



UNIWERSYTET SZCZECIŃSKI
INSTYTUT ZARZĄDZANIA

Jakub Maciej Dowejko

Dysertacja doktorska pt.

**ZARZĄDZANIE ROZWOJEM OPERATORÓW SYSTEMU
DYSTRYBUCYJNEGO W KONTEKŚCIE NIEZAWODNOŚCI
SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ**

Promotor:

dr hab. Wojciech Drożdż, prof. US

Szczecin 2022

Spis treści

Wykaz skrótów	5
Abstract	8
Wstęp	11
ROZDZIAŁ I ZARZĄDZANIE PRZEDSIĘBIORSTWEM ENERGETYCZNYM W ASPEKTCIE JEGO ZASOBÓW	15
1.1 Istota przedsiębiorstwa i jego zasobów.....	15
1.2. Zarządzanie przedsiębiorstwem jako subdyscyplina zarządzania	27
1.3 Przedsiębiorstwo energetyczne jako składowa systemu energetycznego	47
ROZDZIAŁ II INFRASTRUKTURA PRZESYŁOWA I CZYNNIKI JEJ NIEZAWODNOŚCI	72
2.1 Infrastruktura przesyłowa jako specyficzna część infrastruktury	72
2.2 Składowe infrastruktury sieci elektroenergetycznej i systemy ich zarządzania.....	87
2.3 Niezawodność sieci elektroenergetycznej - miary i determinanty	115
ROZDZIAŁ III CHARAKTERYSTYKA ZASOBÓW JAKO POTENCJAŁU OPERATORÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO W POLSCE	139
3.1 Analiza wybranych zasobów największych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego	139
3.2 Postulowane kierunki wzmacniania potencjału zasobów polskich Operatorów Systemu Dystrybucyjnego	149
3.3 Koncepcja nowego zarządzania przedsiębiorstwem energetycznym, pełniącym funkcję OSD w kontekście niezawodności sieci elektroenergetycznych.....	170
ROZDZIAŁ IV STRATEGICZNE KIERUNKI INWESTYCYJNE OSD.....	200
4.1 Procesy inwestycyjne i analiza ryzyka w Operatorach Systemów Dystrybucji.....	200
4.2 Analiza inwestycji sieciowych największych Polskich OSD w Polsce.....	220
4.3 Analiza inwestycji nie sieciowych największych OSD w Polsce	236
ROZDZIAŁ V PREFEROWANE ROZWIĄZANIA ZARZĄDZANIA I WSKAZANIE POSTULOWANYCH KIERUNKÓW ROZWOJU	248
5.1 Metodologia badawcza.....	248
5.2 Wielokryterialny ranking Operatorów Systemów Dystrybucji	256
5.3 Perspektywy inwestowania polskich Operatorów Systemu Dystrybucyjnego.....	272
Podsumowanie	283
Bibliografia	287
Spis tabel	299
Spis rysunków	302

OŚWIADCZENIE 1

Oświadczam, że przedkładaną rozprawę doktorską napisałem samodzielnie. Oznacza to, że przy pisaniu rozprawy pt. „Zarządzanie rozwojem operatorów systemu dystrybucyjnego w kontekście niezawodności sieci elektroenergetycznej” poza niezbędnymi konsultacjami, nie korzystałem z pomocy innych osób, a w szczególności nie zlecałem opracowania rozprawy lub jej części innym osobom, ani nie odpisywałem rozprawy lub jej części od innych osób. Jednocześnie przyjmuję do wiadomości, że gdyby powyższe oświadczenie okazało się nieprawdziwe, uchwała o nadaniu mi stopnia doktora zostanie cofnięta.

....., dnia

miejsowość

.....

podpis

OŚWIADCZENIE 2

~~Wyrażam zgodę~~ / nie wyrażam zgody* na udostępnienie mojej rozprawy pt. „Zarządzanie rozwojem operatorów systemu dystrybucyjnego w kontekście niezawodności sieci elektroenergetycznej”

....., dnia

miejsowość

.....

podpis

* zaznaczyć właściwe

Wykaz skrótów

SKRÓT	ZNACZENIE
CDM	centralna dyspozycja mocy
EDSO	european distribution system operators – europejskie stowarzyszenie operatorów systemów dystrybucyjnych
EURO₀₀	wartość euro wyrażona w kursie rynkowym w roku 2000
EV	electric vehicle (pojazd o napędzie elektrycznym)
GPZ	główny punkt zasilania
KDM	krajowa dyspozycja mocy
KPI	key performance indicators – kluczowe wskaźniki efektywności
KPI₂₀₁₈₋₂₀₂₅	poziom wskaźnika dla którego wyznaczana jest ocena wykonania kpi
KPI₂₀₂₅	poziom wskaźnika w 2025 roku
KSE	krajowy system elektroenergetyczny
KWH	kilowatogodzina
MK₂₀₁₈₋₂₀₂₅	maksymalna wartość wskaźnika, po przekroczeniu którego dla osd nie będzie zwiększany poziom kary finansowej
MTOE	milion ton oleju ekwiwalentnego
nN	sieć niskiego napięcia
NN	sieć najwyższego napięcia
ODM	obszarowa dyspozycja mocy
OSD	operator systemu dystrybucyjnego
OSD_N	operator systemu dystrybucyjnego (mały – który posiada mniej niż 100 tys. odbiorców)
OUK	operator usługi kluczowej
OZE	odnawialne źródła energii

PESTEL	metoda analizy strategicznej makrotoczenia, polegająca na zidentyfikowaniu oraz przeanalizowaniu szeregu czynników zewnętrznych, które mogą mieć wpływ na organizację. w jej ramach bada się przede wszystkim: czynniki polityczne (political factors), ekonomiczne (economic factors), społeczno-kulturowe (social factors) i technologiczne (technological factors), prawne (legal factors), a także środowiskowe (environmental factors).
PKB	produkt krajowy brutto
PN₂₀₁₈₋₂₀₂₅	przedział neutralny dla danego okresu
PSE	państwowe sieci elektroenergetyczne
PS_{KPI}	punkt startowy/wyjściowy w okresie rozliczeniowym
PTPIREE	polskie towarzystwo przesyłu i rozdziału energii elektrycznej
RDM	rejonowa dyspozycja mocy
RDR	rejonowa dyspozycja mocy
SMART GRID	sieć elektroenergetyczna oparta o technologie cyfrowe używane do dystrybucji energii elektrycznej za pośrednictwem dwustronnej komunikacji z użytkownikiem. pozwala ona na monitoring, analizę, kontrolę i komunikację w czasie rzeczywistym łańcucha dostaw energii elektrycznej dla zapewnienia niezawodności oraz minimalizacji popytu i kosztów zużycia energii elektrycznej
SMART METERING	składowa systemu smart grid, obejmująca procesy biznesowe oraz urządzenia techniczne (w tym liczniki inteligentne)

	<p>służące do gromadzenia i dystrybucji danych pomiarowych w czasie rzeczywistym na potrzeby poprawy efektywności ekonomicznej popytu na energię elektryczną u odbiorcy końcowego</p>
SN	sieć średniego napięcia
SWOT	<p>jedna z podstawowych metod analizy strategicznej określająca mocne i słabe strony przedsiębiorstwa, jak również szanse i zagrożenia przed nim stojące</p>
UE	unia europejska
URE	urząd regulacji energetyki
WN	sieć wysokiego napięcia
ZDR	zakładowa dyspozycja mocy

Abstract

The energy sector plays a key role both for the national security and for the functioning of other economic branches in the country. Moreover, it is regulated to a large extent, despite many dynamic changes taking place in it. The energy transformation that is taking place in the current years will determine the functioning of other economic sectors to an even greater extent than it was a dozen or so years ago. The dissertation provides an in-depth analysis of the operation of DSOs in the energy market and in the sector. The research gap was filled by comparing the correlation of multi-criteria parameters of the functioning of these entities in Poland over the analyzed years. However, it should be remembered that some determinants derive from the natural geographic monopoly in which these enterprises operate. In addition, new entities on the demand side appear on the energy market, which significantly affect the operation of enterprises such as DSOs, and at the same time affect the reliability of energy networks. This dynamically changing landscape of the sector creates new operational challenges for the operation of the power system, both at the mass and distribution level. The new role of the DSO in the changing energy market may face these challenges, while creating space for a future, fully integrated smart grid, which in the future will be the basis for the comprehensive operation of the power system, in which various stakeholders will implement and benefit from new solutions. potential benefits. Such solutions will allow for the monitoring of many network parameters and allow the exchange of information in real time, necessary to constantly increase the level of reliability of energy networks. In addition, smart grids are a key innovation in electricity systems that can enable today's infrastructure to cope with the challenges of a reliable and efficient electricity supply system (using renewable energy sources). The dissertation proposes several solutions that may be of significant importance for the future operation of DSOs and proposed various forms of improving the quality of operation of individual areas of Operators. However, this is a long process and requires appropriate financial outlays, potentially larger than before, the DSOs allocated to the development of their resources. In particular, these investments can be significant in the initial stages of research into technology development and in the first stages of its implementation and network integration. However, this process seems to be inevitable and will allow DSOs to open up to new paths in the development of their services.

In the work, a number of own studies and researches was used, such as:

- a) Analysis of the literature on the subject - theoretical outline of the foundations of the topic.
- b) Comparative research - analysis of the assumed goal with the real state.

- c) Case studies - detailed considerations of selected situations in relation to the studied phenomenon.
 - d) Mathematical and statistical methods - analysis of data from primary and secondary sources.
 - e) Logical analysis - in order to present the results, interpret the research problem and find a solution through induction and deduction.
 - f) Own research - an attempt to develop one's own model management concept for a given case.
- As a result of the above, many interesting results were obtained. The aim of the work is to indicate the desired directions of managing the development of Distribution System Operators in Poland, in the context of increasing the reliability of their power grid.

The first chapter presents the essence of the functioning of enterprises on economic markets and issues related to appropriate management, necessary for the constant development of these entities. Moreover, an energy company was also presented as a component of the energy system.

The second chapter describes the energy infrastructure of key importance for the economy and a number of its reliability factors. The transmission infrastructure was located in the infrastructure collections and its components were indicated, along with their management systems. In the further part of the chapter, the essence of the power grid reliability as well as the measures and determinants of this state are also described.

Chapter three presents the resources of DSOs that determine the functioning of these entities in the sector on a daily basis. In addition, the proposed directions for strengthening this potential are described, as well as a specific concept of managing a modern energy company that performs the function of the Distribution System Operator.

The fourth chapter deals with issues related to strategic investment directions in DSOs. Two key aspects are presented, i.e., both network and non-network investments.

The fifth chapter presents a multi-criteria ranking of the largest DSOs in Poland. The further part of the chapter also describes the prospects for their further development and investments necessary for the integration of technologies on the networks of the future. In the era of new challenges faced by Distribution System Operators, the increased investment expenditure amounts to several billion zlotys. That is why it is so important to properly analyze existing investments and to set current trends and visions for the future of the energy sector, taking into account all resources at the disposal of the DSO.

Taking up this topic was dictated not only by the fact that the energy sector is a key sector in the economy and conditions the functioning of other branches in the national economy, but also

an attempt to classify, and thus create a specific ranking of, the largest DSOs in Poland. Until now, in the literature on the subject, the issue related to the creation of a specific ranking of Distribution System Operators still seemed to be a marginalized issue and at the same time difficult to define - therefore the following study fills a certain research gap.

Keywords: energy sector, distribution system operator, investment management

Wstęp

Każde przedsiębiorstwo funkcjonujące na rynku powinno mieć ściśle określone cele, które są realne do osiągnięcia. Wskazane kryteria, wymuszają wykorzystanie odpowiednich zasobów oraz obranie odpowiedniej strategii do efektywnego ich wykorzystania w celu jak najszybszego osiągnięcia oczekiwanego rezultatu. „Zwinne” zarządzanie nowoczesnym przedsiębiorstwem (ang. Agile Management), to podejście do organizacji pracy w celu zapewnienia nowych produktów lub usług w sposób elastyczny i w interaktywnej formie. W odróżnieniu od standardowego zarządzania, koncepcja Agile manifestuje cztery główne wartości tj. komunikacja z otoczeniem zewnętrznym jako priorytet w stosunku do standardowych procedur i narzędzi, koncentracja na dostarczeniu działających rozwiązań, współpraca z klientami oraz bycie otwartym na zmiany zakresu zamiast ich ograniczanie. W myśl koncepcji, nowoczesne zarządzanie to reagowanie na różne sytuacje powstające w bliższym oraz dalszym otoczeniu przedsiębiorstwa. Dlatego odpowiednie zarządzanie i kierownictwo mogą przynieść znaczne korzyści, ale z drugiej strony nierozważne kroki mogą doprowadzić do upadku i bankructwa. Powyższe zagadnienia są szczególnie istotne dla sektorów o dużym znaczeniu gospodarczym. Takim sektorem, jest branża energetyczna w której funkcjonują Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego (OSD), czyli przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej oraz jej niezbędną rozbudowę, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Terminem OSD, określa się również osobę fizyczną lub prawną odpowiedzialną za działalność operacyjną i zapewnienie utrzymania, a w razie potrzeby, również za rozwój systemu dystrybucyjnego, połączenia z innymi systemami i za zapewnienie długookresowej zdolności systemu do pokrycia uzasadnionego zapotrzebowania na dystrybucję energii elektrycznej.

W dzisiejszych czasach energetyka w znacznym stopniu determinuje jakość życia ludzi, a jej oddziaływanie można zaobserwować w różnych sferach rozwoju społeczno-gospodarczego. Natomiast z punktu widzenia państwa, jest ona sektorem w znacznej mierze zależnym od wielu czynników takich jak m.in. stan gospodarki kraju, krajowe i europejskie regulacje prawne, dostępność energetycznych surowców naturalnych czy sytuacja na rynkach towarowych. Wszystkie te składowe mają w ujęciu strategicznym znaczący wpływ na poziom bezpieczeństwa państwa. Zarządzanie zasobami, systemem energetycznym oraz prowadzenie z użytkownikami tego systemu rozliczeń wynikających z niezbilansowania energii elektrycznej

dostarczonej do systemu dystrybucyjnego i pobranej z tego systemu; zakup energii elektrycznej, w celu pokrywania strat powstałych w sieci dystrybucyjnej podczas dystrybucji energii elektrycznej tą siecią oraz stosowanie przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur rynkowych przy zakupie tej energii stanowią podstawę dla poprawnego działania całego systemu w ujęciu zachowania niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz stałej poprawy jakości dostawy energii do odbiorców.

Celem pracy jest wskazanie pożądanego kierunku zarządzania rozwojem Operatorów Systemu Dystrybucyjnego w Polsce, w kontekście zwiększenia niezawodności ich sieci elektroenergetycznej. Ponadto, sformułowano również szereg celów pomocniczych:

- A. Opracowanie charakterystyki potencjałów rozwojowych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego oraz zasobów którymi dysponują.
- B. Określenie rang dla Operatorów Systemu Dystrybucyjnego z uwagi na dotychczasowe wykorzystanie potencjału (zasobów oraz inwestycji).
- C. Dokonanie analizy struktury kierunków inwestycyjnych.
- D. Dokonanie analizy struktur organizacyjnych.
- E. Wskazanie głównych czynników zewnętrznych, mających wpływ na funkcjonowanie Operatorów Systemu Dystrybucyjnego w Polsce.

Na podstawie powyższych założeń, sformułowano hipotezę badawczą:

Cztery największe przedsiębiorstwa sektora energetycznego pełniące funkcję Operatora Systemu Dystrybucyjnego w Polsce, prowadzą indywidualną politykę zarządzania rozwojem, dążąc do niezawodności sieci elektroenergetycznej.

Aby dokonać pełnej analizy zagadnienia, wykorzystano wybrane metody badawcze, do których należą:

- a) Analiza literatury przedmiotu – zarys teoretyczny podstaw podjętego tematu.
- b) Badania porównawcze – analiza założonego celu ze stanem rzeczywistym.
- c) Analiza przypadków – szczegółowe rozważania wybranych sytuacji w związku z badanym zjawiskiem.
- d) Metody matematyczno-statystyczne – analiza danych pochodzących ze źródeł pierwotnych i wtórnych.
- e) Analiza logiczna – w celu przedstawienia wyników, interpretacji problemu badawczego oraz znalezienia rozwiązania drogą indukcji i dedukcji.

- f) Badania własne – próba opracowania własnej, modelowej koncepcji zarządzania dla wskazanego przypadku.

Natomiast pełny zakres pracy zestawiono jako:

Podmiotowy	Działalność czterech największych Operatorów Systemów Dystrybucyjnych w Polsce, do których zalicza się: Tauron Dystrybucja, PGE Dystrybucja, Energa Operator, Enea Operator
Przedmiotowy	Zarządzanie Operatorem Systemu Dystrybucyjnego, niezawodność sieci elektroenergetycznych, nakłady inwestycyjne
Przestrzenny	Polska z odniesieniami do Unii Europejskiej
Czasowy	2010 – 2020

Dysertacja składa się ze wstępu, pięciu rozdziałów, zakończenia, bibliografii oraz spisu tabel i rysunków.

W rozdziale pierwszym przedstawiono istotę funkcjonowania przedsiębiorstw na rynkach gospodarczych oraz kwestie związane z odpowiednim zarządzaniem, niezbędnym do stałego rozwoju tych podmiotów. Ponadto, zaprezentowano również przedsiębiorstwo energetyczne jako składową systemu energetycznego.

Rozdział drugi, to opis kluczowego dla gospodarki infrastruktury energetycznej oraz szeregu czynników jej niezawodności. Dokonano umiejscowienia infrastruktury przesyłowej w zbiorach infrastruktury oraz wskazano jej składowe, wraz z systemami ich zarządzania. W dalszej części rozdziału, opisano również istotę niezawodności sieci energetycznej oraz miary i determinanty tego stanu.

W rozdziale trzecim, zaprezentowano zasoby OSD, które na co dzień determinują funkcjonowanie tych podmiotów w sektorze. Ponadto, opisano postulowane kierunki

wzmacniania tego potencjału oraz swoistą koncepcję zarządzania nowoczesnym przedsiębiorstwem energetycznym, pełniącym funkcję Operator Systemu Dystrybucyjnego.

Rozdział czwarty porusza tematykę związaną ze strategicznymi kierunkami inwestycyjnymi w OSD. Przedstawiono dwa kluczowe aspekty, tj. inwestycje sieciowe oraz nie sieciowe.

W piątym rozdziale przedstawiono wielokryterialny ranking największych OSD w Polsce. W dalszej części rozdziału, opisano również perspektywy ich dalszego rozwoju i inwestycji niezbędnych do integracji technologii na sieci przyszłości. W dobie nowych wyzwań stawianych przed Operatorami Systemów Dystrybucyjnych wzmożone wydatki inwestycyjne sięgają kilkunastu miliardów złotych. Dlatego tak ważna jest odpowiednia analiza dotychczasowych inwestycji oraz wyznaczenie aktualnych trendów i wizji dla przyszłości sektora energetycznego, z uwzględnieniem wszelkich zasobów będących w dyspozycji OSD.

Praca została przygotowana w oparciu o rozbudowaną literaturę przedmiotu. W szczególności, odwołano się do literatury z takich obszarów zarządzanie czy logistyka przesyłowa, energetyka, zrównoważony rozwój, smart grids oraz inwestycje. Ważnymi źródłami były również zagraniczne artykuły naukowe zamieszczane w internetowych bazach naukowych oraz akty prawne, analizy i raporty dotyczące tematyki ewolucji sektora energetycznego opublikowane przez Komisję czy Radę Europejską. Ponadto, cennych informacji dostarczyły publikacje Głównego Urzędu Statystycznego oraz materiały źródłowe krajowych OSD, Urząd Regulacji Energetyki, Agencja Rynku Energii czy Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej.

Podjęcie tej tematyki badawczej podyktowane było nie tylko faktem, iż sektor energetyczny jest kluczowym sektorem w gospodarce i warunkuje funkcjonowanie pozostałych gałęzi w gospodarce krajowej, ale także próbą stworzenia rankingu największych OSD w Polsce. Problematyka perspektyw zarządzania i rozwoju OSD jest tematyką aktualną. Do tej pory w literaturze przedmiotu zagadnienia związane ze stworzeniem swobodnego rankingu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, w kontekście realizowanych przez te przedsiębiorstwa strategii rozwojowych, wciąż wydawało się być zagadnieniem marginalizowanym i jednocześnie trudnym do określenia – dlatego też poniższe opracowanie ma za zadanie wypełnienie luki badawczej w tym zakresie. Dysertację wieńczy podsumowanie będące jednocześnie prezentacją najważniejszych wniosków w nawiązaniu do sformułowanych hipotez i celów badawczych.

Słowa kluczowe: sektor energetyczny, operator systemu dystrybucyjnego, zarządzanie inwestycjami

ROZDZIAŁ I

ZARZADZANIE PRZEDSIĘBIORSTWEM

ENERGETYCZNYM W ASPEKCIE JEGO ZASOBÓW

1.1 Istota przedsiębiorstwa i jego zasobów

Przedsiębiorstwo należy do podstawowych podmiotów gospodarki światowej. W erze globalizacji, przedsiębiorstwa kreują swój rozwój w oparciu o wiele zmiennych. Światowy rynek (w ujęciu makroekonomicznym) oraz dynamiczne otoczenie bliższe, kształtują odpowiednie regulacje warunkujące funkcjonowanie wszystkich podmiotów działających w poszczególnych sektorach gospodarki. Każde przedsiębiorstwo powinno mieć zatem ściśle określone cele, które są realne do osiągnięcia. Cele te, wymuszają wykorzystanie odpowiednich zasobów oraz obranie odpowiedniej strategii do efektywnego ich wykorzystania do jak najszybszego osiągnięcia oczekiwanego rezultatu. Wyłącznie najbardziej elastyczne i najsprawniejsze przedsiębiorstwa mają szansę w starciu z globalną konkurencją. Dlatego odpowiednie zarządzanie i kierownictwo mogą przynieść znaczne korzyści, ale z drugiej strony nierozważne kroki mogą doprowadzić do upadku i bankructwa. Kluczowym pojęciem w nauce o przedsiębiorstwie jest sam termin przedsiębiorstwo. W literaturze termin ten nie jest interpretowany jednolicie, trudno zatem za pomocą jednej definicji oddać, w sposób pełny, istotę tego zagadnienia. Problemy z jednoznacznym przyjęciem definicji przedsiębiorstwa wynikają z co najmniej kilku przyczyn. Pierwsza z nich, najbardziej ogólna, związana jest z faktem, że przedsiębiorstwo jest przedmiotem badań i analiz wielu dyscyplin naukowych (np. teorii ekonomii, nauki o zarządzaniu, cybernetyki, socjologii czy prawa), eksponujących te aspekty przedsiębiorstwa, które są istotne poznawczo z punktu widzenia danej dyscypliny. Brak jednoznacznej odpowiedzi na pytanie o istotę przedsiębiorstwa związany jest również ze zmiennością warunków funkcjonowania przedsiębiorstw, dynamiką przemian zachodzących w otoczeniu, różnorodnością ich form, typów oraz rodzajów. Współczesne przedsiębiorstwa w coraz większym stopniu wkraczają w nowe obszary działalności, takie jak ochrona życia, edukacja, zarządzanie funduszami itp., doświadczają również skutków globalizacji oraz gwałtownego rozwoju technologicznego. Konsekwencją potrzeby elastycznego reagowania na zmiany w otoczeniu, odczytywania i wykorzystywania szans, jakie ona stwarza, jest m.in. wirtualizacja działalności przedsiębiorstw oraz odchudzenie struktur organizacyjnych przedsiębiorstw. Również współpraca, przyjmująca charakter powiązań kooperacyjnych lub koncentracyjnych, niejednokrotnie powoduje, że trudno jest określić granice poszczególnych

podmiotów¹. Artykuł 55. Kodeksu cywilnego w polskim prawie definiuje przedsiębiorstwo jako zespół składników niematerialnych i materialnych, przeznaczonych do prowadzenia działalności gospodarczej². Ponadto, wskazuje obszary które bezpośrednio dotyczą tej dziedziny:

- oznaczenie indywidualizujące przedsiębiorstwo lub jego wyodrębnione części (utworzenie nazwy przedsiębiorstwa);
- własność nieruchomości lub ruchomości, w tym urządzeń, materiałów, towarów i wyrobów, oraz inne prawa rzeczowe lub ruchomości wynikające z innych stosunków prawnych;
- prawa wynikające z umów najmu i dzierżawy nieruchomości lub ruchomości oraz prawa do korzystania z nieruchomości lub ruchomości wynikające z innych stosunków prawnych;
- wierzytelności, prawa papierów wartościowych i środki pieniężne;
- koncesje, licencje i zezwolenia;
- patenty i inne prawa własności przemysłowej;
- majątkowe prawa autorskie i majątkowe prawa pokrewne;
- tajemnice przedsiębiorstwa;
- księgi i dokumenty związane z prowadzeniem działalności gospodarczej³.

W myśl ustawy o swobodzie działalności gospodarczej art. 2, działalność gospodarcza jest to działalność wytwórcza, budowlana, handlowa, usługowa oraz poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie kopalin ze złóż, a także działalność zawodowa, wykonywana w sposób zorganizowany i ciągły, której głównym celem jest przynoszenie dochodu⁴. Proces produkcji w jednostce gospodarczej polega na przetwarzaniu zasobów (nakładów pracy i środków finansowych) w celu otrzymania określonych efektów (dóbr, usług), których sprzedaż jest dla przedsiębiorstwa źródłem przychodów, niezbędnych do kontynuowania działalności i rozwoju. Tak więc działalność gospodarcza powoduje z jednej strony powstawanie kosztów, z drugiej zaś strony kreowanie przychodów i dodatnich efektów finansowych. Zadanie jednostki polega więc na takim doborze nakładów, aby osiągnąć jak największą nadwyżkę przychodów nad kosztami. Ten główny cel, odpowiednio sprecyzowany i kwantyfikowany, wyznacza tzw.

¹ M. Bałtowski *Wprowadzenie do nauki o przedsiębiorstwie*, wyd. DIFIN 2007 r. s. 26-27.

² Art. 55 Ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz.U. z 2019 r. poz. 1145).

³ Ibidem.

⁴ Ustawa o swobodzie działalności gospodarczej z dnia 2 lipca 2004 r. Dz.U. z 2013 r. poz. 672.

funkcję celu przedsiębiorstwa⁵. Wszystkie podmioty, wykorzystują pewien zakres środków który posłużyć ma do spełniania tego celu. Sposób ten powinien być jednak racjonalny i jednocześnie taki aby zapewnić dodatni wynik finansowy, ponieważ to właśnie dochód stanowi podstawowy warunek istnienia przedsiębiorstwa. Przedsiębiorstwo jest zatem przedmiotem zainteresowań wielu dyscyplin naukowych, co świadczy o szerokiej złożoności tego pojęcia. Odpowiednia wiedza w tym obszarze, gromadzona jest w obrębie specyficznych dyscyplin naukowych, które mają właściwą w sobie optykę patrzenia na przedsiębiorstwo, stosując odpowiednią metodykę badawczą oraz stawiając odmienne cele poznawcze i normatywne. Z jednej perspektywy, przedsiębiorstwo jest bytem złożonym, z drugiej strony ta kompleksowość badana jest przez liczne dyscypliny, które mają tendencje do specjalizacji badawczej. Należy również pamiętać, że te badania mają charakter historyczny, dynamiczny czy nawet dostosowują się do swoistych trendów badawczych. W obrębie nauk społecznych tematyką tą, zajmują się poszczególne dyscypliny: nauki o zarządzaniu, ekonomia, prawo, socjologia, psychologia, czy etyka. Natomiast w obszarze nauk technicznych, podmiotami zainteresowanymi są: technologia produkcji, informatyka oraz cybernetyka⁶. Każda z przedstawionych dyscyplin ma specyficzne zainteresowania badawcze, które można zestawić za pomocą modeli, w następujący sposób⁷:

- podstawowy model ekonomiczny, w którym przedsiębiorstwo jest bytem ekonomicznym przetwarzającym nakłady na wyniki i tworzącym dochód (zysk);
- model finansowy, traktujący przedsiębiorstwo jako zasób kapitału, który przekształcony w strumienie finansowe, ma ten zasób kapitału pomnażać, zwiększając wartość przedsiębiorstwa;
- model produkcyjny (technologiczny), traktujący przedsiębiorstwo jako urządzenie służące do transformacji zasobów i zasileń wejściowych w produkty i usługi o określonych walorach użytkowych;
- model organizacyjny, ujmujący przedsiębiorstwo jako organizację, która ma swoje cechy (np. specjalizacja, konfiguracja, decentralizacja, standaryzacja, formalizacja) i musi być zarządzana;

⁵ J. Górzyński, *Efektywność energetyczna w działalności gospodarczej*; PWN, Warszawa 2017, s. 40.

⁶ M. Gorynia, *Strategie zagranicznej ekspansji przedsiębiorstw*; Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2007 r. s. 14.

⁷ Urbanowski-Sojkin, Banaszyk, Witczak, *Zarządzanie strategiczne przedsiębiorstwem*; Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne 2007 r. s. 23.

- model prawny, określający przedsiębiorstwo jako zbiór praw i obowiązków definiowanych na gruncie danego systemu prawnego i danego ustroju (formy organizacji/formy organizacyjno-prawnej);
- model socjopsychologiczny (behawioralny), analizujący przedsiębiorstwo jako system społeczny, wykorzystujący oprócz materialnych, także inne zasoby (np. władza, lojalność);
- model etyczny, postrzegający przedsiębiorstwo w kategoriach norm kulturowych, zwłaszcza etycznych;
- model marketingowy, wiążący cele przedsiębiorcy z zadowoleniem i wpływem klienta na wewnętrzną budowę i działania przedsiębiorstwa (znaczenie marketingu dla strategii i działań taktyczno-operacyjnych czy koncepcja klienta na szczycie hierarchii organizacyjnej).

Wykorzystując pewne uproszczenia, można przyjąć, że teorie opisujące przedsiębiorstwo w ramach nauk ekonomicznych można podzielić na dwie grupy: ekonomiczne teorie przedsiębiorstwa oraz teorie przedsiębiorstwa występujące w ramach nauk o zarządzaniu.

W ramach teorii ekonomicznych, zalicza się⁸:

- neoklasyczną teorię przedsiębiorstwa,
- menadżerskie teorie firmy,
- behawioralną teorię firmy,
- teorię agencji,
- teorię praw własności,
- teorię kosztów transakcyjnych,
- ewolucyjną teorię firmy,
- teorię produkcji zespołowej,
- teorię zarządzania strategicznego

Natomiast w ramach nauk o zarządzaniu, istnieją następujące klasyfikacje:

- nurt klasyczny (klasyczna teoria organizacji),
- prakseologiczna teoria organizacji,
- kierunek empiryczny,
- ujęcie systemowe,

⁸ M. Gorynia, Strategie zagranicznej ekspansji op. cit. s. 15.

- organizacja jako maszyna cybernetyczna,
- psychologia organizacji,
- koncepcja gry organizacyjnej,
- ujęcie sytuacyjne,
- organizacja jako teatr,
- organizacja ucząca się,
- zarządzanie strategiczne.

Istotny jest również zakres, z którego składa się wybrana organizacja. Ma to fundamentalne znaczenie w ocenie kondycji przedsiębiorstwa oraz sposobie jego zarządzania⁹. O ile środki materialne łatwiej jest zdefiniować w klasycznym ujęciu jako pewnego rodzaju zasoby z których korzysta przedsiębiorstwo w celu zachowania pozycji rynkowej, jednak w nowoczesnym świecie należy spojrzeć szerzej na ten aspekt i rozpatrywać zasoby przedsiębiorstwa również w sferze zasobów niematerialnych, które mogą w znaczący sposób decydować o sytuacji przedsiębiorstwa. Obie te kategorie, stanowią zatem zasoby ekonomiczne organizacji i pozwalają na funkcjonowanie firmy jako podmiot prawny. W literaturze przedmiotu spotyka się kilka propozycji, jednak należy również pamiętać, że zasoby nie mogą być oceniane w pewnej *izolacji*, ponieważ ich wartość sprzężona jest z siłami rynku. Zasób który jest cenny w danej chwili w danej branży, może nie mieć takiej samej wartości w zupełnie odmiennym sektorze¹⁰. Podstawowy podział zasobów spotykany w organizacjach, przedstawiono na rysunku 1.

⁹ Li Tao, Chen Lin, Tang Ying, *The Research on Financial Management of Group Company based on Enterprise Resource Planning*, International Conference on Information and Financial Engineering, School of business and management North China Electric Power University Beijing, 2010 r. China s. 461.

¹⁰ David J. Collis and Cynthia A. Montgomery, *Harvard Business Review: Competing on Resources*, 2020 s.3.



Rysunek 1. Podział zasobów w przedsiębiorstwie. Opracowanie własne

Nie można jednoznacznie stwierdzić, które z powyższych zasobów są najważniejsze a które najmniej ważne. W zależności od sektora, przedsiębiorstwo bazować będzie na różnych zasobach w innym zakresie. Jednak w myśl idei przedsiębiorczości oraz generowania zysku, to zasoby finansowe w dużym stopniu będą determinować działania firmy zarówno w ujęciu krótko jak i długoterminowym. Również zasoby te, w dużym stopniu mogą ułatwić wejście na rynek nowym podmiotom. W początkowej fazie fundamentalne jest wdrożenie odpowiednich inwestycji (np. na zasoby fizyczne), które z czasem pozwolą ustabilizować sytuację nowej jednostki na rynku. Istnieją również obszary w których dane profesje zdecydowanie bazują na wartościach niematerialnych, tj. np. na zasobach prawnych które kształtują obszar działania wybranej organizacji. Podobnie dotyczy to zasobów komunikacyjnych, a więc wypracowanych relacji z kontrahentami zewnętrznymi. Takie relacje mogą mieć również kluczowe znaczenie, dlatego tak ważne jest odpowiednie zadbanie o umiejętności pracowników w tym zakresie. Takie podejście przyspiesza prawdopodobieństwo osiągnięcia sukcesu i logiczny jest zatem fakt, że obszar ten rozwijają wszystkie jednostki niezależnie od wielkości przedsiębiorstwa. Również w obszarze zasobów niematerialnych, znajdują się zasoby informacyjne. Jest to bardzo szeroki nurt w którym dostępność do kluczowych informacji rynkowych lub technologicznych, może dawać znaczącą przewagę konkurencyjną. W XXI wieku to właśnie informacja odgrywa kluczową rolę, który jako zasób może zdecydować o losach

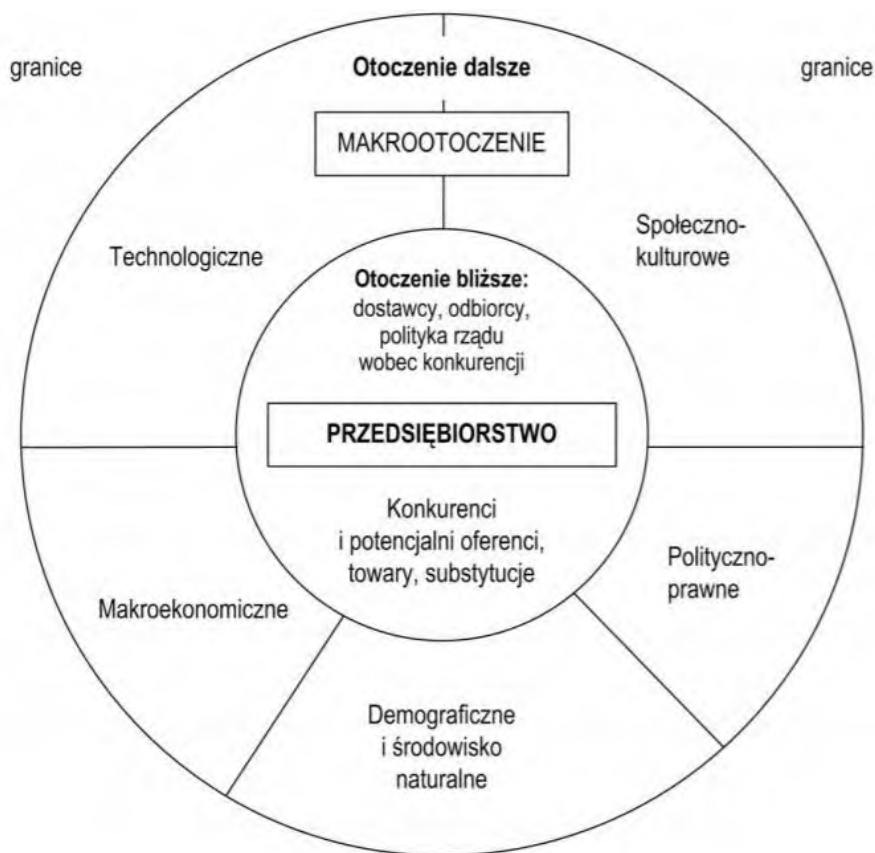
przedsiębiorstwa, ze względu na to że, posiadanie odpowiedniej informacji lub jej brak, może skutkować o ogromnym sukcesie firmy albo jej upadku w jednej chwili. Zasoby informatyczne, można rozważać na dwa sposoby, pierwszy z nich również można zaliczyć do zasobów niematerialnych, jednak w drugim ujęciu stanowią one zazwyczaj integralną część pewnego rodzaju maszyn lub urządzeń IT, dlatego rozważa się je również w ujęciu hybrydowym. Zasoby organizacyjne stanowią pewnego rodzaju wypracowane w długim okresie procedury obowiązujące w firmie, kulturę czy relacje na rynku. Wszystkie te zasoby, kształtowane są przez czynnik ludzki, a więc zasoby ludzkie stanowią będą w całości kształcie organizacji. Nie można mówić o rozwijającej się firmie, która nie posiada odpowiednio wyszkolonej kadry. U podstawy tego rodzaju zasobów, leżą wiedza i kompetencje wszystkich pracowników. Stanowi to nierzadko kluczowy aspekt funkcjonowania przedsiębiorstw.

Zatem z perspektywy finansowej celem przedsiębiorstwa jest wzrost jego wartości rynkowej. M. Brzeziński i K. Czop definiują przedsiębiorstwo jako podstawową jednostkę działającą w ramach systemu gospodarczego, nastawioną na osiągnięcie zysku poprzez zaspokajanie potrzeb innych podmiotów gospodarczych i/lub osób fizycznych¹¹. J. Supernat przedstawia inne spojrzenie zgodnie z którym jego definicja przedsiębiorstwa ma trzy podstawowe znaczenia: podmiotowe, przedmiotowe i funkcjonalne. W ujęciu podmiotowym, pojęcie przedsiębiorstwa jest synonimem pojęcia przedsiębiorcy (wcześniej kupca oraz podmiotu gospodarczego), po raz pierwszy użytym w naszym prawie w ustawie z dnia 19 kwietnia 1993 roku o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (tekst jedn. Dz. U. z 2003 roku, nr 153, poz. 1503 z późn. zm.), w aspekcie przedmiotowym definicja przedsiębiorstwa odnosi się do wspomnianego wcześniej Artykuł 55. Kodeksu cywilnego. Następnie w ujęciu funkcjonalnym przedsiębiorstwo oznacza stałą i zawodową działalność gospodarczą. Istotne dla zbudowania pojęcia przedsiębiorstwa pojęcie działalności gospodarczej zostało w sposób ogólny zdefiniowane w art. 2 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, zgodnie z którym działalność gospodarcza jest to „zarobkowa działalność wytwórcza, budowlana, handlowa, usługowa oraz poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie kopalin ze złóż, a także działalność zawodowa, wykonywana w sposób zorganizowany i ciągły”¹².

¹¹ M. Bałtowski, *Wprowadzenie do nauki o przedsiębiorstwie*, DIFIN 2007 r. s. 15.

¹² http://www.supernat.pl/wyklady/plk/i_37_2_Microsoft_Word_-_Pojecie_przedsiębiorstwa.pdf [dostęp na dzień 14.11.2020 r.].

Każde przedsiębiorstwo, niezależnie od rodzaju prowadzonej działalności, wielkości przedsiębiorstwa czy struktury wewnętrznej, powinno stale monitorować otoczenie, w którym funkcjonuje. Otoczenie przedsiębiorstwa przedstawiono na rysunku 2.

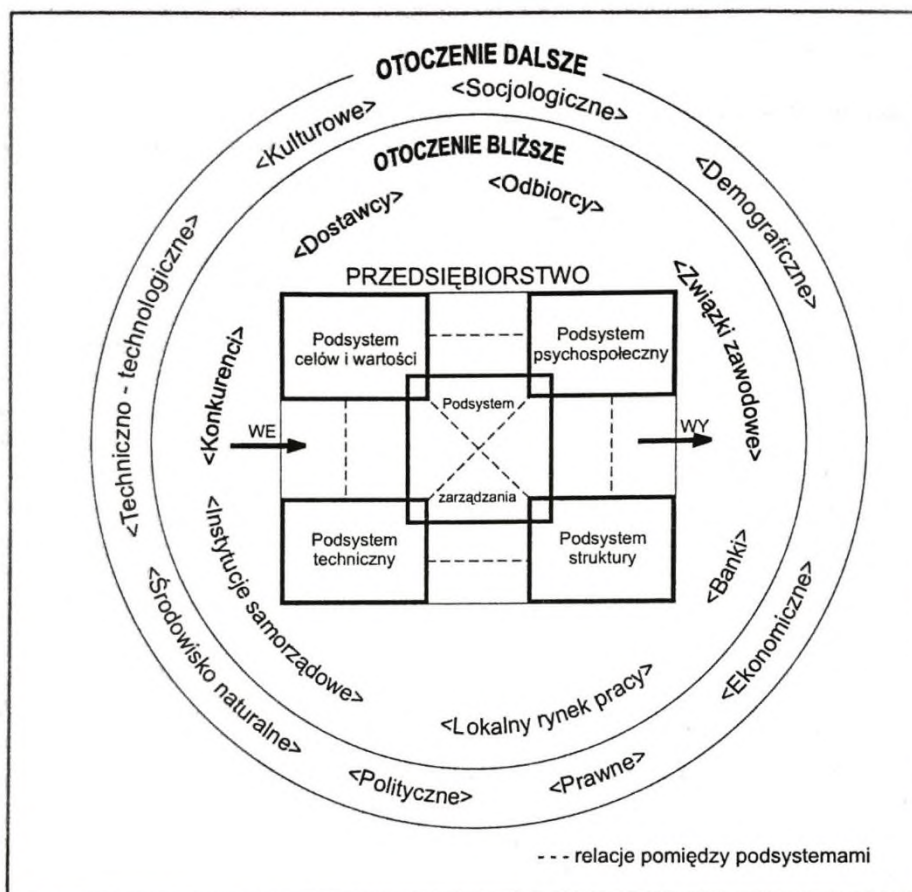


Rysunek 2. Otoczenie przedsiębiorstwa. Źródło: L. Koćwin (2006), Wprowadzenie. Makrootoczenie międzynarodowe przedsiębiorstwa jako czynnik rozwoju, w: Przedsiębiorstwo w otoczeniu międzynarodowym, Oficyna Wydawnicza Uniwersytetu Zielonogórskiego, Zielona Góra, s. 13.

L. Koćwin ukazuje otoczenie bliższe (mikrootoczenie) w którym funkcjonują takie podmioty które warunkują zachowanie bezpieczeństwa funkcjonowania oraz finansową płynność przedsiębiorstw na rynku, są to dostawcy oraz odbiorcy towarów lub usług. L. Koćwin dodatkowo zwraca uwagę na bardzo istotną rolę konkurencji, która w znaczącym stopniu wpływa na relację z klientem ostatecznym. Na rysunku 1. w mikrootoczeniu znajdują się także wszelkiego rodzaju towary wprowadzone na rynek oraz ich zamienniki które mogą mieć wpływ na kształtowanie się cen dóbr w danym sektorze. Natomiast w otoczeniu dalszym (makrootoczeniu), znajdują się przede wszystkim wszelkie aspekty polityczno-prawne, na które podmiot nie ma bezpośrednio wpływu, ale są dla przedsiębiorcy wiążące. Do tej sfery zalicza się prawa handlu zarówno międzynarodowego oraz krajowego, politykę prywatyzacji oraz

reprywatyzacji oraz prawo pracy, będące wyznacznikiem budowania struktury oraz funkcjonowania kadr w przedsiębiorstwie. Następnym ważnym aspektem jest ujęcie makroekonomiczne, czyli ogólna kondycja gospodarki światowej, której mechanizmy determinują funkcjonowanie gospodarek krajowych. Poniekąd, bezpośrednio z tym związany jest także rozwój technologiczny oraz dostęp tej technologii dla danych krajów. Kolejnym elementem, według L. Koćwina, jest społeczno-kulturowy odbiór przedsiębiorstwa. Ten aspekt dotyczy prowadzenia biznesu zgodnie z rozwojem regionalnym oraz kładzenia nacisku na odpowiednie formy kulturowe. Ostatnim składnikiem są determinanty demograficzne oraz wpływ na środowisko naturalne.

Pewnego rodzaju rozszerzeniem tej teorii jest pogląd M. Brzezińskiego, który oprócz elementów otoczenia dalszego wśród których wskazuje aspekty: kulturowe, socjologiczne, demograficzne, ekonomiczne, prawne, polityczne, środowiskowe oraz techniczno-technologiczne – definiuje również podsystemy warunkujące działalność przedsiębiorstwa (rysunek 3).



Rysunek 3. Otoczenie przedsiębiorstwa wraz z podsystemami i ich składowymi.

Źródło: M. Bałtowski Wprowadzenie do nauki o przedsiębiorstwie, DIFIN 2007 r. s. 36

Kolejny podsystem – psychospołeczny – obejmuje poszczególnych pracowników i zespoły pracownicze w procesach pracy i ich wzajemne interakcje wynikające z pełnionych ról organizacyjnych. Tworzy on pewnego rodzaju potencjał ludzki o cechach, takich jak wiek, płeć, poziom wykształcenia, zdobyte kwalifikacje itp. Podsystem techniczny natomiast należy rozumieć jako technologię i technikę używaną w procesach transformacji zasileń wejściowych w efekty wyjściowe przedsiębiorstwa. Obejmuje on środki produkcji, niezbędną wiedzę i doświadczenie, których połączenie umożliwia realizację zadań postawionych przed załogą przedsiębiorstwa. Przedostatnim podsystemem, który wskazuje M. Brzeziński jest podsystem struktury, który pełni funkcję łącznika między podsystemami: technicznym i psychospołecznym, dla zapewnienia ich harmonijnego współdziałania. Określa on podział zadań w sposób koordynacji i integracji działań oraz przebieg procesów pracy w przedsiębiorstwie. Natomiast ostatni podzespół łączy i spaja wszystkie pozostałe podsystemy. Podsystem zarządzania utrzymuje względną równowagę pomiędzy wszystkimi podsystemami. Monitoruje on i analizuje sytuację w otoczeniu, wyznacza i modyfikuje cele przedsiębiorstwa, ustala strategię działania, buduje system kierowania ludźmi, a także określa efektywność funkcjonowania przedsiębiorstwa¹³.

Przedsiębiorstwa działające w ramach gospodarki rynkowej różnią się między sobą celami, wielkością, formą prawną, strukturą organizacyjną, formą własności, liczbą właścicieli, pochodzeniem kapitału, zasięgiem terytorialnym, jak i przedmiotem działalności¹⁴. Podmioty gospodarcze można podzielić zgodnie z formułą własności kapitału. Stosując to kryterium wyróżniamy: przedsiębiorstwa przynależne do sektora publicznego oraz prywatnego. W sektorze publicznym wyróżnia się własność państwową (np. Spółki Skarbu Państwa), własność komunalną i mieszaną z przewagą kapitału publicznego¹⁵. Natomiast w sektorze prywatnym, występuje prywatna własność krajowa obejmująca podmioty o różnej formie organizacyjno-prawnej (np. spółki, osoby fizyczne prowadzące działalność), własność zagraniczna (majątek należy do zagranicznych osób fizycznych i prawnych) oraz własność mieszana, w przeciwieństwie do sektora publicznego, udział kapitału prywatnego w ogólnych zasobach wynosi co najmniej 50%¹⁶.

¹³ M. Bałtowski *Wprowadzenie do nauki o przedsiębiorstwie*, DIFIN 2007 r. s. 36-37.

¹⁴ W. Janik, *Przedsiębiorczość i przedsiębiorstwo*, wyd. Wyższa Szkoła Przedsiębiorczości i Administracji w Lublinie 2004 r. s. 47.

¹⁵ M. Bałtowski *Wprowadzenie op. cit.* s. 45.

¹⁶ M. Bałtowski *Wprowadzenie op. cit.* s. 46.

Innym podziałem jest wydzielenie przedsiębiorstw ze względu na liczbę właścicieli. Należy tutaj wyróżnić przedsiębiorstwa indywidualne oraz zrzeszeniowe. W przypadku działalności indywidualnej (jednoosobowej), forma ta, przewidziana jest dla osób fizycznych prowadzących działalność gospodarczą i podstawą do świadczenia takiej usługi jest ustawa *O swobodzie działalności gospodarczej* oraz przepisy kodeksu cywilnego¹⁷. Te drugie, najczęściej przyjmują formę spółek lub spółdzielni. Spółki są więc zrzeszeniami osób lub kapitału celem prowadzenia działalności gospodarczej i wyróżnić należy spółki cywilne, które działają w oparciu o przepisy kodeksu cywilnego oraz spółki handlowe regulowane kodeksem handlowym. W sektorze zarówno publicznym i prywatnym można klasyfikować przedsiębiorstwa również ze względu na liczbę osób zatrudnionych oraz obrót finansowy. Zgodnie z tym kryterium przynależności, obowiązującą definicję zawiera *Rozporządzenie Komisji (WE) 800/2008* które wyróżnia następujące typy podmiotów:

- mikroprzedsiębiorstwo
 - posiada mniej niż 10 pracowników oraz
 - roczny obrót lub całkowity bilans roczny nie przekracza 2 mln EUR
- przedsiębiorstwo małe
 - posiada mniej niż 50 pracowników oraz
 - roczny obrót lub całkowity bilans roczny nie przekracza 10 mln EUR
- przedsiębiorstwo średnie
 - posiada mniej niż 250 pracowników oraz
 - roczny obrót nie przekracza 50 mln EUR lub całkowity bilans roczny nie przekraczający 43 mln EUR
- przedsiębiorstwo duże
 - dotyczy wszelkich przedsiębiorstw pozostałych, zatrudniające 250 pracowników i więcej oraz
 - roczny obrót przekracza 50 mln EUR lub całkowity bilans roczny przekracza 43 mln EUR¹⁸.

