oraz elektryfikacja ogrzewania i transportu powodują konieczność szybkiego dostosowania linii niskich i średnich napięć do nowych warunków pracy. Możliwości przyłączania źródeł i odbiorców do istniejących sieci, które zostały zaprojektowane głównie w czasach powszechnej elektryfikacji, są ograniczone. Sieć dystrybucyjna energii elektrycznej stanowi podstawową płaszczyznę integracji wytwórców OZE, prosumentów i odbiorców i bez szybkiej modernizacji może stanowić poważne ograniczenie, a nawet uniemożliwić realizację założeń zielonego ładu UE, w tym osiągnięcia neutralności klimatycznej. Biorąc pod uwagę skalę majątku TAURON Dystrybucja (ponad 246 tys. km linii dystrybucyjnych) nie ma możliwości przebudowy znaczącej ilości sieci bez wsparcia dodatkowymi środkami pomocowymi. W przypadku braku środków pomocowych, celem spełnienia założeń zielonego ładu konieczne będzie duże, skokowe zwiększenie opłat za usługę dystrybucyjną dla odbiorców energii elektrycznej. Ponadto celem poprawy stanu technicznego sieci i zmniejszenia jej awaryjności, z uwagi na skalę majątku konieczne jest pilne zintensyfikowanie działań odtworzeniowych w sieci dystrybucyjnej.

Dostosowanie sieci do nowych warunków pracy powinno być realizowane z uwzględnieniem poprawy niezawodności i jakości dostarczanej energii elektrycznej. Konieczna jest przebudowa napowietrznych linii SN na linie kablowe, zapewnienie rezerwowania zasilania (domykanie sieci SN do układów pętlowych), sterowalności (automatyzacja) oraz obserwowalności (monitorowanie) stanu i parametrów elektrycznych sieci SN. Konieczna jest kontynuacja i jednocześnie intensyfikacja działań związanych z zabudową w sieci SN urządzeń realizujących funkcje łączeniowe oraz urządzeń monitorujących stan i parametry elektryczne sieci. Zmiany technologiczne wynikające z przebudowy linii napowietrznych SN na linie kablowe spowodują m.in. wzrost prądów pojemnościowych w sieci i konieczność modernizacji układów kompensacyjnych a w uzasadnionych przypadkach zmianę punktu pracy sieci SN i/lub skrócenia ciągów SN poprzez dobudowę nowych stacji WN/SN wraz z liniami zasilającymi WN. Nowe stacje transformatorowe oraz zmodernizowane sieci o większych przekrojach stworzą warunki techniczne do przyłączenia nowych mocy. Z drugiej strony istotnym czynnikiem jest zapotrzebowanie na moc. Ograniczone zapotrzebowanie na

moc względem zainstalowanej mocy OZE powoduje konieczność ograniczania generacji źródeł energii przyłączonych m.in. do sieci dystrybucyjnej. Niezbędnym elementem rozwoju sieci SN jest również monitorowanie jej stanu i parametrów elektrycznych, w zależności od potrzeb: w czasie rzeczywistym, cyklicznie, na żądanie lub po wystąpieniu określonych zdarzeń w sieci. Na potrzeby analizy dużej ilości danych i szybkiego uzyskania informacji o stanie sieci przez dyspozytora, osoby planujące działania na sieci i system nadzoru, konieczny jest rozwój systemów SCADA, wdrożenie systemów okołoscadowych klasy FDIR, DMS oraz integracja tych systemów z systemami GIS a także budowa nowoczesnych kanałów łączności. W efekcie realizacji planowanych działań sektor dystrybucji uzyska sieć o standardzie „smart grid”, poprawę jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej. Potrzeby w zakresie nakładów inwestycyjnych na kompleksowe dostosowanie sieci dystrybucyjnej do potrzeb transformacji energetycznej mogą wynieść kilkadziesiąt miliardów złotych, a co najmniej kilkanaście miliardów należy przeznaczyć na przebudowę sieci w stosunkowo krótkim czasie, tj. do 2030 roku.

W lutym 2021 roku Rada Ministrów zatwierdziła „**Politykę energetyczną Polski do roku 2040**”, która określa długoterminową wizję m.in. dla sektora dystrybucji energii elektrycznej do 2040 roku. Dokumentu względem OSD zawiera wymagania m.in.:

- **stopień odtworzenia infrastruktury powinien wynosić co najmniej 1,5% rocznie** do czasu osiągnięcia średniej wieku infrastruktury poniżej 25 lat,
- **wskaźniki jakości dostaw energii, tj. czas i częstość trwania przerw w dostawach (SAIDI, SAIFI) w KSE powinny ulegać stałej poprawie** – dla SAIDI wyznaczono cel 85 min./odb. w 2030 r.,
- **odbudowa linii niskich napięć (nN)** powinna odbywać się przy użyciu przewodów izolowanych lub poprzez skablowanie,
- opracowanie **krajowego planu skablowania sieci średniego napięcia do 2040 r.**, którego skutkiem realizacji będzie zwiększenie udziału linii kablowych w liniach SN w Polsce do poziomu średniej w UE,
- zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć **elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji** (odpowiednio do 2025 i 2030 r.)
- wyposażenie systemów oraz linii SN i nN w **urządzenia diagnostyki i analizy pracy sieci** (odpowiednio do 2025 i 2030 r.)
- wdrożenie **cyfrowego systemu łączności w sieci dla OSD**,
- zapewnienie przez OSD **liczby pracowników i sprzętu odpowiednich dla zapewnienia standardów** określonych w regulacjach dotyczących warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- stworzenie warunków funkcjonowania *internetu rzeczy*,
- *wyposażenie 80% gospodarstw domowych w liczniki zdalnego odczytu do 2028 r. – działanie 4A.2.*
- zapewnienie warunków osiągnięcia co najmniej 23% w 2030 r. udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto,
- **do 2025 r. 85% umów przyłączeniowych powinno być realizowanych w 12 miesięcy.**

Plany budowy źródeł wytwórczych na północy kraju (FW na Bałtyku, budowa elektrowni atomowej) oraz wysokie rozproszenie źródeł OZE powodują znaczące zmiany w rozptywach mocy i mogą powodować przeciążenia w sieci WN. Konieczna jest realizacja zadań inwestycyjnych, które wynikają z Planu rozwoju OSP.

Istotnym zagadnieniem, które wpływa na bezpieczeństwo pracy sieci jest również konieczność redukcji/ograniczania na polecenie PSE generacji źródeł OZE przyłączonych do sieci TD. W najbliższym czasie konieczne jest wprowadzenie mechanizmów redysponowania mocą. Istniejący odbiorcy coraz częściej są zainteresowani rozbudową swoich instalacji o źródła wytwórcze. Ponadto pojawiają się nowe regulacje ułatwiające dalszy rozwój OZE np. linie bezpośrednie. W efekcie powoduje to zmniejszenie zapotrzebowania na moc w KSE i przy rozwoju OZE powoduje konieczność wprowadzania coraz większych redukcji/ograniczeń generacji OZE. To z kolei powoduje pilną potrzebę rozbudowy układów sterujących i narzędzi IT, które w szerszym zakresie umożliwią zarządzanie generacją i utrzymaniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Przewiduje się, że w najbliższych latach, sieć energetyczna może nie tylko służyć do transportu energii elektrycznej, ale także jako platforma do integracji działań i zachowań różnych podmiotów, nie tylko wytwórców i odbiorców. Obecnie dynamicznie rozwija się obszar OZE, a w najbliższej perspektywie sieć powinna być przygotowana do obsługi domowych magazynów energii, stacji ładowania samochodów z napędem elektrycznym oraz ogrzewania elektrycznego.

W związku z powyższym, w kolejnych latach przewiduje się konieczność wprowadzenia szeregu rozwiązań innowacyjnych związanych z wdrażaniem nowych technologii, takich jak:

- inteligentne sieci elektroenergetyczne (Smart Grid),
- nowoczesne systemy i kanały komunikacji,
- możliwość kształtowania zużycia energii elektrycznej (programy DSM, DSR).