Należy również zwrócić uwagę na takie podmioty, które operują w wyspecjalizowanych sektorach bez których codzienne funkcjonowanie społeczeństwa byłoby niemożliwe lub znacznie ograniczone. Do takich sektorów zalicza się np. hutnictwo, motoryzacyjny,

¹⁷ Dz.U. 2004 nr 173 poz. 1807; Ustawa z dnia 2 lipca 2004 r. dostęp na dzień 10.11.2021 r.

¹⁸ Krzysztof B. Matusiak: *Innowacje i transfer technologii. Słownik pojęć*. Warszawa: Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości, 2011, s. 160.

zbrojeniowy, mineralny, tekstylny czy spożywczy oraz w szczególności sektor energetyczny. We wszystkich wymienionych obszarach występują działania typowo związane z przepływem energii wśród których można wymienić kilka przykładów jak podgrzewanie wody, tworzenie pary wodnej, ogrzewanie miejsc pracy lub gospodarstw rodzinnych, wentylacje, klimatyzacje czy procesy związane z chłodzeniem. Energia jest zatem nieodzownym elementem życia człowieka. Definiowana jest jako skalarna wielkość fizyczna, która określa zdolność ciała materialnego do wykonania pracy¹⁹. Występuje ona w różnych postaciach, które mogą ulegać zmianie. Zgodnie z zasadą zachowania energii, nie jest możliwe jej wytworzenie ani zniszczenie. Zmiana jej formy umożliwia wytwarzanie m.in. energii elektrycznej, cieplnej lub mechanicznej. Aby system społeczno-gospodarczy mógł działać w sposób poprawny, musi być stale zaopatrywany w nośniki energii (końcowej). Zgodnie z Ustawą Prawo Energetyczne, energia ta określana jest jako energia lub paliwa zużywane przez odbiorców końcowych tj. każdy kto otrzymuje lub pobiera paliwa lub energię na własny użytek, na podstawie umowy z przedsiębiorstwem energetycznym²⁰. Natomiast według Ustawy Prawo Energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne definiowane jest jako podmiot prowadzący działalność gospodarczą w zakresie:

- A. Wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji paliw albo energii lub obrotu nimi, albo
- B. Przesyłania dwutlenku węgla albo
- C. Przeladunku paliw ciekłych²¹.

Zatem do prowadzenia działalności w sektorze energetycznym we wskazanych obszarach, wymagane jest nabycie odpowiednich uprawnień w postaci koncesji²². Odmiernym aspektem funkcjonowania przedsiębiorstw na rynkach jest zdefiniowanie oraz odpowiednie wykorzystanie zasobów, którymi dysponują. Tak więc zasoby to znajdujące się w dyspozycji przedsiębiorstwa czynniki wytwórcze, które mogą być wykorzystane w procesach produkcyjnych i wymiany (praca, kapitał, czynniki niematerialne) i wyróżnia się cztery główne kategorie: zasoby finansowe, ludzkie, rzeczowe oraz informacyjne. Zasoby finansowe obejmują środki finansowe (własne, akcjonariuszy, banków itp.) wykorzystywane w bieżącym i długofalowym funkcjonowaniu przedsiębiorstwa. Kolejno, zasoby ludzkie tworzą pracownicy

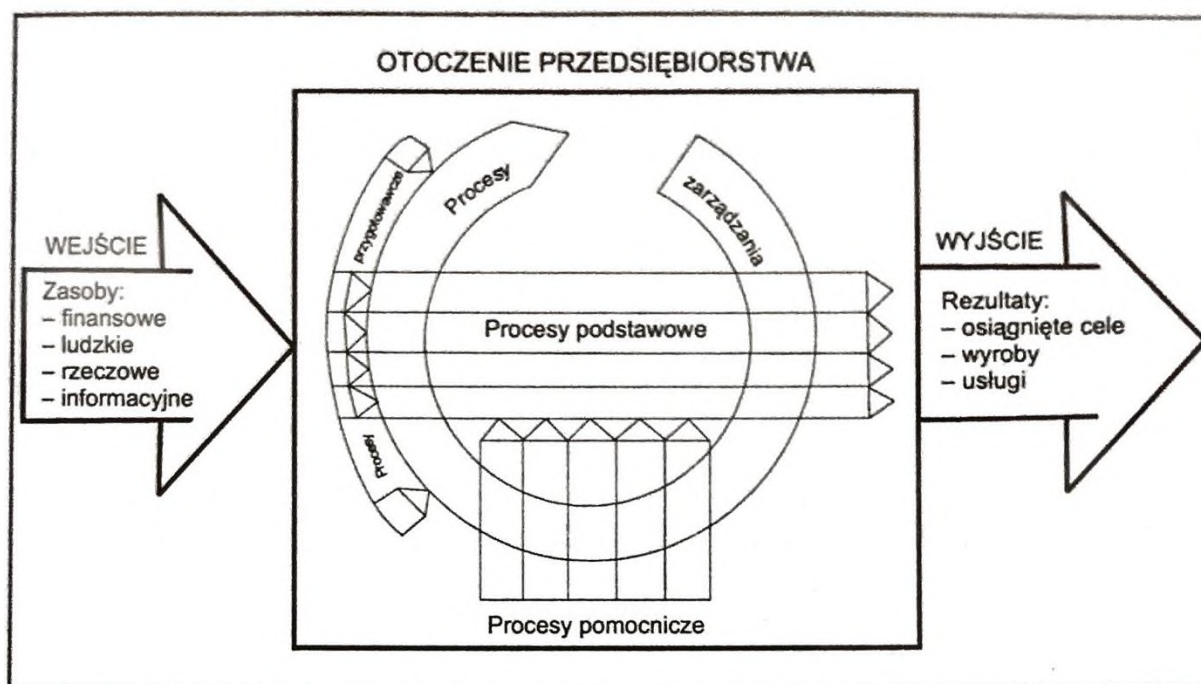
¹⁹ Słownik języka polskiego PWN, red. L. Drabik i E. Sobol, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2018, s. 188.

²⁰ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Dz.U. z 2017 r. poz. 220.

²¹ Ustawa z dnia 10.04.2019 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne.

²² Art. 46 ust 1 pkt 3 ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz.U. z 2006 r. Nr 155, poz. 1095 z późn. zm.).

wraz z ich wiedzą, kompetencjami i umiejętnościami. Następnie wszelkiego rodzaju maszyny, urządzenia, nieruchomości oraz materiały wykorzystywane w procesie produkcyjnym stanowią zasoby rzeczowe. Ostatnią grupą są zasoby informacyjne, definiowane jako użyteczne dane liczbowe i jakościowe pochodzące z wnętrza przedsiębiorstwa oraz jego otoczenia, wykorzystywane w procesach strategicznego i operacyjnego zarządzania²³. Przykładową strukturę procesową w przedsiębiorstwach, przedstawiono na rysunku 4.



Rysunek 4. Struktura procesów w przedsiębiorstwie z uwzględnieniem zasobów wejściowych i wyjściowych. Źródło: Brzeziński M., Wprowadzenie do nauki o przedsiębiorstwie, Difin, Warszawa 2007 r.

1.2. Zarządzanie przedsiębiorstwem jako subdyscyplina zarządzania

W przeszłości, pierwsze kroki w zakresie kierowania przedsiębiorstwem weryfikowane były na podstawie prób i błędów. Kultura zarządzania jednostką nie była tak rozwinięta, a w przypadku, gdy dane przedsiębiorstwo nie umożliwiało dużej rotacji pracy lub zmian w działaniach, zakres samego zarządzania przedsiębiorstwem był stanowczo ograniczony. Z upływem lat powstawał szeroki wachlarz badań naukowych, z których wywodzą się różne teorie zarządzania. Pomagają one wyjaśnić i uchwycić podstawowe aspekty zarządzania przedsiębiorstwem, co przekłada się na efektywność gospodarczą i biznesową. Teorie te, były rozwijane aby zrozumieć świat biznesu, a wypracowane modele stanowią przekład i podsumowanie teorii. Do pewnego stopnia wszystkie metody odcisnęły piętno na globalnym

²³ M. Bałtowski *Wprowadzenie do nauki o przedsiębiorstwie*, DIFIN 2007 r. str. 81-82.

biznesie i do pewnego stopnia nadal istnieją a zdecydowana większość światowych opracowań to modele amerykańskie.

Najwcześniejsza zbadana wersja *doskonałości biznesowej* celebrytuje dokonania amerykańskich gigantów gospodarczych (lata 1850-1940), takich jak John Davidson Rockefeller, Andrew Carnegie, Henry Ford, J.P. Morgan, Sebastian Kresge, Meyer Guggenheim czy Alfred Sloan.²⁴ Chociaż większość szkół biznesu w tym okresie jeszcze nie istniała (Harvard Business School powstał w 1908 roku²⁵), pojawiały się pierwsze próby opisu konkretnych sytuacji w których te osoby odniosły sukces. Razem, pojawiają się one w literaturze określane mianem „Great Men” ang. *Wielkiego Człowieka*, i nawiązują do ogromnej roli jaką odgrywały takie ikony jak Gandhi, Napoleon a nawet Cezar. Z czasem, wykształcono trzy główne ujęcia w zarządzaniu:

1. Szkoła klasyczna (1900-1930)

Do najważniejszych osiągnięć tego nurtu należało prowadzenie badań i usprawnień w obszarze poszczególnych procesów pracy. Opracowano pierwsze metody pomiaru czasu pracy, które umożliwiały zarządzanie rotacją zmianową pracowników. Umożliwiała to dostosowanie ilości zadań powierzonych dla pracownika oraz szacowanie efektywności pracy. To właśnie w tych latach po raz pierwszy wprowadzono *zasady zarządzania* Henriego Fayola²⁶, które wyróżniają:

- Podział pracy umożliwiający uzyskiwanie korzystniejszych efektów przy tym samym nakładzie pracy;
- Specjalizacja zadań powinna spowodować wzrost efektywności. Podlega jej zarówno praca techniczna jak i praca kierownicza;
- Zasadę autorytetu który niezbędny jest do prawidłowego wykonywania obowiązków;
- Dyscyplinę rozumianą jako podporządkowanie się regułom oraz normom ustalonym przez pracodawcę. Objawia się przez posłuszeństwo i pracowitość w relacjach między kierownikami, a podwładnymi. Aby zasady panujące w organizacji były należycie respektowane, muszą istnieć sprawiedliwe układy, np. reguły wynagrodzenia bądź stosowna kara;
- Jedność rozkazodawstwa – zasada ta polega na tym, że każdy podwładny powinien otrzymywać polecenia wydawane tylko przez jedną osobę – przełożonego, kierownika.

²⁴ F. Trompenaars, P.H. Coebergh *100+ Management Models: How to Understand and Apply the World's Most Powerful Business Tools*, Oxford Wielka Brytania 2014; s. 19.

²⁵ <https://www.hbs.edu/about/history/Pages/default.aspx> [dostęp na dzień 15.02.2012 r.].

²⁶ R. Griffin, *Podstawy zarządzania organizacjami*, PWN 2012, Warszawa, s. 31.

Wykluczone jest wykonywanie poleceń od dwóch przełożonych, ponieważ zaburza to organizację pracy, a tym samym funkcjonowanie organizacji;

- Jedność kierownictwa – w każdym zespole powinien być jeden kierownik i jeden cel działania, realizowany przez wszystkich. Nie powinno się łączyć zasady jedności rozkazodawstwa (podwładnym zawsze kieruje jeden przełożony) z zasadą jedności kierownictwa (jeden kierownik, jeden plan). Różnica bowiem polega na tym, iż jednolitość kierownictwa zapewnia sprawną organizację zespołu, a jednolitość rozkazodawstwa rzutuje na jego prawidłowe funkcjonowanie;
- Podporządkowanie interesu osobistego (jednostki) interesowi ogółu – interesy pracowników bądź grupy nie mogą dominować nad interesami organizacji jako całości;
- Wynagrodzenie które powinno być sprawiedliwe zarówno dla pracowników jak i pracodawców. Uzależnione jest od efektów pracy oraz jest do nich proporcjonalne;
- Centralizację – znalezienie "złotego środka" pomiędzy centralizacją (ograniczeniem roli podwładnych w podejmowaniu decyzji) i decentralizacją (zwiększeniem ich roli), aby przyniosło to jak największą efektywność, przy jak najlepszym wykorzystaniu zdolności personelu;
- Hierarchię rozumianą jako liniowe uszeregowanie stanowisk kierowniczych na zasadzie podporządkowania (od najwyższego do najniższego szczebla), które należy przestrzegać. Hierarchia ustala procedury wydawania poleceń i informacji tzw. drogą służbową, która powinna być jak najkrótsza;
- Ład postrzegany jako zasoby ludzkie (pracownicy) i zasoby rzeczowe powinny być na właściwym miejscu we właściwym czasie. Istotne jest, aby ludzie byli na najodpowiedniejszych dla nich stanowiskach w celu zapewnienia stabilności działania.
- Sprawiedliwość;
- Stabilność personelu – unikanie dużej fluktuacji pracowników, która niekorzystnie wpływa na sprawność funkcjonowania organizacji;
- Inicjatywę – podwładny powinien mieć możliwość udziału w tworzeniu swoich koncepcji i realizacji planów działania organizacji, nawet jeśli wyływałyby z tego błędy i pomyłki. Taka swoboda zwiększa zaangażowanie na wszystkich szczeblach zarządzania;
- Harmonię personelu – poczucie wspólnoty personelu. Praca zespołowa, poczucie jedności i przynależności do jednej grupy powinno być akceptowane i podtrzymywane dla efektywności pracy. Zgranie personelu powinno się opierać na podstawie zasady

jedności rozkazodawstwa. Należy natomiast unikać wszelkich konfliktów i sporów między podwładnymi.

Udoskonaleniem rozdziału pracy w przedsiębiorstwie, są zasady zarządzania Fredericka Taylora, który zwrócił szczególną uwagę na aspekt aby jeden pracownik wykonywał wyłącznie jedną czynność. F. Taylor jako pierwszy zaimplementował również system pracy akordowy (jako system wynagrodzeń), a jego najważniejszą dywizją było wzajemne zaufanie pomiędzy przełożonym a podwładnym. Do jego zasad zalicza się m. in.:

- Naukowe opracowanie każdego elementu pracy na danym stanowisku;
- Naukowe dobranie pracowników, a następnie wyszkolenie ich do wykonywania pracy zgodnie z krokiem pierwszym;
- Nadzorowanie pracowników, w taki sposób, aby mieć pewność, że będą się stosować do przypisanych im metod wykonywania pracy;
- Dalsze planowanie pracy, ale wykorzystywać robotników do faktycznego wykonywania pracy.²⁷

2. Szkoła behawioralna

W ujęciu behawioralnym natomiast dostrzeżono możliwość dopracowania reguł międzyludzkich, których niedoskonałość bazującą wyłącznie na zachowawczych oraz rygorystycznych kontaktach służbowych (wyłącznie oficjalnych), dostrzegli Elton Mayo, który skupiał się głównie na badaniu cech grupy oraz Abraham Maslow, który analizował system motywacji pracowników oraz hierarchii potrzeb ludzkich. Do głównych założeń szkoły behawioralnej należą relacje między pracownikami w grupie oraz ich integracja z kadrą wyższego szczebla. U podstaw tej teorii, leży również budowanie zaufania i pozytywnych relacji, aby pracownicy czuli się ważni, potrzebni i doceniani.²⁸ W wyniku stosowania takich rozwiązań odnotowano lepszą efektywność pracy, a co za tym idzie, lepsze wyniki finansowe.

3. Szkoła ilościowa (badań operacyjnych)

Ta metodyka pojawiła się wraz z rozwojem technologicznym, a u jej podstaw leżą obliczenia matematyczne, które miały duży wpływ na zwiększenie zrozumienia złożonych procesów. Opracowanie nowych urządzeń, pozwala na agregowanie większej ilości danych oraz wybraniu najbardziej korzystnego rozwiązania. Jednak warto zaznaczyć, iż podejście ilościowe nie przewidywało zachowań ludzkich. Zatem zarządzanie operacyjne jest mniej zmatematyzowane

²⁷ R. Griffin, Podstawy zarządzania, op. cit. s. 30.

²⁸ S. Lachiewicz., M. Matejun. Ewolucja nauk o zarządzaniu, Wydawnictwo Oficyna a Walters 2012, Kluwer business, Warszawa, s. 106.

i mniej skomplikowane statycznie niż ilościowa teoria zarządzania i może być zastosowane bezpośrednio do sytuacji kierowniczych. Właściwie zarządzanie operacyjne można traktować jako formę zastosowania ilościowej teorii zarządzania. W skrócie zarządzanie operacyjne są to techniki, które zajmują się wspomaganiami organizacji w efektywnym wytwarzaniu produktów i usług.²⁹ Za twórców ujęcia systemowego uważa się N. Wienera oraz Ludwiga von Bertalanffy'ego, a jedną z najbardziej popularnych definicji określa system jako zastaw składników, między którymi zachodzą wzajemne stosunki (interakcje), i gdzie każdy składnik podłączony jest z każdym innym bezpośrednio lub pośrednio. Natomiast zarządzanie określane jest mianem planowania, organizowania, przewodzenia, kontrolowania pracy członków organizacji oraz wykorzystywania wszelkich dostępnych zasobów organizacji do osiągnięcia jej celów. Zarządzanie głównie dotyczy ludzi, to oni są siłą napędową każdego przedsiębiorstwa. Celem nadrzędnym jest takie działanie wielu osób, które spowoduje maksymalizację zaangażowania naszych pracowników co doprowadzi w rezultacie do osiągnięcia zamierzonego celu.³⁰ Oddzielnym pojęciem jest zarządzanie strategiczne, które obejmuje wymiar całościowy organizacji działalności przedsiębiorstwa czyli w jej skład wchodzi procesy informacyjno-decyzyjne, instrumenty wykorzystywane do badania makro otoczenia, analiza konkurencji, instrumenty zarządzania, badanie stanu faktycznego przedsiębiorstwa³¹. Najważniejsze funkcje zarządzania przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Funkcje zarządzania.

PLANOWANIE	ORGANIZOWANIE	MOTYWOWANIE-KIEROWANIE	KONTROLA
Wyznaczenie harmonogramu realizacji zamierzonych działań przy wykorzystaniu istniejących zasobów	Jest jedną z najważniejszych funkcji zarządzania oraz obowiązkiem każdego menadżera. Dobrze rozplanowanie całej strategii prowadzi do	Odnosi się przede wszystkim do zakresu menadżerskiego ponieważ to im najbardziej zależy na motywowaniu pracowników w pracy.	To inaczej porównanie; polega na zestawieniu stanu faktycznego z zaplanowanymi stanem docelowym. Kontrola pozwala na weryfikację i wprowadzanie

²⁹ Stabryła A., *Podstawy organizacji i zarządzania. Podejścia i koncepcje badawcze*, Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego, Kraków 2012, s. 36.

³⁰ Ibidem, s. 37-38.

³¹ Ibidem, s. 110-115.

	osiągnięcia zamierzonego celu.		korekt w odpowiednim czasie.
Etapy planowania: <ul style="list-style-type: none"> • ustalenie celu • określenie aktualnej sytuacji • ustalenie przeszkód a także zalet założonego celu • opracowanie szeregu działań, które doprowadzą do celu 	Składowe organizowania: <ul style="list-style-type: none"> • grupowanie czynności i kadry • podział zadań i obowiązków • kształtowanie zależności między komórkami • delegowanie i rozliczanie uprawnień • dobór kadry kierowniczej 	Składowe motywowania: <ul style="list-style-type: none"> • dobór i instruowanie pracowników • ustalanie zadań i miar ich wykonania • wyznaczenie wynagrodzeń • ocena i rozwój kadr • stosowanie bodźców poza-płacowych 	Czynności składowe: <ul style="list-style-type: none"> • identyfikacja zadań i ustalanie procedur kontroli • kontrola merytoryczna • kontrola finansowa i księgowa • formułowanie zleceń pokontrolnych

Źródło: opracowanie własne na podstawie R.W. Griffin; Podstawy zarządzania organizacjami, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa

Jak już wcześniej wspomniano, bez względu na wielkość czy strukturę organizacyjną przedsiębiorstwem zarządzają menadżerowie (kierownicy) różnych szczebli zarządzania, którzy tworzą tzw. kadre menadżerską. Aby stale osiągać sukcesy zarówno w teraźniejszości, ale także, co niezwykle ważne – w przyszłości – kadra ta musi poszukiwać nowych rozwiązań oraz stawiać czoła bieżącym problemom w przedsiębiorstwie. W Polsce, najczęściej rozwiązaniem najczęściej spotykanym jest przekrój menadżerów: niskiego, średniego oraz najwyższego szczebla zarządzania³². Menadżerów najniższego szczebla charakteryzuje fakt, iż nie są przełożonymi innych menadżerów i nadzorują najczęściej pracowników w sferze wykonawczej tj. są to brygadziści, i mistrzowie oraz w sferze zarządu są to odpowiednio

³² Bałtowski M., *Wprowadzenie*, op.cit. s. 197.

kierownicy biura lub sekcji. W odróżnieniu, menadżerowie średniego szczebla kierują pracą menadżerów niskiego szczebla oraz w pewnym stopniu pracą wykonawców oraz jednostek administracyjnych. To takich zaliczyć należy kierowników oddziałów i wydziałów produkcyjnych oraz pewnych jednostek organizacyjnych podlegających bezpośrednio pod tzw. zarząd. W odróżnieniu od kadry menadżerskiej średniego szczebla, menadżerowie najwyższego szczebla stanowią najmniej liczną grupę zarządzającą. To przedstawiciele tego szczebla odpowiadają za całokształt zarządzania przedsiębiorstwem. Nakreślają strategiczne obszary funkcjonowania przedsiębiorstwa oraz podejmują najlepsze decyzje dla przedsiębiorstwa. Należą do nich: dyrektor naczelny (prezes), członkowie zarządu, dyrektorzy pionów. Sprawne działanie całego przedsiębiorstwa wymaga od kadry menadżerskiej różnych umiejętności i kwalifikacji zarówno w aspekcie pracy twórczej, wiedzy technicznej jak również w zakresie umiejętności interpersonalnych. Na szczeblach średnich i najwyższych najbardziej spełniają się osoby które potrafią wykorzystać umiejętności kreatywne, natomiast na szczeblu najniższym ta umiejętność nie jest wymagana w tak dużym stopniu. Dobra współpraca z ludźmi wydają się w sposób naturalny, niezbędna na każdym stopniu kadry zarządzającej, a wykorzystanie wiedzy technicznej najlepiej przyda się dla menadżerów szczebla najniższego. Połączenie wszystkich umiejętności i kwalifikacji tzw. twardych i miękkich jest niezbędne do pełnienia tzw. ról kierowniczych, w których wyróżnia się najczęściej trzy kategorie:

1. rola interpersonalna – zadania reprezentacyjne i przywódcze, koordynacja działań i tworzenie więzi międzyludzkich, kontakty z otoczeniem;
2. rola informacyjna – ciągle zbieranie, transformowanie, gromadzenie, przekazywanie i upowszechnianie informacji;
3. rola decyzyjna – dysponowanie zasobami rzeczowymi i osobowymi, zarządzanie zmianami, regulowanie procesów wewnętrznych przedsiębiorstwa oraz negocjowanie.³³

J. Antoszkiewicz zaznaczył, że dla pełnienia ról kierowniczych niezbędne są walory, które uwidaczniają się u dobrego menadżera w postaci umiejętności³⁴:

1. umiejętności organizatorskie. Jest to jedna z zasadniczych zdolności, która cechuje bardzo skutecznych i efektywnych menadżerów. Dobre zorganizowanie i harmonijna współpraca podnoszą jakość pracy i wydajność podwładnych;

³³ Bałtowski M., *Wprowadzenie*, op.cit. s. 198.

³⁴ Antoszkiewicz J., *Techniki menadżerskie. Skuteczne zarządzanie firmą*, Poltext Warszawa 2000 r. s. 33.

2. umiejętności kooperacji, szerzej – koegzystencji. Jest to zdolność współpracy z ludźmi, a także rozumienie podwładnych, tak aby wybrać właściwe sposoby motywowania – zarówno osób pojedynczych, jak i całych grup. To również zdolność dobrej współpracy z przełożonymi i kolegami oraz innymi członkami organizacji. Ważna jest również kooperacja z klientami, a także tworzenie relacji i współpracy z innymi ludźmi;
3. umiejętności systemowego lokowania zagadnień – to zdolność myślenia globalnego dla działania lokalnego. Postrzeganie organizacji jako całości oraz jej pozytywnej i negatywnej synergii, czyli rozumienia i przewidywania, w jaki sposób poszczególne części przyczyniają się do sukcesu całości. Jest to konieczne do koordynacji oraz integracji rozbieżnych, zróżnicowanych, ale co najważniejsze – wszystkich interesów i działań organizacji. To także zdolność widzenia jej współzależności z otoczeniem. Wiąże się z tym umiejętność dostrzegania związków między różnymi czynnikami, które choć nie zawsze zgodne i możliwe do zharmonizowania, zawsze zmagają się do jednego: przyjęte rozwiązanie ma jak najlepiej służyć interesom firmy;
4. umiejętność przewidywania przyszłości – to skutki decyzji menadżera, które będzie można zaobserwować dopiero w przyszłości. Jakość wyboru zostanie poświadczona przez skutki dobre lub złe. Stan ukazujący przyszłość jeszcze nie istnieje. Otrzymany lub odbudowany obraz przyszłości może zostać wykorzystany przez menadżera w różny sposób. Może posłużyć dla aktywnego ukształtowania przyszłości, może być przydatny do (biernego) przystosowania się do nadchodzącej rzeczywistości, może być wreszcie traktowany ze strachem, lekceważeniem, dezaprobatą, z zaskoczeniem i zdziwieniem;
5. umiejętności kreatywne – problemy nie mogą paraliżować menadżera. Musi on znaleźć na nie własną odpowiedź poprzez opracowanie adekwatnego rozwiązania. Nie może jednak polegać wyłącznie na sobie, ale powinien angażować innych do współpracy. Powinien zatem wykorzystać wiedzę, możliwości, umiejętności i doświadczenie swoich podwładnych, a także innych osób.³⁵

W literaturze przedmiotu można również napotkać odwołania do tzw. stylów zarządzania, ponieważ menadżerowie pracują *poprzez ludzi i z ludźmi*, dlatego tak ważne jest w jakim stylu to robią. Wyróżnia się więc dwa podstawowe style zarządzania (kierowania): styl autokratyczny oraz styl demokratyczny. Pierwszy, bazujący na założeniu, że przeciętny człowiek ma niechętny stosunek do pracy, cechuje to że to kierownik dąży do posiadania pełnej

³⁵ Bałtowski M., *Wprowadzenie*, op. cit. s. 197-200.

władzy i narzuca podwładnym zadania i sposoby realizacji oraz wymaga bezwzględnego posłuszeństwa pod groźbą stosowania kar. Styl demokratyczny natomiast bazuje na założeniu, że pracownik chętnie angażuje się w realizację celów i zadań, i charakteryzuje się tym, że kierownik pozwala na decentralizację decyzji, wspólne ustalenie zadań i ich realizacji, swobodę w kreatywnym podejściu do pracy³⁶.

Jak wspomniano powyżej, w praktyce te przeciwstawne style zależą od wielu czynników i aby wdrożenie ich w życie codzienne przedsiębiorstwa warunkuje osobowość kierownika oraz warunki panujące w danym przedsiębiorstwie. Dlatego często spotyka się mix tych dwóch stylów w postaci raczej sytuacyjnego podejścia do zarządzania. Takie podejście mówi o tym, że nie ma jednego uniwersalnego stylu „menadżerowania”, a świadomy kierownik powinien w sposób jak najbardziej elastyczny dostosować się do sytuacji. Zwinne zarządzanie nowoczesnym przedsiębiorstwem (Agile management), to podejście do organizacji w celu zapewnienia nowych produktów lub usług w sposób elastyczny i w interaktywnej formie. W odróżnieniu od standardowego zarządzania, koncepcja Agile manifestuje cztery główne wartości tj. komunikacja z otoczeniem zewnętrznym jako priorytet w stosunku do standardowych procedur i narzędzi, koncentracja na dostarczaniu działających rozwiązań, współpraca z klientami oraz bycie otwartym na zmiany zakresu zamiast ich ograniczanie³⁷. W myśl koncepcji, nowoczesne zarządzanie to reagowanie na różne sytuacje powstające w bliższym oraz dalszym otoczeniu przedsiębiorstwa. Ponadto, zmienność otoczenia wymusza struktury dostosowawcze przedsiębiorstwa oraz procesy weryfikacyjne. W zakresie tych zmian wyróżnić można³⁸:

- zmiany przez adaptację,
- zmiany przez doskonalenie,
- zmiany przez przeprojektowanie,
- zmiany przez przeobrażenia.

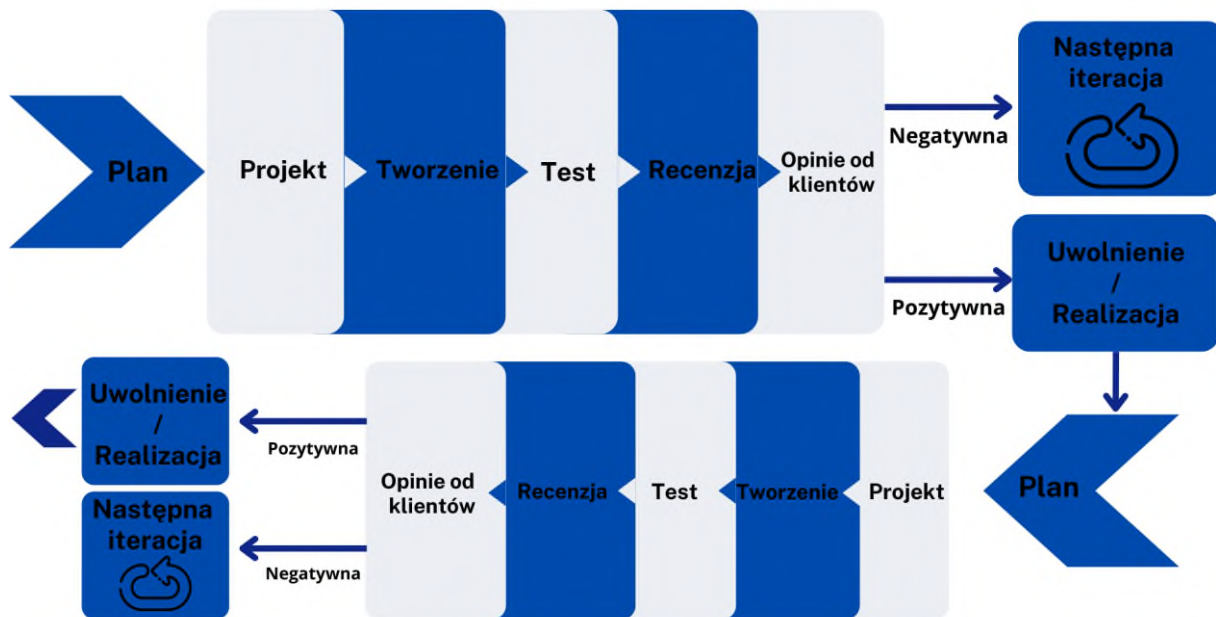
Szereg tych zmiennych może wpływać na definiowanie procesów zarządczych. Dlatego aby minimalizować ryzyko z tym powiązane, wykorzystuje się różnego rodzaju metodykę realizowania projektów w przedsiębiorstwie. Przykładem takiego podejścia jest zwinne

³⁶ Bałtowski M., *Wprowadzenie*, op. cit. s. 200.

³⁷ Home Scrum Guides, www.scrumguides.org [stan na dzień 16.03.2020 r.].

³⁸ M. Białasiewicz; *Rozwój przedsiębiorstw. Zarządzanie i diagnoza*; wyd. Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego, Szczecin 2004 r. s. 15.

zarządzanie przedsiębiorstwem (ang. Agile management). Mapę procesową tej metodyki, przedstawiono na rysunku 5.



Rysunek 5. Mapa procesów metodyki Agile. Opracowanie własne

Obecnie rozwój gospodarczy oraz globalizacja definiują pewnego rodzaju nowy szablon przedsiębiorstwa, w którym zasadniczą rolę odgrywają zasoby informacji (wiedza technologiczna, handlowa, produktowa, know-how itp.). W dobie konsumpcjonizmu, gdzie występuje nieusprawiedliwione pochłanianie zasobów gospodarczych, rynek poniekąd wymusza na nowoczesnych przedsiębiorstwach efektywne kreowanie nowych ofert (zarówno usług i towarów). Jak twierdzi Władysław Janasz, system funkcjonowania przedsiębiorstwem powinien stwarzać realne możliwości budowy i wdrażania strategii, w których powinny być odzwierciedlone nie tylko rodzaje ryzyka (struktura, siła), lecz również szybko zmieniające się wymagania rynku, ukierunkowanie na racjonalizację nakładów, skojarzone z polityką rynkowo-cenową i polityką aliansów strategicznych z otoczeniem gospodarczym. Oznacza to konieczność ciągłego poszukiwania nowych wzorców instytucjonalnych i zachowań kierowniczych w praktyce. W sferze biznesu występuje wiele nowych koncepcji zarządzania (np. TQM, lean, human management and resources, controlling, alianse, outsourcing, organizacja ucząca się itp.). Wszystkie przykłady próbują sprostać najnowszym trendom, w nadziei na uzyskanie rynkowego sukcesu i wyróżnić się z konkurencji. Taka sytuacja pociąga za sobą nowe wyzwania dla przedsiębiorców, co oznacza potrzebę stałego redefiniowania misji i strategii podmiotów, struktur, umiejętności budowy strategicznych odpowiedzi na warunki

występujące w otoczeniu tj. odnawianie przedsiębiorstwa. Działania te, są z jednej strony rezultatem szeroko rozumianej wiedzy i praktyki ludzi, z drugiej natomiast, metodą powstawania i rozwijania wiedzy kapitału ludzkiego, jak i przede wszystkim, organizacji w której kapitał ludzki funkcjonuje, czyli stanowi podstawę mechanizmów kształtowania wiedzy organizacyjnej³⁹. Przeprowadzone badania empiryczne, dowodzą niestety faktu, iż przedsiębiorstwa polskie w dużej mierze nie posiadają takowych strategii, które mogłyby wdrażać na skalę globalną. W wyniku czego, istoty nabiera pojęcia zarządzania strategicznego. Pojęcie to definiowane jest w literaturze na kilka sposobów i zostało zestawione w tabeli 2⁴⁰⁴¹⁴².

Tabela 2. Przykłady definicji pojęcia zarządzanie strategiczne w literaturze.

Peter Drucker	Richard Lynch	John A. Parnell
Termin zarządzanie strategiczne odnosi się przede wszystkim do istoty przedsiębiorstwa i zasad jego funkcjonowania i jest skoncentrowany na wnętrzu danej organizacji. Przesłankę szerokiego pojęcia zarządzania, a więc polityki, powinny stanowić wartości i potrzeby klientów, które wpływają na decyzje odnoszące się do dystrybucji ich dochodów, a więc informacja o wartościach i potrzebach potencjalnych klientów przedsiębiorstwa.	Zarządzanie strategiczne można opisać jako określenie celu organizacji oraz szczególnych planów i działań mających u podstaw osiągnięcie tego celu	Organizacja istnieje w jakimś celu. Misja jest wyrażona w szeroko pojętej, ale trwałej deklaracji celu, która określa zakres działania organizacji i jej oferty dla specyficznych grup i podmiotów. Zatem strategia odnosi się do planów najwyższego kierownictwa w zakresie budowania i utrzymania przewagi konkurencyjnej

Źródło: opracowanie własne

³⁹ K. Janasz, W. Janasz, K. Koziół, K. Szopik-Depczyńska; *Zarządzanie strategiczne, Konceptcje, Metody, Strategie*, wyd. Difin SA, Warszawa 2010 r. s. 10.

⁴⁰ P.F. Drucker, *Zarządzanie w XXI wieku*, Muza SA, Warszawa 2000 r. s. 11.

⁴¹ R. Lynch; *Strategic Management 8th Edition*, W: Pearson; 2018 r. s. 25.

⁴² J.A. Parnell; *Strategic management theory and practice 4th edition*; Sage Publication, California 2013 r. s. 17.

W literaturze można znaleźć odniesienie do powstania tego pojęcia w latach siedemdziesiątych XX wieku i powiązane jest to z pojawieniem się tzw. szoków naftowych w tym okresie – po ich wystąpieniu nastąpił około dziesięciokrotny wzrost cen ropy naftowej, grożący załamaniem gospodarki krajów rozwiniętych. Dostrzeżono wówczas groźbę szoków strategicznych, braki dotychczasowego zarządzania i potrzebę opracowania systemu przeciwdziałania niekorzystnym zmianom występującym w otoczeniu⁴³. Zatem udoskonalanie idei zarządzania ma charakter ewolucyjny, a jego poszczególne elementy przedstawiono w tabeli 3⁴⁴.

Tabela 3. Składowe wybranych kierunków i szkół zarządzania.

Lp.	Kierunki i szkoły	Reprezentowane modele	Reprezentowani autorzy	Uwagi
1.	Polityka ogólna (Corporate strategy)	„SWOT” (atuty, słabości, zagrożenia, szanse)	Andrews, zespół Harvardu 1960-1965	Podejście racjonalne („konceptje” wg Mintzberga)
2.	Planowanie strategiczne	Modele planowania	Ansoff, Ackoff 1965-1975	Podejście systemowe i analityczne („formalne wg Mintzberga)
3.	Strategia operacyjna (Business strategy). Marketing strategiczny	Modele portfela, Modele usytuowania. Strategie ogólne	Levitt, Kotler, Henderson, Abell 1965-1980	Modele, schematy (proces „analityczny” wg Mintzberga)
4.	Zarządzanie strategiczne	Strategiczne dziedziny działalności	Hofer, Schendel 1978	

⁴³ W. Szymański; *Globalizacja, wyzwania i zagrożenia*; wyd. Difin, Warszawa 2001 r. s. 63.

⁴⁴ M. Marchesnay, *Zarządzanie strategiczne*; wyd. Poltext 1994; s. 41.

5.	Strategie rozwoju	Modele wzrostu ekonomicznego, finansowego, organizacyjnego itd.	Ansoff, Marris, Penrose 1960-1970	Silne zróżnicowanie podejść
6.	Kierunek związany z otoczeniem	Model ekonomiki i organizacji przemysłu. Podejście ewolucyjne	Porter 1975-1990	Konflikt między podejściem dedukcyjnym i empirycznym
7.	Kierunek organizacyjny	Model zdolności. Model niepewności. Transakcje wewnętrzne i ekonomia organizacyjna	Mintzberg, Lawrence, Lorsch, Chandler, Cyert i March 1960-1990	Duża różnorodność podejść (Mintzberg wyróżnia podejście polityczne i kulturowe)
8.	Kierunek decyzyjny	Heurystyczne modele decyzji. Procesy podejmowania decyzji indywidualnych i zespołowych	Simon, Mintzberg, Crozier 1955-1990	Podejście empiryczne (Mintzberg wyróżnia podejście poznawcze i doświadczalne)

9.	Kierunek przedsiębiorczości	Typologie przedsiębiorczości	Smith, Gasse 1960-1990	Podjęcie typologiczne. Procesy „wizjonerskie”
----	-----------------------------	------------------------------	---------------------------	---

Źródło: Opracowanie własne

Zmiany dotyczyły znaczenia wybranych zagadnień i ich wagi dla przedsiębiorstwa, testowano różne metody, procedury i techniki biznesowe, implementowano nowe pojęcia takie jak planowanie długookresowe, zorientowanie na otoczenie, planowanie finansowo-strategiczne i wiele innych. Można więc wysnuć interpretację, w myśl której zarządzanie wywodziło się z planowania funkcjonalnego (skierowanego na plany finansowe i budżet), poprzez kreowanie nowych celów oraz przez tworzenie planów długodystansowych. Nieco odmiennym poglądem jest stosowanie strategii zarządzania opartej na bieżących priorytetach. Według Rafała Krupskiego, metodę tą można określić jako koncentrację organizacji na tych działaniach, które są kluczowe z punktu widzenia wykorzystywania pojawiających się w otoczeniu szans lub unikania istotnych zagrożeń. Postulaty ZPP są zatem skoncentrowane na ustaleniu mocno ograniczonych kilku celów, których realizacja jest możliwa w krótszym czasie, niż na ogół zakłada zarządzanie strategiczne⁴⁵. Podstawowe różnice wynikające z zestawienia tych dwóch koncepcji, przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4. Różnice wynikające z zarządzania strategicznego i zarządzania przez priorytety.

	Zarządzanie strategiczne	Zarządzanie przez priorytety
Cel	Wyrażony syntetycznie, potrzeba operacjonalizacji	Wyrażony w języku konkretnych celów operacyjnych bądź ogólnie
Proces formułowania celów	Na bazie szczegółowej analizy, natura prognostyczna	W oparciu o okazje, wycucie sytuacji, intuicję i doświadczenie w branży

⁴⁵ R. Krupski; *Planowanie strategiczne w warunkach niepewności*; Prace naukowe Wałbrzyskiej Wyższej Szkoły Zarządzania i Przedsiębiorczości, Wałbrzych 2017 r. s 149-150.

Zasięg planowanych działań	Często rozległy	Bardzo ograniczony
Horyzont czasowy	Kilkuletni	Krótki, zbliżony do rocznego
Motywacja	Bywa rozmyta, pojawiają się w praktyce zarzuty o brak wpływu na realia	Silna w związku z szybko uzyskiwanym efektem i dużym znaczeniem priorytetów
Kontrola efektów	Odłożona w czasie	Weryfikacja zasadności priorytetów w okresach rocznych

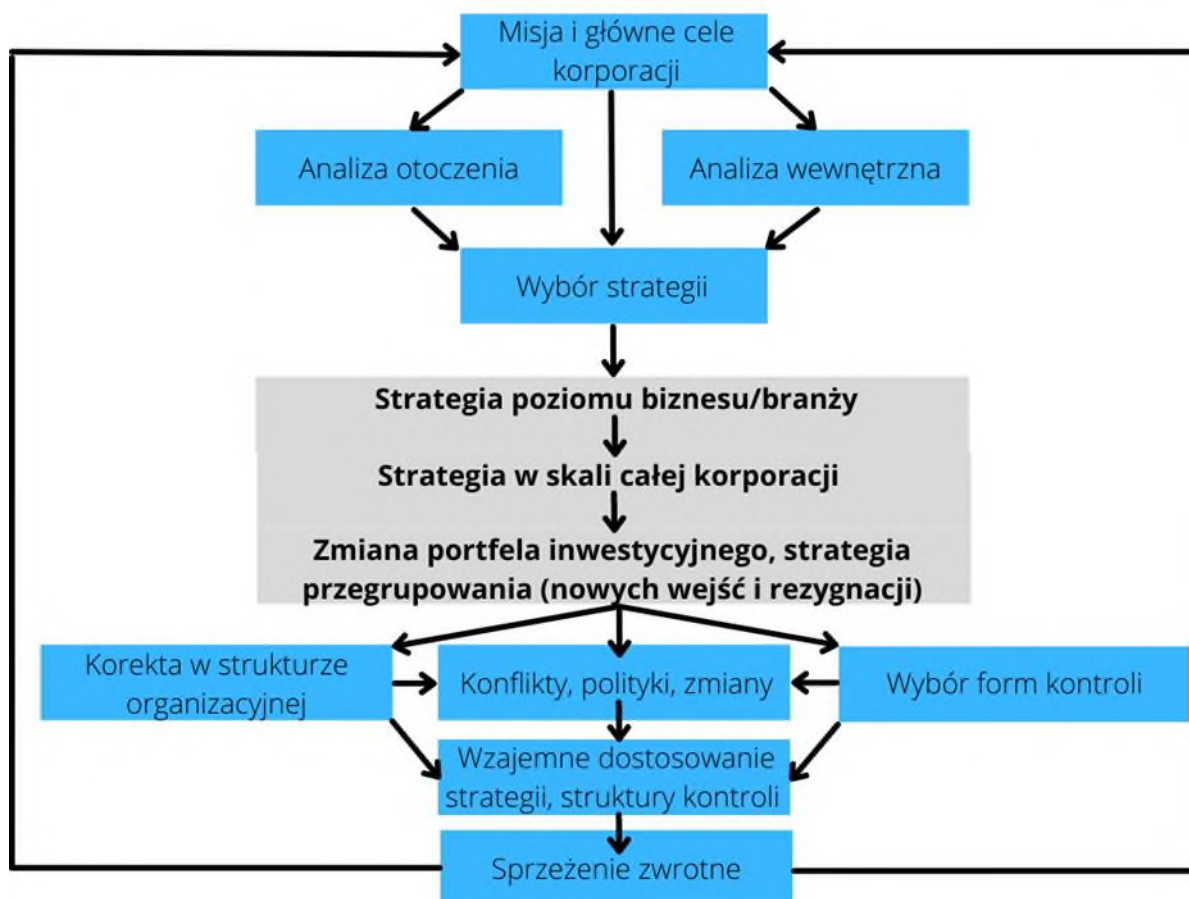
Źródło: Opracowanie własne.

Każde, nawet najlepsze przedsiębiorstwo może dysponować swoim, unikatowym podejściem do zarządzania całą organizacją. Jednakże zdecydowana większość wszystkich jednostek odnoszących sukcesy bazuje na kilku podstawowych zasadach, które to składają się z mniejszych etapów:

- analiza otoczenia,
- formowanie misji,
- formowanie celu,
- formowanie polityki,
- formowanie strategii,
- implementacja założeń,
- kontrola wykonania,
- ocena wykonania.

Kompozycje tych etapów, stanowią czynniki formowania całego procesu strategicznego. Uproszczony układ wyrażono na rysunku 6⁴⁶.

⁴⁶ Ch.W. L Hill, G.R. Jones, *Strategic Management: An Integrated Approach [...]*, Boston 1998, s.8.



Rysunek 6. Składniki procesu strategicznego. Źródło: opracowanie własne na podstawie Ch.W.L Hill, G.R. Jones, *Strategic Management: An Integrated Approach* [...], Boston 1998, s.8

W praktyce, można stwierdzić, iż jedną z najważniejszych kwestii które regulują działanie współczesnych przedsiębiorstw, jest dynamiczna dystrybucja nowych produktów (głównie technologii), z obszaru badań i pilotaży – do klienta ostatecznego. Taka strategia powinna zatem opierać się na wysokiej sprawności i efektywności – jednocześnie umożliwiając jednostce gospodarczej uzyskiwać lepszą pozycję na rynku, a więc konkurencyjność wobec innych podmiotów. Dlatego właśnie formowanie odpowiedniej strategii (przede wszystkich długoterminowej), jest kluczowe i obejmuje to procesy związane z rozwojem produktów i usług, nowych struktur organizacyjnych i zarządzania czy nierzadko nawet uzyskanie licencji know-how, a przede wszystkim obranie odpowiedniej strategii służy

przedsiębiorstwu do realizacji celów. W literaturze przedmiotu można zestawić kilka ujęć definiujących pojęcie celu. Kilka z nich, przedstawiono w tabeli 5⁴⁷⁴⁸⁴⁹:

Tabela 5. Zestawienie istoty celu w przedsiębiorstwach.

Władysław Janasz	Leszek Krzyżanowski	Krzysztof Janasz
Cel polega na przedstawieniu zamierzeń i filozofii przedsięwzięcia pomiotów, zamierzeń, które mają być osiągnięte w przyszłości. Cel stanowi odzwierciedlenie przewidywanego przedsięwzięcia, wynikającego z potrzeb własnych podmiotu i środowiska, w którym ono funkcjonuje. [...] Wszelkie formułowane cele dotyczą sytuacji oczekiwanych w przyszłości i są one ściśle związane z możliwościami zaspokojenia określonych potrzeb.	Cel jest określony przedmiotowo i podmiotowo jako przyszły, pożądany stan bądź rezultat działania organizacji, możliwy i przewidziany do osiągnięcia, w okresie mieszczącym się w przedziale czasu objętym krótkookresowym lub wieloletnim planem działania	Każdy cel funkcjonowania przedsiębiorstwa wiąże się zazwyczaj z występowaniem określonych potrzeb. Cel rozpatrywany w aspekcie ekonomicznym jest motywem wewnętrznym, zamiarem dążenia do osiągnięcia określonego stanu bądź chęci wykonania określonych czynności, które wynikają z potrzeb ludzkich i społecznych interesów. Cele działania pociągają za sobą określone skutki.

Źródło: opracowanie własne

Zatem perspektywą funkcjonowania zgodnie z wyznaczonymi celami stanowi wizja przedsiębiorstwa. Można ją kreować w kategorii inspirującej koncepcji na horyzoncie przedsiębiorstwa, opartej na osiągnięciu określonych celów. Wizja stanowić może perspektywę nowej struktury przedsiębiorstwa, postulaty funkcjonowania oraz daleko idącą perspektywę lidera (w formie aspiracji). Innymi słowy, wizja stanowić może pewien stan, w przyszłości, stanowiący obraz działania jednostki, przy pomyślnym kształtowaniu najbardziej dogodnej

⁴⁷ K. Janasz, W. Janasz, K. Koziół, K. Szopik-Depczyńska; *Zarządzanie strategiczne*, op. cit. s. 68.

⁴⁸ W. Janasz; *Kapitał w strategicznym zarządzaniu przedsiębiorstwem*; wyd. Difin, Warszawa 2007 r. s. 32.

⁴⁹ Stabryła A.; *Podstawy organizacji i zarządzania*, Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego, Kraków 2012, s. 32.

ścieżki rozwoju dla tego przedsiębiorstwa. Jak twierdzi Bengt Karlof – wizja stanowiącą składową zbioru celów przedsiębiorstwa, nie musi być zawsze zrealizowana, lecz może i powinna być korygowana w miarę uzyskiwania rezultatów odnoszących się do niej⁵⁰. Wizja kreowana jest przez właściciela lub przez zespół zarządzający, dlatego ważne jest aby określenie czy osoby kreujące, odzwierciedlają ją w takim samym sposób i się z nią identyfikują.

Aby skupić się na zarządzaniu poszczególnymi procesami w przedsiębiorstwie, należy przedstawić przykład technik stosowanych do zarządzania projektami. Przykładem takiej metodyki (opartej na produktach) jest metodyka PRINCE2, która opiera się o uznane i sprawdzone najlepsze praktyki oraz ład zarządzania projektami⁵¹. Można ją dostosować do określonych potrzeb organizacji oraz skalować zarówno do wielkości jak i poziomu złożoności projektów. Jest możliwa do zastosowania w każdej branży i można jej używać w połączeniu z różnymi podejściami i technikami. Dzięki dużej rozpoznawalności i powszechnemu stosowaniu dostarcza wspólnego zakresu pojęć oraz definicji, co wpływa na łatwiejszą komunikację oraz lepsze zrozumienie się członków zespołu projektowego oraz kluczowych interesariuszy. Dzięki skupieniu na zasadności biznesowej cel projektu podparty jest rzeczywistą potrzebą organizacji. Metodyka PRINCE2 składa się z czterech głównych elementów, do których należą:

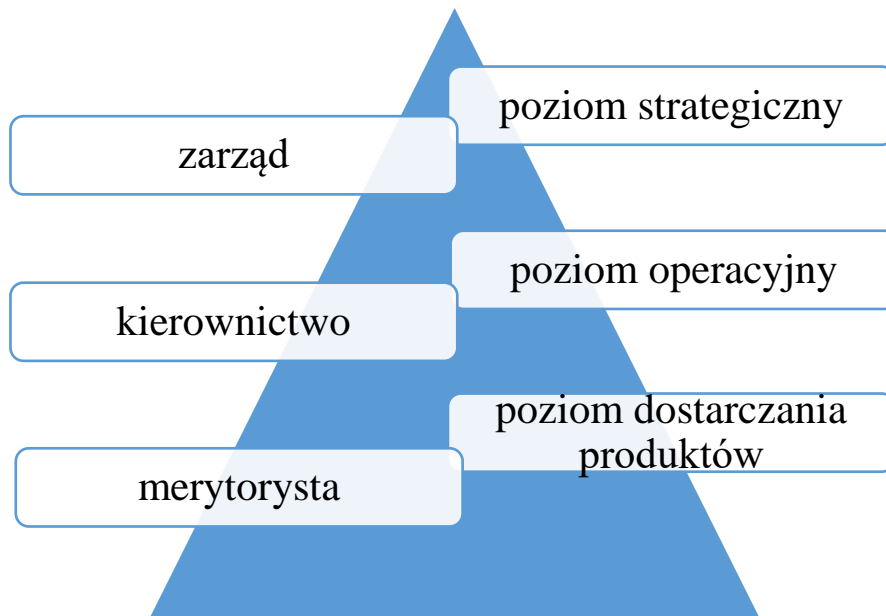
- Pryncypia tj. główne zasady, jakich nie można łamać ani ignorować, jeżeli nasz projekt ma być zarządzany zgodnie z PRINCE2.
- Tematy (dokładniej 7 tematów), opisujące aspekty zarządzania projektem, którymi należy zajmować się przez cały czas trwania projektu. Każdy z tematów zawiera wskazówki dotyczące postępowania w ramach danego tematu w cyklu życia projektu. 7 tematów wchodzących w skład tego elementu to:
 - ciągła zasadność biznesowa,
 - korzystanie z doświadczeń,
 - zdefiniowane role i obowiązki,
 - zarządzanie etapowe,
 - zarządzanie z wykorzystaniem tolerancji,
 - koncentracja na produktach,
 - dostosowanie do projektu.

⁵⁰ B. Karlof; *Strategia biznesu, koncepcje i modele*; Biblioteka Menadżera i Bankowca, Warszawa 1992 r. s 81.

⁵¹ <https://www.prince2.com/pl/prince2-methodology> dostęp na dzień 10.01.2022 r.


- Procesy tj. zbiory działań zarządczych, jakie muszą być wykonane przez różne osoby w projekcie. Procesy ułożone są zarówno hierarchicznie (występują na różnych poziomach zarządzania) jak i na osi czasu projektu (występują w różnych okresach w cyklu życia projektu). Najwięcej procesów obsługuje oczywiście kierownik projektu, ale osoby podejmujące kluczowe decyzje w projekcie oraz wykonawcy prac projektowych też biorą w nich udział.
- Środowisko projektu tj. konkretne otoczenie biznesowe. Na to otoczenie wpływają czynniki ekonomiczne, społeczne, technologiczne, prawne, organizacyjne czy polityczne, ale również moda, trendy czy siła nabywczą pieniądza. Dzięki analizie otoczenia wiemy jakie zagrożenia wziąć pod uwagę, jakie elementy otoczenia można wykorzystać, aby odnieść sukces. Analiza otoczenia odbywa się głównie przed projektem, jednak w jego trakcie również musimy je analizować, aby mieć pewność, że projekt nadal posiada zasadność biznesową, a nasze korzyści biznesowe są możliwe do udźwignięcia. Środowisko projektu należy do zintegrowanych elementów metodyki PRINCE2, ponieważ metodyka powinna być każdorazowo do niego dostosowana – stopień formalizacji i zaangażowania w czynności zarządcze powinny być adekwatne do poziomu ryzyka, złożoności i rozmiaru projektu, jego znaczenia, kontekstu organizacyjnego.

Kolejnym ważnym elementem metodyki PRINCE2 są procesy. Każdy proces odbywa się na różnym poziomie zarządzania oraz zawiera w sobie różne działania i czynności jakie należy podjąć w przedsiębiorstwie. W literaturze wyróżnia się trzy poziomy zarządzania w projekcie, zgodnie z tą metodyką (rys. 7).



Rysunek 7. Trzy poziomy zarządzania w projekcie, zgodnie z metodyką PRINCE2.
 Źródło: opracowanie własne

Poziom strategiczny to poziom komitetu sterującego, czyli właściciele projektu. Podejmują oni w projekcie kluczowe decyzje. Poziomem podrzędnym jest poziom operacyjny który przeznaczony jest dla kierownika projektu, który zarządza projektem w ramach uprawnień jakie ustali z komitetem sterującym. Natomiast najniższym jest poziom dostarczania produktów (dla kierownika zespołu). Właśnie tutaj powstają produkty, a kierownicy zespołów zobowiązani się raportować o postępach do kierownika projektu. Poziomy zarządzania ustalone są hierarchicznie, jednak projekt zarządzany jest w oparciu o etapy. Na końcu każdego z nich definiuje się punkt kontrolny, przy którym komitet sterujący podejmuje decyzję, czy należy kontynuować projekt i nadal go finansować. W każdym z tych etapów wykonywane są działania na różnych poziomach zarządzania. Działania te zdefiniowane są właśnie w ramach wspomnianych wcześniej procesów i przedstawiono je na rysunku 8.

Etap przed projektem (1)	Etap inicjowania (3)	Etap realizacji (4)	Ostatni etap realizacji (5)	
 Przygotowanie projektu (2)	Zarządzanie Strategiczne projektem			Zarządzanie strategiczne
	Zarządzanie końcem etapu	Zarządzanie końcem etapu	Zamykanie projektu	Zarządzanie operacyjne
	Inicjowanie projektu	Sterowanie etapem	Sterowanie etapem	
		Zarządzanie dostarczeniem produktów	Zarządzanie dostarczeniem produktów	Poziom dostarczania produktów

Rysunek 8. Mapa procesów zarządzania z uwzględnieniem etapów i poziomów zarządzania projektem. Źródło: opracowanie własne

1.3 Przedsiębiorstwo energetyczne jako składowa systemu energetycznego

Aby wskazać znaczenie energii należy odnieść się do rewolucji przemysłowej która miała miejsce na przełomie XVIII i XIX wieku. Wtedy to silne ruchy polityczne zdeterminowały rozwój technologiczny i pojawiło się najwięcej wynalazków wykorzystujących energię elektryczną lub w postaci innych nośników energii. W konsekwencji rozwoju napędzanego przez długi czas tanimi i łatwo dostępnymi źródłami energii, elektryczność upowszechniła się – wyznaczając pewien poziom i komfort życia⁵². A. Kucharska wskazuje dwie teorie zgodnie z którymi rozwijały się światowe gospodarki, kreowały kwestie bezpieczeństwa oraz stosunków międzynarodowych. Pierwsza z nich, to teoria liberalna, która określa proces transformacji energetycznej jako naturalny bieg rozwoju technologicznego (odnawialne źródła energii) w obliczu zmieniającego się świata i wyzwań cywilizacyjnych (ochrona środowiska i klimatu). Drugą jest teoria realizmu, która wskazuje na

⁵² Kucharska A., *Transformacja energetyczna – wyzwania dla Polski wobec doświadczeń krajów Europy Zachodniej*, PWN Warszawa 2021, s. 64.

adaptację nowych instrumentów (polityki transformacji energetycznej oraz związanych z nią rozwiązań technologicznych i gospodarczych) do starych celów (walki o władzę i wpływy). W rozumieniu realizmu, to państwo musi samo zadbać o bezpieczeństwo energetyczne, a w dążeniu do tego może ono posilkować się wszelkimi środkami ze szczególną preferencją, tych które zbliżają ją do celów najniższymi nakładami ekonomicznymi⁵³. Szczegółowe aspekty tych dwóch teorii, przedstawiono w tabeli 6. Jak słusznie zauważa S. Bieleń, koncepcja geopolityki, która zajmuje się analizą funkcjonowania państw, ich rywalizacji między sobą, konfliktami czy analizą wspólnych interesów, we współczesnym świecie traci brzmienie, na rzecz dynamicznego rozwoju technologicznego oraz globalizacji. A zatem nie tylko położenie geograficzne, lecz także potencjał ekonomiczny decydują o potędze państwa, co w dalszej konsekwencji przekłada się na siłę jego wpływów politycznych w środowisku międzynarodowym⁵⁴.

Tabela 6. Zestawienie założeń teorii liberalnej i realizmu.

Aspekt	Liberalizm	Realizm
Uczestnicy polityki i gospodarki światowej	Międzynarodowe organizacje gospodarcze, poszczególne agendy rządowe, przedsiębiorstwa międzynarodowe, związki zawodowe jako najważniejsze faktory sceny politycznej	Państwa są najważniejszymi czynnikami na scenie politycznej
Cel działania aktorów międzynarodowych	Maksymalne zyski	Bogactwo i władza
Instrumenty polityczne	Normy prawa międzynarodowego	Sankcje i kary
Determinanty działań	Uwarunkowane przez przeobrażenia w układzie sił ekonomicznych i towarzyszące im zmiany na	Gospodarka światowa wpływa na politykę danego państwa

⁵³ Ibidem, s. 64-66.

⁵⁴ S. Bieleń, *Geopolityczne myślenie o ładzie międzynarodowym*, s. 32.

	szczeblach międzynarodowych	
--	--------------------------------	--

Źródło: opracowanie własne na podstawie Kucharska A., *Transformacja energetyczna – wyzwania dla Polski wobec doświadczeń krajów Europy Zachodniej*, PWN Warszawa 2021

Źródła energii to naturalne zasoby surowców, rozlokowane w sposób nieregularny na świecie, co w naturalny sposób definiuje producentów oraz konsumentów wraz z ich bezpośrednimi zależnościami. W modernistycznym ujęciu, istotną rolę odgrywają również alternatywne źródła energii. U podstaw tego podejścia, leży przewaga międzynarodowa danego państwa, które jest ściśle związana z rozwojem technologicznym w aspekcie pozyskiwania energii, co przekłada się bezpośrednio na siłę państwa i jego pozycję na arenie międzynarodowej.

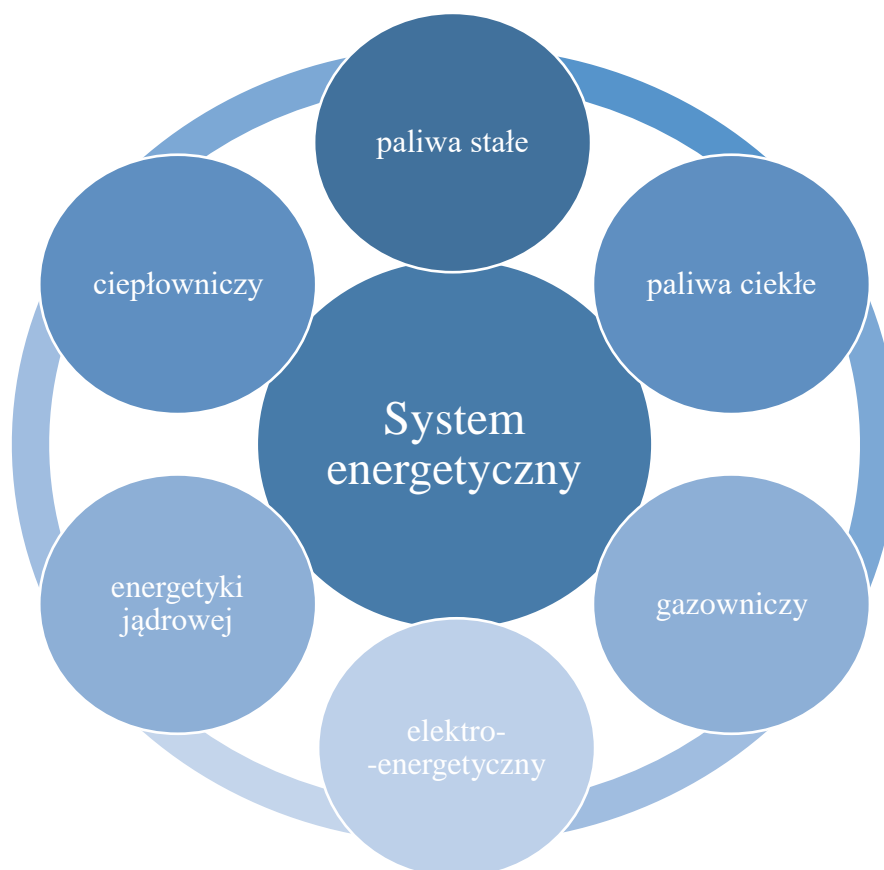
Natomiast w XXI wieku, energia stanowi podstawę funkcjonowania państw wysoko rozwiniętych i postępu społeczno-gospodarczego i stanowi filar, który pełni istotną rolę w życiu człowieka, a jej oddziaływanie można zaobserwować w wielu strefach działalności. Z punktu widzenia państwa, jest ona sektorem o strategicznym znaczeniu dla zapewnienia bezpieczeństwa. Zgodnie z tą koncepcją, w każdym kraju wyróżnia się sektory gospodarki, których istnienie pozwala kreować rozwój przedsiębiorstw oraz stwarzać warunki sprzyjające umacnianiu i powiększaniu przewagi konkurencyjnej w gospodarce narodowej⁵⁵. Sektory strategiczne odnoszą się do przemysłu mającego wpływ na gospodarkę poszczególnych krajów, w szczególności biorąc pod uwagę dywersyfikację wszystkich sektorów. Ze względu na swoją istotność, sektory te wyznaczają kierunki procesów inwestycyjnych, determinując bezpośrednio możliwości rozwoju gospodarczego. Obok takich systemów jak transport czy służba medyczna, niezawodny system energetyczny warunkuje działanie gospodarki oraz życie społeczne a więc ważnym aspektem jest zdefiniowanie systemu energetycznego. Według T. Chmielniaka, system ten można przedstawić jako zbiór obiektów (urządzeń) sprzężonych technicznie, organizacyjnie i ekonomicznie służących do poszukiwania, pozyskiwania, przetwarzania, przesyłania, rozdzielania i użytkowania energii we wszystkich jej postaciach⁵⁶. T. Chmielniak definiuje również element jakim jest podsystem energetyczny, jako zespół urządzeń przeznaczonych do produkcji, przesyłu i rozdziału energii elektrycznej, połączone ze sobą funkcjonalnie w celu realizacji ciągłej dostawy energii elektrycznej do odbiorców⁵⁷. Do

⁵⁵ Olszewski L., *Strategiczne sektory w rozwoju współczesnej gospodarki narodowej*, Prawnicza i Ekonomiczna Biblioteka Cyfrowa, Wrocław 2012, s. 546.

⁵⁶ T. Chmielniak; *Technologie energetyczne*, PWN Warszawa 2018 r. s. 63.

⁵⁷ T. Chmielniak; *Technologie energetyczne [...]*; Wyd. Politechnika Śląska Gliwice, 2004 r.

głównych elementów składowych tych podzespołów, wskazuje się elektrownie i sieci, a ich wśród tych pierwszych wyróżnić należy: siłownie parowe, gazowo-parowe, jądrowe, wiatrowe, geotermalne, słoneczne, parowe i fotowoltaiczne, elektrownie z generacją energii elektrycznej w ogniwach paliwowych oraz elektrownie wodne (przepływowe, pompowo-szczytowe oraz pływowe)⁵⁸. Podział systemu energetycznego przedstawiono na rysunku 9.



Rysunek 9. System energetyczny i jego podsystemy. Źródło: Opracowanie własne na podstawie T. Chmielniak; *Technologie energetyczne*, PWN Warszawa 2018 r.

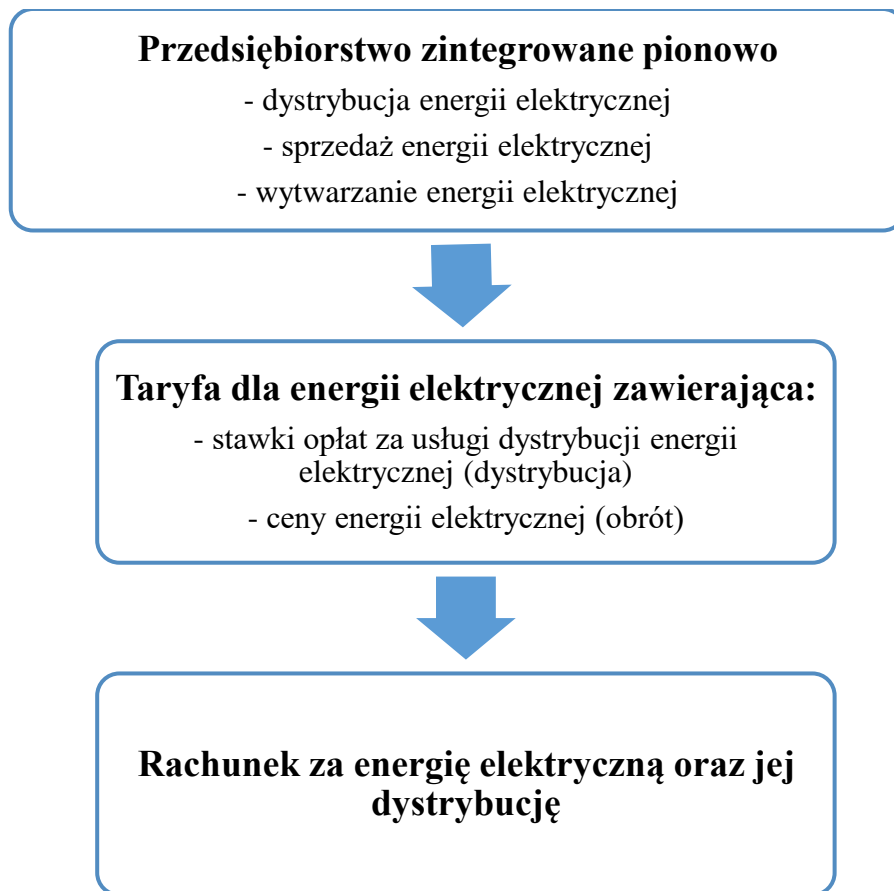
Istotnym czynnikiem wpływającym na strukturę i funkcjonowanie przedsiębiorstw w sektorze energetycznym, były zapisy ustawy z dnia 10 kwietnia – Prawo Energetyczne (Dz. U. 2020. poz. 833) mówiące o zasadzie unbundligu⁵⁹. Pojęcie to jest ściśle związane z wyodrębnieniem wytwarzania, dystrybucji i obrotu energii elektrycznej. Przesłaniem do wdrożenia tego rozwiązania były również dyrektywa UE nr. EC/54/2003 oraz przeciwdziałanie monopolowi dla wyłącznie jednego podmiotu na obszarze całego kraju⁶⁰. Jednakże, przedsiębiorstwa które funkcjonowały w strukturach zintegrowania pionowego posiadały

⁵⁸ T. Chmielniak; *Technologie energetyczne*, op.cit. s. 64.

⁵⁹ Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia – (Dz. U. 2020. poz. 833).

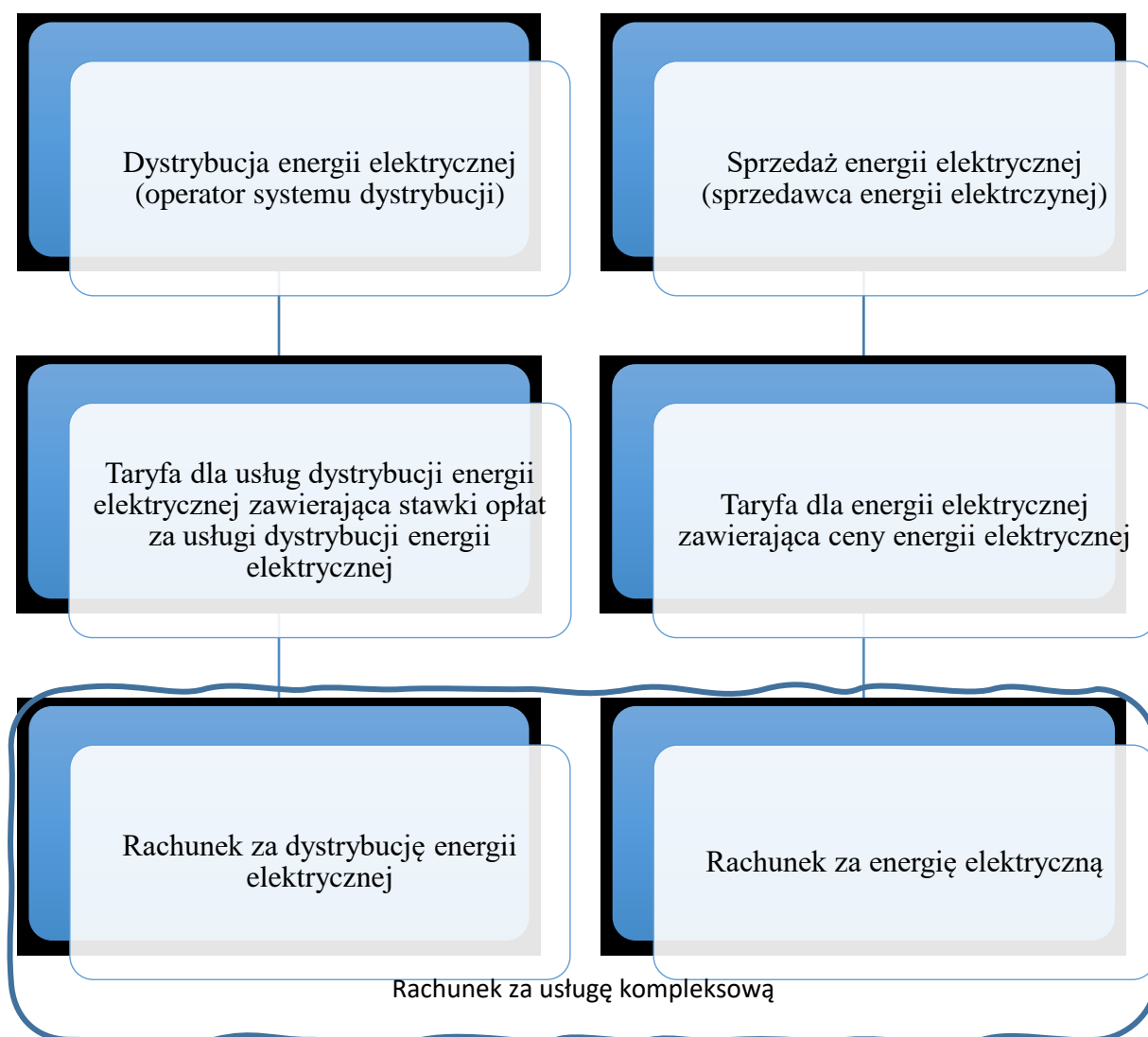
⁶⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32003L0054> dostęp na dzień 15.01.2022 r.

pozycję uprzywilejowaną na rynku. Do 1 lipca 2007 roku zakres dystrybucji i sprzedaży energii elektrycznej, jak również przychody będące następstwem wystawionych rachunków za prąd – były zintegrowane w ramach funkcjonowania przedsiębiorstw energetycznych (patrz rys. 10).



Rysunek 10. Organizacja przedsiębiorstwa energetycznego przed 1 lipca 2007 roku.
Źródło: opracowanie własne

Natomiast po tej dacie (oraz po wdrożeniu unbundlingu) nastąpiło rozdzielenie przepływów zasobów finansowych w zakresie każdej z powyższych działalności. Każdy z powstałych OSD musiał stworzyć całkowicie nowy zbiór zasad i regulacji w zakresie opłat i stawek za świadczone usługi. Podział ten przedstawiono na rysunku 11.



Rysunek 11. Funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych od 1 lipca 2007 roku. Źródło: opracowanie własne.

Ciekawe spostrzeżenie przedstawiają również Autorzy opracowania pn. *Operator Systemu Dystrybucyjnego na współczesnym rynku elektroenergetycznym*⁶¹ (W. Drożdż, B. Pilecki, D. Ciężki oraz M. Sroka), którzy to zestawiają funkcjonowanie OSD w ramach swego monopolu naturalnego wraz z systemem barier, które warunkują wejście na rynek sektora elektroenergetycznego. Ważnym elementem jest zestawienie zbiorcze które przedstawia kluczowe, według Autorów, elementy ograniczające powstawanie nowych podmiotów konkurencyjnych na taką skalę, które przedstawiono w tabeli 7.

⁶¹ W. Drożdż, B. Pilecki, D. Ciężki oraz M. Sroka; *Operator Systemu Dystrybucyjnego na współczesnym rynku elektroenergetycznym*; Uniwersytet Szczeciński – *Rozprawy i Studia 1231*; Szczecin 2021; s. 50.

Tabela 7. Bariera wejścia w działalności charakterystycznej dla operatorów systemów dystrybucji

Bariery wejścia	Cechy OSD
Bardzo wysokie nakłady inwestycyjne	Wysokie nakłady na budowę i koszty utrzymania należytego stanu infrastruktury elektroenergetycznej
Duży udział kosztów stałych w działalności	<p>Wysokie koszty stałe np.:</p> <ul style="list-style-type: none"> koszty związane eksploatacją i utrzymaniem w należyłym stanie infrastruktury elektroenergetycznej, utrzymanie wyspecjalizowanej kadry (w tym również w znacznym stopniu praca ciągła/zmianowa), występowanie przenoszonych kosztów stałych (np. za mawianie mocy itp.)
Konieczność istnienia bardzo dużej liczby klientów dla osiągnięcia zysku (obejmowanie swoją działalnością dużego rynku)	Koszty związane z budową, utrzymaniem i eksploatacją infrastruktury elektroenergetycznej wyłącznie dla mało licznych grup odbiorców (również w rozumieniu wielkości zapotrzebowania na moc) są niewspółmiernie wysokie do możliwych korzyści
Niepodzielność procesu technologicznego	Tworzenie „wysp energetycznych” trudne do zrealizowania technicznie i niezapewniające dostatecznej pewności ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa energetycznego
Trudności w pozyskiwaniu finansowania wysokich nakładów	Stopa zwrotu z kapitału i trudności w przeniesieniu w taryfie dużych nakładów ze względu na ograniczenia związane kosztami dla odbiorców.

Źródło: W. Drożdż, B. Pilecki, D. Ciężki oraz M. Sroka; *Operator Systemu Dystrybucyjnego na współczesnym rynku elektroenergetycznym*, wyd. Wydawnictwo Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego, Szczecin 2021, s. 50.

Analizując sytuację, w jakiej znajdują się OSD w Polsce, można dokonać krótkiego opisu czynników które stanowią podstawę przeciwdziałania niepożądanym działaniom w zakresie funkcjonowania OSD. Pierwszym z nich jest podległość ścisłym regulacjom, związanym z ograniczeniem stosowania wygórowanych opłat z tytułu świadczenia usług przesyłu energii.

Kolejnym jest stosowanie zasady równouprawnienia w dostępie do sieci energetycznej, wobec wszelkich podmiotów istniejących na rynku. Następnie niedyskryminowanie jednostek w zakresie ustanowienia taryf i zobowiązań z nich wynikających. Takie przedsiębiorstwa jak OSD należą do specyficznych oraz krytycznych jednostek w gospodarce krajowej a ich poprawne funkcjonowanie jest kluczowe nie tylko dla poprawnego funkcjonowania kraju ale również dla podnoszenia poziomu życia mieszkańców.

Powszechność dostępu i korzystanie z zalet energii elektrycznej wymaga sprawnego działania rozbudowanego układu urządzeń do jej wytwarzania, przesyłania i rozdziału. Energia elektryczna dostarczana do odbiorców wytwarzana jest w elektrowniach. W Polsce są to głównie elektrownie ciepłe opalane węglem brunatnym lub kamiennym. Przesył energii z elektrowni do odbiorcy możliwy jest dzięki rozległej sieci linii i stacji elektroenergetycznych. Wiąże się on jednak ze stratami. Zasadniczy sposób zmniejszenia tych strat polega na podwyższaniu napięcia elektroenergetycznych linii przesyłowych. Podnoszenie napięcia dla celów przesyłu, a następnie obniżania do poziomu, na którym możliwe jest stosowanie elektrycznych urządzeń powszechnego użytku zbudowanego na napięciu 220/230 lub 380/400 V, wymaga korzystania z systemowych stacji elektroenergetycznych najwyższych napięć, wielu stacji rozdzielczych wysokiego napięcia oraz rozlicznych stacji transformatorowych, zamieniających średnie napięcie (rozdzielcze) na powszechnie stosowane w instalacjach odbiorczych (230/400 V). W stacjach, pracują: transformatory, autotransformatory, kompensatory synchroniczne, baterie kondensatorów, dławiki (przeciwzwarceniowe gaszące), łączniki (wyłączniki, odłączniki), przekładniki prądowe i napięciowe i inne elementy oraz urządzenia⁶². Wszystkie te obiekty - linie i stacje elektroenergetyczne - składają się na system elektroenergetyczny.

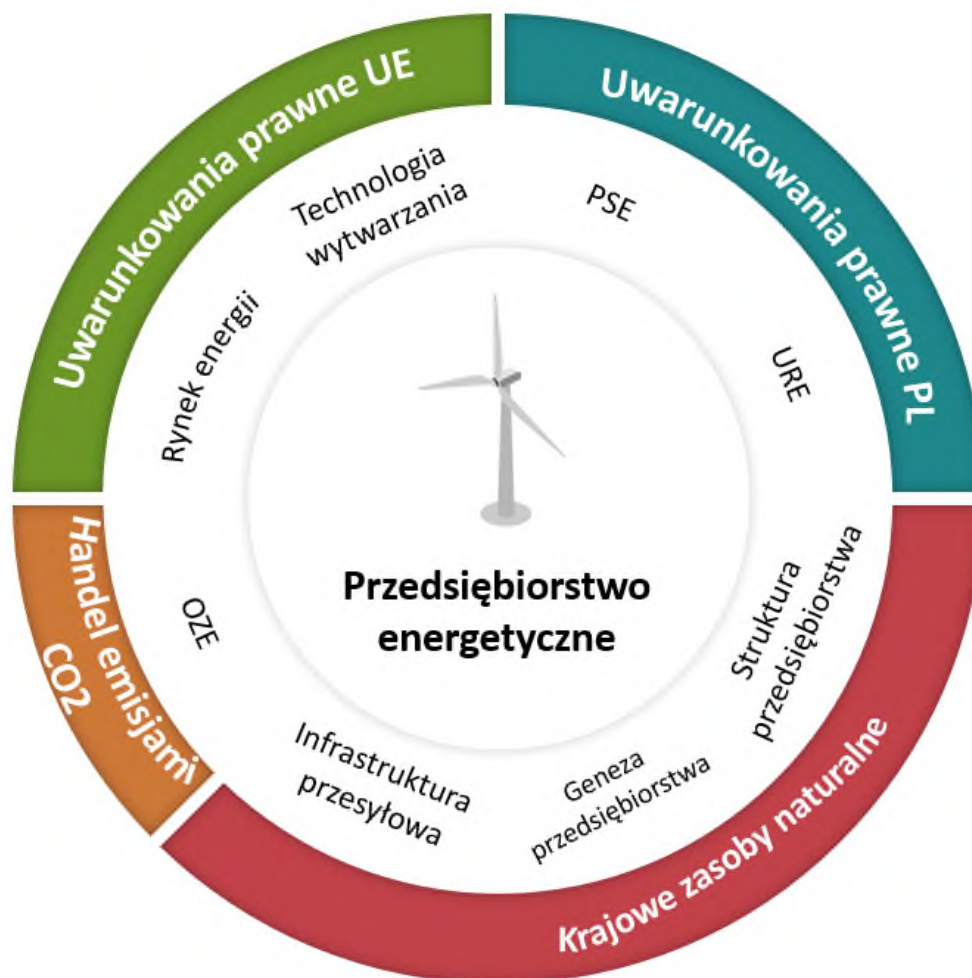
Determinanty kształtujące dane przedsiębiorstwo można grupować według wcześniej prezentowanej klasyfikacji otoczenia, zgodnie z którą wyróżnia się samo przedsiębiorstwo – jego strukturę oraz pozycję rynkową która wywodzi się z historii funkcjonowania, w szczególności uwzględniając kapitałochłonność inwestycji w tym sektorze (patrz rysunek 12). Następnie, komplementarnym determinantem jest poziom integracji segmentu produkcji energii oraz lokalizacja jego aktywów (zasobów). Czynniki geograficzne odgrywa zatem istotną rolę dla złożoności łańcuchów logistycznych danego przedsiębiorstwa. A funkcjonowanie tych łańcuchów warunkuje zastosowanie odpowiedniej infrastruktury przesyłowej. Nie sposób również pominąć struktury właścicielskiej wybranego podmiotu. Nierzadko przedsiębiorstwa

⁶² T. Chmielniak; *Technologie energetyczne*, op. cit. s. 65.

kontrolowane częściowo poprzez rządy służą jako narzędzie prowadzenia nakierunkowanej, własnej polityki energetycznej lub realizacji określonych interesów narodowych. Zatem wolą właściciela jest określenie strategii oraz dysponowanie surowcami energetycznymi. Kolejno, w otoczeniu bliższym najważniejszym czynnikiem jest dostępność zasobów energetycznych (odnawialnych i nieodnawialnych), które mogą warunkować działanie nawet całego sektora. W tym aspekcie rozumiana jest zależność podaży i popytu na te paliwa, a także uwarunkowania logistyczne, które w związku z określoną sytuacją geopolityczną mogą istotnie wpływać na poziom bezpieczeństwa energetycznego. Należy tu wyróżnić odrębne podejścia, w zależności od tego czy ma się do czynienia z paliwami lokalnymi (np. paliwa z odpadów, torf itp.) czy paliwami globalnymi (np. węgiel kamienny, gaz ziemny). W przypadku tych pierwszych, kluczowe jest zapewnienie dostępu do surowca i zabezpieczenie takiej jego ilości, która zapewni dostęp do paliwa w całym okresie życia źródła wytwórczego lub co najmniej w takim okresie, w jakim jest to założone. W przypadku paliw o charakterze globalnym, obok zidentyfikowania globalnych zasobów i popytu, głównym problemem jest zapewnienie nieprzerwanej logistyki dostaw z miejsca, w którym paliwo jest kupowane⁶³. Pozyskiwanie surowców wiąże się z zależnością popytu i podaży, a w konsekwencji kształtowaniu cen rynkowych. Następnie, istotną rolę odgrywa stosowana technologia spalania paliw. W powszechnym zastosowaniu są obecnie kotły rusztowe, pyłowe i fluidalne. W technologii kotłów fluidalnych wyróżnia się wiele zróżnicowanych rozwiązań technicznych m.in. w zakresie zastosowanego złoża – stacjonarne, cyrkulacyjne, bąbelkowe. Poza tym producenci urządzeń oferują również kotły gazowe czy kotły olejowe. Popularnym rozwiązaniem są kotły wielopaliwowe, których zastosowanie dopuszcza możliwe szeroką gamę paliw⁶⁴.

⁶³ Nowakowski R., *Miks paliwowym elementem strategii przedsiębiorstwa energetycznego*; ENERGY POLICY JOURNAL 2015, tom 18 zeszyt 4 s. 64.

⁶⁴ R. Nowakowski, *Miks paliwowym elementem strategii przedsiębiorstwa energetycznego*; ENERGY POLICY JOURNAL 2015, tom 18 zeszyt 4 str. 63.



Rysunek 12. Otoczenie wewnętrzne i zewnętrzne przedsiębiorstwa energetycznego.
 Źródło: Opracowanie własne

W wymiarze otoczenia dalszego, najistotniejszą rolę odgrywa polityka zarówno krajowa jak i międzynarodowa. Z uwagi na to, że Polska jest krajem członkowskim Unii Europejskiej, szczególne znaczenie będą miały tutaj regulacje unijne. Wdrożenie nowych strategii klimatycznych rewolucjonizuje dotychczasowe podejście do sektorów energetycznych w wielu krajach Unii Europejskiej. Swoisty *pakiet klimatyczny*, stanowi nową bazę do działania i jest wiążącym aktem dla wszystkich członków wspólnoty. Z perspektywy celowej redukcji emisji CO₂, planowane jest zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w całościowym miksie energetycznym. Ponadto, w sektorze energetycznym funkcjonuje wiele podmiotów które regulowane są przez szereg norm i aktów prawnych zarówno na szczeblu europejskim oraz krajowym. Dodatkowo, istnieje wiele instytucji które także bezpośrednio oddziałują na funkcjonowanie takich podmiotów. Na przekroju ogólnego pojęcia systemu energetycznego wyróżnić można kolejne formy przetwarzanej energii. I kolejno, energia pozyskiwana

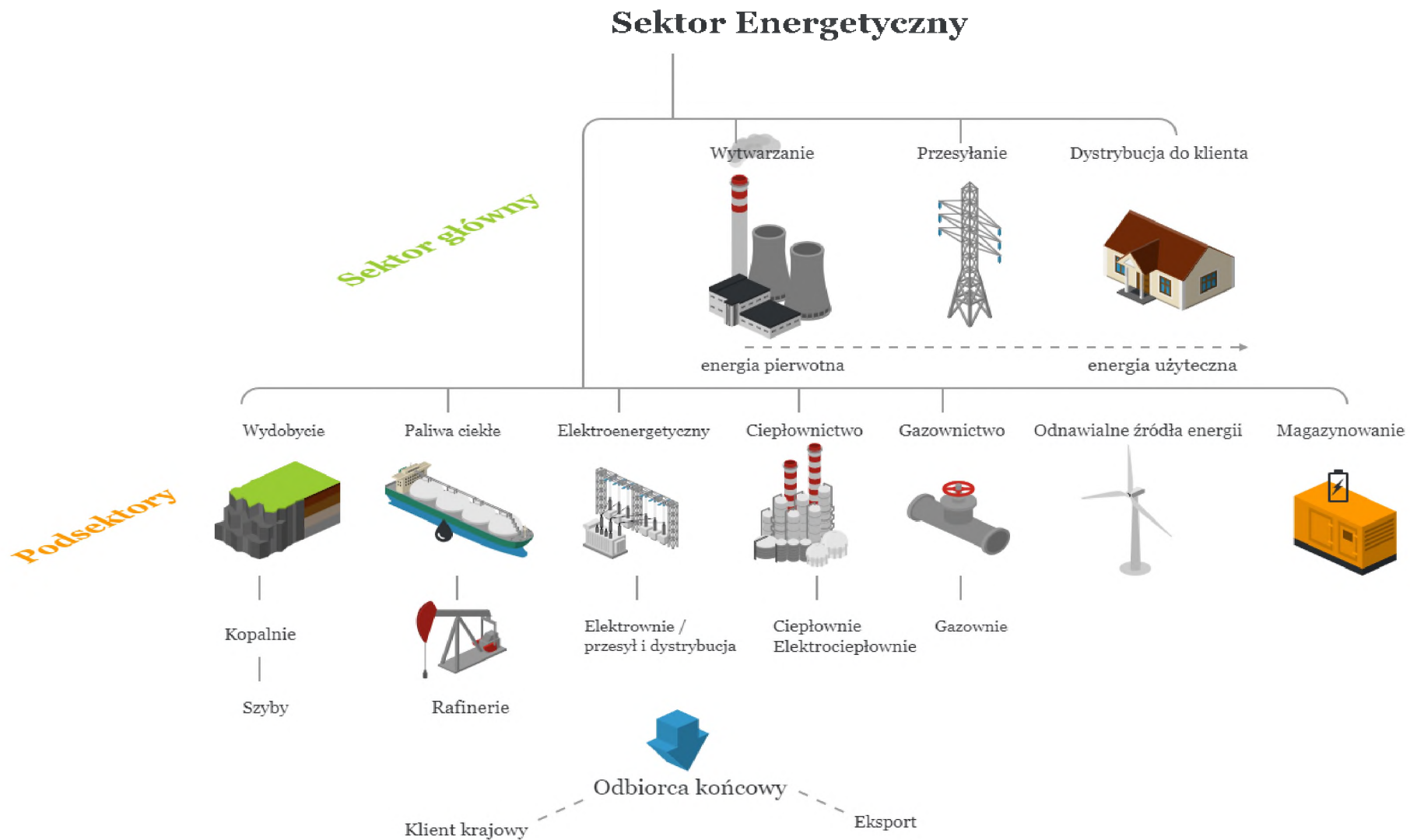
z surowców i sił natury (przyrody), określana jest jako energia pierwotna. Należy jednak pamiętać że nie każdy rodzaj energii można bezpośrednio wykorzystać do celów gospodarczych oraz na każdym etapie systemu, występują straty energii. Suma wszelkich strat od momentu wyprodukowania do dystrybucji do klienta ostatecznego definiuje zatem energię bezpośrednią (finalną).

$$\text{energia finalna} = \text{energia pierwotna} - \Sigma \text{ strat powstających w toku przemian}$$

Do odpowiedniej oceny wydajności tego typu systemów wykorzystuje się, wyrażoną procentowo, korelację pomiędzy energią pierwotną a użytkową (finalną) czyli tak zwany współczynnik przemian energetycznych⁶⁵. Na podstawie takich parametrów oraz w zależności od przemian energetycznych, uzyskuje się różne charakterystyki takie jak np. ilość energii pierwotnej na jednostkę produktu krajowego brutto czyli poziom energochłonności gospodarki⁶⁶. Energetykę można także dzielić na kolejne podsystemy w zależności od nośników energetycznych, a dalej, można dzielić sektor w zależności od działalności energetycznej. Wyróżnione składowe, różnią się pod względem organizacyjno-funkcyjnym i zależnością własności, a także specjalizacją techniczno-technologiczną. W niektórych państwach ten układ może zawierać swoiste cechy ze względu np. na położenie geograficzne. Taki podstawowy podział przedstawiono na rysunku 13.

⁶⁵ Główny Urząd Statystyczny <https://stat.gov.pl/metainformacje/slownik-pojec/pojecia-stosowane-w-statystyce-publicznej/470,pojecie.html> [stan na dzień 19.03.2020 r.].

⁶⁶ S. Albinowski, *Energochłonność gospodarki – zmiany w okresie transformacji i projekcie do 2020 r.*; opracowanie dla Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa listopad 1999 r.



Rysunek 13. Podział sektora energetycznego.

Źródło: Opracowanie własne

Energia elektryczna jest traktowana jako forma energii pierwotnej, lub pochodnej (wtórnej). *Pierwotną* energię pozyskuje się ze źródeł naturalnych, takich jak woda, wiatr, energia słoneczna, energia pływów i fal. Wtórna energia jest natomiast wytwarzana z ciepła uzyskanego w procesie spalania paliw pierwotnych (węgiel, gaz ziemny) lub pochodnych oraz odnawialnych źródeł energii i odpadów palnych. Wtórna energia elektryczna może też być wytwarzana z ciepła geotermalnego lub słonecznego⁶⁷.

Sektor elektroenergetyczny Polski kształtowany był głównie po zakończeniu drugiej wojny światowej. Początkowo, istniały monopolistyczne struktury scentralizowane pozostające we władaniu państwa. Pionierem dynamicznych zmian była Wielka Brytania, która wprowadziła prywatyzację sektora oraz podzieliła go na odpowiednie struktury tj. oddzielnie wytwarzanie, przesył oraz dystrybucję. W tym okresie energia elektryczna zmieniła swój status z tzw. „większego dobra” na rzecz towaru obracanego na rynku. W Polsce, dopiero Ustawa Prawo Energetyczne w 1997 r., zapoczątkowała formowanie się rynku energii i określała zachodzące w niej procesy, do których zaliczyć można zniesienie monopolu energetycznego w sektorze, wspomnianą już prywatyzację polegającą na zmianie przedsiębiorstw państwowych w spółki Skarbu Państwa oraz kolejno emisję ich udziałów dla inwestorów. Ostatnim procesem była również liberalizacja całego rynku, ta forma pozwalała na rozwój jednostek w myśl *zdrowej konkurencji*, która w naturalny sposób kreowała mechanizmy rynkowe, co pozwalało na obniżanie cen energii oraz skupieniu się na aspekcie jakościowym świadczonych usług związanych z obsługą klienta. Fizyczny zakup energii jest komplementarny z koniecznością jej transportu od jednostki wytwórczej (elektrowni), do ostatecznego odbiorcy (klienta), zatem klient nabywając towar tego rodzaju nabywa także usługę przesyłu. Taka regulacja wydaje się oczywista, aczkolwiek w całym tym łańcuchu istnieje potencjalnie wiele jednostek oraz uregulowań prawnych, dlatego specjalną jednostką administracji państwowej, kształtującą ceny na rynku energii jest Urząd Regulacji Energetyki⁶⁸. Podstawowym aktem prawnym który określa funkcjonowanie rynku energetycznego jest ustawa Prawo Energetyczne oraz nierozłączne z nią akty i rozporządzenia. Ponadto, zbiór wszelkich działań, zgodnie z którymi funkcjonuje rynek energii można podzielić na dwie grupy:

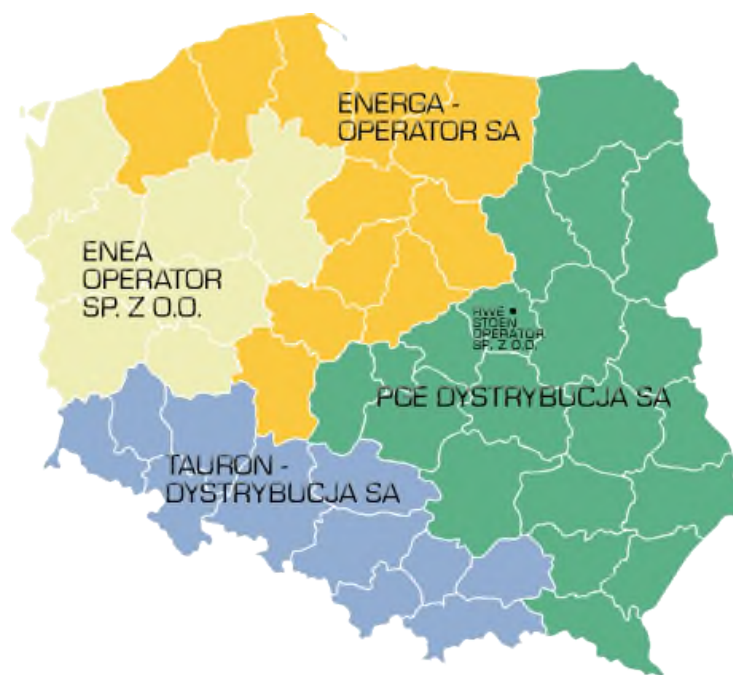
1. związane z przesyłem i dystrybucją energii

⁶⁷ Główny Urząd Statystyczny; Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć, Warszawa 2006, s. 28.

⁶⁸ <https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/> [stan na dzień 23.03.2020 r.].

2. związane z handlem energią⁶⁹

Wśród podmiotów będących uczestnikami rynku można zatem wyróżnić dwie główne jednostki takie jak Operator Systemu Przesyłowego (OSP/PSE), który pełni funkcję swoistego *administratora* sieci przesyłowych najwyższych napięć (220kV, 400kV i 750kV) oraz Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD), którego zadaniem jest zarządzanie sieciami o niższym napięciu (od 110kV i niższych), czyli stanowi podmiot, z którym ostateczny odbiorca energii zawiera umowę dystrybucyjną. W Polsce funkcjonuje czterech Operatorów Systemu Dystrybucyjnego o największym znaczeniu (patrz rysunek 14), do których zalicza się: Tauron Dystrybucja, PGE Dystrybucja, Energa Operator, Enea Operator oraz innogy Stoen Operator. Podmioty te, oprócz pełnienia tej samej funkcji w sektorze, posiadają odmienną, indywidualną strategię rozwoju.