W związku z dynamicznymi zmianami na rynku energii, dotyczącymi bezpośrednio działalności OSD, w tym przede wszystkim znacznym wzrostem liczby i mocy OZE w systemie, instalacją liczników zdalnego odczytu na masową skalę, wsparciem rozwoju elektryfikacji, procesem kablowania sieci, zapewnienia łączności i cyberbezpieczeństwa, a w nieodległej perspektywie przyłączaniem magazynów energii, pozyskiwaniem usług elastyczności, inwestycje OSD stają się priorytetowymi i wymagają dodatkowego wsparcia na poziomie regulacyjnym i częściowo także prawnym. Co istotne, inwestycje wynikające z obowiązujących przepisów są i będą realizowane jako wymagane, jednak ich dynamika i zakres są powiązane z ilością środków finansowych, którymi dysponować będą Operatorzy.

Celem spełnienia oczekiwań Klientów oraz realizacji nowych obowiązków nakładanych na OSD konieczne jest wprowadzenie i realizacja zintegrowanego i skoordynowanego programu inwestycyjnego w 8 kluczowych priorytetach:

1. **Elektryfikacja**

- *dostosowanie sieci do zmian technologicznych u naszych odbiorców (ogrzewanie elektryczne, pompy ciepła, wzrost zapotrzebowania na moc),*
- *rozbudowa sieci dla przemysłu z uwzględnieniem poprawy jakości energii elektrycznej dla wysoko zautomatyzowanych procesów produkcyjnych,*
- *przyłączanie do sieci nowych obiektów,*

2. **Elektryfikacja transportu**

- *stworzenie warunków technicznych dla ładowania pojazdów elektrycznych,*
- *rozbudowa i modernizacja sieci na potrzeby transportu kolejowego,*

3. **Wsparcie przyłączenia OZE**

- *stworzenie nowych dostępnych mocy przyłączeniowych dla OZE,*

4. **Wzrost odporności sieci na ekstremalne warunki pogodowe**

- *przebudowa linii SN na kablowe,*
- *budowa nowych powiązań sieciowych,*
- 5. Modernizacja**
- *odtworzenie wyeksploatowanego majątku ze zmianą technologii,*
- 6. Cyfryzacja i automatyzacja**
- *poprawa elastyczności sieci,*
- *integracja liczników AMI we wszystkich kluczowych procesach biznesowych,*
- *aktywne zarządzanie siecią,*
- *bezpieczeństwo cybernetyczne,*
- *rozwój systemów i algorytmów IT/OT,*
- 7. Smart metres (AMI)**
- *wdrożenie liczników zdalnego odczytu,*
- 8. Magazyny energii i inne**
- *zarządzanie pracą magazynów przyłączonych do sieci,*
- *wyposażenie służb serwisu, sprzęt do prac pod napięciem,*
- *rozwój diagnostyki sieciowej,*
- *utrzymanie budynków i floty samochodów.*

3. Plan marketingowy

3.1 Wyzwania TAURON Dystrybucja

Podstawowymi celami w perspektywie długoterminowej TAURON Dystrybucja jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy sieci i niezawodności dostaw energii elektrycznej, poprawa jakości energii elektrycznej, dostosowanie sieci do potrzeb klientów, w tym rozwoju OZE i elektryfikacji oraz zwiększenie elastyczności i sterowalności sieci. W celu budowy odpowiedniego układu pracy sieci, konieczne jest opracowanie coraz bardziej złożonych analiz i koncepcji rozwoju sieci. Rozproszone i niestabilne źródła OZE powodują konieczność zwiększenia obserwowalności sieci w czasie rzeczywistym i odpowiedniego zarządzania ruchem w sieci dystrybucyjnej, w tym wprowadzania ograniczeń w generacji.

3.2 Przyłączenia obiektów do sieci

Przyłączanie nowych obiektów do sieci buduje potencjał dla świadczenia usług dla nowych klientów w zakresie dostarczania energii oraz zwiększa bezpieczeństwo systemu elektroenergetycznego.