Rysunek 14. Najwięksi Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego energii oraz obszar ich działania w Polsce

Źródło: <https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,201,tr,69,0,0,0,0,osd.html> (stan na dzień 01.11.2019 r.)

Zgodnie z Ustawą z dnia 4 marca 2005 r. - Prawo energetyczne oraz Ustawy; Prawo ochrony środowiska, Operator Systemu Dystrybucyjnego definiowany jest jako przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo

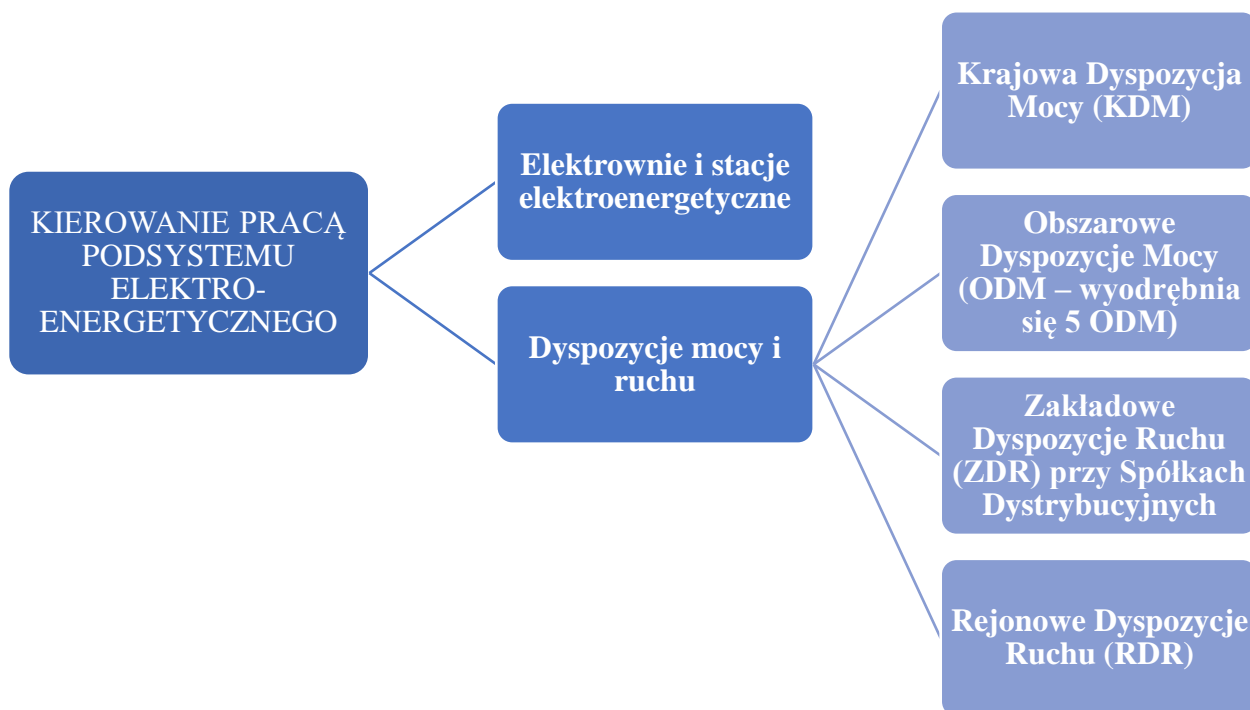
⁶⁹ <https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/> [stan na dzień 23.03.2020 r.].

funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej oraz jej niezbędną rozbudowę, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznym⁷⁰. Treść ustawy doprecyzowuje zakres wspomnianej odpowiedzialności, określając także dodatkowe zadania i obowiązki, takie jak utrzymanie zdolności urządzeń, instalacji i sieci w celu realizacji ciągłości zaopatrzenia w energię w sposób nieprzerwany i niezawodny, przy zachowaniu odpowiedniej jakości. Warto zwrócić tutaj uwagę na obowiązek zapewnienia odbiorcom, na zasadzie równego traktowania, świadczenia usług dystrybucji energii. Kolejnym ważnym zobowiązaniem OSD jest nabycie energii elektrycznej w celu pokrycia strat, powstałych podczas przesyłu. Zakup musi odbywać się na klarownych i niedyskryminowanych zasadach. Podobnie zauważa W. Drożdż, iż zapewnienie ciągłości dostaw energii z zachowaniem właściwych parametrów jakościowych jest szczególnym zadaniem, przyczyniającym się nie tylko do realizacji podstawowych potrzeb mieszkańców Polski, ale także do rozwoju gospodarczego kraju i jego bezpieczeństwa⁷¹. W myśl definicji, OSD nie jest odpowiedzialny za wytwarzanie energii elektrycznej. Rola Operatora zawęża się do dostarczenia tej energii do klienta przyłączonego do sieci, a jego działalność na rynku jest mocno uregulowana i kontrolowana.

Cały podsystem przesyłu energii elektrycznej jest w pewien sposób zarządzany (sterowany) oraz kontrolowany (nadzór), przez instytucje oraz z wykorzystaniem odpowiednich algorytmów i programów komputerowych. H. Gładys wskazuje dwa poziomy kierowania pracą takich podsystemów, co zostało ujęte na rysunku 15.

⁷⁰ Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy — Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2005 r. nr 62, poz. 552).

⁷¹ W. Drożdż, Zeszyty naukowe Nr 102; Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN; Kraków 2018 r.



Rysunek 15. Struktura zarządzania podsystemem elektroenergetycznym.
 Źródło: Opracowanie własne na podstawie H. Głądyś, Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym, WNT Warszawa 1999 r.

System elektroenergetyczny można traktować jak wielkie przedsiębiorstwo produkcyjno-dystrybucyjne, którego finalnym produktem jest energia elektryczna. Charakter tego produktu jest szczególny, co powoduje, że system charakteryzuje się pewnymi cechami, które odróżniają go od innych przedsiębiorstw Wytwarzanie, przesył i przetwarzanie energii elektrycznej odbywa się w tej samej chwili, w elementach systemu często bardzo od siebie oddległych. Energii elektrycznej w skali masowej nie da się zmagazynować. Tyle energii ile w danym przedziale czasu zostało wyprodukowane, tyle musi być oddane do sieci i - po odliczeniu strat na drodze przesyłu i rozdziału - przetworzone w odbiornikach. Tak więc, w dowolnym odcinku czasu musi być zamknięty bilans energii elektrycznej, a w każdej chwili czasowej bilans mocy, zarówno czynnej jak i biernej. Taki bilans określany jest jako bilans mocy i energii⁷². Natomiast pomiar zużycia energii elektrycznej u odbiorców odpowiadać

⁷² Wasiak I., *ELEKTROENERGETYKA W ZARYSIE Przesył i rozdział energii elektrycznej*, Politechnika Łódzka, Łódź 2010 r.

powinien warunkom technicznym jej użytkowania. Odpowiednio do potrzeb wyróżnia się różnorakie układy pomiarowe (rozliczeniowe, kontrolne) dające możliwość ustalania bilansów energii elektrycznej czynnej i biernej; przepływu i zużycia tej energii w obrębie przedsiębiorstwa oraz poszczególnych grup urządzeń energetycznych i ciągów technologicznych objętych wskaźnikami (normami) jednostkowego zużycia energii elektrycznej w różnych strefach dobowych (strefy szczytowe, strefa dzienna i nocna). Znaczenie dla wyboru rodzaju pomiarów ma przyjęty system rozliczeń finansowych z dostawcami (za pobór mocy i jej zużycie)⁷³. Nośnikami energii w zakresie gospodarki paliwami, ujmowanymi w krajowych bilansach energetycznych są zarówno pierwotne oraz wtórne źródła, a ich podział przedstawiono w tabeli 8.

Tabela 8 Pierwotne i wtórne nośniki energii objęte bilansem krajowym.

Nieodnawialne	Odnawialne	Pochodne (wtórne)
Węgiel kamienny	Energia słoneczna	Brykiet z węgla kamiennego
Węgiel brunatny	Energia wiatrowa	Brykiet z węgla brunatnego
Torf	Drewno opałowe	Produkty koksowania węgla kamiennego (koks, półkoks, gaz koksowniczy, benzol, smoła)
Ropa naftowa i gazolina naturalna	Biomasa tzw. materiały organiczne pochodzenia roślinnego uzyskiwane ze specjalnych upraw energetycznych lub jako produkty odpadowe	Produkty przerobu ropy naftowej w rafineriach
Gaz ziemny	Energia geotermalna	Gazy wytwarzane w procesach przemysłowych (np. gaz wielkopiecowy, konwertorowy)
	Energia wodna (przepływ naturalny)	Ciepło przekazane za pośrednictwem pary lub gorącej wody

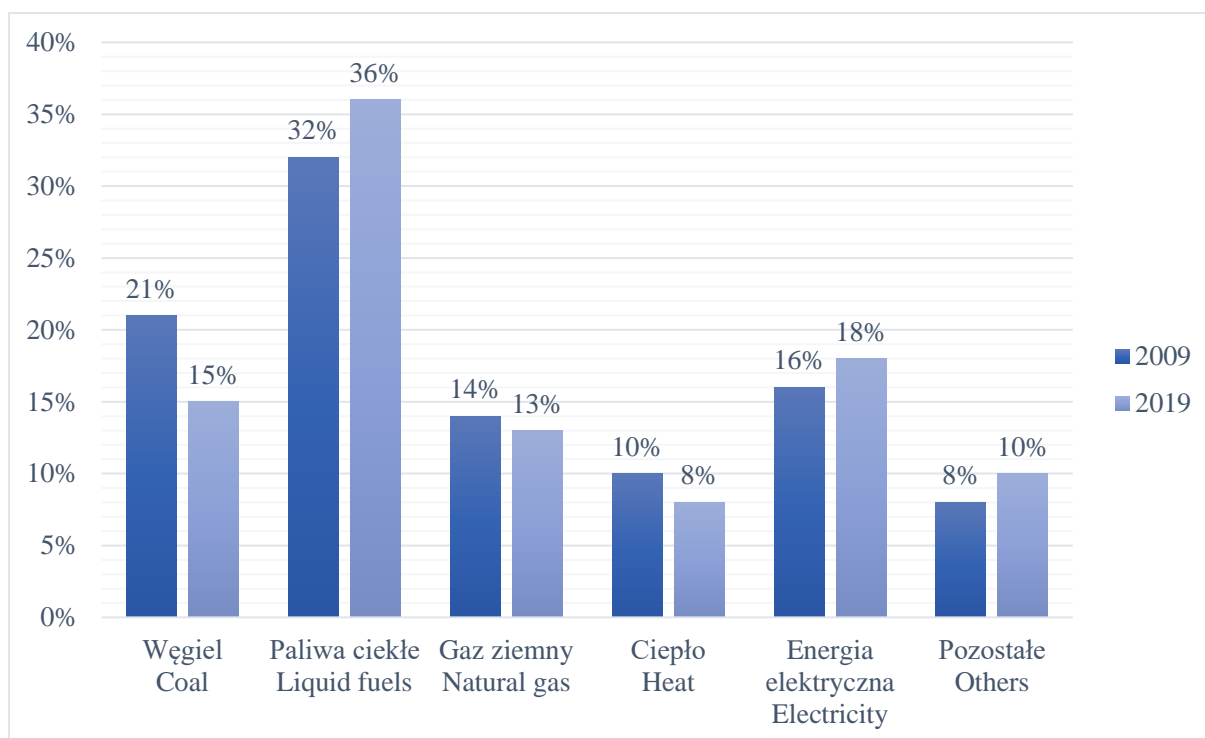
⁷³ Główny Urząd Statystyczny; Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć, Warszawa 2006, s. 29.

		Energia elektryczna
--	--	---------------------

Źródło: opracowanie własne na podstawie Główny Urząd Statystyczny; Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć, Warszawa 2006

Nieodzownym elementem sektora energetycznego jest analiza wskaźnikowa, zarówno w ujęciu ogólnokrajowym jak i branżowym, a także szereg działań mających na celu poprawę tych parametrów. Rozwój mierników efektywności energetycznej, będących odpowiednikiem na wymagania związane z monitorowaniem gospodarki energią i kontrolowaniem jej zarządzania w kierunku zrównoważonego rozwoju realizowany jest także na szczeblu UE i Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA/OECD)⁷⁴. Odpowiednio, struktura zużycia nośników energii w latach 2009-2019 była determinowana przez posiadane zasoby naturalne (głównie węgiel kamienny oraz brunatny). Najważniejszą grupą nośników w 2019 roku były paliwa ropopochodne których udział kształtował się na poziomie 36,1% (przyrost o 4,2 pkt proc. w stosunku do 2009 roku). Znaczący wzrost odnotowano również w ujęciu energii elektrycznej z 15,8% do 17,9%. W przypadku zużycia finalnego, pochodne węglowe były trzecią grupą pod względem znaczenia w gospodarce polskiej, jednakże odnotowano spadek ich udziałów z poziomu 20,6% do 14,8% na koniec 2019 roku i planowany jest dalsze ich spadek w kolejnych latach. Warto zaznaczyć, iż pojawia się znaczący przyrost odnawialnych nośników energii, z poziomu 8,1% do prawie 10% pod koniec 2019 roku, a ich udział coraz bardziej dywersyfikuje tzw. mix energetyczny. Zużycie ciepła oraz gazu ziemnego zanotowały spadek, odpowiednio o 2 pkt proc. ciepło oraz 0,4 pkt proc. w przypadku gazu w przedstawianym okresie, a ich całkowity udział zaprezentowano na rysunku 16.

⁷⁴ Główny Urząd Statystyczny; *Efektywność wykorzystania energii w latach 2009-2019*.



Rysunek 16. Struktura finalnego zużycia energii w Polsce wg. nośników. Korelacja lat 2009 oraz 2019. Źródło: Główny Urząd Statystyczny

Na przekroju lat 2009-2019, obserwowane jest zwiększenie całkowitego zużycia energii (o ok. 1% rocznie) odpowiednio z 94,3 Mtoe do 103,5 Mtoe, a wzrost ten związany jest z rozwojem gospodarczym w ostatnich latach oraz uregulowaniem pomiarów z sektora transportowego (ograniczenie nielegalnego obrotu paliwem). Wskaźnik ten obejmuje pozyskanie energii pierwotnej powiększonej o odzysk, import i zmniejszenie zapasów pierwotnych i pochodnych nośników energii, pomniejszone o eksport oraz bunkier morski tych nośników⁷⁵. Dodatkową wartością jest tzw. finalne zużycie energii z korektą klimatyczną które określa się według wzoru:

$$ZEF_{kk} = \frac{ZEF}{1 - 0,9 \times \alpha \times \left(1 - \frac{\text{liczba Sd w roku obliczeniowym}}{\text{średnia wieloletnia liczba Sd}}\right)}$$

gdzie:

ZEF – finalne zużycie energii;

Sd-liczba stopniodni;

⁷⁵ Główny Urząd Statystyczny; *Efektywność wykorzystania energii w latach 2009-2019*.

α – udział zużycia energii do ogrzewania w całkowitym zużyciu energii w sektorze mieszkaniowym,

a całkowite zużycie energii pierwotnej z korektą klimatyczną przedstawia się następująco:

$$ZEP_{kk} = ZEP + ZEF_{kk} - ZEF$$

gdzie:

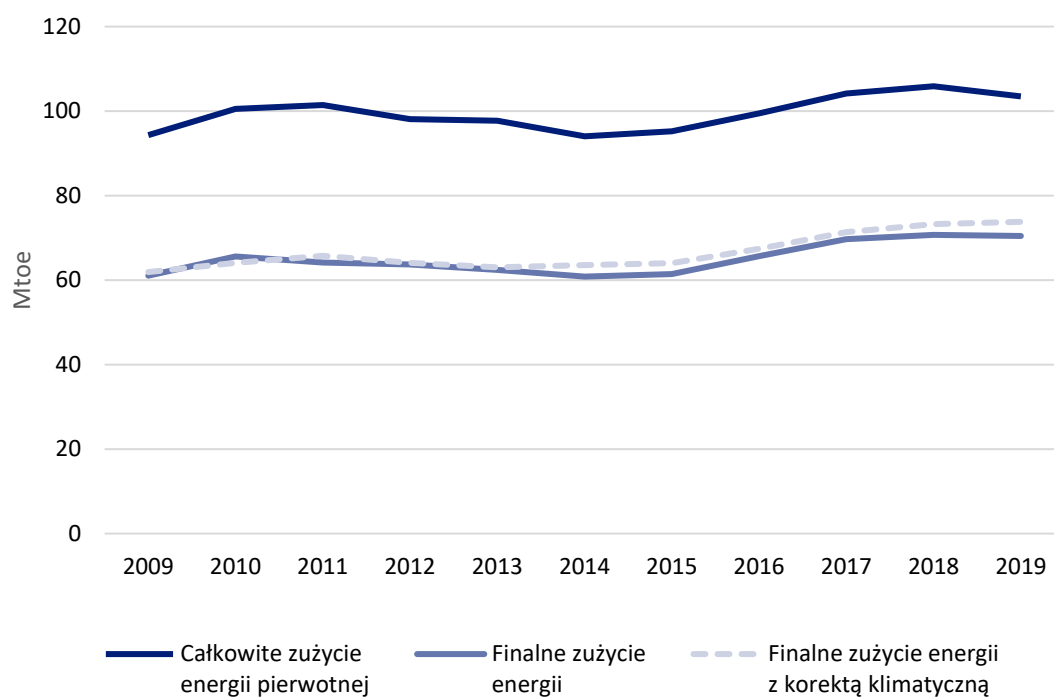
ZEP_{kk} – całkowite zużycie energii pierwotnej z korektą klimatyczną,

ZEP – całkowite zużycie energii pierwotnej,

ZEF_{kk} – finalne zużycie energii z korektą klimatyczną,

ZEF – finalne zużycie energii,

a ich wartości przedstawiono na poniższym rysunku (rys. 17):

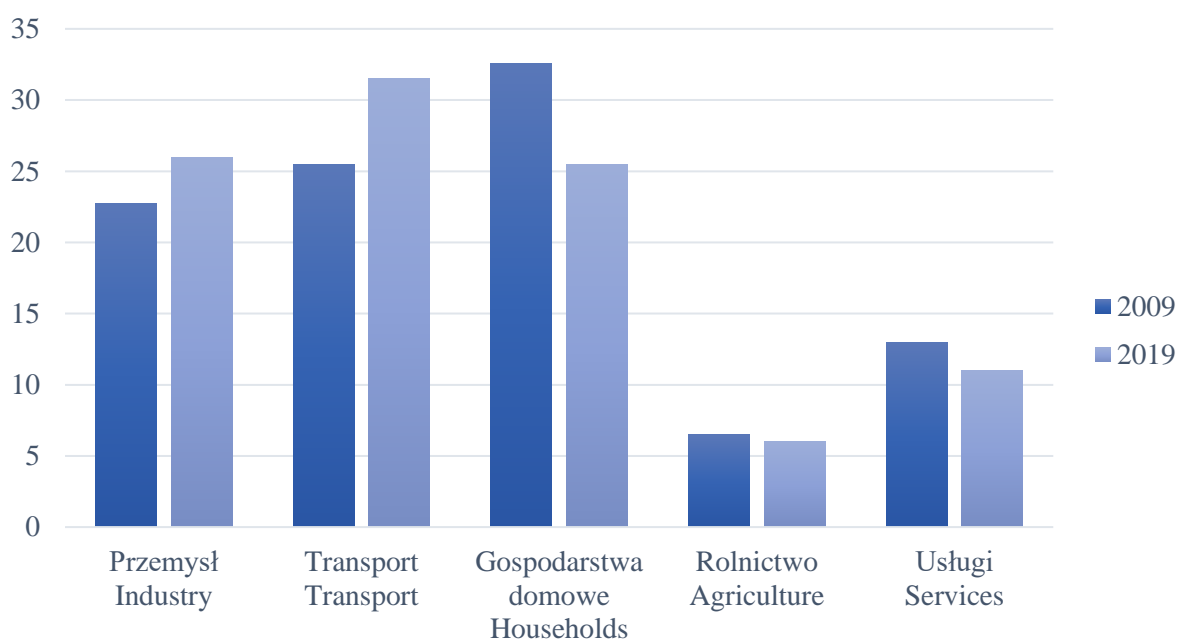


Rysunek 17. Całkowite zużycie energii pierwotnej i finalne zużycie energii w latach 2009-2019.

Źródło: Główny Urząd Statystyczny

Wskaźnik finalnego zużycia energii również odnotował przyrost w prezentowanym okresie z poziomu 61 Mtoe do 70,7 Mtoe, co oznacza prawie 1,5% wzrost rocznie. Biorąc pod uwagę dodatkowo warunki pogodowe, czyli w przypadku zużycia z korektą klimatyczną, dynamika

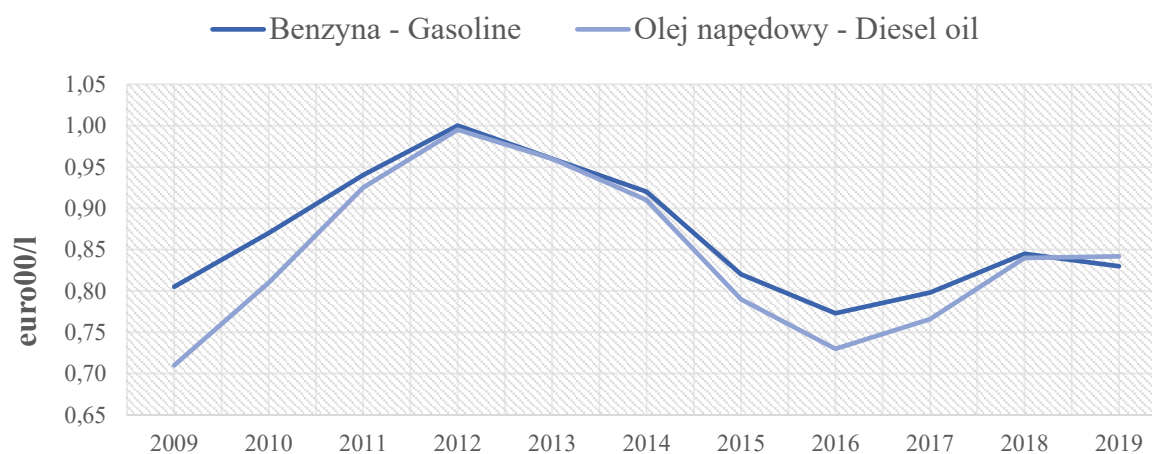
wzrostu wynosiła niecałe 2% rok do roku w analizowanym okresie. Innym ujęciem, jest podział finalnego zużycia energii w Polsce według różnych sektorów gospodarczych. W przedstawionej dekadzie, znacząco wzrósł udział transportu (z 25,5% do 31,8%) co stanowiło największy przyrost. Następnie przemysł odnotował wzrost o 3,3 pkt proc. z wartości 22,5% do 25,8%, a spadek istoty zaobserwowano w obszarach gospodarstw domowych, usług i rolnictwa. Odpowiednio, udział gospodarstw domowych spadł do wartości 25,8% z poziomu 32,7%, w rolnictwie z wartości 5,8% do 5,5% a więc jest to nieznaczna zmiana. Natomiast w sektorze usług, struktura ta zmniejszyła się z poziomu 13,1% do 11,1%. Całość zużycia energii w Polsce według wyżej wymienionych sektorów przedstawiono na rys. 18.



Rysunek 18. Struktura finalnego zużycia energii w Polsce wg. sektorów. Korelacja lat 2009 oraz 2019. Źródło: Główny Urząd Statystyczny

Kolejnym aspektem, który w dużym stopniu wpływa na kształtowanie się rynku energii oraz prowadzonej strategii gospodarczej w Polsce, są ogólnoswiatowe i krajowe ceny paliw. Podstawowym nośnikiem jest ropa naftowa, której gwałtowne zmiany najczęściej determinują zawirowania polityczne w poszczególnych krajach. Na koszty związane z ostatecznym kształtowaniem się ceny, wpływa również szereg podatków które kształtowane są na poziomach ogólnokrajowych. W latach 2009-2012 odnotowano znaczący przyrost cen (w analizowanym okresie najwyższy poziom uzyskał właśnie w roku 2012), natomiast w późniejszych latach obserwowany był spadek cen dla tych nośników, notując najniższy poziom w 2016 roku (patrz rys. 19), odpowiednio dla benzyny 0,77 euro00/l oraz 0,73 euro00/l

dla oleju napędowego. Analogicznie, pod koniec 2019 roku, wartości te utrzymywały się na poziomach 0,83 euro00/l oraz 0,84 euro00/l.



Rysunek 19. Ceny oleju napędowego i benzyny. Korelacja 2009-2019. Źródło Główny Urząd Statystyczny

Następnie dokonując analizy w latach 2009-2019 dostrzec należy delikatne obniżenie cen energii elektrycznej, z poziomu 0,102 (w 2009 r.) do 0,100 euro00/kWh odnotowanego pod koniec 2019 roku. Najniższą wartość w sektorze przemysłu odnotowano w 2014 roku – 0,056 euro00/kWh, po czym niestety w kolejnych latach odnotowywano stały wzrost, by pod koniec 2019 roku osiągnąć poziom 0,063 euro00/kWh⁷⁶. Kolejny ważnym aspektem jest ujęcie energochłonności (jako wskaźnika makroekonomicznego), czyli ilość energii zużywanej w procesie technologicznym w zakładzie produkcyjnym lub całym łańcuchu przemian energetycznych, przypadająca na jednostkę miary efektów tego procesu. Ciekawe spostrzeżenia przedstawia O. Mikucki, który zwraca uwagę na to, iż najbardziej ekonomiczne rozwiązanie to racjonalne zużycie i zarządzanie energią niż budowa nowych mocy wytwórczych na wciąż niedoskonałych technologiach. Rozwiązania energooszczędne umożliwiają wszystkim krajom, a w szczególności państwom w fazie transformacji ekonomicznej, dostarczenie wymaganej ilości energii w celu zapewnienia wzrostu gospodarczego i rozwoju społecznego przy zmniejszeniu zanieczyszczenia oraz dewastacji środowiska naturalnego, spowodowanego przez tradycyjne sposoby produkcji i użytkowania energii. Dodatkowo, O. Mikucki podkreśla, że stosowanie energooszczędnych technologii i urządzeń, ale przede wszystkim zwiększenie świadomości społecznej w zakresie racjonalnego obrotu dóbr energetycznych, to główne cele

⁷⁶ Główny Urząd Statystyczny; *Efektywność wykorzystania energii w latach 2009-2019*.

polityki efektywności energetycznej, do który zalicza on wszystkie środki interwencji publicznej, mające na celu zwiększenie efektywności energetycznej kraju przez odpowiedni system legislacyjny, poziom cen, struktury organizacyjne, system regulacji, nowe technologie oraz bodźce ekonomiczne i finansowe⁷⁷. Tempo zmian zależności energochłonności względem PKB, przedstawiono w tabeli 9.

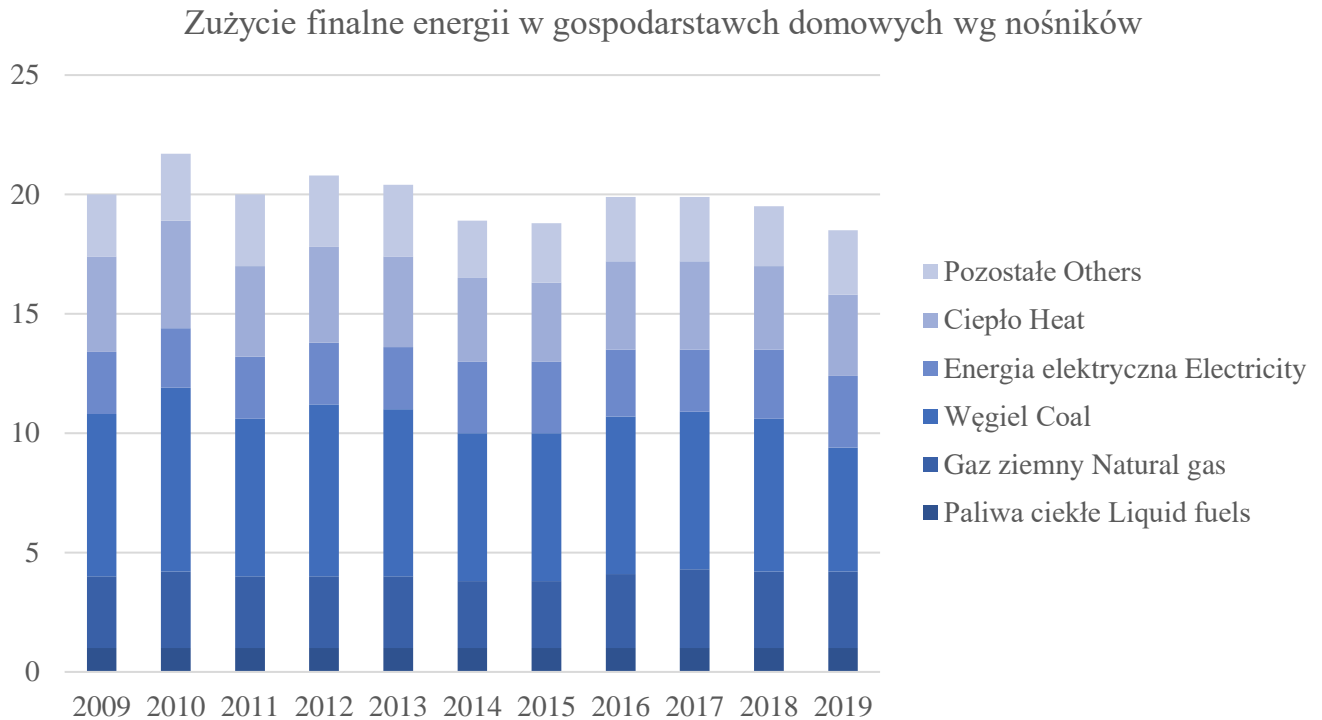
Tabela 9 Dynamika zmian energochłonności PKB (%/rok).

Tempo zmian	2010-2014	2015-2019	2010-2019
Energochłonność pierwotna PKB	-2,85	-2,45	-2,67
Energochłonność pierwotna PKB z korektą klimatyczną	-2,48	-2,41	-2,44
Energochłonność finalna PKB	-2,83	-1,40	-2,12
Energochłonność finalna PKB z korektą klimatyczną	-2,27	-1,34	-1,80

Źródło: Główny Urząd Statystyczny; Efektywność wykorzystania energii w latach 2009-2019

Wskaźnik energochłonności finalnej, osiągnął najwyższą wartość w 2019 roku, na poziomie 68,8%, a na jego poziom głównie oddziałuje sprawność przemian energetycznych (im lepsza wydajność, tym wyższa wartość wskaźnika) oraz dynamika zużycia energii elektrycznej (im większe zużycie, tym niższa wartość wskaźnika). Zatem, w myśl racjonalnego dysponowania energią, warto przeanalizować również trendy panujące w gospodarstwach domowych w analizowanym okresie, a więc jest to istotny zakres odbiorców końcowych dla OSD. Zależności te, przedstawiono na rys. 20.

⁷⁷ O. Mikucki, *Energochłonność jako czynnik nowoczesnej gospodarki*; wyd. Czysta Energia, 2005 r.



Rysunek 20. Zużycie finalne energii w gospodarstwach domowych wg nośników. Korelacja 2009-2019. Źródło: Główny Urząd Statystyczny

Jak wynika z powyższego wykresu, zużycie finalne energii w gospodarstwach domowych jest zdywersyfikowane pod względem wykorzystania zasobów energetycznych, jak również istnieją fluktuacje względem analizowanych lat. Jednakże, uwzględniając naturalne zjawiska związane z geografia polski, istnieje potrzeba wykorzystania określonych źródeł w zwiększonym nakładzie w tzw. okresie grzewczym – niezbędnych do zachowania komfortu życia mieszkańców. W tym zakresie podstawowym źródłem jest gaz, węgiel lub coraz częściej wyłącznie energia elektryczna (wykorzystywana do zasilania całego gospodarstwa domowego). Warto również uwzględnić poszczególne składowe, które determinują zużycie energii w tego typu gospodarstwach. Najmniejszy udział w całym miksie w omawianym zakresie, stanowią paliwa ciekłe, co przedstawiono w tabeli 10.

Tabela 10 Wybrane składowe zużycia energii w gospodarstwach domowych wg. kierunków użytkowania [%].

Wyszczególnienie	2009	2012	2015	2016	2017	2018	2019
Ogółem	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Ogrzewanie pomieszczeń	70,2	68,8	65,5	66,2	65,8	65,1	63,2
Ogrzewanie wody	14,4	14,8	16,2	16,0	16,3	16,6	17,3
Gotowanie posiłków	8,2	8,3	8,5	8,3	8,3	8,5	8,9
Oświetlenie	1,8	1,5					
Urządzenia elektryczne	5,4	6,6	9,8*	9,6*	9,6*	9,8*	10,6*

* - łącznie oświetlenie i urządzenia elektryczne

Źródło: Główny Urząd Statystyczny

ROZDZIAŁ II

INFRASTRUKTURA PRZESYŁOWA I CZYNNIKI JEJ NIEZAWODNOŚCI

2.1 Infrastruktura przesyłowa jako specyficzna część infrastruktury

Infrastruktura stanowi kombinację wielu cech, bez których nie jest możliwy prawidłowy przebieg procesów gospodarczych, przyczyniając się w konsekwencji do rozwoju gospodarczego i społecznego danego układu przestrzennego⁷⁸. W literaturze, za infrastrukturę uznaje się zespół obiektów, które są związane z przestrzenią i pozwalają na realizowanie przewozu osób i ładunków, jak też czynności koniecznych do sprawnego przeprowadzenia procesu transportowego. W innej definicji infrastruktura transportowa oznacza wszystkie urządzenia i obiekty, które są stale i trwale zlokalizowane, pozwalające przemieszczać ładunki⁷⁹. Stanowi ona jeden z czynników odróżniających poszczególne gałęzie transportu, ponieważ zasadniczo każda z nich posługuje się własną, odrębną infrastrukturą. Podział infrastruktury na różne nurty jest nieoczywisty i utrudniony oraz nie zawsze uzasadniony na skutek przenikania się obszarów gospodarczych i społecznych. W obu tych zakresach, należy jednak dopatrywać się wspólnych składowych, takich jak urządzenia i instytucje, które mogą przyczynić się do rozwoju zarówno gospodarki krajowej, jak i wyodrębnionych grup społecznych. Podstawowe różnice pomiędzy infrastrukturą gospodarczą a społeczną przedstawiono w tabeli 11.

Tabela 11. Różnice pomiędzy infrastrukturą gospodarczą i społeczną.

Kryteria demarkacji	Infrastruktura gospodarcza	Infrastruktura społeczna
Sposób oddziaływania na rozwój społeczno-gospodarczy	Bezpośredni	Pośredni

⁷⁸ W. Drożdż, *Infrastruktura transportu przesyłowego jako element polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej i Polski*, wyd. Polskie Towarzystwo Ekonomiczne, Szczecin 2013 r. s. 11.

⁷⁹ Urbanyi-Popiołek I., *Podstawy organizacji i ekonomiki transportu – wybrane zagadnienia*, [w:] I. Urbanyi-Popiołek (red.), *Ekonomiczne i organizacyjne aspekty transportu*, Wydawnictwo Uczelniane Wyższej Szkoły Gospodarki, Bydgoszcz 2013 s. 20.

Charakter celu działalności	Produkcyjny	nieprodukcyjny
Przeważający udział kapitału	Materiałny	Ludzki
Przeważająca lokalizacja przestrzenna	Liniowa	punktowa

Źródło: W. Drożdż, Infrastruktura transportu przesyłowego jako element polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej i Polski, wyd. Polskie Towarzystwo Ekonomiczne, Szczecin 2013 r. s. 14.

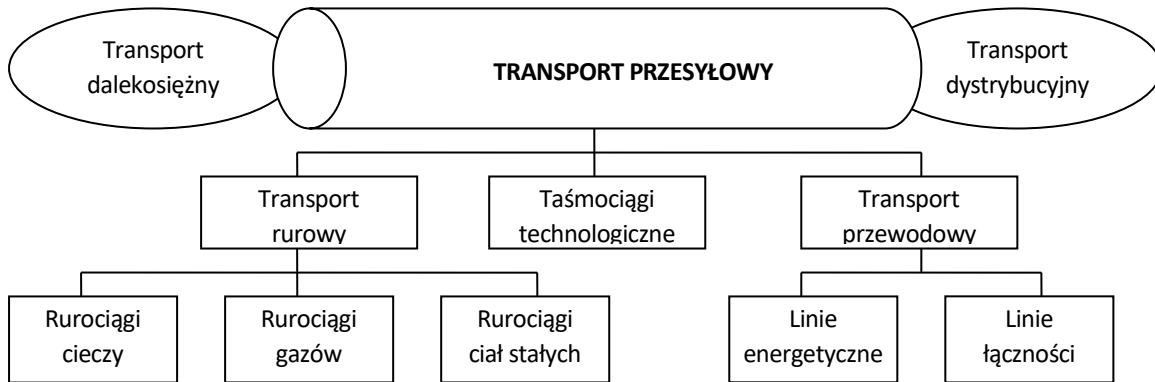
Należy jednak zwrócić uwagę, że infrastruktura transportu na danym obszarze tworzy pewien system, który pozwala na realizowanie zadań transportowych, umożliwiających zaspokajanie potrzeb transportowych podmiotów gospodarczych i ludności. System ten jest połączony z innymi systemami (tj. na innych obszarach), co pozwala usprawniać przewozy w większej skali. Zdaniem E. Gołembskiej, na infrastrukturę transportu składają się punkty i miejsca, z których korzystają środki transportu w trakcie ruchu i postoju. Należą do niej⁸⁰:

- drogi naturalne i sztuczne,
- punkty transportowe, jak np. porty morskie i lotnicze,
- wyposażenie dróg i punktów w środki trwałe i przedmioty nietrwałe, konieczne do funkcjonowania infrastruktury.

Zatem swoistą cechą infrastruktury transportu jest jej niepodzielność ekonomiczna i techniczna, wynikająca z wysokiej zarówno majątkochłonności oraz kapitałochłonności. Inwestycje infrastrukturalne wymagają zatem zgromadzenia odpowiednich środków finansowych, które często pochodzą ze źródeł publicznych i stanowi ona poniekąd kręgosłup gospodarki, a im bardziej dany region został rozwinięty elementami infrastruktury - tym większe posiada szanse rozwoju społeczno-ekonomicznego. Tego typu inwestycje infrastrukturalne powinny jednocześnie wyprzedzać potrzeby rynkowe. Jak podkreśla się w literaturze przedmiotu, transport rurociągowy zaliczany jest jako bardzo wydajny, odporny na warunki atmosferyczne, łatwo wypiera inne rodzaje transportu masowego oraz kwalifikuje się na wysoki poziom niezawodności. Transport rurociągowy nie ingeruje w środowisko naturalne, w porównaniu do

⁸⁰ Gołembska E.: *Transport w logistyce, Kompendium wiedzy o logistyce*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa – Poznań 2019, s. 114.

innych rodzajów transportu, a jedyny konflikt może zaistnieć wyłącznie podczas budowy bądź też eksploatacji istniejącej infrastruktury. Infrastrukturę transportu rurociągowego charakteryzuje pewna specyfika na tle pozostałych gałęzi transportu. Jej kształt jest zróżnicowany i zależy od typów systemów wyodrębnianych w transporcie przesyłowym – został on przedstawiony na rysunku 21.



Rysunek 21. Systemy transportu przesyłowego. Źródło: K. Ficoń, *Logistyka techniczna, Infrastruktura logistyczna*, Warszawa 2009, s. 73.

Istnieją także definicje oparte na subiektywnym zestawieniu infrastrukturalnych elementów gospodarki, D. Biehl zauważa, że z punktu widzenia zagadnień rozwoju regionalnego, uznane zostały obiekty i urządzenia infrastruktury regionalnej z zakresu⁸¹:

- transportu,
- komunikacji,
- dostaw energii,
- dostaw wody,
- ochrony środowiska,
- edukacji,
- ochrony zdrowia,
- gospodarki komunalnej,
- sportu i turystyki,
- opieki społecznej,
- kultury,
- wyposażenia naturalnego.

⁸¹ D. Biehl, *The contribution of infrastructure to regional development: final report*, wyd. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 1991 s. 41.

Prawidłowy rozwój państw i regionów uzależniony jest od ich szeroko pojętej dostępności nie tylko w aspekcie transportowym, ale także energetycznym i telekomunikacyjnym. Odpowiednio przeprowadzone w przestrzeni ciągi komunikacyjne, korytarze przesyłowe, linie światłowodowe dają podstawy do rozwoju danego obszaru, a także są warunkiem niezbędnym funkcjonowania i integrowania rynków infrastrukturalnych. W tym aspekcie zwraca się szczególną uwagę na transport przesyłowy, nazywany też specjalistycznym⁸². Biorąc pod uwagę kryterium zasięgu i przeznaczenia, transport przesyłowy oraz jego infrastrukturę można podzielić na :

- transport dalekosiężny (często międzynarodowy);
- transport dystrybucyjny o znaczeniu lokalnym (rzadziej regionalnym);
- transport przewodowy – służy głównie do przesyłania energii elektrycznej i informacji.

Obejmuje on linie przesyłowe energii elektrycznej (również instalacje energetyczne) oraz linie służące do łączności i komunikacji. W myśl definicji transport rurociągowy obejmuje międzynarodowy transport towarów rurociągami, taki jak transport ropy naftowej i produktów pochodnych, wody i gazu. Wyłączone są z niego usługi dystrybucji, zazwyczaj z podstacji do konsumenta (zawarte w pozostałych usługach gospodarczych, gdzie indziej niezaliczonych) oraz wartość transportowanych produktów (zawarta w podstawowym obrocie towarowym)⁸³. Rurociągi odznaczają się pełną odpornością na oddziaływanie warunków atmosferycznych, jak opady śniegu czy gołoledź. Stąd niezawodność transportu przesyłowego jest uznawana jako wysoka. Dodatkowo, ta gałąź transportu nie jest narażona na niebezpieczeństwo towarów i ludzi (wypadki drogowe). Technika transportu paliw, gazu, wody czy ścieków rurociągami o dużej średnicy oraz na duże odległości znajduje się aktualnie w pełni rozwoju. Nowoczesne rurociągi o średnicach dochodzących do 3 m są wciąż budowane w różnych częściach świata i tworzą coraz gęstsza sieć w poszczególnych krajach i regionach. Działalność prowadzi wiele przedsiębiorstw budownictwa lądowego, które posiadają duże doświadczenie w tej sferze. Infrastrukturę transportu rurowego tworzą sieci gazociągów i ropociągów, obejmujące instalacje liniowe w postaci przewodów rurowych, oraz elementy punktowe, takie jak: stacje

⁸² S. Koziarski, *Przekształcenia infrastruktury transportowej w Polsce*, wyd. UO, Opole 2010 s. 127

⁸³ Drożdż W.: *Infrastruktura transportu przesyłowego jako element polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej i Polski*, Polskie Towarzystwo Ekonomiczne, Szczecin 2013, s. 29.

pomp, sprężarek, jak również urządzenia do sterowania i kontroli przepływu. Generalnie instalacje transportu rurowego służą do przemieszczania⁸⁴:

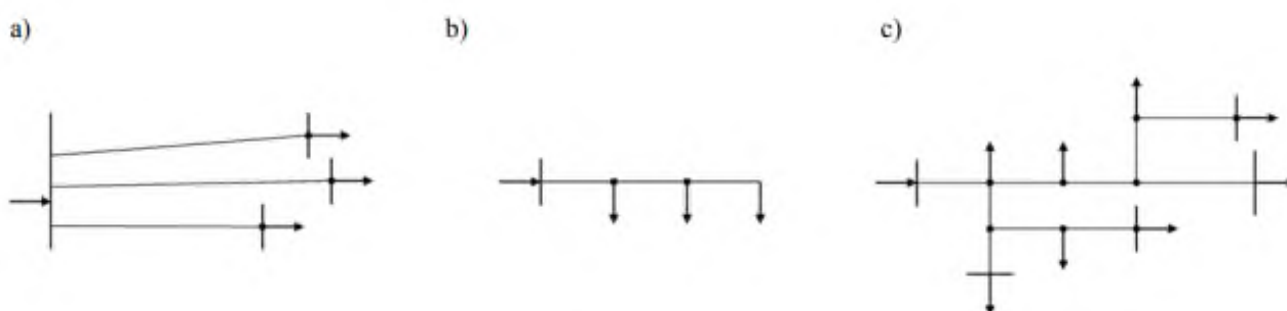
- cieczy – naftociągi, ropociągi, wodociągi,
- gazów – gazociągi,
- ciał stałych – rurociągi do transportu mialu węglowego, popiołów.

Występują cztery rodzaje rurociągów, które z uwagi na rolę pełnioną w sieci można podzielić na: rurociągi zbierające (kolektywizujące, gromadzące), rurociągi zasilające, rurociągi przesyłowe (tranzytowe) oraz rurociągi dystrybucyjne (magistralne). Pierwsze z wyróżnionych – rurociągi zbierające – transferują np. ropę naftową z głowic na platformie wiertniczej do naftowych urządzeń przetwarzania tego surowca oraz do stacji eksportujących. Natomiast rurociągi zasilające transportują ropę naftową i inne produkty płynne z urządzeń przetwórczych i zbiorników do linii przesyłowych. Tak jak rurociągi zbierające, nie posiadają one odgałęzień ani punktów odbiorczych. Z kolei rurociągi przesyłowe (tranzytowe) można porównać do autostrad w sieciach rurociągowych. Ich rolą jest transportowanie ropy naftowej i partii produktowych przez obszary danego kraju oraz ponad granicami państw. Przeznaczone są one do transportu partii produktowych na znaczne odległości. Wreszcie magistrale rurociągowie stanowią narzędzie lokalnych przedsiębiorstw dystrybucyjnych bądź współpracujących operatorów regionalnych. Dostarczają one paliwa do parków zbiornikowych, z których paliwo jest dystrybuowane przy pomocy autocystern na stacje benzynowe (tj. do końcowych klientów detalicznych i indywidualnych)⁸⁵. W literaturze wskazuje się, iż transport przesyłowy (rurociągowy) to jedna z przyszłościowych form transportu towarowego. Z uwagi na problemy techniczne rozległych instalacji (infrastruktury) ta forma transportu dobrze sprawdza się w szczególności na niedużych obszarach.

⁸⁴ Ficoń K., Logistyka techniczna, Infrastruktura logistyczna, Warszawa 2009, s. 73

⁸⁵ H. Kubacka, Zarządzanie przepływem partii produktowych w rurociągach transgranicznych. Modelowanie sprawnego działania, rozprawa doktorska (maszynopis), Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu, Poznań 2014, s. 84.

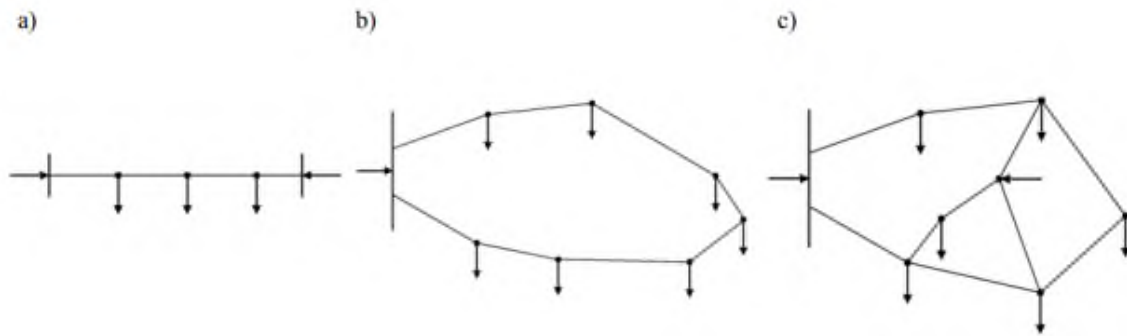
Linia elektroenergetyczna jest określana jako zespół przewodów przeznaczonych do przesyłania energii, odpowiednio izolowanych, umieszczonych obok siebie na konstrukcjach wsporczych (linia napowietrzna) lub w ziemi (linia kablowa). A do jej zadań należy przesył i rozdział energii elektrycznej oraz integracja źródeł⁸⁶. Przesył odbywa się liniami elektroenergetycznymi napowietrznymi i kablowymi, rozdział następuje w stacjach elektroenergetycznych. Należy wskazać dwie podstawowe konfiguracje sieci: otwartą i zamkniętą. Sieć w której dopływ energii do odbioru jest stała, określana jest jako otwarta. Do typowych układów sieci otwartej zalicza się układ magistralny i promieniowy – patrz rys. 22.



Rysunek 22. Układ sieciowy otwarty: a) promieniowy oraz b) magistralny i c) magistralny rozgałęziony. Źródło: Wasik I. Elektroenergetyka w zarysie, przesył i rozdział energii elektrycznej; Łódź 2010 s.20.

Ponadto, wyróżnia się linie zasilające tj. z tylko jednym odbiorem na końcu oraz linie rozdzielcze, do których przyłączone są inne odbiory wzdłuż jej długości. W przeciwieństwie do linii otwartej, w liniach zamkniętych dopływ energii może odbywać się na zasadzie dopływu przynajmniej z dwóch stron, co przedstawiono na rysunku 23.

⁸⁶ Wasik I. Elektroenergetyka w zarysie, przesył i rozdział energii elektrycznej; Łódź 2010 s. 20-22.