Ilość realizowanych zadań przyłączeniowych wynika z potrzeb klientów i możliwości finansowych TAURON Dystrybucja. Obserwujemy wysoką aktywność klientów na obszarach stref ekonomicznych, dużych aglomeracji i ich okolic, w szczególności w zakresie budownictwa mieszkalnego (indywidualnego i zbiorowego) oraz przemysłowego, co bezpośrednio przekłada się na ilości zawieranych i realizowanych umów o przyłączenie.

Realizacja zadań związanych z przyłączeniem nowych obiektów będzie realizowana w oparciu o standardy techniczne budowy sieci, które obowiązują w TAURON Dystrybucja. Zakres rzeczowy zadań związanych z przyłączeniami klientów jest różny i każdorazowo wynika

z przeprowadzonej analizy technicznej potrzeb klienta w zakresie oczekiwanej mocy przyłączeniowej oraz parametrów dostawy energii elektrycznej oraz możliwości sieci dystrybucyjnej w danej lokalizacji. Należy wskazać, że realizacja zadań związanych z przyłączeniami (odbiorców jak i źródeł) wiąże się także w niektórych przypadkach z koniecznością poniesienia nakładów na modernizację istniejących linii i stacji lub wymianę transformatorów na jednostki o większej mocy.

Planowane nakłady w grupie A obejmują również realizację zawartych umów o przyłączenie z wytwórcami. Duża aktywność inwestorów w obszarze przyłączeń nowych źródeł energii elektrycznej spowodowała dynamiczny wzrost mocy przyłączeniowej źródeł OZE, które są już przyłączone do sieci lub są planowane do przyłączenia w najbliższych latach. Moc przyłączeniowa źródeł OZE z uwzględnieniem mikroinstalacji na koniec roku 2022 wyniosła 4,2 GW, a na koniec 2028 prognozuje się, że ta moc osiągnie 12,2 GW. Prognozuje się również, że w roku 2026 sumaryczna moc źródeł OZE przekroczy zapotrzebowanie na moc szczytową (9 GW), która w 2022 roku w sieci TAURON Dystrybucja wyniosła 8,9 GW. Dalszy wzrost mocy OZE będzie wiązał się z koniecznością wprowadzania ograniczeń dla wytwórców w zakresie zmniejszenia generacji lub nawet wyłączenia źródeł energii.

Z uwagi na dużą skalę działań, która obejmuje realizację kilkudziesięciu tysięcy zadań inwestycyjnych rocznie ich realizacja będzie przebiegała głównie systemem zleconym, przy stosunkowo niewielkim udziale wykonawstwa własnego.

3.3 Inwestycje konieczne w zakresie rozwoju i odtworzenia sieci dystrybucyjnej

W związku z dynamicznym rozwojem OZE oraz spodziewaną elektryfikacją transportu i ogrzewania Spółka ukierunkowała swoje działania inwestycyjne na poprawę elastyczności sieci. W miarę możliwości finansowych Spółka planuje zwiększyć liczbę realizowanych zadań w zakresie: zwiększenia przepustowości linii WN, przebudowy napowietrznych linii SN na linie kablowe, zapewnienia rezerwowania zasilania (domykanie sieci SN do układów pętlowych), poprawy sterowalności sieci (automatyzację) oraz obserwowalności jej stanu (monitorowania), wymiany przewodów w sieci nN na izolowane oraz dobudowę nowych stacji transformatorowych. Takie działania pozwolą na zwiększenie dostępnych mocy przyłączeniowych dla źródeł OZE oraz dostosowanie sieci do rosnącego obciążenia, które wynika z postępującej elektryfikacji (m.in. elektryfikacji transportu i ogrzewania).

Należy zaznaczyć, że podstawowymi barierami w sprawnej i terminowej realizacji inwestycji sieciowych podnoszących bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, w dalszym ciągu pozostają bariery prawne, związane z nabywaniem prawa drogi dla obiektów liniowych.

4. Załączniki

1. Moduł planu inwestycyjnego – część jawna