Rysunek 23. Układ sieciowy zamknięty: a) magistralny dwustronnie zasilany, b) układ pętlowy, c) układ oczkowy. Źródło: Wasik I. Elektroenergetyka w zarysie, przesył i rozdział energii elektrycznej; Łódź 2010 s. 22.

Planowanie infrastruktury przesyłowej polega na nakreśleniu harmonogramu działań inwestycyjnych w pewnym horyzoncie czasowym, zmierzających do optymalnego jej rozwoju w stopniu gwarantującym realizację przyszłych zadań. Jest to więc złożony proces, realizowany przez operatora systemu przesyłowego oraz OSD, zależny od wielu różnorodnych, zdeterminowanych i niezdeteminowanych czynników natury: technicznej, ekonomicznej, prawnej, politycznej i społecznej. Proces ten, zależy w znacznym stopniu od uwarunkowań zewnętrznych funkcjonowania sektora elektroenergetycznego. Powinien być również realizowany w oparciu u zasadę zrównoważonego rozwoju. Podstawowe zagadnienia związane z wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej w ujęciu krajowym, związane są również z pojęciem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Aktualny rozwój sektora energetycznego musi brać pod uwagę, w możliwie największym stopniu poszczególne składowe:

- krajowe uregulowania prawne
- uwarunkowania środowiskowe
- uwarunkowania społeczne
- uwarunkowania rynkowe
- uwarunkowania ekonomiczne
- uwarunkowania techniczne
- zachowania odbiorców
- niepewność przyszłych uwarunkowań pracy infrastruktury sieciowej

- kluczową rolę planisty (eksperta)
- kryteria ekonomiczne
- nowe trendy w sektorze

Przepisy polskiego prawa oraz wszystkie normy i rozporządzenia wprowadzają różnorodne zapisy określające odpowiednie procedury, wymogi oraz rozwiązania w zakresie instalacji infrastruktury sieciowej, które muszą zostać spełnione na etapie planowania, a więc powstają swego rodzaju bariery m.in. prawne, administracyjne, środowiskowe, które skutecznie ograniczają szybkość i efektywność całego procesu. Składowe środowiskowe w sposób istotny odwołują się do analizy oddziaływania ekologicznego wszelkich inwestycji sieciowych i stosowania środków, które maksymalnie ograniczają ingerencję w środowisko naturalne. Do takich zaliczyć można odpowiednią lokalizację inwestycji, ograniczenie obszaru zajmowanego już przez istniejącą infrastrukturę sieciową oraz wykorzystywanie nowoczesnych technologii zero-emission. Aspekty społeczne odnoszą się do wszelkich zasad oddziaływania infrastruktury sieciowej na życie i zdrowie człowieka. Poziom akceptacji społecznej jest ciągle na względnie niskim poziomie, dlatego tak ważny jest aspekt rozwoju w oparciu o zrównoważony rozwój.

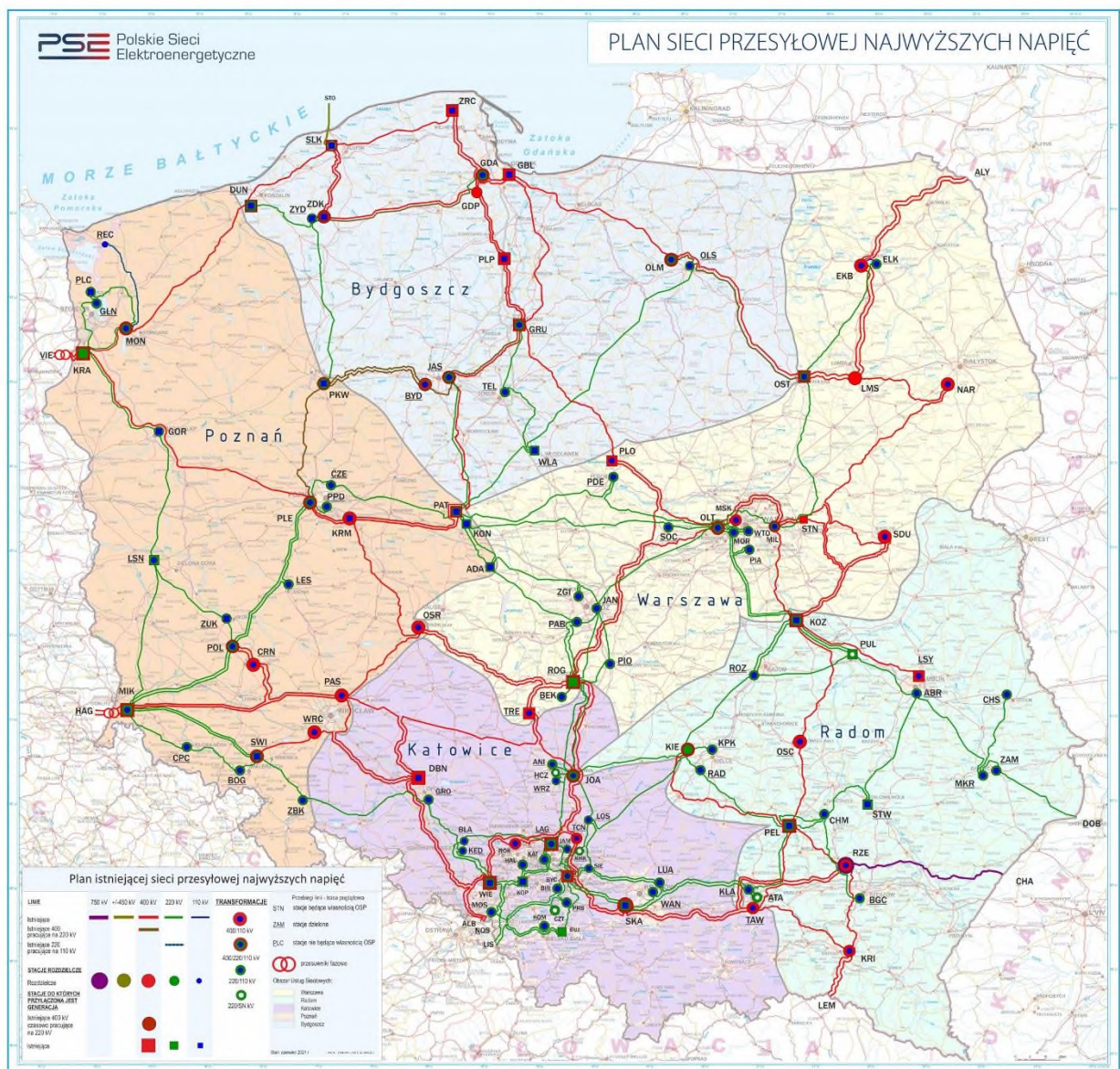
Uwarunkowania rynkowe wiążą się z odpowiedzialnością na zapotrzebowanie energetyczne tj. utworzenie struktury podażowej energii na rynku wraz z określeniem źródeł wytwórczych. Największym powodzeniem cieszą się te źródła, które są efektywne rynkowo, czyli oferują energię po akceptowalnej cenie. Realizacja całego programu nie może zakładać gwałtownego skoku cenowego dla energii elektrycznej dla odbiorców, dlatego właśnie kształtuje to uwarunkowania ekonomiczne, czyli ograniczony budżet na realizację pewnych inwestycji. Do uwarunkowań technicznych zaliczyć należy wszelkie rozwiązania mają na celu np. świadczenie usług przesyłu nie nadwyrężając zdolności przesyłowych linii sieciowych oraz transformatorów, dotrzymanie produkcji mocy czynnej oraz biernej, utrzymanie odpowiednich napięć w węzłach oraz nieprzekroczenie progu wytrzymałości aparatury łączeniowej jak również zachowanie stabilnej pracy KSE jako ogółu. Z zakresem technologicznym łączy się również zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w obszarach strategicznych. Rola planisty (eksperta) jest nadrzędna przy kształtowaniu układów sieciowych. Wykorzystanie wiedzy i doświadczenia planisty (eksperta) ma kluczowe znaczenie, nie tylko w aspekcie technicznym i ekonomicznym, ale również w kontekście krajowych uwarunkowań formalno-prawnych, środowiskowych i społecznych, związanych zarówno z procesem planowania jak i realizacji inwestycji sieciowych. Przy czym pojęcie planisty (eksperta) określa całościowo

wysoko wykwalifikowane, wyspecjalizowane służby operatora systemu działające w różnych obszarach. Skala uwarunkowań tego procesu wynikających bezpośrednio z krajowych i unijnych uregulowań prawnych oraz innych przepisów, wytycznych i norm, jest tak duża, że konieczne jest skorzystanie z wiedzy planisty (eksperta) przy określaniu wariantów rozwoju infrastruktury sieciowej. Wiedza ta, musi być poparta wynikami obszernej analizy technicznej i ekonomicznej pracy KSE w całym okresie analizy. W tym celu stosuje się dedykowane danym rodzajom analiz wyspecjalizowane narzędzia informatyczne, wśród których, w obszarze analizy technicznej można wyróżnić programy: rozplływowe, zwarciove, analizy zachowania się systemu w stanach przejściowych i niezawodnościowe. Informacje pozyskane z tych programów są następnie analizowane i na podstawie uzyskanych wyników, instrukcji i reguł stosowanych przez operatora systemu oraz wiedzy eksperckiej są podejmowane decyzje rozwojowe. Przy czym decyzje te muszą uwzględniać krajowe uwarunkowania: formalno-prawne, środowiskowe i społeczne. Przeprowadzenie optymalizacji strategii rozwoju infrastruktury układu sieciowego wymaga odpowiednich danych wejściowych. Standardowo, są to dane wzorujące system w roku początkowym w obszarze analiz (nie jest to jeden układ sieciowy, a kilka układów). Dla obszaru sieci przesyłowej, pełny zbiór danych wejściowych obejmuje informacje techniczne i ekonomiczne dotyczące poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego w tym obszarze. W szczególności są to dane techniczne opisujące obecną strukturę sieci przesyłowej:

- wykaz, rozmieszczenie i parametry techniczne stacji elektroenergetycznych sieciowych i odbiorczych,
- układy i wyposażenie stacji w transformatory i aparaturę łączeniową,
- wykaz, rodzaj i parametry techniczne linii łączących szyny zbiorcze stacji elektroenergetycznych,
- wykaz, rozmieszczenie, parametry techniczne oraz sposób przyłączenia jednostek wytwórczych do szyn zbiorczych stacji.

Informację o obciążeniach w węzłach odbiorczych i różnego rodzaju kosztach również zawarte są w zbiorze danych odwzorowujących początkowy układ sieciowy. Jak zauważa W. Dołęga, scenariusze warunków rozwoju zawierają scenariusze zapotrzebowania, wytwarzania i scenariusz wymiany międzysystemowej. Pierwszy, jest odzwierciedleniem zapotrzebowania na moc w poszczególnych okresach danej analizy w tzw. punktach wyjścia sieci (GPZ, rozdzielnie 400, 220 kV oraz 110 kV, do których są przyłączeni odbiorcy). Scenariusz wytwarzania jest

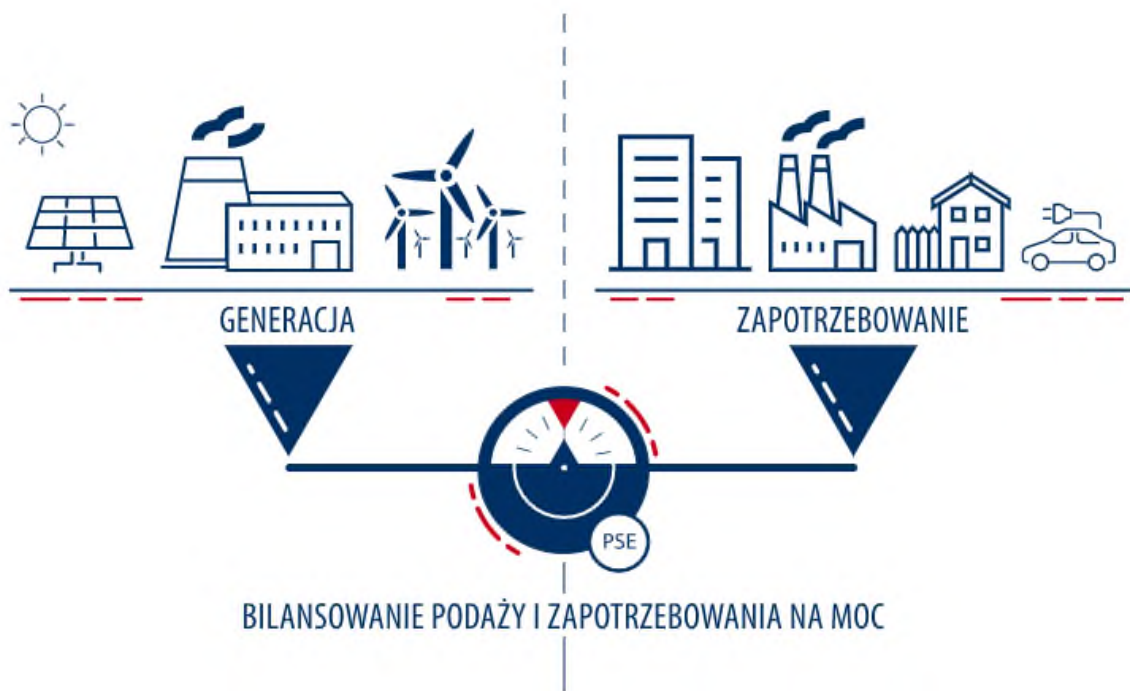
reprezentowany przez wykaz i parametry techniczne i ekonomiczne dostępnych w węzłach sieciowych jednostek wytwórczych w poszczególnych snapshot'ach (badanych okresach czasowych w których przyjmuje się niezmienność parametrów pracy systemu). Natomiast scenariusz wymiany międzysystemowej jest reprezentowany przez odpowiednie raporty wymiany mocy na poszczególnych liniach międzysystemowych pomiędzy KSE a sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi lub na poszczególnych przekrojach wymiany (zbiór linii międzysystemowych), określanych przez OSD (patrz rys. 24).



Rysunek 24. Plan istniejącej sieci przesyłowej najwyższych napięć. Źródło: <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/plan-sieci-elektroenergetycznej-najwyzszych-napiec/wrzniejaca> [dostęp na dzień 09.12.2021 r.].

Raporty te wynikają z eksportu, importu oraz tranzytu energii elektrycznej przez KSE. Zatem rozwój infrastruktury sieciowej powinien zmierzać w kierunku zapewnienia:

- zmniejszenia lub całkowitej likwidacji ograniczeń przesyłowych;
- całkowitej likwidacji wykroczeń wymagań technicznych pracy KSE;
- modernizację stanu technicznego majątku sieciowego;
- zapewnienie przyłącza i zasilania nowych odbiorców;
- minimalizację strat przesyłowych na sieci;
- poprawę wskaźników niezawodności;
- poprawę wskaźników napięcia;
- utworzenie nowych źródeł generacji rozproszonej.



Rysunek 25. Rola Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Źródło: pse.pl dostęp 09.12.2021 r.

Zatem całkowity proces planowania rozwoju infrastruktury sieciowej powinien być realizowany z uwzględnieniem zasady zrównoważonego rozwoju. Kluczowym wydaje się również zachowanie balansu pomiędzy celami technicznymi, społecznymi, ekonomicznymi oraz środowiskowymi. Aktualnie stosowane metody powinny uwzględniać uwarunkowania

środowiskowe, krajowe uregulowania prawne, uwarunkowania rynkowe i wymiar społeczny, uwarunkowania techniczno-ekonomiczne jak również zachowania odbiorców oraz rozwój nowych źródeł generacji rozproszonej. Takie rozwiązania powinny spełniać wymagania techniczne, być neutralne ekologicznie, ale jednocześnie najefektywniejsze ekonomicznie oraz społecznie akceptowalne. Rozwój infrastruktury wymusza zwiększenie efektywności procesu planowania. Procedury planistyczne muszą być zatem ukierunkowane na wykorzystanie istniejącego potencjału sieci i efektywne określenie kierunków rozwoju (lub modernizacji). Przy założeniu głównego ekonomicznego czynnika uzasadniającego podjęcia inwestycji tj. zmniejszenie kosztów ograniczeń przesyłowych uzyskanych w wyniku zwiększenia możliwości przesyłowych całej sieci.

Jak już wspomniano, infrastruktura krytyczna jaką jest infrastruktura przesyłowa determinuje funkcjonowanie życia mieszkańców Polski. J. Górzyński przedstawia również pewną zależność systemu społeczno-gospodarczego oraz działalnością gospodarczą w ramach produkcji materialnej pochodzącej z sektorów: energetyka, przemysł, budownictwo, rolnictwo, transport oraz usługi. Na racjonalne użytkowanie nośników energii w obiektach technicznych mają wpływ działania podejmowane w całej gospodarce narodowej, która jest postrzegana jako środowisko systemów, w którym rozpatrywany obiekt funkcjonuje. Z tego powodu problemy zużycia energii w obiektach powinny być rozpatrywane w powiązaniu z całą działalnością gospodarczą kraju. Aktualnie, w tej działalności odbywają się istotne procesy proekologicznej racjonalizacji, które mają wpływ na wskaźniki energochłonności wyrobów i obiektów, także na odpowiednie wskaźniki w budowie i eksploatacji. Z tych powodów przy rozpatrywaniu zużycia energii w obiektach technicznych, niezbędne są informacje o pochodzeniu energii, sposobie jej pozyskiwania, jaką przebywa drogę oraz jakim przemianom jest poddawana, zanim zostanie dostarczona do odbiorców i odpowiednio wykorzystana. Czyli niezbędne są co najmniej podstawowe informacje o całym krajowym systemie energetycznym, jego złożoności i sposobie funkcjonowania, o wykorzystaniu zasobów energetycznych oraz jego oddziaływaniu na środowisko oraz o tym, jakie jest miejsce obiektu technicznego jako podsystemu w odniesieniu do systemu energetycznego i całego systemu społeczno-gospodarczego⁸⁷.

⁸⁷ J. Górzyński; *Efektywność energetyczna w działalności gospodarczej*, PWN, Warszawa 2017, s. 34-35.

Przykład ulokowania obiektu technicznego (lub przedsiębiorstwa), przedstawiono na rysunku 26.



Rysunek 26. Obiekt techniczny jako podsystem w środowisku podsystemów w systemie społeczno – gospodarczym. Opracowanie własne

Odnosząc się ponownie do statusu infrastruktury krytycznej którą jest infrastruktura przesyłowa, OSD pełni funkcję gwarantującą bezpieczeństwo energetyczne oraz gospodarcze w kraju. A. Ziębik, M. Szega oraz W. Stanek, definiują bezpieczeństwo energetyczne jako taki stan gospodarki, który⁸⁸:

- zapewnia pokrycie bieżącego i perspektywicznego zapotrzebowania odbiorców na paliwa i energię;
- zapewnia społecznie uzasadnione ceny paliw i energii;

⁸⁸ A. Ziębik, M. Szega, W. Stanek, *Systemy energetyczne a środowisko*, wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015 r. s. 349.

- zapewnia bezpieczeństwo ekologiczne przez zachowanie wymagań ochrony środowiska.

Ważnym aspektem jest również perspektywa czasowa przy stosowaniu terminologii bezpieczeństwa energetycznego, ponieważ jest to ściśle związane z rozpatrywaniem możliwości pokrycia popytu na nośniki energii w określonej perspektywie czasowej. Natomiast krótkoterminowe działania na rzecz zachowania bezpieczeństwa energetycznego mogą być związane z rozwojem magazynów energii (o czym w rozdziale 5). Kluczową rolę przy tym zagadnieniu, odgrywa kwestia związana z importem oraz eksportem energii. W polityce polskiej jak i wspólnotowej (UE), stałe dążenie do poprawy efektywności energetycznej uznawane jest za najważniejszy aspekt, sprzyjający poprawie bezpieczeństwa energetycznego i odbywać się może np. poprzez racjonalizację zużycia energii (również jej przesył). W kwestii bezpieczeństwa energetycznego Polski, można wyróżnić działanie OSD w zakresie:

- eksploatacji sieci w efektywny sposób, przy zachowaniu wymaganej niezawodności dostaw,
- eksploatacji, prac konserwujących oraz naprawczych infrastruktury przesyłowej,
- gwarancji rozbudowy sieci – i tam gdzie to konieczne – rozbudowy połączeń międzysystemowych na obszarze ich działania,
- współpracy z innymi OSD i OSP, przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójnej pracy systemów elektroenergetycznych i ich skoordynowanego rozwoju oraz niezawodnej i efektywnej pracy,
- zarządzania mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyjątkiem wykorzystywania jednostek wytwórczych o mocy 50MW lub większej, przyłączonych do sieci 110 kV,
- bilansowania systemu energetycznego,
- zarządzania przepływami energii w systemie sieciowym,
- planowania rozwoju sieci dystrybucyjnych z uwzględnieniem projektów związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię oraz rozwojem mocy wytwórczych przyłączonych do sieci,
- przestrzegania warunków współpracy z OSD w zakresie pracy koordynowania siecią 110 kV,

OSD ponosi odpowiedzialność ekonomiczną za bezpieczeństwo elektroenergetyczne w kraju, wynikającą głównie z umów o świadczenie usługi. Warunki świadczenia usługi kompleksowej

dotyczącej przesyłu określone są nie tylko w umowie, ale także w koncesji czy taryfie. Tego typu porozumienia zawierają klauzulę dotyczące standardów jakości energii elektrycznej oraz niezawodności dostaw. W zależności od wymagań konsumenta może również zawierać klauzulę dotyczące podwyższonych standardów. Nieprzestrzeganie norm, pociąga za sobą odpowiedzialność ekonomiczną OSD i udzielenia odbiorcom np. obniżek cen i upustów lub większych kar. finansowych. Działalność OSD w sferze technicznej na rzecz bezpieczeństwa energetycznego jest również bardzo złożona. Obejmuje różne elementy związane z infrastrukturą sieciową, normami technicznymi, współpracą z innymi jednostkami systemu czy bilansowaniem i planowaniem systemu. Zgodnie z art. 4 Prawo energetyczne, obowiązek dbania o stan własnej infrastruktury, aby móc dostarczyć energię w sposób ciągły i niezawodny oraz zgodnie z obowiązującymi wymaganiami jakościowymi – spoczywa na barkach OSD. Stanowi to jednak ważny element bezpieczeństwa w krótkim okresie, ponieważ niewłaściwa eksploatacja lub zaniedbanie czy ograniczenia w konserwacji zwiększa ryzyko wystąpienia awarii i przerw w dostawie prądu. Niestety obecny stan infrastruktury dystrybucyjnej w Polsce jest stanowczo niedokapitalizowany, co skutkuje jej złym stanem technicznym. Ten fakt może stanowić barierę dla rozwoju gospodarczego, szczególnie niektórych obszarów w kraju. Dlatego sprawne funkcjonowanie OSD w sektorze energetycznym (na rzecz pozostałych sektorów), opiera się przede wszystkim na dostarczeniu energii, kluczowej do prowadzenia działalności, w tym do zapewnienia niezbędnego minimum w zakresie gospodarki mieszkaniowej. Przemysł zapewnia wyroby gotowe oraz różnego rodzaju materiały, maszyny czy specjalizowane urządzenia. Również takie, które determinują funkcjonowanie innych podsystemów oraz gospodarstw domowych. Transport umożliwia przepływ surowców, materiałów, czy właśnie wyrobów gotowych oraz wszelkich nośników energii które możliwe są do przetransportowania w sposób bezpieczny i efektywny. Analizując postęp technologiczny oraz konsumpcjonizm jako trend społeczny XXI wieku, należy jednak wziąć pod uwagę potrzebne inwestycje w system przesyłowy, który w przyszłości (bez takich nakładów), może bardzo szybko okazać się niewystarczający aby zapewnić ciągłość zasilania z zachowaniem wymagań jakościowych. Wskazany jest rozwój sieci smart (rozdział 5), w celu udoskonalenia kierunków rozwoju oraz zdalnego zarządzania siecią. To właśnie w takich rozwiązaniach, upatruje się również poprawę bezpieczeństwa energetycznego w Polsce.

2.2 Składowe infrastruktury sieci elektroenergetycznej i systemy ich zarządzania

Mając na celu lepsze zrozumienie poruszanych zagadnień, należy doprecyzować podstawowe założenia, w jaki sposób energia elektryczna trafia z jednostek wytwórczych do końcowego odbiorcy. Jednostki wytwórcze są generatorem tej energii (o określonych cechach) i tworzą napięcie, określane jako siła lub presja, która powoduje przepływ prądu. Napięcie jest mierzone w woltach, a wszystkie odbiorniki, maszyny i urządzenia, które aktualnie zużywają energię, są w terminologii elektroenergetyki określane jako obciążenie systemu (system load) i tworzą obwód elektryczny⁸⁹. Układ ten, można określić jako swoistą pętlę umożliwiającą przepływ energii od źródła, poprzez obciążenie i z powrotem do źródła oraz jednostką jego miary jest amper. Obwód elektryczny zbudowany jest zatem z linii przesyłowych, a zgodnie z definicją zawartą w normach N SEP-E-004⁹⁰, PN-98/E-051001⁹¹ oraz PN-E-05100-2⁹², linię napowietrzną definiuje się jako urządzenie napowietrzne przeznaczone do przesyłania energii elektrycznej, składające się z przewodów, izolatorów, konstrukcji wsporczych oraz osprzętu, natomiast linię kablową jako kabel wielożyłowy lub wiązkę kabli jednożyłowych połączonych równolegle, łącznie z osprzętem, ułożone na wspólnej trasie i łączące zaciski tych samych dwóch urządzeń jedno- lub wielofazowych albo jedno-lub wielobiegunowych. W tzw. starym układzie sieci elektroenergetycznej wyróżniało się dwa podstawowe układy. Natomiast ciągły wzrost zapotrzebowania na energię spowodował ewolucję jej przesyłu na znaczne odległości o większych mocach. Doprowadziło to do utworzenia tzw. nowego układu w którym dokonano aktualizacji sieci wysokiego napięcia w formie sieci dystrybucyjnych. Podział ten, przedstawiono w tabeli 12.

⁸⁹ F. Krawiec; *Energia* – wyd. Difin Warszawa 2012 r. s. 93.

⁹⁰ N SEP-E-004 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa.

⁹¹ PN-98/E-051001 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.

⁹² PN-E-05100-2 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami w izolacji oraz przewodami w osłonie izolacyjnej.

Tabela 12 Stary i nowy podział sieci elektroenergetycznych w Polsce.

Układ stary		Układ nowy	
<i>Sieć przesyłowa</i>	<i>Sieć dystrybucyjna</i>	<i>Sieć przesyłowa</i>	<i>Sieć dystrybucyjna</i>
sieć najwyższego napięcia	sieć średniego napięcia	sieć najwyższego napięcia	sieć wysokiego napięcia
sieć wysokiego napięcia	sieć niskiego napięcia	(niektóre sieci wysokiego napięcia)	sieć średniego napięcia
			sieć niskiego napięcia

Źródło: Opracowanie własne

Odbiór energii w poszczególnych obszarach jest pewnego rodzaju naturalnym układem, wynikającym z urbanizacji terenów oraz zagęszczenia zaludnienia. Zatem większe zaludnienie danego obszaru wymusza większą gęstość linii. Dodatkowym aspektem jest również kwestia stacji transformatorowych 110/SN (GPZ), których większe zagęszczenie pozwala na skracanie odcinków linii (ciągów liniowych SN) zasilających stacje SN/nN a docelowo odbiorców końcowych. W roku 2020 krajowa długość linii o napięciu 110KV w OSD wzrosła w stosunku do poprzedzającego roku o 139 km, a liczba stacji o górnym napięciu 110kV wzrosła o 10 sztuk, co zaprezentowano w tabeli 13⁹³.

Tabela 13. Wybrane aspekty infrastrukturalne sieci elektroenergetycznej.

Wyszczególnienie	Jednostka	Max	Min	Średnia	Mediana
Gęstość linii 110 kV	km/km ²	1,047	0,055	0,166	0,110
Długość linii na jednego odbiorcę WN, SN, nN	m/odb.	3,84	0,48	2,14	2,25

Źródło: opracowanie własne

Wielkości podane w tabeli 13 oznaczają:

- Min i Max - najmniejszą i największą wielkość wskaźnika w badanym zbiorze jednostek

⁹³ Agencja Rynku Energii; *Ocena statystyczna stanu elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych – Etap II*; Warszawa 2021 r. s. 7.

- Średnia - iloraz sumy wskaźników przez liczbę jednostek, w których dana wielkość występuje
- Mediana - środkowa wartość szeregu zawierającego daną wielkość dla jednostek, w których dana wielkość występuje.

Zarówno linie napowietrzne jak i kablowe są podstawowym elementem sieci dystrybucyjnej SN czyli sieci z zakresu od 1 do 60kV, przy czym linie napowietrzne należą głównie do sieci terenowych a linie kablowe tworzą połączenia miejskie. Długość linii SN pod koniec 2019 przedstawiono w tabeli 14. W poniższej analizie przedstawiono sieci średnich napięć z zakresu 1 – 30 kV, ze względu na fakt, iż aktualnie sieci o napięciu 40-60 kV nie występują u żadnego OSD, a podstawowymi sieciami SN są te o napięciu 15kV i 20kV. Natomiast ilość sieci 30kV to również rzadkość i ich ilość maleje rok do roku⁹⁴.

Tabela 14 Korelacja linii SN w latach 2018-2020.

Rok	Długość	Wartość początkowa	Wartość netto	Stopień zamortyzowania (umorzenia)
	km	mln zł		%
2018	300 066	19 792,94	12 035,80	39,19
2019	302 602	21 345,55	12 969, 52	39,25
2020	304 102	21 994,63	13 102,25	40,43

Źródło: Opracowanie własne

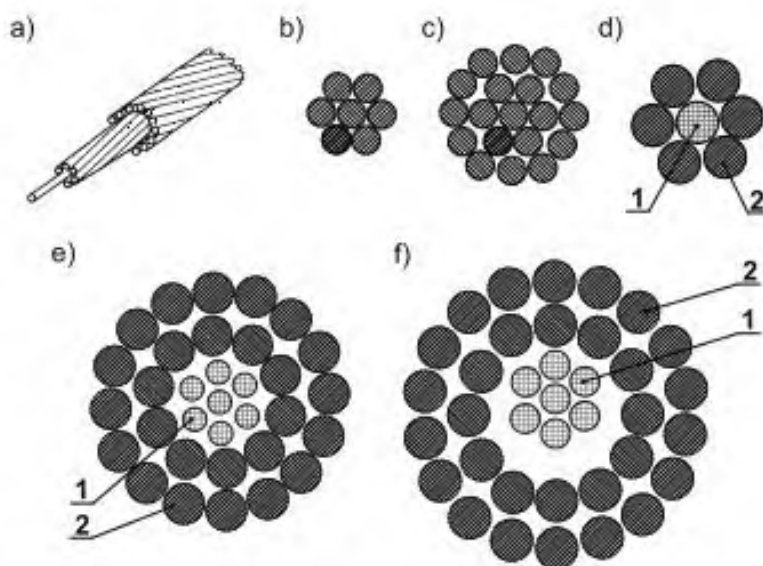
Tabela 15 Korelacja stacji SN w latach 2018-2020.

Rok	Liczba	Wartość początkowa	Wartość netto	Stopień zamortyzowania (umorzenia)
	szt.	mln zł		%
2018	258 981	9 025,87	6 023,09	33,23
2019	261 090	9 937,09	6 629,08	33,29
2020	262 910	10 886, 90	7 016,12	35,55

⁹⁴ Agencja Rynku Energii; *Ocena statystyczna*, op. cit. s. 9.

Źródło; Opracowanie własne

W przedsiębiorstwach OSD, do budowy linii napowietrznych SN powszechnie stosuje się przewody aluminiowe oraz stalowo-aluminiowe. Pierwsze, znajdują zastosowanie jedynie przy małych rozpiętościach pręseł ze względu na stosunkowo małą wytrzymałość mechaniczną. Drugie natomiast, stosowane są bez większych ograniczeń we wszystkich liniach SN. W sieci SN występowanie przewodów miedzianych jest pewnego rodzaju wyjątkiem w stosunku do innych sieci. Podstawowy układ linek budujących przewody przedstawiono na rysunku 27⁹⁵. Linki stalowo-aluminiowe posiadają rdzeń z drutu lub linki stalowej, na którym oplot stanowią druty aluminiowe.



Rysunek 27. Rodzaje przewodów linii napowietrznych SN: a) budowa linki wielodrutowej jednometalowej; b) przekrój linki jednometalowej 7-drutowej; c) przekrój linki jednometalowej 19-drutowej; d) e) przekrój linki stalowo-aluminiowych; f) przekrój przewodu w wykonaniu przeciwdrganiowym (1-druty stalowe, 2- druty aluminiowe). Źródło: Chojnacki A. Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych.

Wraz z rozwojem technologicznym sięgającym lat 90. XX wieku, odnotowuje się zdecydowany wzrost stosowania izolowanych linii napowietrznych. Następstwem tej niepozernej modyfikacji są innowacyjne zmiany techniczne w ich budowie, montażu oraz eksploatacji. Podstawowym materiałem elektroizolacyjnym stałym i osłonowym dla przewodów izolowanych SN jest obecnie polietylen sieciowany (XLPE). Materiał ten wykazuje

⁹⁵ Asgarpoor S.: *Reliability Evaluation of Equipment and Substations with Fuzzy Markov Processes*. IEEE Transactions On Power Systems, Sierpień 2010, Wyd. 25, Nr. 3, s. 1319–1328.

bardzo dobre właściwości elektryczne i termomechaniczne. Dodatkowo, po odpowiednim zmodyfikowaniu, jest on w wystarczającym stopniu odporny na większość niekorzystnych oddziaływań atmosferycznych, chemicznych i środowiskowych⁹⁶.

Aktualnie w sieciach OSD stosowane są przewody o następujących przekrojach: 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300 mm². Ponadto, stosowane są również przewody przeciwdrganiowe, u których podstawę stanowi rdzeń stalowy umieszczony wewnątrz niecałkowicie wypełniając przestrzeń przewodu. W wyniku drgań, zderza się on z przewodami roboczymi w wyniku czego drgania są wytłumiane. Zastępując tradycyjne przewody stalowo-aluminiowe, stosuje się również przewody wykonane ze stopów aluminium (np. AlFeMg, AlMgSi)⁹⁷. Cechuje je bardzo duża wytrzymałość mechaniczna oraz brak korozji rdzenia czy niska rezystancja, jednak są stosunkowo drogim rozwiązaniem.

Odrębnym elementem infrastruktury są izolatory. Ich zadaniem jest oddzielenie przewodów będących pod napięciem od konstrukcji wsporczych oraz wzajemnie od siebie. Izolatory tworzone były na przestrzeni lat przede wszystkim ze szkła lub porcelany. W latach 60. XX wieku wykorzystywano izolatory porcelanowe długopniowe, których największą zaletą była ich nieprzebijalność. Jednocześnie to rozwiązanie było związane z dużym ryzykiem zerwania i spadku przewodu, a więc uszkodzenia całego odcinka linii. Z czasem zastąpiono to rozwiązanie stosując izolatory z kauczuku silikonowego oraz szereg usprawnień które zapobiegały częściowym uszkodzeniom. Aktualnie wytrzymałość na rozciąganie syntetycznych urządzeń jest kluczowym aspektem technicznym i może być kilkakrotnie większe w porównaniu do ceramicznych, przy kilkakrotnie mniejszej wadze⁹⁸. Dodatkowo, muszą one odpowiednio wytrzymywać siły działające na przewody (naciągi, ciężar, wiatr itp.), a materiał z którego są wykonane musi spełniać określone funkcje⁹⁹:

- musi posiadać znaczną rezystancję i wytrzymałość elektryczną,
- musi posiadać znaczną rezystancję powierzchniową,
- musi być odporny na czynniki środowiskowe i chemiczne,
- musi być nienasiąkliwy,

⁹⁶ Chojnacki A.; Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Kielce 2013. s. 138-139.

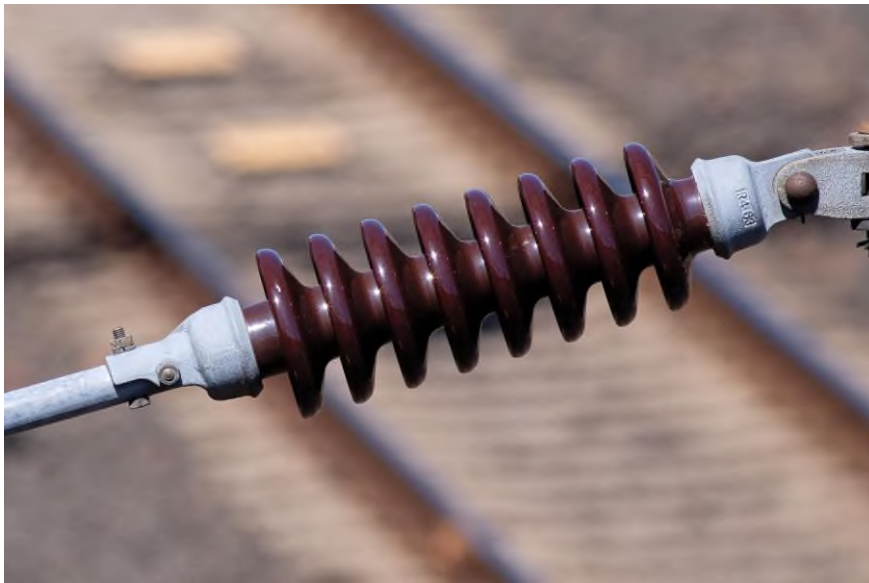
⁹⁷ Kujaszczuk S., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. t. 1, PWN, Warszawa 1994.

⁹⁸ Chrzan K.L., Winter H.J., Lambrecht J., *Problemy związane z eksploatacją izolatorów kompozytowych*. „Energetyka” 2008, nr 6, s. 412–415.

⁹⁹ Kuran Z., Skrodzki S., Tomczak E.: *Zabezpieczenia szyn i układy rezerwy wyłącznikowej w stacjach 110 kV/SN*. „Wiadomości elektrotechniczne” 2011, nr 9, s. 21–24.

- musi charakteryzować się znaczną odpornością na nagłe zmiany temperatury,
- musi charakteryzować się znaczną odpornością na uszkodzenie mechaniczne (np. stłuczenie).

Ponadto, znane są przypadki uszkodzenia tych elementów przez gryzonie, jednak w niektórych krajach stawia się duży nacisk na dużą odporność na akty wandalizmu i obok ciężaru własnego, ta cecha jest bardzo pożądana. Izolatory wiszące stosuje się na całej długości linii, jednak jest to rozwiązanie kosztowne. Dlatego istnieją również izolatory stojące, jednak to rozwiązanie stosuje się wyłącznie w miejscach które na to pozwalają tj. są to słupy przelotowe oraz o łagodnym załamaniu linii. Przykładowy model zaprezentowano na rysunku 28.



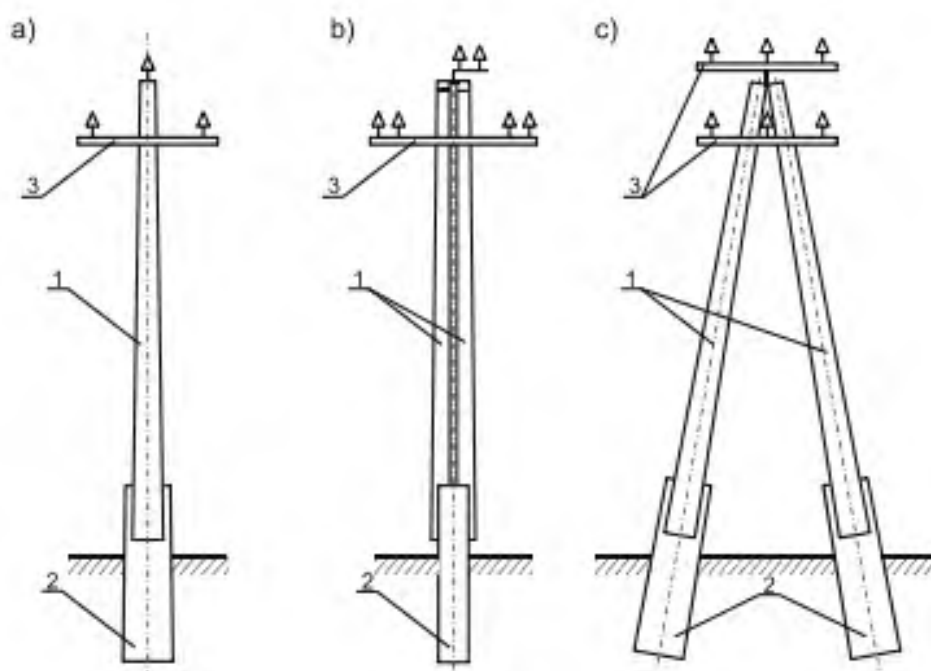
Rysunek 28. Izolator ceramiczny stosowany w instalacjach wysokiego napięcia, np. trakcjach kolejowych. Źródło: <https://zpe.gov.pl/a/przewodniki-i-izolatory-pradu-elektrycznego-przeptyw-pradu-w-przewodnikach/DnAc0NGh6>

Do konstrukcji wsporczych linii SN (słupów energetycznych) zalicz się¹⁰⁰:

- słupy przelotowe,
- słupy narożne,
- słupy odporowe,
- słupy odporowo-narożne,
- słupy krańcowe,
- słupy rozgałęźne.

¹⁰⁰ Kujaszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. t. 1, PWN, Warszawa 1994.

Pierwsze, przeznaczone są do podtrzymywania sieci bez jej naciągu (lub przy nieznacznym naciągu), ustawione są na szlaku prostym lub nieprzekraczającym 5° . Słupy narożne już w większym stopniu zapewniają możliwość pracy sieci. Wynika to z siły naciągu które zależna jest bezpośrednio od kąta załomu. Słupy które najbardziej oddziałują na niwelowanie zakłóceń mechanicznych to słupy odporowe. Są one przystosowane do odbierania naciągu i powinny być lokalizowane nie rzadziej niż co 3 km. Rozwiązaniem hybrydowym są słupy odporowo-narożne, których końcowe odcinki przystosowane są do przyjmowania jednostronnych naciągów. Słupy rozgałęźne stosuje się do utworzenia odnóg sieciowych w zależności od potrzeb terenowych. Natomiast słupy końcowe umiejscowione są na końcu linii i stanowią zamknięcie całych odcinków. Ze względu na stosowany materiał, wyróżnia się słupy drewniane, żelbetowe oraz stalowe¹⁰¹. Pierwotnie, od początku istnienia sieci stosowano słupy drewniane, których oczywistą wadą była mała trwałość eksploatacyjna i mechaniczna (12-15 lat przy ich nasyceniu chlorkiem cynku oraz 20-25 lat przy nasyceniu olejem smołowym). W dzisiejszych czasach nie są one stosowane jednak wciąż można je spotkać na wielu odcinkach starszych sieci, a przykładowe ich konstrukcje przedstawiono na rysunku 29.

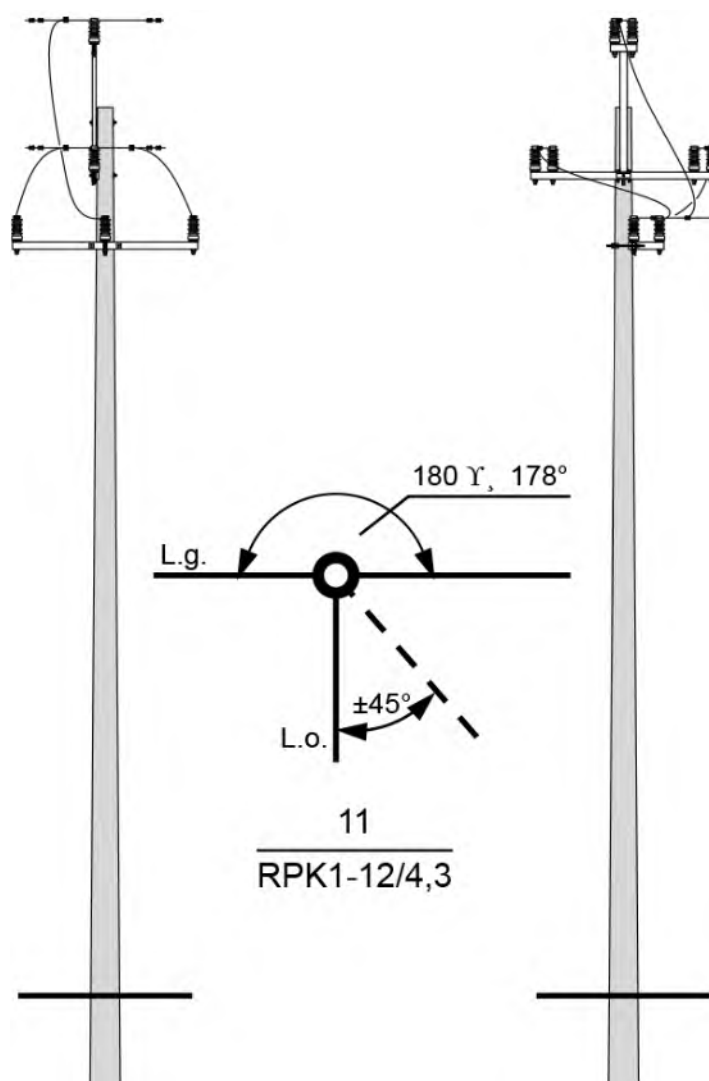


Rysunek 79. Konstrukcje słupów drewnianych na szczudłach żelbetowych: a) słup przelotowy; b) słup przelotowy strzałkowy; c) słup odporowy (1 – słup drewniany, 2 – szczudła żelbetowe,

¹⁰¹ Kujaszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci*, op. cit. s. 20.

3 – poprzeczniki) Źródło: A. Chojnacki: Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych; Kielce 2013.

Odmienne parametry techniczne posiadają słupy żelbetowe. Wytwarzane są w różnych technologiach oraz mieszankach materiałowych. Te rozwiązania zdecydowanie bardziej poprawiają odporność na warunki zewnętrzne oraz chemiczne. Obecnie, stosuje się żerdzie żelbetowe, strunobetonowe i wirowane i wykonuje się je w układzie pojedynczym, podwójnym lub poczwórnym, a przykładowe rozwiązania przedstawiono na rysunku 30. Główną wadą słupów wykonanych w tej technologii to ich ograniczona wysokość oraz fakt, iż jest to materiał przewodzący prąd, jak również brak możliwości składania dla ułatwienia transportu.



Rysunek 30. Konstrukcje słupów żelbetowych linii średniego napięcia. Źródło: <https://www.strunobet.pl/oferta/stacje-i-stanowiska-slupowe/napowietrzne-linie-sredniego-i-niskiego-napiecia-lsns-3550/#1449235030828-034f288f-885b> [dostęp na dzień 05.05.2022 r.].

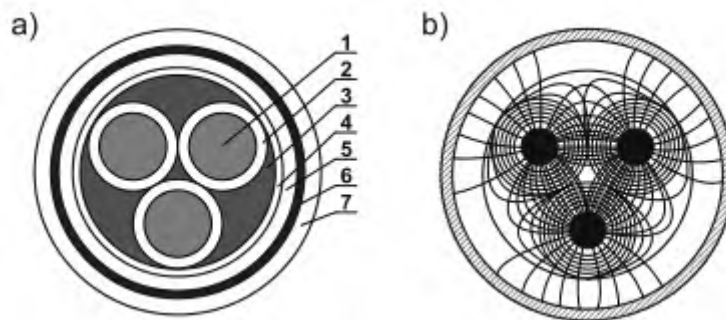


Rysunek 31. Rzeczywisty wygląd słupa linii SN – słup rozgałęźny przelotowo-krańcowy.

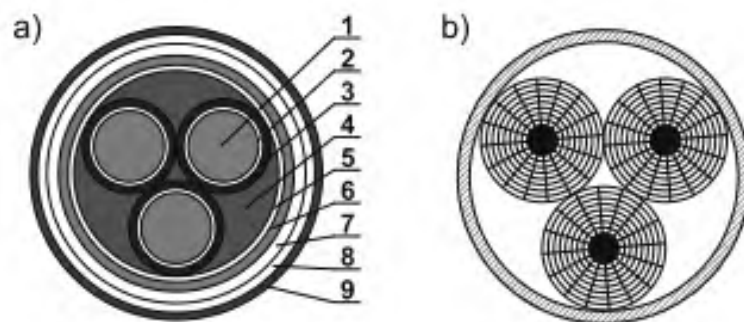
Źródło: <https://www.strunobet.pl/oferta/stacje-i-stanowiska-slupowe/napowietrzne-linie-sredniego-i-niskiego-napiecia-lsns-3550/#1449235030828-034f288f-885b> [dostęp na dzień 05.05.2022 r.].

Natomiast w przypadku gęstej zabudowy, ochrony środowiska czy przeciwporażeniowej oraz w każdym innym przypadku kiedy zastosowanie sieci napowietrznej nie jest wskazane, stosuje się linie kablowe. W elektroenergetyce najczęstszym rozwiązaniem jest ułożenie kabli bezpośrednio w ziemi, jednak istnieje szereg innych rozwiązań takich jak układ w kanałach kablowych, przełazowych lub nie przełazowych, na ścianach czy rurach ochronnych. W zależności od zastosowanej izolacji oraz sposobu jej wykonania rozróżnia się kable o izolacji lub kable z żyłami ekranowanymi. Kable o izolacji rdzeniowej charakteryzują się tym, iż każda żyła posiada niezależny układ izolacyjny, natomiast rdzeń kabla, składający się z izolowanych żył i wypełnienia, posiada dodatkową izolację zwaną izolacją rdzeniową. W kablach z żyłami ekranowanymi, każda żyła posiada ekran zbudowany z papieru półprzewodzącego lub metalizowanego uformowanego w taśmę. Taki układ izolacyjny zapewnia równomierny rozkład pola elektrycznego w kablu. Jako izolację kabli stosuje się papier, gumę etylenowo-propylenową, materiały syntetyczne, jak np. plastyfikowany polichlorek winylu (polwinit), polietylen lub polietylen sieciowany. Kable o izolacji papierowo-olejowej i powłóce ołowianej są stosowane coraz rzadziej ze względu na wysokie koszty produkcji oraz pracochłonne i długotrwałe

instalowanie muf i głowic na kablach tego typu¹⁰². Układ izolowany, przedstawiono na rysunku 32 oraz 33.



Rysunek 32. Kabel z izolacją rdzeniową: a) przekrój kabla, b) rozkład pola elektrycznego (1 – żyła kabla, 2 – izolacja papierowa nasyciona, 3 – wypełnienie, 4 – izolacja rdzeniowa, 5 – powłoka ołowiowa, 6 – osłona włóknista, 7 – pancerz stalowy). Źródło: Chojnacki A.: Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych; Kielce 2013.



Rysunek 33. Kabel z żyłami ekranowanymi: a) przekrój kabla, b) rozkład pola elektrycznego (1 – żyła kabla, 2 – izolacja papierowa nasyciona, 3 – ekran z papieru przewodzącego lub półprzewodzącego, 4 – wypełnienie, 5 – taśma elastyczna, 6 – powłoka ołowiana, 7 – taśma papierowo-jutowa, 8 – pancerz stalowy, 9 – osłona zewnętrzna). Źródło: Chojnacki A.: Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych; Kielce 2013.

Kable w których izolacją jest papier nasycony syciwem, nazywane są kablami z izolacją tradycyjną lub kablami masowymi. Kable takie, w powłoce ołowianej (np. AKFtA) wykonywane są na napięcia 6, 10, 15 i 20 kV o przekroju do 240 mm² oraz na napięcie 30 i 40 kV o przekroju 120 mm²¹⁰³. Do podstawowych elementów osprzętu SN zalicza się haki, uchwyty, poprzeczniki,

¹⁰² Rakowska A.: *Kable elektroenergetyczne średniego napięcia o izolacji XLPE – doświadczenia eksploatacyjne*. VI Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EU1’97”, s. 291–296, Zakopane 1997.

¹⁰³ Chojnacki A.: *Analiza niezawodności*, op. cit. s. 157.

złączki i zaciski, a także wiązałki. W przypadku słupów drewnianych izolatory montowane były na hakach wkręcanych bezpośrednio w słupek. Inne rodzaje słupów wyposażane są w poprzeczniki, na których znajdują się otwory lub bolce montażowe do izolatorów. W zależności od konstrukcji słupa oraz rodzaju zastosowanych izolatorów, poprzeczniki mogą mieć różne kształty oraz rozmiary. Sposób zawieszenia przewodu na konstrukcji wsporczej zależy od ciężaru przewodu oraz od sił naciągu, jakie oddziałują na izolator wsporczy lub wiszący. W przypadku konieczności połączenia dwóch przewodów, połączenie takie realizuje się za pomocą złączek, zacisków i uchwytów. Elementy takie muszą spełniać odpowiednie wymagania zarówno elektryczne, jak i mechaniczne. Najpowszechniej stosowane są złączki rurkowe do karbowania oraz złączki zaprasowywane. Jeżeli połączenie nie przenosi siły naciągu wówczas można stosować wszelkiego rodzaju zaciski. Wyróżnia się wiele konstrukcji zacisków w tym mostkowe, kabłąkowe, odgałęźne, dwuśrubowe, itp. Osprzęt sieciowy stosowany do budowy linii izolowanych różni się znacznie pod względem materiałowym, konstrukcyjnym i funkcjonalnym od osprzętu przeznaczonego dla linii napowietrznych z przewodami gołymi. Najważniejszymi elementami składowymi osprzętu dla linii izolowanych są: uchwyty (odciągowe, przelotowe, przelotowo-naróżne i naróżne), haki (wieszakowe i krańcowe) oraz różnego rodzaju wodoszczelne zaciski prądowe. Dokonując wyboru sposobu łączenia przewodów izolowanych należy uwzględnić co najmniej kilka różnych wymagań technicznych, a jednocześnie starać się stosować najprostsze i najtańsze zaciski prądowe. Jak dotąd, najlepsze efekty w tym zakresie uzyskuje się w wypadku zacisków prądowych przebijających izolację. Dzięki specjalnej konstrukcji takich zacisków, odgałęzienia i przyłącza można wykonywać bez zdejmowania izolacji z przewodów i wyłączania linii. Możliwe są połączenia przewodów izolowanych zarówno z przewodami izolowanymi, jak i gołymi (aluminiowymi lub miedzianymi). Zaciski przebijające izolację mogą łączyć przewody o znacznie różniących się średnicach, a ponadto wykonanych z różnych materiałów (np. Al i Cu). Należy podkreślić, że uniwersalność takich zacisków prądowych jest uwarunkowana nie tylko ich konstrukcją i właściwym momentem dokręcania, ale także zastosowaniem materiałów o odpowiednich właściwościach, z których wykonane są: zęby zacisku, pasta stykowa i osłona zewnętrzna złącza. Konstrukcje mocujące linii napowietrznych z przewodami niepełno izolowanymi, identycznie jak dla linii z przewodami gołymi, obejmują słupy wraz z konstrukcjami słupowymi¹⁰⁴.

Natomiast w celu połączenia dwóch odcinków kabli stosuje się mufy (patrz rysunek 34). Powszechnie wykorzystywane są mufy żeliwne oraz ołowiane, jak również z taśm izolacyjnych.

¹⁰⁴ Ibidem. s. 149-151.

Mufy wypełniane są zalawą kablową, aby uniemożliwić wnikanie wilgoci do wnętrza kabli. Mufy do kabli o izolacji papierowej średniego napięcia składają się zazwyczaj z wkładki ołowianej, do której przylutowuje się płaszcz ołowiany kabla i z obudowy zewnętrznej żeliwnej. Wnętrze wkładki ołowianej wypełnia się syciwem kablowym, natomiast wnętrze obudowy żeliwnej zalawą kablową. Do zakończenia kabli stosuje się głowice kablowe (mufy końcowe). Głowice muszą zapewniać odpowiednią wytrzymałość elektryczną i mechaniczną zakończenia kabla oraz jego uszczelnienie przed wilgocią, a także uniemożliwić wyciek syciwa¹⁰⁵.



Rysunek 34. Przykładowa mufa kablowa.

Źródło: <https://www.hellermannntyton.pl/produkty/technologie-zelowa/relifix-v31.5/435-00650#downloadsanchor>

Sieci niskiego napięcia to sieci odbiorcze, otwarte, ich zadaniem jest doprowadzenie energii elektrycznej bezpośrednio do odbiorników. Końcowe odcinki takich sieci są często budowane jako jednofazowe (jeśli przeznaczone są do zasilania odbiorników jednofazowych). W ramach dostosowania się do standardów obowiązujących w krajach Unii Europejskiej, w systemie elektroenergetycznym Polski podwyższono niskie napięcie zasilające odbiorców końcowych. Obecnie sieć niskiego napięcia pracuje na napięciu 400/230 V. Czyli nominalne napięcie fazowe wynosi 230 V a międzyfazowe 400 V, wyższe napięcia znamionowe mogą dotyczyć odbiorników o charakterze przemysłowym o wyższych mocach. Analogicznie do sieci SN, w liniach napowietrznych nN wykorzystuje się przewody aluminiowe, rzadziej miedziane oraz bardzo rzadko stalowo-miedziane o przekrojach: 16, 25, 35 oraz 70 mm² (bardzo rzadko 95

¹⁰⁵ Ibidem. s. 157-159.

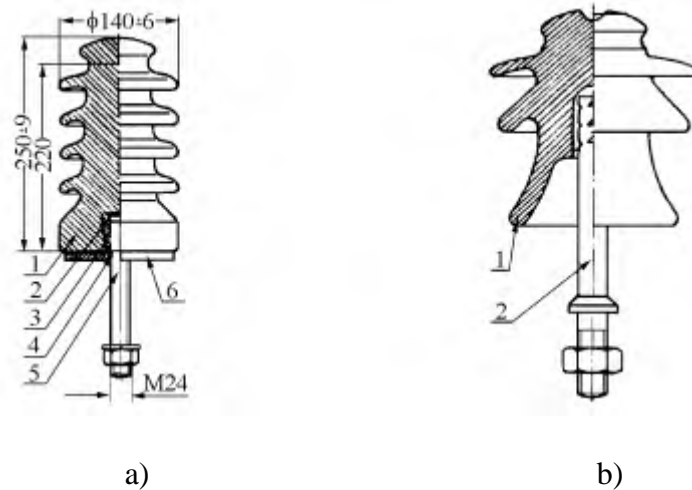
i 120 mm^2)¹⁰⁶. W dzisiejszych czasach w liniach nN stosuje się dodatkowo izolację, a wykorzystanie kabli wielożyłowych jest bardzo powszechne (patrz rys. 35).



Rysunek 35. Przekrój przewodu nN - aluminiowy, izolowany czterożyłowy typu ASXSn.
Źródło: allegro.pl [dostęp 10.12.2021 r.]

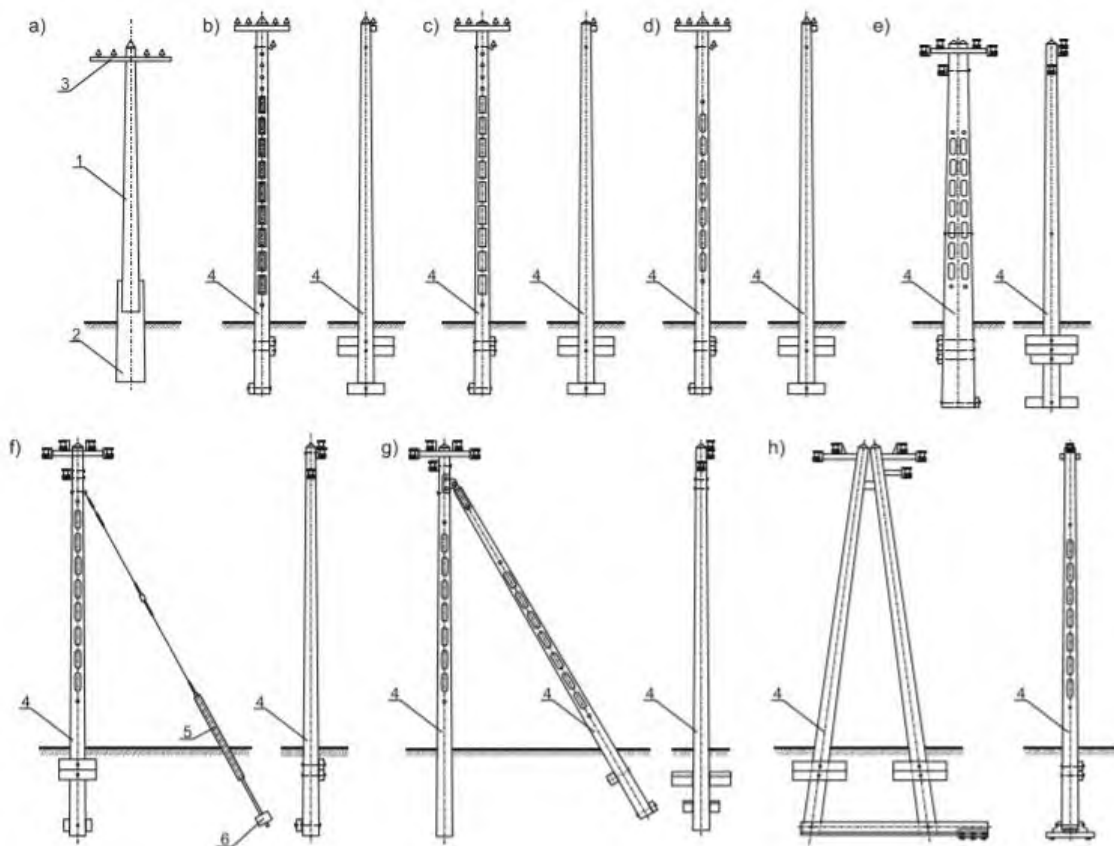
I chociaż do zainstalowania tego typu rozwiązania na sieci nie jest wymagane zastosowanie izolatorów czy poprzeczników (izolowane przewody instalowane są bezpośrednio na np. hakach, uchwytych itp.), to koszt przewodów izolowanych jest znacznie większy niż przewodów „gołych”. Biorąc pod uwagę jednak potrzebę zastosowania powyższych rozwiązań przy sieci składającej się z przewodów gołych, koszt wybudowania określonego odcinka jest podobny. Infrastrukturą która w dzisiejszych czasach praktycznie w 100 procentach wykorzystuje izolację, są np. tzw. przyłącza sieciowe. W sieciach nN również stosowane są izolatory, których zadanie jest takie samo jak w przypadku SN, jednakże ich budowa i układ na sieci nieco się różni ponieważ nie stosuje się izolatorów wiszących a materiałem dominującym jest porcelana. W liniach nN wykorzystuje się głównie izolatory stojące jedno- lub dwurówkowe, co przedstawiono na rysunku 36.

¹⁰⁶ Ibidem, s. 367.



Rysunek 36. Izolatory w sieci nN: a) izolator liniowy stojący LSP, 1 – porcelana, 2 – podkładka, 3 – kit siarkowy, 4 – podkładka, 5 – trzon prosty, 6 – podkładka; b) izolator liniowy stojący LSD 1 – porcelana, 2 – trzon prosty. Źródło: A. Wira, R. Zybert, Laboratorium z inżynierii wysokonapięciowej, 2003 r. s. 98

Aby zapewnić optymalne warunki dla sieci przesyłowej nN, analogicznie do sieci SN stosuje się różnego rodzaju konstrukcje wsporcze. Różnią się one jednak pod względem technologii, ale są one produkowane z tych samych materiałów i pełnią takie same funkcje. W XXI wieku konstrukcje te zdominowane są przez konstrukcje żelbetowe, jednakże starsze odcinki linii w dalszym ciągu są wykonane z drewna (szczególnie spotykane w obszarach wiejski). Przykładowe konstrukcje przedstawiono na rysunku 37.



Rysunek 87. Konstrukcje wsporcze w liniach nN: a) słup drewniany, b) słup żelbetowy ALA, c) słup żelbetowy DANA, d) słup żelbetowy typu ŻN pojedynczy, e) słup żelbetowy zbliźniaczony, f) słup żelbetowy z odcieżką, g) słup żelbetowy z podporą, h) słup żelbetowy rozkracny; 1- słup drewniany; 2- szczudła żelbetowe; 3 – poprzeczniki; 4 – słup żelbetowy; 5 – pacholek; 6 – kotwa. Źródło Chojnacki A.: Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych; Kielce 2013.

Istotnym aspektem jest rozmieszczenie na konstrukcjach wspomnianych powyżej izolatorów. Są one montowane na różnego rodzaju haczykach a następnie wkręcane w słup, lub na poprzecznikach które posiadają odpowiednio przystosowane do tego otwory montażowe, a sposób zawieszenie jest ściśle związany z ciężarem własnym przewodu oraz sił działających (np. siły naciągu). Przykładowe rozwiązania przedstawiono na rysunku 38.



Rysunek 38. Rozmieszczenie szklanych izolatorów na sieci dystrybucyjnej. Źródło: opracowanie własne

Zdecydowanie zmodernizowanym rozwiązaniem jest wykorzystanie kabli elektroenergetycznych nN. Biorąc pod uwagę ich konstrukcję, wyróżnia się kable¹⁰⁷:

- standardowe (o izolacji i powłoce polwinitowej),
- ekranowe z taśmą miedzianą,
- z koncentryczną żyłą ochronną,
- odporne na działanie materiałów ropopochodnych
- bezhalogenowe,
- ognioodporne.

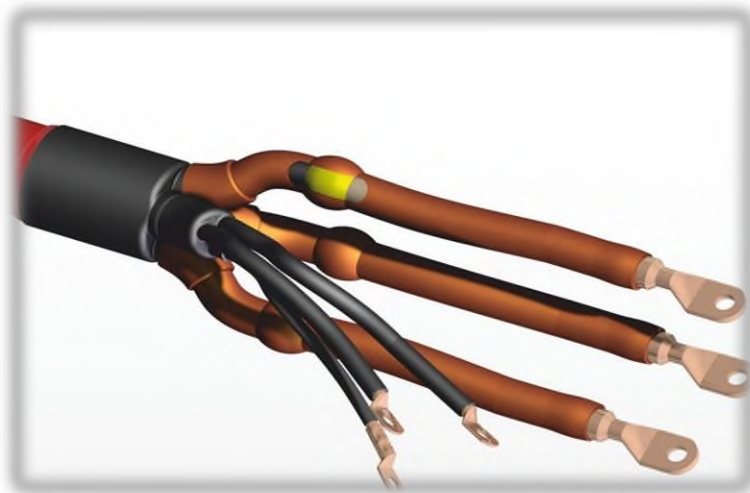
Sama konstrukcja kabli również jest zdywersyfikowana. Do najpopularniejszych rozwiązań stosuje się kable cztero- lub pięćżyłowe (aluminiowe lub miedziane o izolacji i otulinie polwinitowej). Kable wielożyłowe charakteryzują się również stosowaniem różnego rodzaju kolorów, z zastrzeżeniem kolorów zielonego oraz żółtego jako żył ochronnych. Wyróżnia się również kable wielodrutowe, o przekrojach 150, 185, 240 oraz 300 mm²; oraz kable jednodrutowe (których przekroje stanowią od 35 do 120 mm²). Dzisiaj stosowane są powszechnie kable czterożyłowe nN, o izolacji z polwinitu lub polietylenu. A do najczęściej wykorzystywanych kabli zalicza się: YAKY oraz YAKXS, a nowym trendem jest próba wprowadzenia kabli z izolacją z gumy silikonowej (HDGs, NKGs, GSLGs), które to cechuje wysoka odporność na działanie warunków środowiskowych (głównie temperatury) oraz substancji chemicznych. Koszt ich implementacji jednak znacząco utrudnia ich

¹⁰⁷ Poradnik inżyniera elektryka. t. 3, WNT, Warszawa 2011.

rozpowszechnienie. Aby zapewnić odpowiednie funkcjonowanie kabli nN, niezbędne jest wykorzystanie muf przelotowych nN, a do najbardziej powszechnych zalicz się¹⁰⁸:

- mufy taśmowe,
- mufy taśmowo-żywiczne, w których pod osłoną mufy wykonywane jest żywiczne wypełnienie,
- mufy termokurczliwe,
- mufy taśmowo-termokurczliwe,
- mufy zimno-kurczliwe, w których stosuje się prefabrykowane kształtki izolacyjne, dostarczone w stanie rozciągniętym i obkurczane przez usunięcie elementu rozpierającego po umieszczeniu kształtek na końcach kabla,
- mufy nasuwane w których prefabrykowane elastycznie kształtki izolacyjne naciągane są ręcznie na końcu linii.

a aby „zamknąć” kabel, stosuje się tzw. głowice, której przykład przedstawiono na rys. 39.

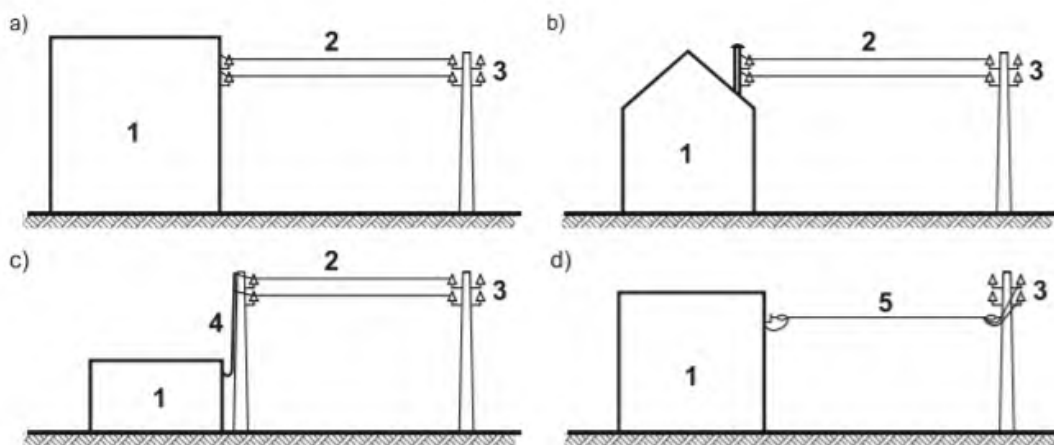


Rysunek 39. Głowica wewnętrzne do przewodów o ekranowanej izolacji gumowej, z 3 żyłami roboczymi oraz z 3 żyłami ochronnymi.
Źródło:<https://www.radpol.eu/pl/produkty/produkt/glowice-kablowe-wnetrzowe-do-przewodow-o-ekranowanej-izolacji-gumowej-z-3-zyalami-roboczymi-oraz-z-3-zyalami-ochronnymi>

Rolą OSD jest jednak dostarczenie energii do klienta, dlatego aby odbiorca końcowy mógł pobierać energię z sieci przesyłowej niezbędne jest określone przyłącze. W nawiązaniu do

¹⁰⁸ Poradnik inżyniera elektryka. t. 3, WNT, Warszawa 2011.

przedstawionych powyżej rozwiązań, wyróżnia się przyłącze napowietrzne lub kablowe. Przyłącze napowietrzne wykonane jest zazwyczaj gdy obiekt jest zasilany z sieci napowietrznej oraz nie ma przeszkód uniemożliwiających prowadzenie przewodów przyłącza. W przypadku realizacji przyłącza za pomocą przewodów gołych, są one prowadzone między słupem rozgałęzionym sieci napowietrznej a izolatorami umocowanymi na ścianie budynku lub na stojaku (sztycy). Izolatory montowane na ścianie mogą być umieszczone na hakach wkręconych bezpośrednio w ścianę lub też na bolcach przymocowanych do metalowego wspornika (klamry), który jest przytwierdzony do konstrukcji budynku. W przypadku budynków niskich, dla których wysokość stojaka musiałaby być bardzo duża, ustawiany jest słup do którego doprowadzane jest przyłącze, natomiast od słupa do budynku prowadzony jest przewód lub kabel izolowany, ewentualnie przeznaczone do tego celu przewody kabelkowe. Układy graficzne takich przyłączy przedstawiono na rys. 40. Natomiast przyłącze kablowe stosuje się, gdy sieć zasilająca jest siecią kablową, a także gdy względy estetyczne lub urbanistyczne nie pozwalają na wykonanie przyłącza napowietrznego. Połączenie przyłącza z siecią kablową realizowane jest za pomocą różnorodnych szaf rozdzielczych (rozdzielnice) lub za pomocą muf odgałęźniowych. Niezależnie od rodzaju zastosowanego przyłącza stosowane są coraz powszechniej złącza (szafy) licznikowe, zabezpieczeniowe lub łączące obie te funkcje. Są one wyposażone w liczniki energii elektrycznej, zegary sterujące przełączaniem taryf oraz układy bezpieczeństwa (wyłączniki nadprądowe typu S, wyłączniki różnicowoprądowe). W razie potrzeby zainstalowane są w nich układy szyn nN^{109} .



Rysunek 40. Rodzaje przyłącza napowietrznego nN: a) dościenne, b) ze stojakiem dachowym (sztycą), c) ze słupem przy budynku i podejściem wykonanym kablem nN, d) wykonane

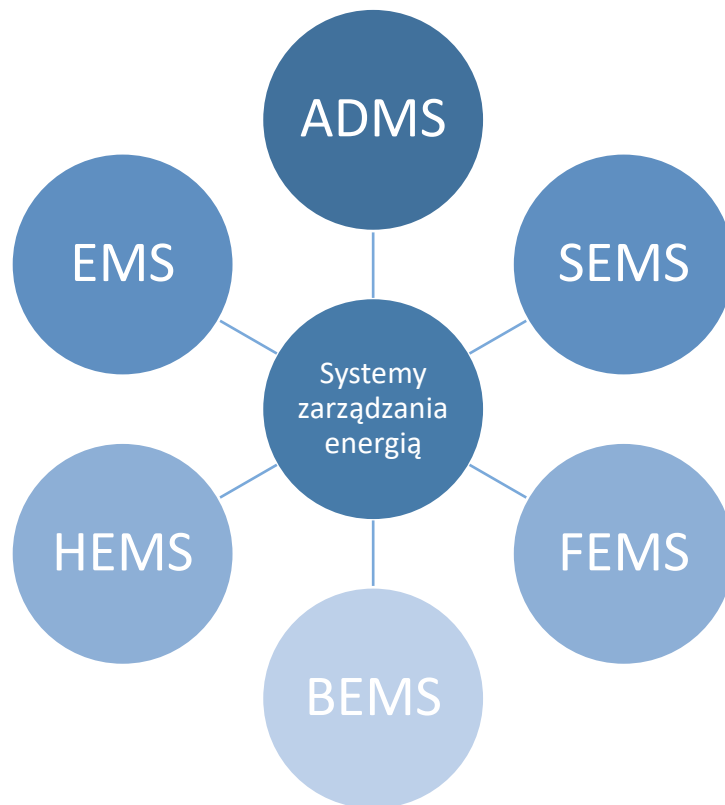
¹⁰⁹ Chojnacki A.: Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych; Kielce 2013. s. 372.

przewodem izolowanym samonośnym lub z wykorzystaniem linki nośnej ; 1- zasilany obiekt, 2 – lina napowietrzna, 3- słup rozgałęźny, 4 – podejście wykonane przewodem kablem izolowanym, 5 – samonośna linia napowietrzna izolowana. Źródło: Chojnacki A.: Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych; Kielce 2013

Dynamiczny rozwój technologii informacyjnych i operacyjnych spowodował intensywny rozwój systemów sterowania i nadzoru stosowanych w stacjach elektroenergetycznych, które umożliwiają uzyskanie ogromnych korzyści zarówno dla operatorów systemów (przesyłowego i dystrybucyjnych), jak i odbiorców energii. W systemach sterowania i nadzoru stosowanych w stacjach elektroenergetycznych podstawową formą wymiany danych między urządzeniami jest komunikacja cyfrowa¹¹⁰. Zatem integratorami wszystkich powyższych rozwiązań technicznych są nowoczesne systemy ich zdalnego, a czasami autonomicznego sterowania. J. Świątek oraz P. Kazirodek definiują systemy zarządzania energią jako system regulacji dostaw i wykorzystania energii w sieciach przesyłowych oraz dystrybucyjnych, które niezbędne są do funkcjonowania każdego systemu energetycznego a koncepcja energetyki rozproszonej zakłada aktywny udział w generacji i dystrybucji energii na każdym poziomie systemu, od energetyki zawodowej, poprzez gminy i miasta (gdzie powstaną lokalne smart sieci), aż po odbiorców instytucjonalnych i indywidualnych, czyli klientów. W wyniku takiego działania, na wskazanych poziomach używane będą systemy przeznaczone do zarządzania strumieniami energii, których zadaniem jest zapewnienie komplementarnego działania. Systemy zapewnią gromadzenie i analizowanie danych na każdym poziomie¹¹¹. Do niedawna takie systemy nie posiadały swego pogrupowania oraz uniwersalnego nazewnictwa. Wraz z rozwojem sieci smart oraz dostarczenia potrzeby dostarczenia takiego oprogramowania oraz systemu sterowania na rynek przez podmioty spoza sektora energetycznego, uzyskano podstawową klasyfikację którą przedstawiono na rysunku 41.

¹¹⁰ W. Dołęga; Standardy i protokoły komunikacyjne systemów sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych; Automatyka w Energetyce nr 9; 2015 r.

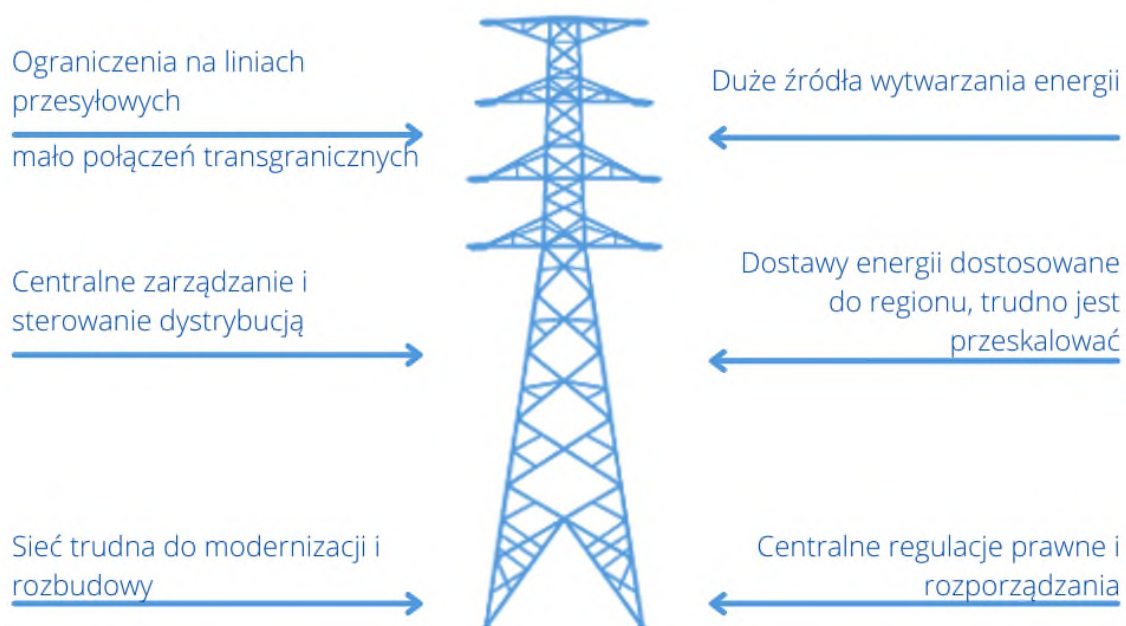
¹¹¹ <https://www.elektro.info.pl/ebooki/156272,e-wydanie-elektro-info-3-2020> dostęp 03.01.2022 r.



Rysunek 41. Struktura systemów zarządzania energią. Źródło: Opracowanie własne

Advanced Distribution Management Solution (ADMS) określa oprogramowanie służące do sterowania przesyłem w sieciach OSD. Smart Energy Management System jest pewnego rodzaju rozszerzeniem podstawowej wersji i nadzoruje sieci inteligentne. Wyróżnia się również Factory Energy Management System przeznaczony dla podmiotów przemysłowych i to w ich zakresie bilansuje przepływy energii. Natomiast w zakresie budynków mieszkalnych – wykorzystuje się Building Energy Management System. Jeszcze inną odmianą jest Home Energy Management System który dotyczy gospodarstw domowych (jednorodzinnych). Ostatnią grupą są systemy EMS przeznaczone do sterowania pewnego rodzaju innowacją w sektorze energetycznym – magazynami energii. Do zadań tych systemów należy kontrola oraz monitorowanie energii dystrybuowanej (w stacjach oraz w sieci) oraz doprecyzowanie potrzeb klientów. Ważnym elementem jest samo sterowanie źródłami wytwórczymi co gwarantuje poprawne działanie układu dystrybucji. Równie istotnym zadaniem jest analiza zachowań klientów oraz perspektywa ciągłego doskonalenia oraz optymalizacji przepływów energii. Pozwala to bilansować koszty podstawowe u OSD. Tradycyjne ujęcie sieci przedstawiono na rysunku 42.

Sieć tradycyjna



Rysunek 42. Organizacja sieci tradycyjnej. Źródło: Opracowanie własne.

Dostępne systemy dzielą się również na cztery główne poziomy. Pierwszy z nich to najwyższy poziom sterowania określony jako Krajowa Dyspozycja Mocy (KDM). Wchodzi zatem w zasoby OSP i służy do kontroli sieci najwyższych napięć tj. 220 kV, 400 kV oraz 700 kV oraz specjalnymi odcinkami sieci 110 kV o strategicznym znaczeniu w kraju. KDM dodatkowo dysponuje Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Dysponowanymi (JWCD) jak również wybranymi Jednostkami Wytwórczymi Centralnie Koordynowanymi (JWCK). Ich zakres dotyczy dodatkowo międzynarodowej wymiany energii z krajami sąsiadującymi (w czasie rzeczywistym). Mniejszą jednostką dyspozytorską OSP, jest Obszarowa Dyspozycja Mocy (ODM), której zadania ograniczają się do kontroli i koordynacji sieci 110 kV w specjalnych obszarach o znaczeniu strategicznym dla kraju. Z punktu widzenia OSD, największą jednostką do sterowania pracą sieci dystrybucyjnej jest Centralna Dyspozycja Mocy (CDM), nazywa również Oddziałową Dyspozycją Stacji (ODS). Na przykładzie Enea Operator, Centralna Dyspozycji Mocy w tym OSD, pozwoliła na reorganizację służb zarządzania ruchem sieciowym. Rozpoczęty w 2012 roku projekt obejmował zaprojektowanie i wdrożenie nowej organizacji służb ruchu w ENEA Operator z uwzględnieniem budowy i modernizacji nowej

infrastruktury lokalowej, a także systemów wsparcia zarządzania siecią dystrybucyjną. W ramach projektu:

- Wdrożono trójpoziomową strukturę Systemu Zarządzania Ruchem i nową organizację służb dyspozytorskich w układzie hierarchicznym,
- Wprowadzono nowy podział kompetencji w zarządzaniu ruchem sieciowym,
- Zoptymalizowano liczbę jednostek terenowych zarządzania ruchem adekwatnie do potrzeb zarządzaniu ruchem,
- Wybudowano budynek Centralnej Dyspozycji Mocy (CDM) wraz z pełną infrastrukturą oraz modernizacją pomieszczeń dyspozycji mocy i ruchu w Oddziałach Dystrybucji według standardu wypracowanego na potrzeby nowej organizacji służb ruchu,
- Zmodernizowano i przekonfigurowano centralne systemy SCADA w CDM i Oddziałach Dystrybucji,

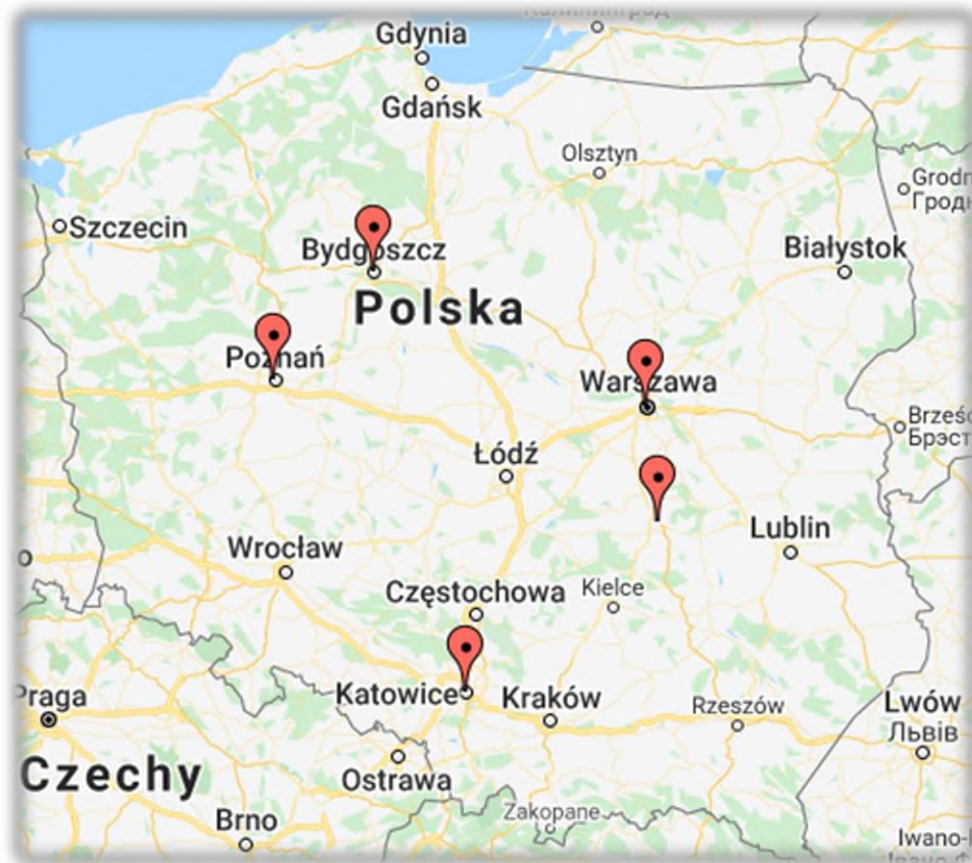
Z punktu widzenia OSD projekt był kluczowy dla jego działalności, umożliwiając Bieżące zarządzanie ruchem sieciowym wpływa bezpośrednio na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do klienta koczowego, a także szybkie jej przywrócenie w przypadku wystąpienia zakłóceń.

Ponadto, jednostka ta steruje pracą lokalnych sieci dystrybucyjnej oraz tzw. Głównych Punktów Zasilania (GPZ), w obszarach których najważniejszym aspektem jest nadzór nad sieciami i polami WN. Ostatnią, czwartą jednostką jest najmniejsza dyspozycja – w literaturze określana jako Regionalna Dyspozycja Mocy (RDM), a więc jednostka sterująca pracą sieci SN zarówno napowietrznych jak i kablowych w obszarze danego rejonu wchodzącego w skład OSD. Realizacja ustawowych obowiązków nałożonych na OSP nie byłaby możliwa bez kompletnej i bezawaryjnej infrastruktury teleinformatycznej umożliwiającej zarządzanie Krajowym Systemem Elektroenergetycznym. Podstawowym elementem tej infrastruktury jest system wsparcia służb dyspozytorskich OSP o nazwie Dyster. Funkcjonalnie składa się on z dwóch podsystemów¹¹²:

¹¹² <https://www.elektro.info.pl/ebooki/156272,e-wydanie-elektro-info-3-2020> dostęp 03.01.2022 r.

1. SCADA (ang. Supervisory Control and Data Acquisition), którego zadaniem jest zbieranie danych pomiarowych ze stacji elektroenergetycznych niezbędnych do nadzoru i sterowania systemem elektroenergetycznym;
2. EMS, który, działając na bazie infrastruktury i danych telemetrycznych otrzymywanych z podsystemu SCADA, jest wykorzystywany w procesie bieżącego zarządzania przepływami mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Uwzględniając samą zastosowaną technologię, System Dyster jest pojedynczym, rozległym systemem teleinformatycznym, który rozlokowany jest w dwóch Krajowych Dyspozycjach Mocy oraz pięciu Obszarowych Dyspozycjach Mocy które przedstawiono na rysunku 43. (- ODM Warszawa, ODM Katowice, ODM Radom, ODM Poznań, ODM Bydgoszcz).



Rysunek 43. Lokalizacja pięciu obszarowych dyspozycji mocy w Polsce. Stan na dzień 03.01.2022 r. Źródło: Opracowanie własne

Oprogramowanie Dyster umożliwia funkcjonalność taką jak np. przełączanie, a funkcję kontroli umożliwia WindEx. Źródłem dostarczania danych sieciowych dla tych systemów są rozwiązania implementowane bezpośrednio w stacjach. Zgodny z normą PN EN 61850 (będąca krajowym odpowiednikiem normy IEC 61850) jest System Automatyki Stacyjnej (SAS).

Wspomniana norma (opublikowana w latach 2002–2012) ujednocila zasady wymiany danych pomiędzy urządzeniami stacji elektroenergetycznych i ma obecnie kluczowe znaczenie w obszarze systemów i sieci komunikacyjnych w stacjach elektroenergetycznych. Obejmuje ona m.in.¹¹³:

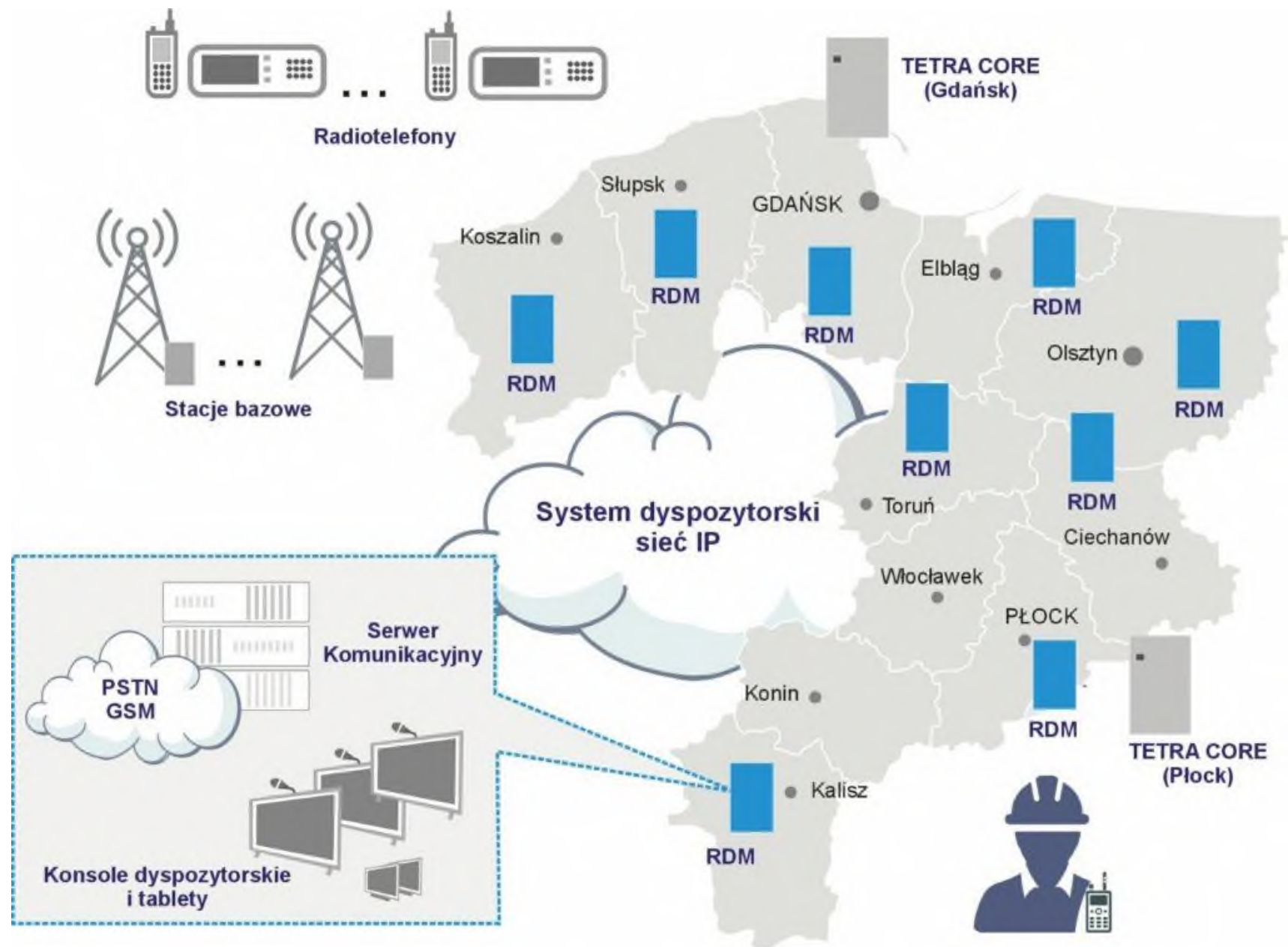
- z PN-EN 61850-3. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 3: Wymagania ogólne;
- z PN-EN 61850-4. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 4: Kierowanie projektem i administracja systemu;
- z PN-EN 61850-5. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 5: Wymagania dotyczące komunikacji w odniesieniu do funkcji i modeli urządzeń;
- z PN-EN 61850-6. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 6: Język opisu konfiguracji komunikacji pomiędzy urządzeniami IED w stacjach elektroenergetycznych;
- z PN-EN 61850-7-1. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-1: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola. Zasady i modele;
- z PN-EN 61850-7-2. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-2: Podstawowa struktura ko- Nr 9 1 Wrzesień 2015 r. 1 143. Abstrakcyjny interfejs usług komunikacyjnych (ACSI);
- z PN-EN 61850-7-3. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-3: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola. Wspólne klasy danych;
- z PN-EN 61850-7-4. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 7-4: Podstawowa struktura komunikacyjna dla urządzeń stacji i pola – Kompatybilne klasy węzłów logicznych i danych;
- z PN-EN 61850-8-1. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 8-1: Odwzorowanie specyficznych usług komunikacyjnych (SCSM). Odwzorowanie w MMS (ISO 9506-1 i ISO 9506-2) oraz w ISO/IEC 8802-3;
- z PN-EN 61850-9-1. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 9-1: Szczególne odwzorowanie usługi komunikacyjnej (SCSM) –

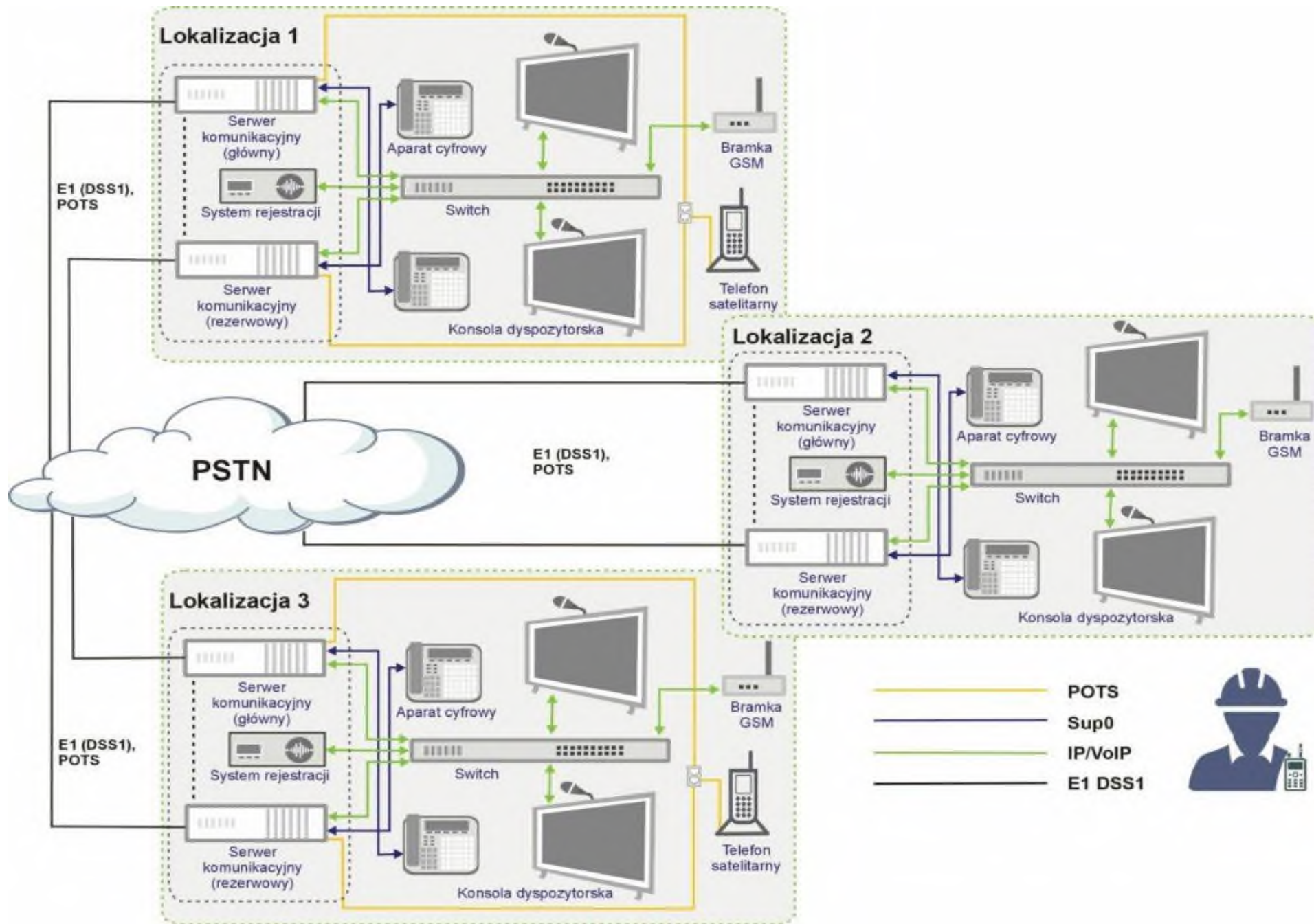
¹¹³ Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych – Części 3-10. stan na dzień 03.01.2022 r.

Jednokierunkowa transmisja wartości próbkowanych szeregowym, współdzielonym łączem typu punkt – punkt;

- z PN-EN 61850-9-2. Systemy i sieci telekomunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 9-2: Specjalne odwzorowanie usługi komunikacyjnej (SCSM) – Wartości próbkowane przesyłane zgodnie z ISO/IEC 8802-3;
- z PN-EN 61850-10. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych. Część 10: Testowanie zgodności.

Takie systemy wymagają znacznych nakładów finansowych, szczególnie w fazie wdrożeniowej, jednakże na przestrzeni czasu bez takich rozwiązań nie można mówić o funkcjonowaniu systemu energetycznego. Praktyczne ujęcie (uproszczone) szlaków komunikacyjnych systemów zdalnego zarządzania siecią, przedstawiono na rysunkach 44 i 45, na przykładzie Energa Operator oraz Energa OZE:





Rysunek 45. System łączności dyspozytorskiej NCER Energa OZE SA. Źródło: <http://e-elektryczna.pl/technika-i-technologie/systemy-dyspozytorskie/> dostęp na dzień 18.01.2022 r.

W dobie cyfryzacji narzędzia na rzecz rozwoju inteligentnych sieci stale się rozwijają. Takie systemy w dużym stopniu ułatwiają pracę zarówno dyspozytorom ale również zespołom pogotowia energetycznego które otrzymują dokładniejsze dane niezbędne np. do usunięcia awarii. Niestety do negatywnych elementów wdrożenia takich rozwiązań należy długookresowy etap szkolenia pracowników (dyspozytorów) do odpowiedniego poznania i odczytywania komunikatów z systemu. Następnie tzw. dziura pokoleniowa wśród pracowników OSD obsługujących dyspozycję mocy również nie ułatwia zadania zarządzania siecią w perspektywie następnych lat. W nawiązaniu do przyjętej polityki przez PSE (Reliability Centered Maintenance), działanie sieci ma cechować się niezawodnością. A więc stale potrzebne jest monitorowanie i diagnostyka dla wszystkich elementów sieci (w czasie rzeczywistym). Takie działanie wpisuje się również w politykę zrównoważonego rozwoju i racjonalnego zarządzania eksploatacją infrastruktury krytycznej oraz niesie to konieczność wdrażania nowych obszarów takich jak bezpieczny dostęp do informacji o urządzeniach zaimplementowanych na sieci, zabezpieczenie automatyki sterowania siecią czy strategię innowacyjnych rozwiązań technologicznych.

2.3 Niezawodność sieci elektroenergetycznej - miary i determinanty

Spełnienie stale rosnących wymagań klientów dla każdego przedsiębiorstwa stanowi podstawę jego funkcjonowania i rozwoju. Dla takiej jednostki jak OSD, aspekt ten jest niezwykle ważny ponieważ kwestia niezawodności dostawy energii determinuje funkcjonowanie innych firm i instytucji w całej gospodarce krajowej. Cechy jakości oraz ryzyka, pomimo że mogą być odbierana jako pojęcie bardzo szerokie – są w przypadku OSD ściśle powiązane z inwestycjami w utrzymanie i modernizację infrastruktury przesyłowej. Generalnie, przyjmuje się, że istnieją dwie kategorie przerw w dostawie systemowej energii elektrycznej, określone jako przerwy nieplanowane i planowane. Samo pojęcie przerwy, w tym przypadku odnosi się do sytuacji w której napięcie zasilające klienta ostatecznego ma wartość mniejszą niż 1% napięcia znamionowego, czyli takiego które determinuje maksymalna wartość napięcia prądu elektrycznego jakie może być podane w sposób trwały na element lub urządzenie elektrotechniczne. W transformatorach rozróżnia się napięcie znamionowe uzwojenia pierwotnego i wtórnego¹¹⁴. Poszczególne elementy systemu elektrotechnicznego mogą funkcjonować w odmiennych warunkach, tj. zarówno przy napięciu stałym oraz przemiennym. Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (IEC ang. International Electrotechnical Commission), dokonała klasyfikacji napięcia znamionowego w sieci oraz urządzeń elektroenergetycznych prądu stałego i przemiennego niskiego napięcia, co zestawiono w tabeli 16¹¹⁵.

Tabela 16. Cechy systemu elektroenergetycznego

Rodzaj prądu	Napięcie znamionowe	
	Bardzo niskie napięcie	Niskie napięcie
Prąd stały	6, 12, 24, 36, 48, 60, 72, 96, 110	220, 440, 750, 1500
Prąd przemienny	6, 12, 24, 48	120/240 ¹ , 230/400 ² , 277/480 ² , 400/690 ² , 1000 ²
¹) Układy jednofazowe trójprzewodowe ²) Układy trójfazowe trój- i czteroprzewodowe		

Źródło: *International Electrotechnical Commission*.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, determinuje również maksymalny

¹¹⁴ https://pl.wikipedia.org/wiki/Napi%C4%99cie_znamionowe [dostęp na dzień 11.12.2021 r].

¹¹⁵ <https://www.iec.ch/homepage> [dostęp na dzień 20.02.2022 r.].

wymiar czasowy dla poszczególnych przerw w dostawie energii (z podziałem na poszczególne grupy odbiorców). W przypadku podmiotów zasilanych napięciem niższym od 1 kV maksymalny czas pojedynczej przerwy nie może być większy od 16 godzin dla przerwy planowanej oraz 24 godziny dla nieplanowanej. Czas trwania przerw w roku stanowiący sumę czasu trwania przerw jednorazowych długich oraz bardzo długich limituje się do 35 godzin dla przerw planowanych oraz 48 godzin dla nieplanowanych. Odbiorcy podłączeni do napięcia wyższego od 1 kV powyższe czasy mają ustalone indywidualnie i są one dostosowywane do profilu działalności konkretnych przedsiębiorstw¹¹⁶. Rodzaje przerw w dostawach energii przedstawiono w tabeli 17.

Tabela 17. Poszczególne rodzaje przerw w dostawie energii do odbiorcy.

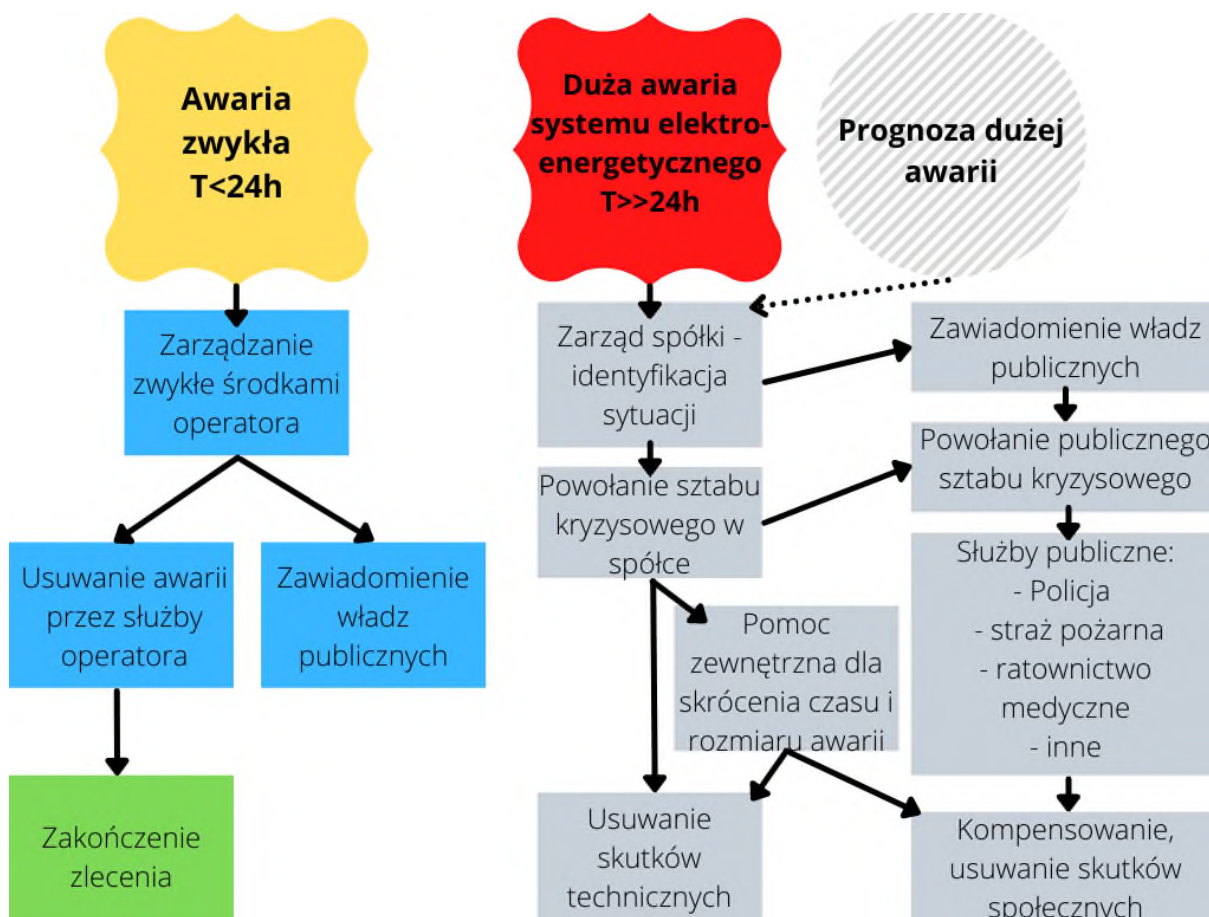
Typ przerwy	Mikro-przerwa	krótka	długa	Bardzo długa	katastrofalna
Czas trwania	<1s	1s–3min	3min-12h	12h-24	>24h

Źródło: B. Olejnik, K. Łowczowski, Techniczne metody poprawy współczynników SAIDI oraz SAIFI stosowane w sieci dystrybucyjnej; Poznań University of Technology Academic Journals Electrical Engineering numer 86, 2016 r.

Przerwy wynikające z harmonogramu prac eksploatacyjnych, określa się jako przerwy planowane, a czas ich trwania liczony jest od momentu otwarcia wyłącznika do czasu wznowienia dostarczania energii. O każdej planowanej przerwie OSD musi informować z siedmiodniowym wyprzedzeniem, wykorzystując dostępne media oraz wywieszając stosowne ogłoszenia w ogólnodostępnych miejscach lub powiadamiając (listownie, telefonicznie) każdego odbiorcę indywidualnie, lecz tylko wtedy gdy jest on przyłączony do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV. Jeśli OSD nie wywiąże się z powyższego obowiązku, wówczas przyjmuje się że zachodzi przerwa nieplanowana, a proces zarządzania związany z minimalizowaniem skutków awarii przedstawiono na rysunku 46¹¹⁷.

¹¹⁶ Dz.U. 2007 nr 93 poz. 623 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

¹¹⁷ B. Olejnik, K. Łowczowski, *Techniczne metody poprawy współczynników saidi oraz saifi stosowane w sieci dystrybucyjnej*; Poznań University of Technology Academic Journals Electrical Engineering numer 86, 2016 r. s.14.



Rysunek 46. Proces zarządzania minimalizowaniem skutków awarii. Źródło: Opracowanie własne.10

W celu pełnego scharakteryzowania sieci przesyłowych i dystrybucyjnych pod względem parametru niezawodności, niezbędne jest przeprowadzanie szczegółowych analiz oraz obliczeń. Konieczna jest metoda ilościowa jak również ocena jakościowa awaryjności. Obie te metody niezbędne są w zakresie całych sieci dystrybucyjnych średniego oraz niskiego napięcia, ale także ich podzespołów (elementów/urządzeń) składowych. Ważnym elementem zarządzania energią jest jej chwilowa dyspozycyjność w sieci. W odróżnieniu od tej cechy, wyróżnia się również tzw. moc zainstalowaną. Aby móc scharakteryzować parametry niezawodności związane z dystrybucją energii, należy najpierw określić miary techniczne związane ze źródłami wytwórczymi. J. Paska wskazuje cztery podstawowe miary cechujące bieżący stan techniczny źródeł wytwarzania:

1. awaryjność tj. *forced outage rate*

$$FOR = \frac{\sum_{i=1}^n t_{ai}}{\sum_{i=1}^n (t_{pi} + t_{ai})}$$

gdzie:

t_a – czas postojów awaryjnych w roku [h/a],

t_p – czas pracy w roku [h/a]

n – liczba bloków

2. wskaźnik dyspozycyjności (availability factor)

$$AF = \frac{\sum_{i=1}^n (t_{pi} + t_{ri})}{\sum_{i=1}^n t_{ki}} \times 100\%$$

gdzie:

t_k – czas kalendarzowy w roku [h/a],

t_p - czas przestojów w rezerwie w roku [h/a]

3. wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej

$$GCF = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{\sum_{i=1}^n t_{ki} N_z}$$

gdzie:

N_z – moc zainstalowana

4. wskaźnik wykorzystania mocy dyspozycyjnej

$$GCF = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{\sum_{i=1}^n t_{pi} N_o}$$

gdzie:

N_o – moc dyspozycyjna

Po przeprowadzeniu analizy wskaźnikowej dla lat 2000-2016, dostrzega się stały wzrost wskaźnika awaryjności o ok. 3,5 pkt. proc. W konsekwencji zaobserwowano spadek wskaźnika dyspozycyjności do ok. 80% w roku 2015, natomiast w przedstawionym okresie, wskaźnik mocy zainstalowanej przyjmował wartości w zakresie 53%-58% oraz zmniejszył się wskaźnik mocy dyspozycyjnej o 4 pkt. proc (z 83%-79%). Te parametry jednoznacznie wskazują na znaczny wzrost rozporoszonych źródeł (OZE) oraz dłuższy czas pracy wszystkich źródeł w puli wytwórczej. Całą strukturę mocy zainstalowanej w latach 2018-2020 natomiast, przedstawiono w tabeli X. Całkowita ilość mocy zainstalowanej w przeciągu trzech lat prezentuje się na poziomie 141 975 MW. W każdym roku obserwuje się wzrost tej mocy, odpowiednio o 860 WM w roku 2019 oraz o 2439 WM.

Tabela 18 Struktura mocy zainstalowanej w KSE w latach 2018-2020 [MW]

Ogółem	45 939	46 799	49 238
<i>Elektrownie zawodowe</i>	36 638	36 674	36 364
<i>Elektrownie zawodowe wodne</i>	2 341	2 346	2 356
<i>Elektrownie zawodowe ciepłne, w tym:</i>	34 296	34 328	34 008
<i>na węgla kamiennym</i>	23 215	23 159	22 747
<i>na węgla brunatnym</i>	8 752	8 382	8 478
<i>gazowe</i>	2 330	2 788	2 782
<i>Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne</i>	6 621	7 490	10 229
<i>Elektrownie przemysłowe</i>	2 680	2 634	2 645
<i>JWCD*</i>	29 128	29 333	29 429
<i>nJWCD**</i>	16 811	17 466	19 810

Źródło: KSE

*JWCD – jednostka wytwórcza centralnie dysponowana

**nJWCD – jednostka wytwórcza nie będąca JWCD

Ważnym aspektem funkcjonowania systemu przesyłowego, jest również kwestia wykorzystania wszelkiego rodzaju urządzeń i maszyn. Badania niezawodnościowe urządzeń elektroenergetycznych mogą być prowadzone za pomocą trzech metod badawczych: analitycznej, empirycznej lub statystycznej. W przypadku metody analitycznej analizie poddawane są procesy fizyczne, chemiczne i inne, jakie zachodzą w badanej grupie urządzeń. W metodzie empirycznej prowadzone są badania niezawodnościowe w warunkach laboratoryjnych, zbliżonych do warunków rzeczywistych. Ze względu na problemy z symulacją rzeczywistych warunków eksploatacji w warunkach laboratoryjnych oraz długi okres trwania zjawisk i procesów w dziedzinie niezawodności, metoda ta jest rzadko stosowana. Natomiast metoda statystyczna polega na zbieraniu danych statystycznych z eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych. Pomimo powszechnie występujących problemów z dostępem do wiarygodnych danych empirycznych, metoda ta jest najczęściej wykorzystywaną metodą badawczą¹¹⁸. Do najważniejszych aspektów które należy poddać analizie należą: przyczyny awarii, sezonowość (pory roku), temperatura, analiza pomiarowa urządzeń (czas pomiarowy), okres przywrócenia stanu pierwotnego (odnowy awarii), skutki awarii, wartość energii

¹¹⁸ Chojnacki A.; *Analiza niezawodności*, op. cit. s. 34-35.

elektrycznej niedostarczonej do odbiorców oraz koszty strat poniesione w wyniku zdarzenia. Poniżej przedstawiono niezależne parametry oraz metodologię wyznaczania dla stacji GPZ, dla średniego napięcia, dla stacji SN/nN oraz dla sieci nN. Podział ten uwzględnia sieci miejskie i pozamiejskie¹¹⁹:

Przyczyny awarii są bezpośrednio związane z anomaliami pogodowymi określanymi jako sezonowość awarii. Poniżej prezentuje się wielomian tej cechy, uwzględniający jej funkcję aproksymacyjną. Funkcja ta, może być określona jako funkcja matematyczna i ma postać:

$$f(i) = a \times i^4 + b \times i^3 + c \times i^2 + d \times i + e$$

gdzie:

i – kolejny numer miesiąca,

a, b, c, d, e – współczynniki funkcji aproksymacyjnej.

Na podstawie uzyskiwanych wyników oraz danych historycznych, można określić newralgiczne miesiące odpowiednio o największej oraz najmniejszej liczbie zdarzeń. Z punktu widzenia OSD, jest to bardzo istotna informacja, która umożliwia odpowiednie rozplanowanie i realizację remontów oraz przeglądów okresowych, w okresie w którym liczba awarii jest najmniejsza. Istnieje bowiem dużo mniejsze prawdopodobieństwo uszkodzenia pozostałych urządzeń pracujących na sieci. Dodatkowo, analiza ta pozwala na lepszą organizację pracy brygad remontowych i pogotowia na okres o wzmożonej częstotliwości występowania zdarzeń negatywnych. Czynnikiem składowym poniekąd jest temperatura zewnętrzna otoczenia dla urządzeń sieciowych. Kolejnym wskaźnikiem niezawodności jest czas działania urządzenia do momentu wystąpienia awarii T_{pr} . Okres ten jest mierzony od momentu rozpoczęcia standardowej pracy urządzenia, do momentu wystąpienia zdarzenia¹²⁰. Następnym istotnym wskaźnikiem jest całkowity czas trwania awarii t_a , określane także jako czas usuwania awarii lub czas odnowy. Wiąże się to z określeniem ponownej zdatności urządzenia do poprawnej pracy na sieci. Dla OSD parametr ten dostarcza informacji o rozległości awarii oraz o potencjalnych skutkach ekonomiczno-gospodarczych dla wyznaczonego obszaru. Czas przerwy w zasilaniu odbiorców t_p , jest zazwyczaj stosunkowo krótszy od całkowitego czasu trwania awarii. Spowodowane jest to poprzez dwa czynniki: pierwszy z nich to możliwość

¹¹⁹ Ibidem s. 35-53.

¹²⁰ Chojnacki A.; *Analiza niezawodności wybranych urządzeń stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN*. Energetyka 2011, nr 7, s 399-407.

rezerwowego zasilania, natomiast drugi dopuszcza pracę sieci bez niektórych urządzeń – które aktualnie pozostają uszkodzone. Do takich zaliczyć można np. przekładniki prądowe i napięciowe, odgromniki czy baterie kondensatorów¹²¹. Czas trwania wyłączenia awaryjnego t_{wa} – jest kolejnym wskaźnikiem w przedstawionej analizie. Jest to okres liczony od chwili wyłączenia obiektu (automatycznie lub przez załogę) w wyniku jego uszkodzenia, do chwili załączenia tego obiektu pod napięcie (po jego naprawie). Czas ten często nie jest równoznaczny z czasem trwania awarii, ponieważ po doraźnym usunięciu awarii, samo urządzenie może zostać załączone pod napięcie mimo, iż nadal pozostaje w stanie awarii – pod warunkiem, że może wykonywać częściowe funkcje oraz nie stwarza zagrożenia obsłudze, a prace kończące mogą być finalnie przeprowadzone pod napięciem. Zależność teoretyczną którą można wykorzystać do nakreślenia średniej intensywności uszkodzeń, przedstawiono w następujący sposób¹²²:

$$\lambda = \frac{2 \times m}{(n_p + n_k) \times \Delta t}$$

gdzie:

m – zaobserwowana liczba awarii,

n_p – licznosc próbki na początku okresu obserwacji,

n_k – licznosc próbki na końcu okresu obserwacji

Δt – czas obserwacji.

Natomiast współczynnik zawodności przedstawić należy w następujący sposób¹²³:

$$q = \frac{\lambda \times t_a}{1 + \lambda \times t_a}$$

przy czym znając parametr λ oraz q ; jest możliwość wyznaczenia średniej intensywności odnowy¹²⁴:

$$\mu = \frac{\lambda \times (1 - q)}{q}$$

¹²¹ Sozański J.; *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*. WNT, Warszawa 1990 r.

¹²² Sozański J; *Niezawodność zasilania energią elektryczną*. WNT, Warszawa 1982 r. s.110.

¹²³ Ibidem, s. 112.

¹²⁴ Ibidem, s. 113.

Dla przedstawionych warunków powyżej, określić może również średnią intensywność przerw w zasilaniu odbiorców λ_p , intensywność przywracania zasilania μ_p czy współczynnik zawodności odnoszący się do przerw w zasilaniu odbiorców q_p – wskazujący stosunek łącznego czasu przerw w zasilaniu odbiorców w czasie eksploatacji sieci. Istotnym wskaźnikiem gospodarczym, który określa straty ponoszone przez OSD wskutek wystąpienia awarii, jest potencjał niedostarczonej energii. Wartość tego parametru jest bezpośrednio zależna od czasu trwania przerwy w zasilaniu odbiorców, a także od poboru mocy z sieci, w której wystąpiła awaria. W przypadku takiego zdarzenia, odbiorcy nie otrzymują dostawy energii¹²⁵:

$$\Delta A = P_{sr} \times t_p$$

gdzie:

ΔA – wartość niedostarczonej energii,

P_{sr} – średnia wartość mocy, pobieranej przez odbiorców,

t_p – czas przerwy.

Aby zabezpieczyć przed niedoborami energii u dostawców, można zabezpieczyć ten parametr za pomocą rezerw jawnych i ukrytych.

Istotą zapobiegania awarii jest unikanie kosztów z nimi związanych. Koszty te dla OSD, wynikają jak już wspomniano, przede wszystkim z braku dostaw energii czyli utratą zysku z wykonywanej usługi. Koszty które stanowią najważniejsze czynniki usuwania awarii to¹²⁶:

- koszty zakupu nowych urządzeń i materiałów, mających zastąpić uszkodzone elementy,
- koszty pracy sprzętu budowlanego, laboratorium kablowego itp.,
- koszty pracy monterów i innych osób biorących udział w usuwaniu awarii (koszty roboczogodzin),
- koszty dojazdu do miejsca awarii pogotowia energetycznego oraz sprzętu budowlanego (logistyka).

Koszty utraconego zysku można wyznaczyć w następujący sposób¹²⁷:

¹²⁵ Chojnacki A.; *Analiza niezawodności*, op. cit. s. 39.

¹²⁶ Ibidem. s. 43.

¹²⁷ Chojnacki A., Świerczewski Z., *Koszty strat u dystrybutorów energii elektrycznej spowodowane zawodnością stacji elektroenergetycznych SN/nN*. „Energetyka” 2010, nr 3, s. 149–157.

$$K_{uz} = k_{juz} \times \Delta A$$

gdzie:

k_{juz} – jednostkowy wskaźnik utraty zysku w PLN/kWh lub PLN/MW $\times h$,

ΔA – wartość energii elektrycznej niedostarczonej do odbiorców
w wyniku awarii; w kW lub MW $\times h$.

Koszty zakupu nowych urządzeń będzie zależny od skali zdarzenia i może być mocno zróżnicowany. Jak opisuje A. Chojnacki, w przypadku uszkodzenia wiązań, zacisków, mostków lub innych drobnych elementów sieci, koszty są niewielkie. Nieco większe są koszty zakupu urządzeń takich jak izolatory, odgromniki, podstawy bezpiecznikowe, baterie kondensatorów czy łączniki. W celu ograniczenia kosztów awarii, najdroższe urządzenia bardzo często nie są wymieniane w całości lecz naprawiane o ile jest to możliwe. Dlatego też nie zawsze koszt ten jest równy cenie rynkowej nowego urządzenia. Ponadto, OSD bardzo często przechowują w magazynach stare urządzenia, które ulegają uszkodzeniu, następnie zostały poddane kapitalnym remontom w odpowiednich fabrykach lub zregenerowane we własnym zakresie. Wykorzystanie takiego urządzenia także wpływa na obniżenie kosztów materiałowych awarii¹²⁸. Podczas napraw, wykorzystywane są również specjalistyczne urządzenia, do których zaliczyć należy: koparki, dźwigi (HDS), zwyżki, dźwizy i inne. Prace tych urządzeń również należy w kalkulować w całkowity koszt usuwania awarii, jak również dodatkowo – uwzględnić czynnik pracy ludzkiej. Zespoły pogotowia niezbędne są do obsługi wymienionych maszyn i urządzeń, jak i w wielu pracach wykonywanych ręcznie (np. prac monterskich). Ostatecznie, łączny koszt awarii można wyrazić w następującej postaci¹²⁹:

$$K_{aw} = K_{miu} + K_{sprz} + K_{pm} + K_{log} + K_{uz}$$

gdzie:

K_{aw} – koszt awarii,

K_{miu} – koszt zakupu nowych materiałów i urządzeń,

K_{sprz} – koszt pracy sprzętu,

K_{pm} – koszt pracy monterów,

¹²⁸ Ibidem. s 43-45.

¹²⁹ Ibidem. s. 43-46.

K_{log} – koszt logistyki dojazdu pogotowia oraz sprzętu budowlanego,

K_{uz} – koszt utraconego zysku.

W wyjątkowych sytuacjach należy również uwzględnić koszty upustów i bonifikat należnych odbiorcom w związku z awarią¹³⁰. Straty te są zróżnicowane w zależności od odbiorcy czyli odbiorcy przemysłowego lub komunalnego i wyrażone są dla odbiorców przemysłowych w postaci¹³¹:

- straty z powodu niewykonania produkcji lub jej nieterminowego wykonania,
- straty związane z czasem potrzebnym do ponownego uruchomienia procesu technologicznego,
- straty wynikające ze zniszczeń surowców i materiałów wykorzystywanych do produkcji,
- straty wynikające z konieczności zapewnienia pracowni.

oraz dla odbiorców komunalnych¹³²:

- straty wynikające z przymusowej bezczynności mieszkańców,
- straty zniszczeń artykułów spożywczych łatwo psujących się,
- straty spowodowane pogorszeniem warunków sanitarno-zdrowotnych,
- straty wynikające z utraty możliwości korzystania z dochodu narodowego podczas pobytu w domu.

Straty gospodarcze powstające w wyniku ograniczenia dostawy można wyznaczyć za pomocą takich czynników jak wartość kosztów strat występujących w czasie przerwy w zasilaniu, wyznaczenie charakterystyki kosztów strat $K_s(t_d)$, czy wyznaczenie równoważnika gospodarczego niedostarczonej energii. Odpowiednio dla odbiorców przemysłowych koszt strat ma postać¹³³:

$$K_s = W - K_m - K_E + K_d$$

gdzie:

¹³⁰ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Dziennik Ustaw Nr 189, poz. 1126, 12 września 2011.

¹³¹ Kowalski Z.: *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*. Wyd. Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992.

¹³² Sozański J.: *Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego*. WNT, Warszawa 1990.

¹³³ Sozański J.: *Niezawodność zasilania energią elektryczną*. WNT, Warszawa 1982.

W – wartość rynkowa niewykonanej produkcji,

K_m – normatywny koszt materiałów i surowców niezużytych w wyniku postoju,

K_E – normatywny koszt energii elektrycznej niezużytej w wyniku postoju,

K_d – koszty dodatkowe związane z postojem.

Natomiast do kosztów dodatkowych w tym ujęciu zalicza się:

- dodatkowe koszty osobowe, materiałów i energii związane z rozruchem postoju.
- koszty zniszczeń surowców i materiałów wynikające z niespodziewanego wyłączenia urządzeń technologicznych,
- koszty napraw uszkodzonych maszyn produkcyjnych,
- koszty strat wynikające z pogorszenia jakości produktu po wznowieniu procesu technologicznego,
- koszty strat pośrednich występujące w zakładach kooperujących spowodowane brakiem dostaw surowca z zakładu w którym wystąpiła awaria.

Powyższe zależności można również przedstawić w wartościach jednostkowych tzn. jako koszt przypadający na jednostkę niewytworzonego produktu. Biorąc pod uwagę nieliczne przypadki naliczenia kosztów dodatkowych, jednostkowe koszty strat wyraża się jako¹³⁴:

$$k_s = w_j - k_{jm} - a_j \times k_E$$

gdzie:

w_j – wartość rynkowa jednostki produktu,

k_{jm} – koszt jednostkowy materiałów i surowców,

a_j – jednostkowe zużycie energii elektrycznej,

k_E – koszt jednostki energii elektrycznej.

Na podstawie analizy jaką dokonał A. Chojnacki, który przyjął wartość dodatkową – jednostkowy koszt materiałów i surowców γ :

$$\gamma = \frac{k_{jm}}{w_j}$$

postać kosztów strat przyjmuje wartość:

¹³⁴ Sozański J.: *Niezawodność zasilania*, op. cit. s. 12.

$$k_S = w_j \times (1 - \gamma) - a_j \times k_E$$

a wartość równoważnika niedostarczonej energii (przy założeniu, że czas przerwy produkcyjnej i przerwy zasilania odbiorcy jest taki sam) przyjmuje postać:

$$E(k_A) = \frac{k_S}{a_j} = \frac{w_j}{a_j} \times (1 - \gamma) - k_E$$

Na podstawie przytoczonych wskaźników oraz wspomnianą analizę, może przedstawić optymalny czas eksploatacji obiektów elektroenergetycznych, czyli minimalny jednostkowy koszt ich użytkowania. Jednostką czasu dla takiego rozrachunku jest zazwyczaj jeden rok¹³⁵:

$$K_r = K_{rr} + K_e + K_z$$

gdzie:

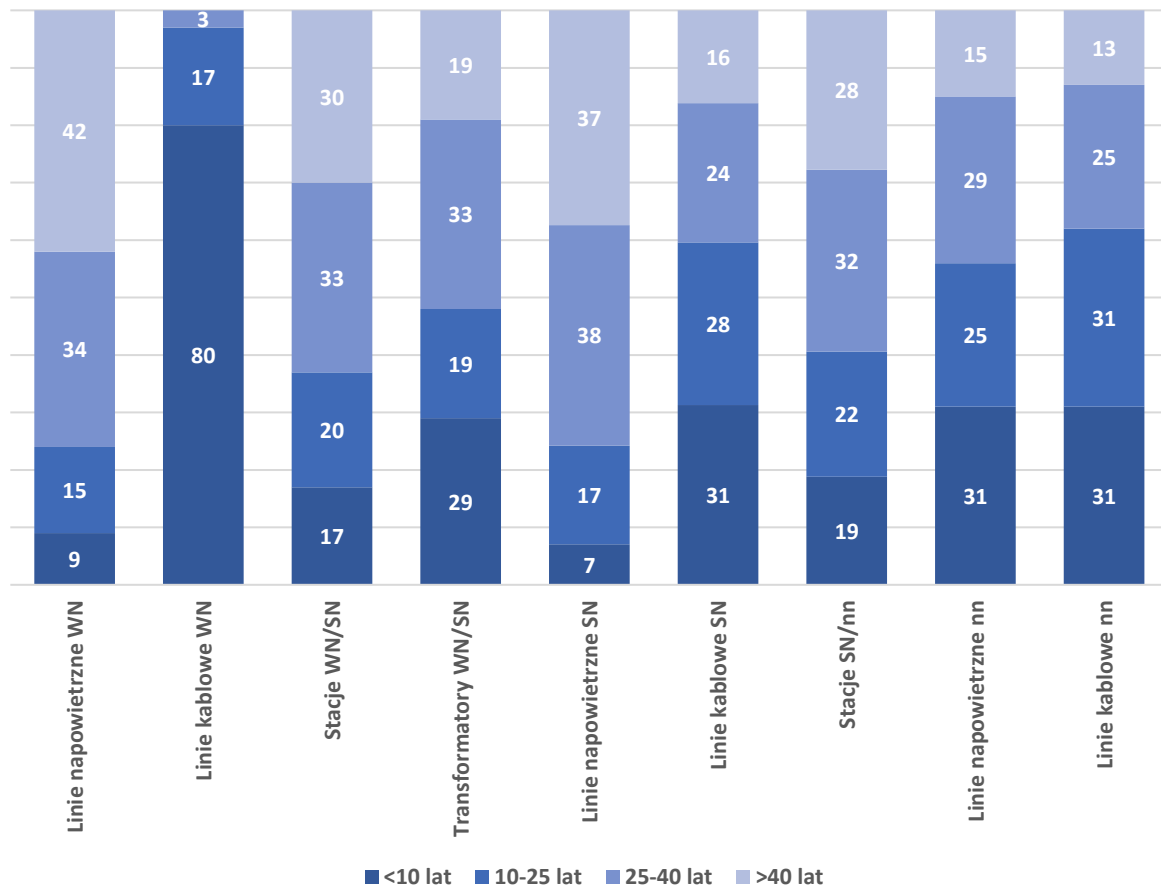
K_{rr} – roczne koszty eksploatacji rozszerzonej,

K_e – roczne koszty eksploatacyjne,

K_z – roczne koszty zawodności.

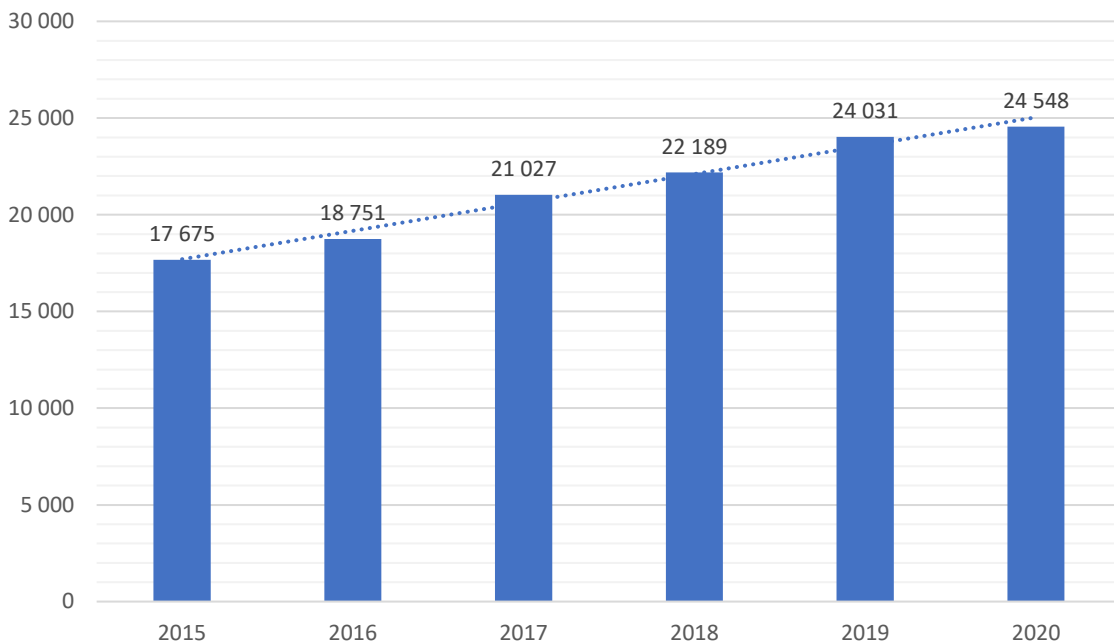
Na niezawodność sieci bezpośrednio wpływa jej stan zużycia określany jako stan wiekowy. Analizując przedstawiony rysunek 47, można mówić o starzejącej się infrastrukturze sieciowej. Największy stopień zużycia cechuje linie napowietrzne 110kV i SN. Niespełna 80 proc. tych linii wybudowane zostało ponad 25 lat temu i od tego czasu, ze względu na przeszkody prawne oraz brak środków (głównie finansowych), w dużej części nie były one modernizowane, a przechodziły jedynie wymagane remonty i przeglądy. Wiekiem poniżej 25 lat, charakteryzują się wyłącznie linie kablowe WN,SN oraz nn. Wszystkie grupy energetyczne wdrożyły lub planują duże inwestycje związane z wymianą linii napowietrznych na kablowe. Zakres tych inwestycji zależeć będzie od nakładów środków finansowych, zobowiązań a także zasad regulacji prawnych.

¹³⁵ Ibidem. s. 61.



Rysunek 47. Struktura wiekowa wybranych elementów sieci dla pięciu największych Operatorów w 2017 r. Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energia, dystrybucja i przesył, PTPiREE Raport, 2017 r.

Następnym istotnym aspektem który bezpośrednio wpływa na poziom niezawodności sieci SN jest proces jej automatycznej obsługi i szybkiego reagowania. Taką możliwość dają rozwiązania oparte o innowacyjne urządzenia IT wyposażone w elementy telemechaniczne, zabezpieczające czy monitoring. Szczególnie ważna jest budowa łączników sterowanych radiowo i współpracujących z systemem dyspozytorskim. Od roku 2011 notuje się ich stały przyrost, co przedstawiono na rysunku 48. Pod koniec 2017 roku było ich ponad 21 tys. z czego około 90 proc. to łączniki zainstalowane w głębi sieci, ze wskaźnikiem 9,52 łącznika na 100 km linii co świadczy o tym że w najbliższych latach sieci zostaną w pełni naznaczone odpowiednimi łącznikami.



Rysunek 48. Liczba łączników z telesterowaniem w latach 2011-2017. Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych PTPiREE.

Coraz większą uwagę zwraca także automatyzacja stacji SN/nn. Z początkiem 2017 roku niecałe 2 proc. stacji wyposażonych jest w telemechanikę, ale ten proces przyspiesza. Natomiast z końcem 2017 roku taką funkcjonalność zyskała rekordowa liczba stacji – ponad 1300. W latach 2018 oraz 2019, odnotowano przyrost o blisko 2 tys. sterowników. Natomiast z końcem roku 2020, ich liczba wynosiła niespełna 25 tys. we wszystkich badanych OSD, a więc wzrosła o ponad 70 proc.

W dzisiejszych czasach pojęcie jakości dostaw energii nabrało niezwykle istotnego znaczenia i sprowadza się do pewnych parametrów. Nie dotyczy to wyłącznie fizycznego dostarczenia energii do odbiorcy (czyli zapewnienia odpowiednich parametrów napięcia zasilającego), ale również pewności takiej dostawy (tj. czasem i liczbą przerw występujących podczas zasilania). Zaburzenia dzieli się na kategorie zgodnie z czasem ich występowania. Do najkrótszych zalicza się te w zakresie milisekund i sekund. Określone są jako przejściowe zmiany amplitudy napięcia w wyniku zmian obciążenia sieci. Dodatkowym czynnikiem który również odgrywa ogromne znaczenie jest relacja handlowa pomiędzy dostawcą a klientem. Pierwsza dwa elementy odnoszą się do rozwiązań technicznych i ich rozwój determinowany jest bezpośrednio przez rozwój technologiczny, natomiast drugi uwarunkowany jest stałym wzrostem oczekiwań po stronie odbiorców. Jak podaje I. Wasiak, szczególnie złożone jest zagadnienie utrzymywania odpowiedniej jakości zasilania w sieciach odbiorczych, do których

przyłączone są rozproszone źródła energii. Źródła takie z jednej strony zachowują się jak odbiorniki zaburzające, a więc pogarszają jakość energii elektrycznej, z drugiej zaś mogą być wykorzystywane do poprawy tej jakości¹³⁶. Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (*International Technical Commission*) przyjęła ponadto zapisy dotyczące normalizacji w obszarze jakości energii. Z definicji tej wynika, że kompatybilność elektroenergetyczną odnosi się zarówno do zagadnień odporności urządzeń na zaburzenia występujące w środowisku w jakim pracują oraz do emisji tych zdarzeń. Wzajemna relacja pomiędzy poziomem emisji i odporności umożliwia określenie poziomu kompatybilności elektrycznej dla określonego zaburzenia i zgodnie z normą PN-T-01030:1996, jest nim maksymalny poziom zaburzenia, które może oddziaływać na urządzenie nie powodując utraty jego funkcji użytkowych¹³⁷. Podstawowym dokumentem określającym zarówno standardy jakościowe obsługi odbiorców, jak i parametry techniczne napięcia zasilającego w krajowym systemie elektroenergetycznym jest Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw Nr 93 stanowiące akt wykonawczy do Ustawy Prawo energetyczne, Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. z późniejszymi zmianami: Dz. U. 2009.215.1664¹³⁸. Ponadto, wyróżnia się szereg wartości cechujące parametry jakościowe¹³⁹:

- A. odchylenie napięcia – wyrażone jako wartość względna różnicy wartości skutecznej napięcia zmierzonej i uśrednionej w przedziale pomiarowym U_L do wartości tzw. napięcia deklarowanego U_C , którym zwykle jest napięcie znamionowe sieci:

$$\Delta U_{L\%} = \frac{U_L - U_C}{U_C} \times 100\%$$

- B. odchylenie częstotliwości - częstotliwość w systemie elektroenergetycznym jest stała, a jej znamionowa wartość wynosi 50 Hz. Zmiana częstotliwości jest efektem zmiany mocy czynnej odbiorów. Odchylenie częstotliwości definiuje się jako względną różnicę częstotliwości pomierzonej i uśrednionej w przedziale f_L pomiarowym w stosunku do jej wartości znamionowej f_n :

¹³⁶ Wasik. I: *Elektroenergetyka w zarysie, przesył i rozdział energii elektrycznej*, wyd. Politechnika Łódzka, 2010 Łódź. s 116-117.

¹³⁷ <https://www.iec.ch/homepage> [dostęp na dzień 02.07.2021 r.].

¹³⁸ Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw Nr 93.

¹³⁹ Wasik. I: *Elektroenergetyka w zarysie*, op. cit. s 118-122.

$$\Delta f_L\% = \frac{f_L - f_n}{f_n} \times 100\%$$

C. wskaźnik długookresowego migotania światła – tzn. *flicker*, jest to wrażenie niestabilności postrzegania wzrokowego spowodowane zmianą strumienia świetlnego źródeł światła. Przyczyną zjawiska migotania są wahania napięcia. Wahaniami nazywa się gwałtowne, powtarzające się zmiany wartości skutecznej napięcia spowodowane pracą niektórych odbiorników jak np. piece łukowe, spawarki itp. Odbiorniki niespokojne mogą być przyłączone do sieci o różnym poziomie napięcia. Migotanie światła jest efektem przenoszenia się wahań do sieci odbiorczej niskiego napięcia. Pomiar zjawiska migotania jest pośrednim sposobem oceny wahań napięcia. Sygnał wyjściowy jest miarą reakcji człowieka, a poddany obróbce statystycznej i uśredniony w przedziale pomiarowym stanowi wskaźnik krótkookresowego migotania światła P_{st} (ang. short-term flicker severity). Z kolejnych 12 wskaźników P_{sti} wyznacza się znormalizowany wskaźnik długookresowego migotania P_{lt} (ang. long-term flicker severity):

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^{12} P_{sti}^3}{12}}$$

D. w idealnej krzywej napięcia występuje tylko harmoniczna podstawowa o częstotliwości 50 Hz. Przyczyną zniekształcenia krzywej napięcia są odbiorniki nieliniowe, np. transformatory, świetlówki, urządzenia przekształtnikowe. Prądy pobierane przez te urządzenia są odkształcone, a więc zawierają wyższe harmoniczne. Harmoniczne te płynąc przez sieć elektroenergetyczną powodują pojawianie się spadków napięcia od tych harmonicznych i w efekcie zniekształcenie napięcia w węzłach sieci i wyrażone są jako:

$$U_{h\%} = \frac{U_h}{U_l} \times 100\%$$

Ponadto, jak już wspomniano sektor elektroenergetyczny jest ściśle regulowanym obszarem. Od roku 2013 trwały prace nad wdrożeniem tzw. regulacji jakościowej której celem, było przede wszystkim poprawa jakości oferowanych odbiorcom usług i zoptymalizowanie należności ponoszonych przez odbiorców, a nie zwiększenie korzyści dla przedsiębiorcy¹⁴⁰.

¹⁴⁰ Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020; Warszawa 2015 r.

Dokument ten, określał zobowiązanie najważniejszych OSD w kraju, do stosowania liczników bilansujących w stacjach transformatorowych Sn/nN w takiej ilości, aby pod koniec 2015 roku umożliwiała to objęcie tym opomiarowaniem 51% odbiorców w kraju, a następnie pod koniec 2018 roku co najmniej 80% odbiorców¹⁴¹. Perspektywa ta dawała możliwości do precyzyjnego szacowania wskaźników m.in. czasu trwania przerw w dostawie po stronie nN, a w rezultacie podnoszenie jakości usług dystrybucji po stronie OSD. Takie liczniki stanowiąc będą podstawę do tworzenia sieci inteligentnych tzw. smart city (w dalszej części). Do oceny jakości dostaw w literaturze polskiej, wykorzystuje się również takie wskaźniki jak¹⁴²¹⁴³:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) – tj. systemowy wskaźnik średniej liczby (częstości) przerw na odbiorcę, zdefiniowany jako iloraz liczby wszystkich przerw nieplanowanych w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci. Jeśli nie ustalono inaczej, SAIFI nie obejmuje krótkich przerw o czasie trwania poniżej 3 minut (lub 1 minuty w zależności od przyjętej konwencji).
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – tj. systemowy wskaźnik średniego (przeciętnego) czasu trwania przerw w roku, wyznaczony jako suma czasu trwania wszystkich przerw w roku (w min.), podzielona przez liczbę odbiorców przyłączonych do sieci.
- CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index) – tj. średnia liczba przerw na dotkniętego wyłączeniem odbiorcę, zdefiniowana jako iloraz liczby wszystkich przerw nieplanowanych w ciągu roku do liczby wyłączonych odbiorców.
- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) – tj. wskaźnik średniej liczby przerw chwilowych dla odbiorcy, ustalony jako średnia w ciągu roku liczba krótkich przerw w zasilaniu o czasie trwania poniżej 3 minut lub poniżej 1 minuty, jakiej może spodziewać się odbiorca. Jest obliczany jako stosunek liczby wszystkich przerw krótkich w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci.
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) – tj. średni czas trwania przerwy. Jest to średni czas potrzebny do przywrócenia zasilania odbiorcy w przypadku wystąpienia przerw nieplanowanych. Obliczany jako suma czasu trwania wszystkich przerw w zasilaniu odbiorców (w minutach), podzielona przez liczbę wszystkich

¹⁴¹ Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020; Warszawa 2015 r.

¹⁴² Asgarpoor S., Mathine M.: Reliability evaluation of distribution systems with nonexponential down times. "IEEE Transactions on Power System" 1997 r., s. 579–584.

¹⁴³ Asgarpoor S., Mathine M.J.: Distribution system reliability evaluation with aging equipment. "Electric Power Systems Research" 1995 r., Issue 2, Vol. 33, s. 133–137.

wyłączeń odbiorców. CAIDI nie obejmuje krótkich przerw o czasie trwania poniżej 3 min. (lub 1 min.).

- ASUI (Average Service Unavailability Index) – tj. wskaźnik niedyspozycyjności zasilania, określony jako stosunek czasu w ciągu roku (w odbiorcogodzinach) gdy zasilanie było niedostępne do czasu gdy było ono zapotrzebowane.
- AENS (Average Energy Not Supplied) – średnia (oczekiwana) roczna ilość energii niedostarczonej, określona jako stosunek energii niedostarczonej odbiorcom w ciągu roku do liczby odbiorców przyłączonych do sieci.
- ASAI (Average Service Availability Index) – wskaźnik dyspozycyjności zasilania, określony jako stosunek czasu w ciągu roku (w odbiorcogodzinach) gdy zasilanie było dostępne do czasu, gdy było ono zapotrzebowane.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, OSD mają obowiązek podawania do informacji publicznej wyłącznie wiadomości dla wskaźników SAIFI, SAIDI oraz MAIFI. Tabela 19 zawiera zestawienie wybranych parametrów SAIDI i SAIFI.

Tabela 19. Korelacja parametrów SAIDI oraz SAIFI planowanych oraz nieplanowanych w latach 2011-2014. Opracowanie własne

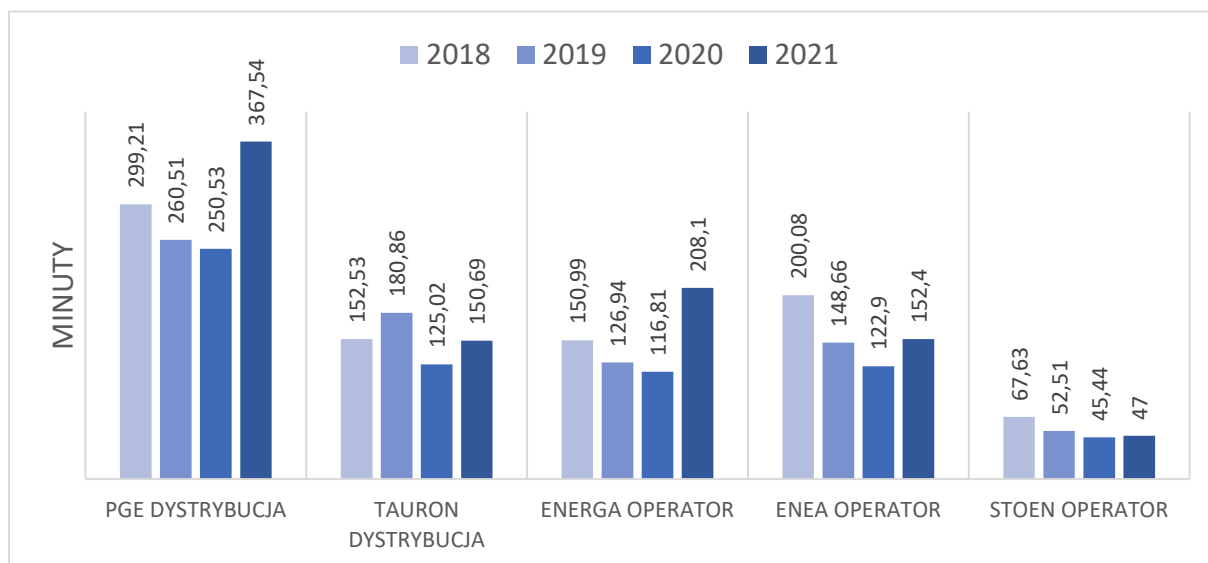
Operator	SAIDI [min./rok]				SAIFI [szt./odb.]			
	planowane				nieplanowane			
	2011	2012	2013	2014	2011	2012	2013	2014
ENEA	139,38	133,09	127,39	106,09	0,62	0,57	0,51	0,49
	362,72	356,25	353,5	219,43	4,86	4,49	4,18	3,21
ENERGA	130,4	83,7	71,1	58,4	0,59	0,43	0,42	0,39
	418,7	221,1	235,7	198,3	4,84	3,39	2,92	3,14
TAURON	151,12	164,63	159,69	104,73	0,8	0,88	0,76	0,62
	231,45	197,51	192,9	150,18	3,85	3,07	2,98	2,74

PGE	202,24	196,02	184,14	194,62	1,04	0,84	0,72	0,7
	365,45	318,09	315,93	241,58	4,67	3,7	3,77	3,25
STOEN	14,97	16,04	18,3	19,05	0,1615	0,1494	0,1285	0,1588
	60,12	58,92	74,6	60,78	1,3375	1,268	1,4681	1,2945

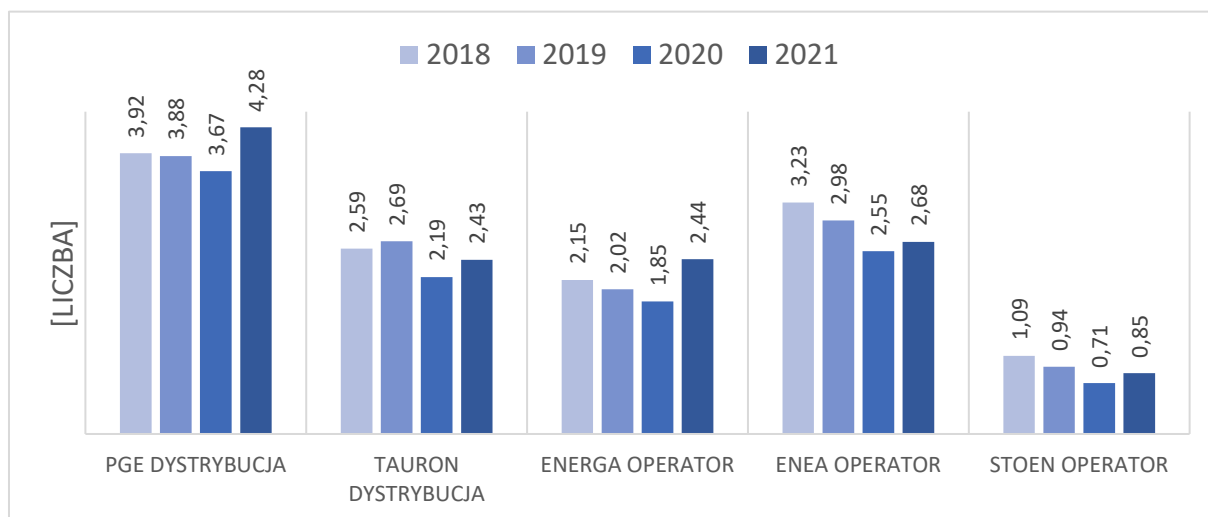
Źródło: opracowanie własne.

Najbardziej efektywnym sposobem aktualnie jest procedura zastępowania sieci liniowych napowietrznych na sieci kablowe. Oczywiście jest, że niestety nie zawsze taka inwestycja jest możliwa lub uzasadniona ekonomicznie, jednakże z technicznego punktu widzenia, efektywność takiego rozwiązania jest niepodważalna. Bazując na danych źródłowych pochodzących od OSD, na przykładzie Stoen Operator – ich infrastruktura sieciowa (ok. 85% linii eksploatowanych to sieci kablowe), gwarantuje niski poziom awaryjności. Linie napowietrzne bardzo często biegną przez obszary zalesione, wiejskie lub przemysłowe gdzie mogą napotkać szereg zagrożeń, a w przypadku styku np. gałęzi z siecią sygnalizowane jest zwarcie doziemne a cała linia zostaje wyłączona. Największym zagrożeniem jest zerwanie całej sieci, na przykład w przypadku przewrócenia drzewa podczas silnego wiatru. W przypadku sieci kablowej nie występują tego typu zdarzenia, a jedynym zagrożeniem są roboty budowlane podczas których potencjalnie może dojść do uszkodzenia kabli. Inną metodą techniczną, której zastosowanie ma wpływ na wartość współczynników SAIDI oraz SAIFI jest stosowanie wysokiej jakości osprzętu. Jeśli nie ma możliwości budowy linii kablowej to należy budować linie napowietrzne z takim właśnie oprzyrządowaniem. Nowoczesny osprzęt kablowy umożliwia także niemal natychmiastowe załączenie linii po założeniu np. głowicy kablowej. W tanim i niskiej jakości osprzęcie trzeba czekać godziny na to, aby takie załączenie było możliwe. Obecnie panujące trendy pokazują, że do zmniejszenia współczynników opisujących ciągłość dostaw energii elektrycznej przyczyniają się także instalowane w głębi sieci SN wyłączniki sterowane drogą radiową. Urządzenie takie wyposażone jest w kompletny zestaw zabezpieczeń i automatyk, pozwalając wyłączyć tylko ściśle określony, niewielki fragment sieci. Ważnym elementem infrastruktury sieci SN mającym wpływ na rozpatrywane współczynniki są sygnalizatory przepływu prądu zwarciovego. Te stosunkowo proste urządzenia wskazują stosunkowo dokładnie miejsce, w którym doszło do doziemienia lub zwarcia międzyfazowego. Mając taką informację, dyżurny może bardzo szybko wysłać zespół

pogotowia energetycznego we właściwe miejsce linii i awaria może być bardzo szybko usunięta. Jeśli linia w takie sygnalizatory nie jest wyposażona to przegląd kilku lub kilkunastokilometrowej linii może zająć nawet kilka godzin. Często stosowanym zabiegiem mającym na celu poprawę niezawodności sieci jest budowa nowych, alternatywnych połączeń liniowych między krytycznymi elementami sieci SN. W ten sposób sieć staje się o wiele bardziej elastyczna a dyżurny ma większe możliwości niestandardowego zasilania grupy odbiorców. Wybrane wskaźniki przedstawiono na rysunkach 49 i 50.



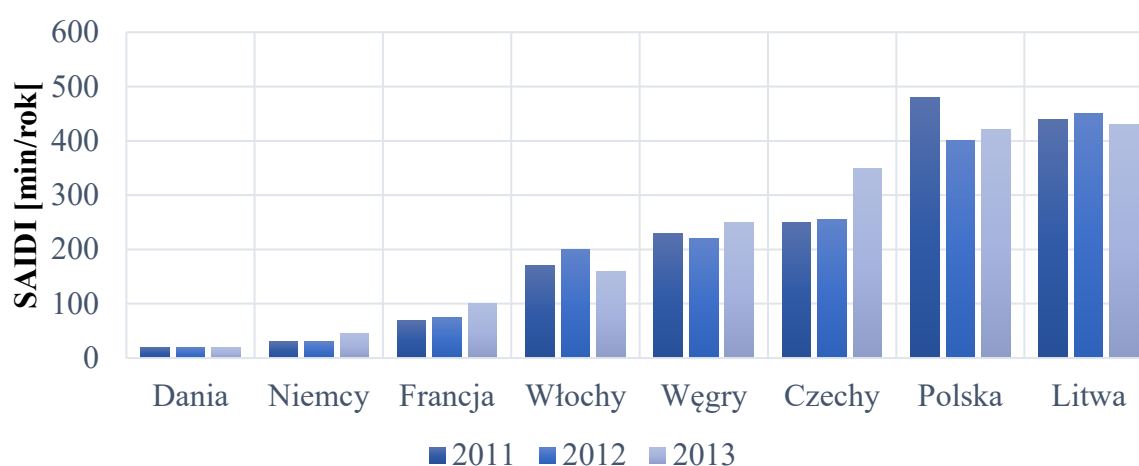
Rysunek 50. Wskaźnik SAIDI dla wybranych OSD w latach 2018-2021. Źródło: opracowanie własne.



Rysunek 49. Wskaźnik SAIDI dla wybranych OSD w latach 2018-2021. Źródło: opracowanie własne.

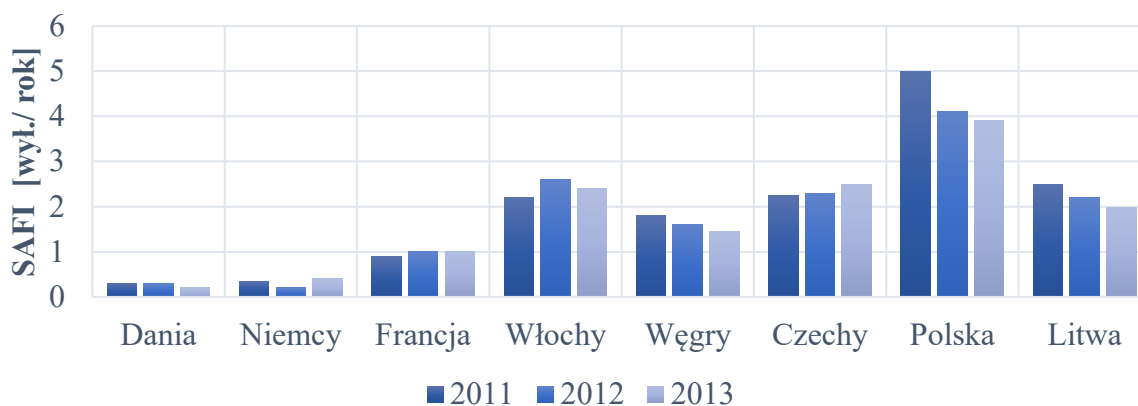
Jak wspomniano powyżej, zauważalny zatem jest mechanizm towarzyszący spadkowi poziomu urbanizacji oraz towarzyszący jemu znaczący wzrost całego czasu trwania awarii. Ta zależność pojawia się również w wielu krajach UE. Sieci dystrybucyjne zaimplementowane w

obszarach miejskich, cechują się niższymi wskaźnikami niezawodności sieci. Jest to bezpośrednio związane zarówno z zagęszczeniem odbiorców na małym obszarze, ale przede wszystkim z wykorzystaniem znaczącej przewagi sieci kablowanej nad napowietrznej. Zgodnie z raportem Akademii Analiz i Mediów *Think Paga* z 2015 roku dotyczącego niezawodności dostaw energii elektrycznej, w Polsce wyłączenia dostaw prądu z powodu awarii trwają prawie 6-krotnie dłużej niż w najbardziej rozwiniętych gospodarczo krajach Europy (patrz rys. 51 oraz 52). Tylko z tego powodu polska gospodarka traci znaczne środki w ujęciu rocznym. Aby to zmienić, niezbędne było wprowadzenie efektywnego, długofalowego modelu opłat dystrybucyjnych, w którym przedsiębiorstwa odpowiedzialne za sieć – OSD – aktywniej inwestowałyby w rozwój i modernizację sieci¹⁴⁴.



Rysunek 51. SAIDI dla wybranych krajów UE w latach 2011-2013. Wskaźniki obliczone jako suma przerw planowanych i nieplanowanych (z uwzględnieniem przerw katastrofalnych).
Źródło: Opracowanie własne

¹⁴⁴ Raport Akademii Analiz i Mediów *Think Paga*; *Nowy model opłat jakościowych sposobem na niezawodne dostawy energii elektrycznej*; Warszawa 2015 r.



Rysunek 52. Wskaźnik SAIFI dla wybranych krajów UE w latach 2011-2013. Wskaźniki obliczone jako suma przerw planowanych i nieplanowanych (z uwzględnieniem przerw katastrofalnych). Źródło: Opracowanie własne

Nawet najkrótsze przerwy w dostawie energii mogą powodować przestoje funkcjonowania procesów w przedsiębiorstwach (np. produkcyjnych, IT), a nawet mogą prowadzić do utraty części wypracowanych efektów lub danych. W dzisiejszych czasach, w których społeczność coraz bardziej jest zależna od rozwiązań IT, również warto zwrócić uwagę na aspekt wizerunkowy (np. w obszarze e-commerce) w przypadku niedostarczenia usługi do klienta. Według wspomnianego raportu, można wyróżnić trzy podstawowe grupy narastania kosztów, związanych ze skutkami przerw w dostawach energii i zestawiono je na rysunku 53¹⁴⁵.

¹⁴⁵ Raport Akademii Analiz i Mediów Think Paga; *Nowy model opłat jakościowych sposobem na niezawodną dostawę energii elektrycznej*; Warszawa 2015 r.



Rysunek 53. Podstawowe grupy narastania kosztów, związanych ze skutkami przerw w dostawach energii. Źródło: Opracowanie własne

Z ekonomicznego punktu widzenia, koszty związane z przerwami dystrybucji można wyrazić wzorem¹⁴⁶:

*przyjęto dla uproszczenia kalkulacji, że PKB generowane jest w sposób liniowy przez 16 godzin w ciągu doby przez 250 dni w ciągu całego roku

$$\text{Straty PKB} = \frac{\text{PKB} \times \text{SAIDI czasu pracy}}{\text{czas wytwarzania PKB}}$$

a więc dla Polski w analizowanym roku:

$$\text{SAIDI czasu pracy} = \text{SAIDI dla Polski} \times \frac{16}{24} \times \frac{250}{365}$$

$$\text{Czas wytwarzania PKB} = 16 \times 250 \times 60$$

$$\text{SAIDI dla Polski w 2013 roku} = 420,9 \text{ min}$$

¹⁴⁶ Ibidem. s. 17.

PKB w 2013 roku¹⁴⁷ = 1662 mld zł

Czas wytwarzania PKB = 240000 min

SAIDI czasu pracy w 2013 roku = 192,2 min

Straty PKB = 1,3 mld zł

Na podstawie powyższych danych, oszacowano stratę sięgającą łącznej wartości 1,3 mld zł rocznie, w skali całej Polski w przykładowym okresie. Dla porównania, taka znacząca kwota stanowi roczne nakłady inwestycyjne np. Tauron Dystrybucja lub stanowi koszt budowy nowej jednostki wytwórczej typu blok gazowo-parowy o mocy 450 MW¹⁴⁸. Warto jednak zaznaczyć, iż przedstawione kalkulacje stanowią jedynie szacunek i w rzeczywistości są mniejsze od tych, które wynikają z przerw na sieci. Dlatego wszystkim OSD, powinno niezwykle zależeć na stałej poprawie przeanalizowanych wskaźników. Ich poprawa, może bowiem znacząco wpłynąć na poprawę pozostałych sektorów gospodarczych w kraju.

¹⁴⁷ <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/produkt-krajowy-brutto-w-2013-r-szacunek-wstepny,2,3.html> dostęp na dzień 22.02.2022 r.

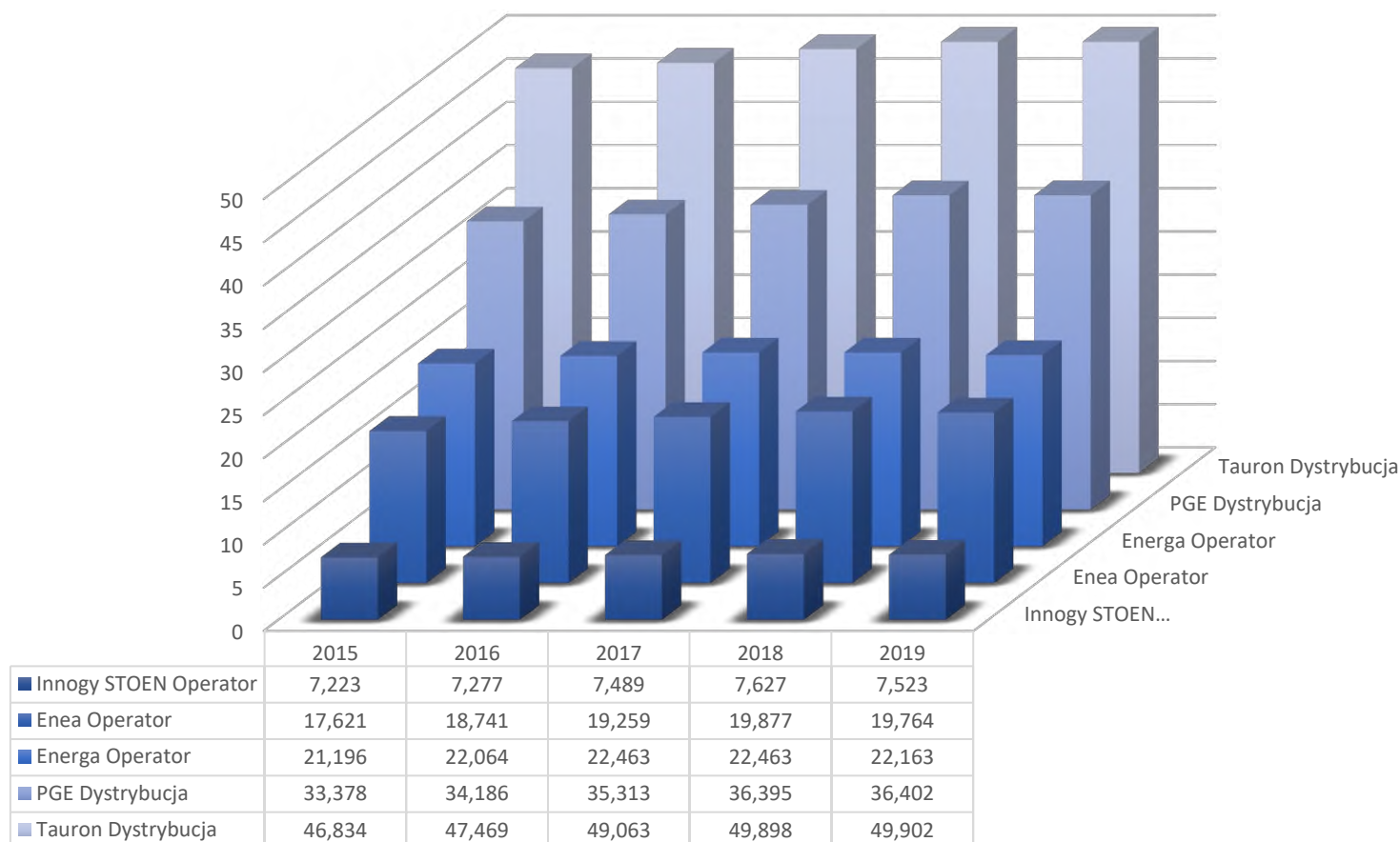
¹⁴⁸ Raport Akademii Analiz i Mediów Think Paga; *Nowy model opłat jakościowych*, op. cit. s. 20.

ROZDZIAŁ III

CHARAKTERYSTYKA ZASOBÓW JAKO POTENCJAŁU OPERATORÓW SYSTEMU DYSTRYBUCYJNEGO W POLSCE

3.1 Analiza wybranych zasobów największych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego

Jakość świadczonych usług jest ściśle związana ze skalą dystrybucji poszczególnych OSD. Wolumen dystrybuowanej energii w latach 2015-2019 przez wybranych OSD przedstawiono na rysunku 54. Zdecydowanie najwięcej energii na rynku dystrybuuje Tauron Dystrybucja na poziomach wykraczających ponad 45 TWh. Na drugim miejscu klasyfikuje się PGE Dystrybucja na średnim poziomie 35,135 TWh na przekroju analizowanego okresu.

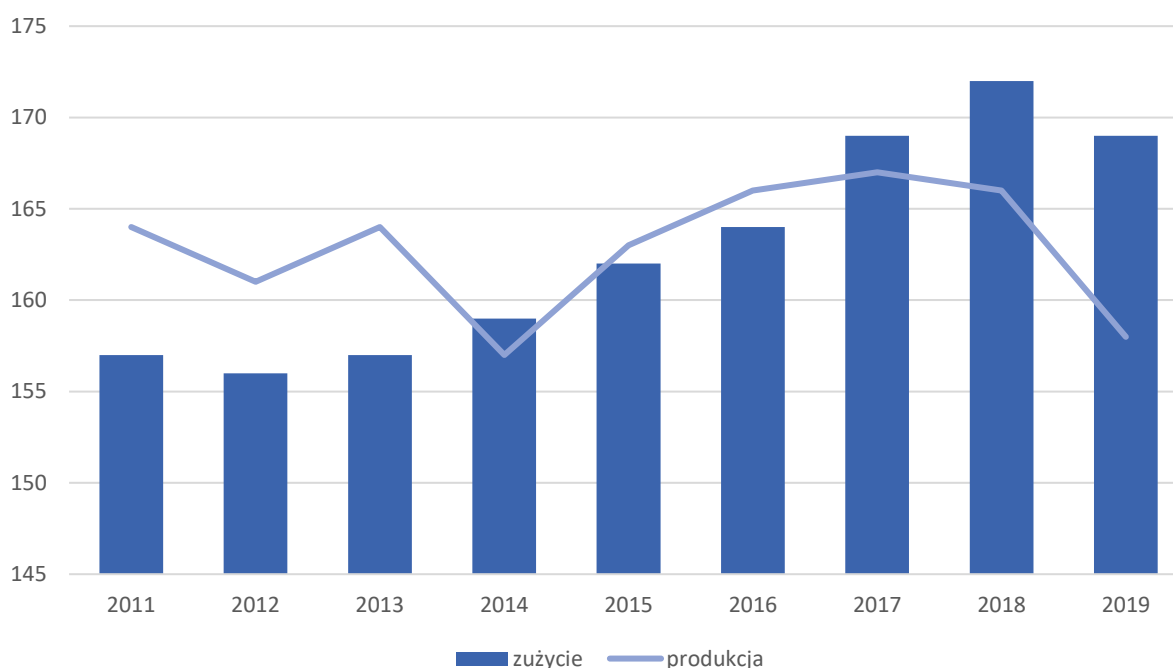


Rysunek 54. Ilość dystrybuowanej energii w latach 2015-2019 dla pięciu OSD w Polsce.

Źródło: Opracowanie własne

Warto zaznaczyć, iż PGE Dystrybucja swoim zasięgiem obejmuje zdecydowanie największy obszar kraju, jednak to Tauron Dystrybucja dostarcza największą ilość energii rok do roku w badanym okresie. Następnie na względnie podobnych poziomach klasyfikują się Energa Operator – ze średnią dystrybucją 22,070 TWh oraz Enea Operator – 19,052. Najmniejszą ilość dostarczonej energii przypada dla Innogy Stoen Operator, jednak należy uwzględnić obszar działania tego operatora jakim jest Miasto Warszawa.

Całkowity poziom produkcji energii w 2019 roku wyniósł 158,8 TWh, z czego zdecydowana większość (75,4 proc.) oparta jest na paliwach konwencjonalnych, tj. węgla kamiennym oraz węgla brunatnym. Natomiast całkowite zużycie energii elektrycznej wynosiło 169,3 TWh tj. o 0,9 proc. mniej niż w roku poprzedzającym. A wartość produkcji w danych latach przedstawiono na rysunku 55. Również w tym roku odnotowano rekordową wartość importu energii – 10,6 TWh, co stanowiło 6,3 proc. zużycia oraz stanowiło 85 proc. wzrost w stosunku do roku 2018. Jest to wartość salda wymiany międzynarodowej, czyli różnicy pomiędzy poborem a oddaniem energii. Zgodnie z raportem PTPiREE 2020, wartości poboru wyniosły 17,9 TWh (z czego najwięcej z Niemiec [10,1 TWh], a oddane 7,2 TWh, które było praktycznie widoczne tylko w przypadku Czech i Słowacji)¹⁴⁹.

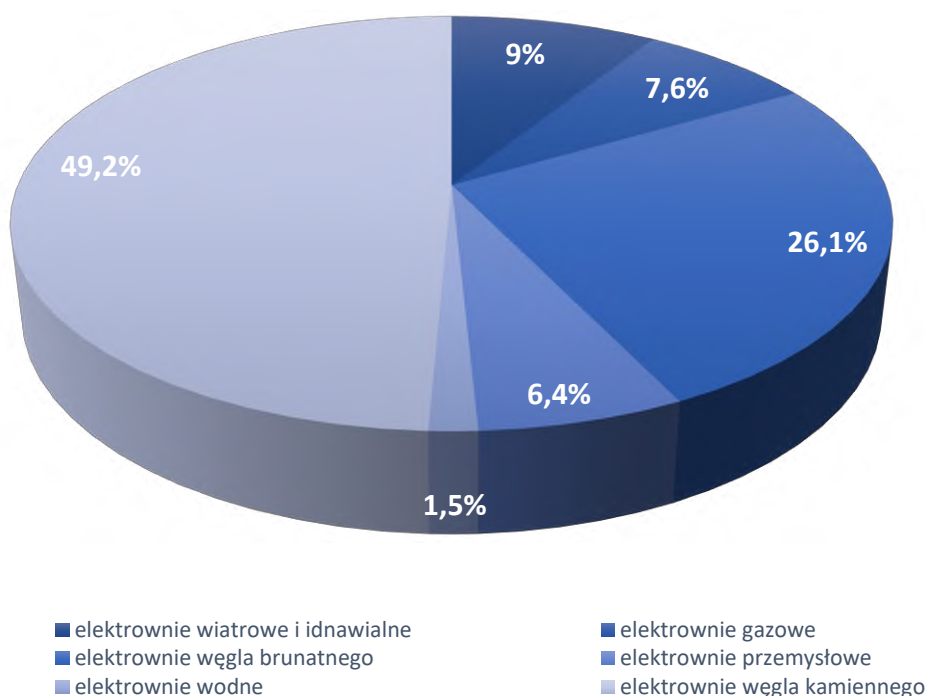


Rysunek 55. Produkcja oraz zużycie energii elektrycznej w Polsce [TWh] w latach 2011-2019

Źródło: Opracowanie własne

¹⁴⁹ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2020 Energetyka. Dystrybucja i przesył.

Największy udział w strukturze produkcji energii elektrycznej miały w 2019 roku elektrownie opalane węglem kamiennym – patrz rysunek 56. Ich udział w produkcji ogółem wyniósł 49,2 proc. (78,2 TWh), natomiast udział elektrowni opalanych węglem brunatnym 26,1 proc. (41,5 TWh). Struktura produkcji energii elektrycznej nie zmieniła się znacząco w ostatnich latach. W stosunku do 2018 roku zmniejszył się o 15 proc. udział produkcji z elektrowni opalanych węglem brunatnym i 5 proc. z elektrowni opalanych węglem kamiennym. Po raz kolejny natomiast widać wyraźny wzrost produkcji z elektrowni opalanych gazem, których generacja wzrosła w stosunku do 2018 roku o 26,2 proc. do 12,1 TWh¹⁵⁰.

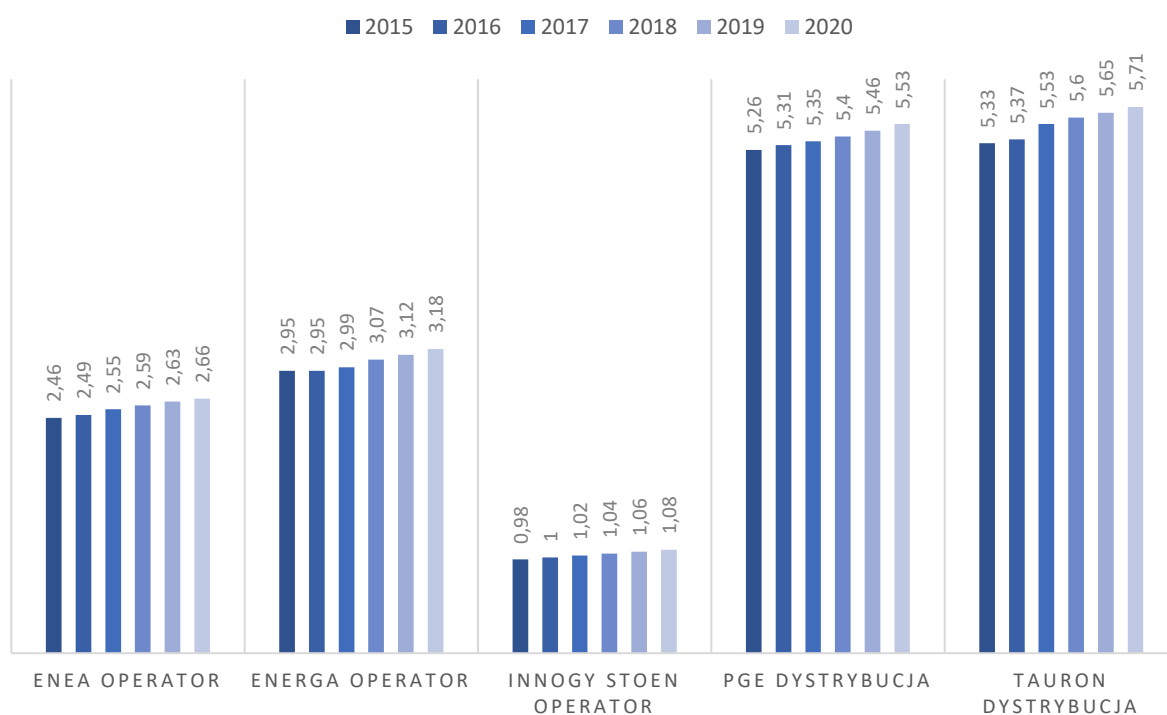


Rysunek 56. Krajowa produkcja energii elektrycznej w 2019 r. [GWh]. Źródło: opracowanie własne

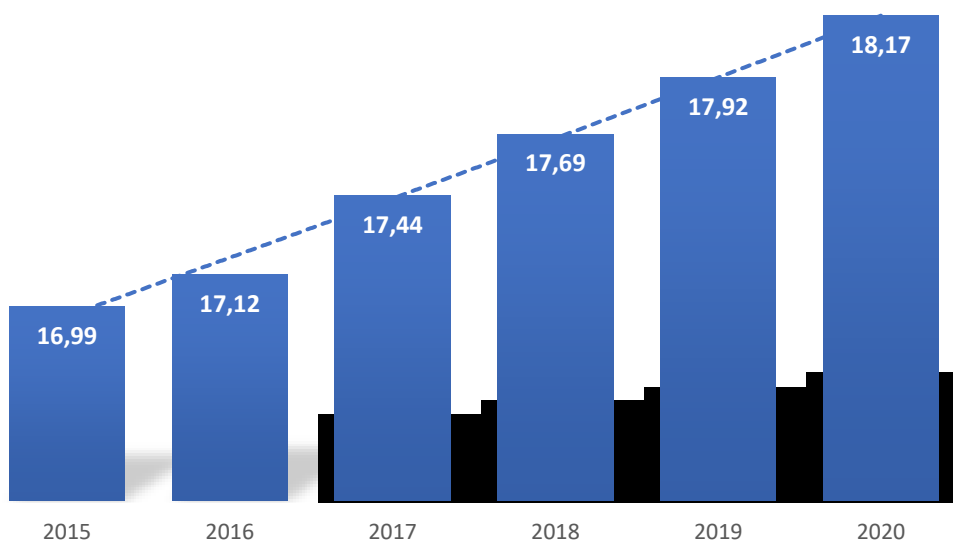
W przypadku poszczególnych OSD, jednym z najważniejszych czynników funkcjonowania jest ilość klientów przyłączonych do sieci. Poddano analizie liczbę klientów na przestrzeni lat 2015-2020, w wyniku której odnotowano, iż z roku na rok zauważalna jest tendencja wzrostowa (patrz rysunek 57) – a OSD z największą liczbą klientów jest Tauron Dystrybucja w każdym analizowanym okresie – całkowita ilość odbiorców na koniec roku 2020

¹⁵⁰ Ibidem s. 34.

dla tego OSD to 5,71 mln. Następnie PGE Dystrybucja z liczbą klientów mniejszą o niespełna 200 tys. Następnie zauważalna jest duża różnica w tej wartości, i na kolejnym miejscu klasyfikuje się Energa Operator – z poziomem 3,18 mln odbiorców, co stanowi blisko 56% odbiorców Tauron Dystrybucja. Następnie klasyfikują się Enea Operator z liczbą 2,66 mln klientów. Ze względu na swoją specyfikę – innogy Stoen Operator jest najmniejszym OSD pod tym względem, jednak warto zaznaczyć, w roku 2017 liczba przyłączonych klientów dla tego OSD przekroczyła wartość 1 000 000 i stale rośnie, aby w roku 2020 osiągnąć wartość 1,08 mln. W roku 2015 całkowita liczba klientów kształtowała się na poziomie niespełna 17 mln odbiorców, następnie w kolejnych latach odnotowano przyrost do poziomów, kolejno w roku 2016 wartość ta wzrosła o ok. 130 tys., aby w roku 2017 stanowić 17,44 mln. Całkowita liczba klientów dla OSD z końcem 2018 roku utrzymywała się na poziomie 17,69 mln (wzrost o blisko 220 tys.), w roku 2019 - 17,92 mln, a na koniec roku 2020 poziom ten przekroczył 18 mln, a liczba odbiorców końcowych stale rośnie, co przedstawiono na rysunku 58.

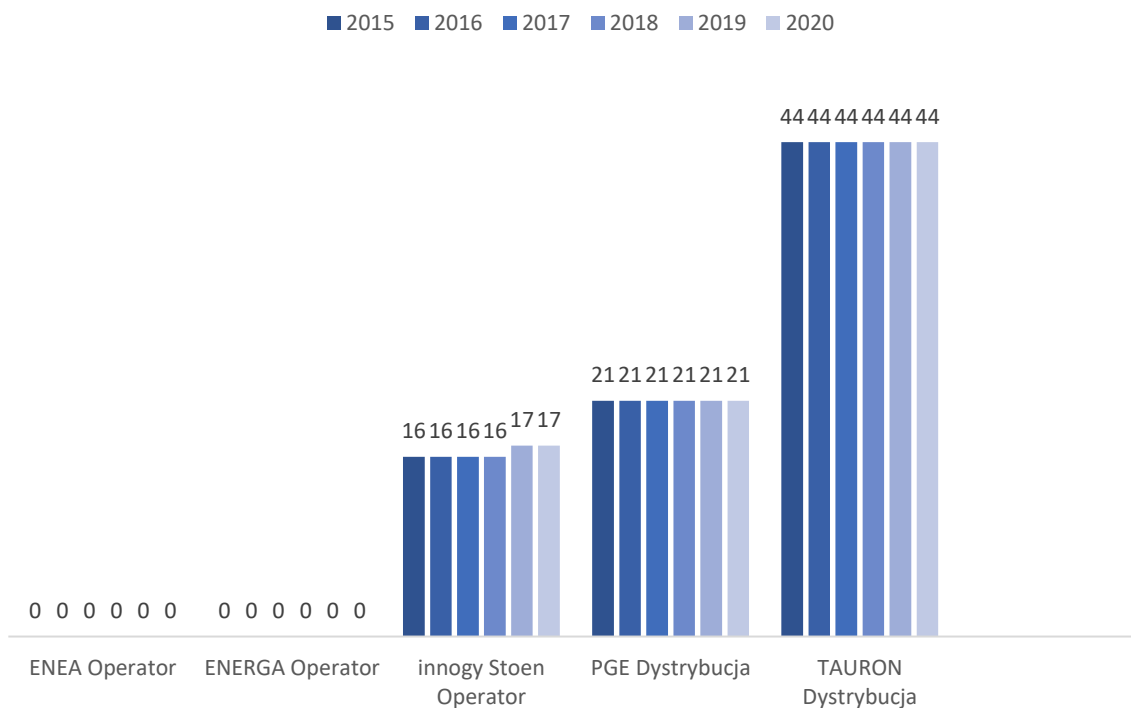


Rysunek 57. Liczba przyłączonych klientów w latach 2015-2019 r. [MLN]. Źródło: opracowanie własne.



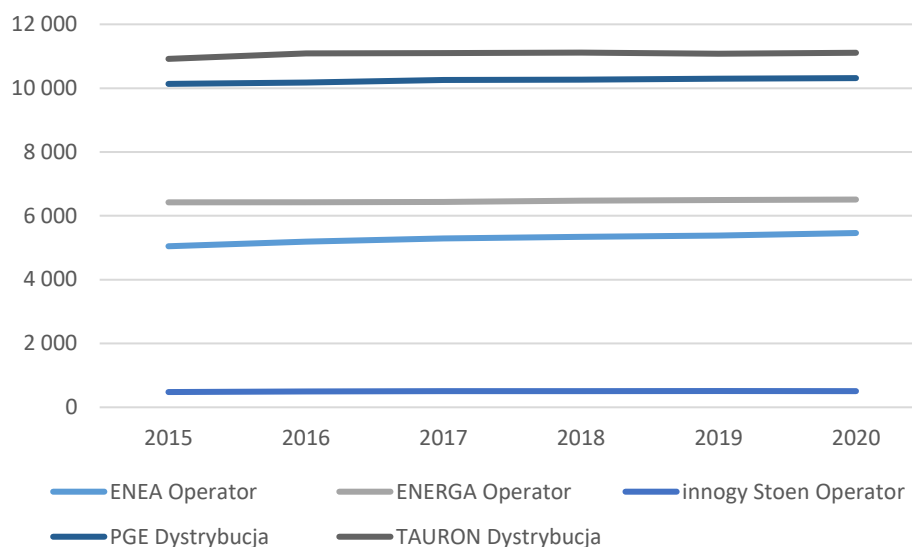
Rysunek 58. Całkowita liczba odbiorców dla 5 największych OSD w Polsce w latach 2015-2020 [MLN]. Źródło: Opracowanie własne

Należy rozpatrywać infrastrukturę sieciową uwzględniając jej podział na kluczowe sieci przesyłowe. Na rysunku 59 zaprezentowano sieci najwyższych napięć, które stanowią najmniejszy udział w całkowitej liczbie linii przesyłowych OSD.



Rysunek 59. Całkowita długość linii elektroenergetycznych NN [km], w Polsce w latach 2015-2020. Źródło: Opracowanie własne

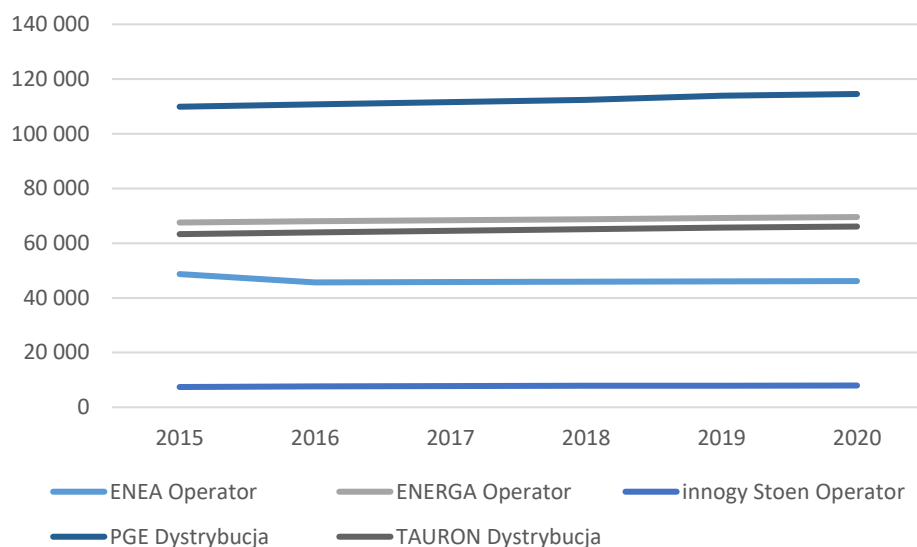
Sieci wysokiego napięcia stanowią już zdecydowaną liczbę w strukturach każdego z OSD. Sieć tego typu służy do przesyłania energii na znaczne odległości, jednak jak wynika z rysunku 60 ich liczba zachowuje się na potencjalnie stałym poziomie w analizowanym okresie.



Rysunek 60. Długość linii elektroenergetycznych WN [km], w Polsce w latach 2015-2020.

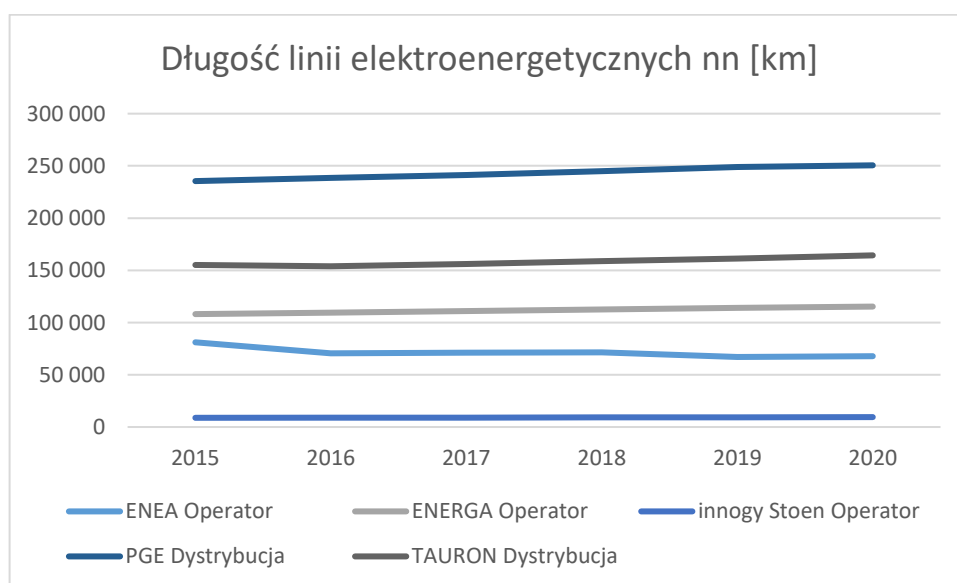
Źródło: Opracowanie własne

Inaczej przedstawia się również struktura sieci średniego oraz niskiego napięcia. Pierwsza z nich, stanowi już infrastrukturę rzędu dziesiątek lub nawet setek tysięcy kilometrów w ujęciu całościowym (PGE Dystrybucja). Warto zaznaczyć, iż w dalszym ciągu na tym poziomie sieciowania innogy Stoen dysponuje siecią średniego napięcia na poziomie nie przekraczającym 8 tys. km. Całkowita długość sieci średniego napięcia w analizowanym okresie dla wszystkich OSD stanowi ponad 200 tys. km infrastruktury przesyłowej i zestawiono jej długość na rysunku 61, natomiast w ujęciu rocznym, średnio wynosi ok. 33 tys. km. W zestawieniu z najdłuższą z punktu widzenia OSD siecią niskiego napięcia (607 336 km – stan na koniec 2020 r.), sieć SN stanowiła wyłącznie 5,6% (33 904 km).



Rysunek 61. Długość linii elektroenergetycznych SN [km], w Polsce w latach 2015-2020.
Źródło: Opracowanie własne

W analizowanym okresie, sieci niskiego napięcia które docierają do odbiorcy końcowego stanowią ogromne odległości rzędu 250 tys. km (PGE). Na podobnym poziomie klasyfikują się Energa Operator oraz Tauron Dystrybucja. Innogy Operator posiada najmniejszą długość przyłączy we wszystkich zestawieniach sieciowych. Dane te wyrażone w kilometrach, przedstawia rysunek 62.



Rysunek 62. Długość linii elektroenergetycznych nn [km], w Polsce w latach 2015-2020.
Źródło: Opracowanie własne

Istotnym z punktu widzenia OSD są również zależności infrastruktury kablowej, w szczególności pozwalają one na doskonalenie jakości usługi przesyłu energii. Strukturę sieci kablowych (długość w km) łącznie dla analizowanych OSD w okresie 2015-2020, przedstawiono w tabeli 20.

Tabela 20. Struktura sieci kablowych [km] w zasobach OSD w Polsce, w okresie 2015-2020.

<i>Lata</i>	<i>NN</i>	<i>WN</i>	<i>SN</i>	<i>nn (wraz z przyłączami)</i>
2015	0	287	73 169	185 314
2016	0	336	74 351	188 260
2017	0	429	77 196	196 187
2018	0	445	80 069	203 611
2019	1	480	83 586	208 723
2020	1	556	86 365	216 584
<i>Suma</i>	2	2533	474736	1 198 679

Źródło: Opracowanie własne.

Z powyższej analizy wynika, iż sieci niskiego napięcia stanowiące infrastrukturę kablową stanowią wyłącznie 33,6% w stosunku do napowietrznych sieci nn. OSD stale dążą do zwiększania tego udziału w całości sieci nn, niestety nie zawsze możliwe jest wdrożenie tej alternatywy. Odmiennym składnikiem są zasoby w postaci stacji elektroenergetycznych. Innymi słowy jest to zespół urządzeń służący do przetwarzania i rozdziału energii. Wszystkie te zasoby zostały ujęte w poniższej tabeli z wyszczególnieniem poziomu napięć na sieci. Ich liczba wynika z podziału sieci przesyłowych w Polsce, a więc w obszarze dystrybucji największe znaczenie mają zasoby na poziomie sieci SN/nn. Największą ilość stacji w tym obszarze posiada PGE Dystrybucja. Natomiast łącznie, badani OSD w Polsce posiadają w swoich zasobach 250 tys. sztuk w analizowanym okresie, co przedstawiono w tabeli 21.

Tabela 21. Stacje elektroenergetyczne największych OSD w Polsce:

		<i>ENEA Operator</i>	<i>ENERGA Operator</i>	<i>innogy Stoen Operator</i>	<i>PGE Dystrybucja</i>	<i>TAURON Dystrybucja</i>	<i>Razem OSD</i>
<i>NN/WN</i>	2015	0	0	1	1	3	5
	2016	0	0	1	1	2	4
	2017	0	0	1	1	2	4
	2018	0	0	1	1	0	2
	2019	0	0	1	1	0	2

	2020	0	0	1	1	3	5
<i>WN/SN</i>	2015	241	282	37	482	477	1 519
	2016	241	286	40	487	479	1 533
	2017	241	287	41	457	487	1 513
	2018	243	288	41	457	490	1 519
	2019	246	289	42	459	491	1 527
	2020	248	293	42	461	493	1 537
<i>SN/mn</i>	2015	36 986	59 486	6 247	91 702	57 771	252 192
	2016	37 387	60 032	6 421	92 262	58 621	254 723
	2017	37 582	60 394	6 517	93 012	59 074	256 579
	2018	37 767	61 114	6 604	93 744	59 876	259 105
	2019	38 024	61 447	6 738	94 554	60 449	261 212
	2020	38 266	61 763	6 781	95 141	61 038	262 989

Infrastruktura przesyłowa nie mogłaby funkcjonować również bez transformatorów. Są to urządzenia elektryczne służące do przenoszenia prądu przemiennego drogą indukcji z jednego obwodu elektrycznego do drugiego, z zachowaniem pierwotnej częstotliwości. Transformatory stanowią elementy integracyjne stacji elektroenergetycznych, a więc ich ilości w zasobach Operatorów, będą determinowane przez te same czynniki – a więc przede wszystkim przez podział sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w kraju. Całkowitą ilość tej infrastruktury, przedstawia tabela 22.

Tabela 22 Transformatory - liczba i moc

		<i>ENEA Operator</i>	<i>ENERGA Operator</i>	<i>innogy Stoen Operator</i>	<i>PGE Dystrybucja</i>	<i>TAURON Dystrybucja</i>	<i>Razem OSD</i>
<i>NN/WN [szt.]</i>	2015	0	0	1	2	0	3
	2016	0	0	1	2	0	3
	2017	0	0	1	2	0	3
	2018	0	0	1	2	7	10
	2019	0	0	2	2	6	10
	2020	0	0	1	0	6	7
<i>NN/WN [MVA]</i>	2015	0	0	160	410	0	570

	2016	0	0	160	410	0	570
	2017	0	0	160	410	0	570
	2018	0	0	160	410	1470	2040
	2019	0	0	320	500	1140	1960
	2020	0	0	160	500	1140	1800
<hr/>							
<i>WN/SN</i> <i>[szt.]</i>	2015	439	502	77	802	873	2693
	2016	445	509	83	816	878	2731
	2017	446	513	85	822	885	2751
	2018	450	517	85	827	885	2764
	2019	450	521	87	830	894	2782
	2020	452	529	87	839	904	2811
<hr/>							
<i>WN/SN</i> <i>[MVA]</i>	2015	8131	9350	3408	15024	19623	55535
	2016	8244	9597	3786	15554	19905	57085
	2017	8299	9781	3919	16158	20370	58527
	2018	8383	10116	3995	16472	20434	59400
	2019	8470	10261	4091	16704	21219	60745
	2020	8512	10751	4091	16904	21681	61938
<hr/>							
<i>SN/nn</i> <i>[szt.]</i>	2015	36396	59658	6306	92300	56833	251493
	2016	36640	60163	6498	92971	57246	253518
	2017	37115	60819	6561	93659	57720	255874
	2018	37257	61301	6573	94095	57912	257138
	2019	37394	61475	6694	94763	57975	258301
	2020	37404	61804	6795	95833	58238	260074
<hr/>							
<i>SN/nn</i> <i>[MVA]</i>	2015	7429	9365	3124	14082	13849	47848
	2016	7728	9554	3359	14338	14221	49200
	2017	7723	9853	3374	14499	14205	49654
	2018	7822	10134	3372	14752	14487	50567
	2019	7913	10041	3446	15120	14437	50957
	2020	7996	10242	3638	15309	14668	51853

3.2 Postulowane kierunki wzmocnienia potencjału zasobów polskich Operatorów Systemu Dystrybucyjnego

Pomimo występowania naturalnego monopolu w obszarze funkcjonowania OSD, wyznaczonego przestrzennie poprzez obszar koncesyjny, przedsiębiorstwa te muszą stale się rozwijać. Analizując więc kwestię kierunków wzmocnienia pozycji konkurencyjnej OSD należy poczynić pewne zastrzeżenia. Jak opisano wcześniej, OSD działają na podstawie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o wyznaczeniu na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz w oparciu o koncesję na dystrybucję energii elektrycznej, wydaną przez ten sam organ administracji rządowej. Koncesja określa przedmiot działalności, którą jest dystrybucja energii elektrycznej, zakres terytorialny jej świadczenia (województwa, miasta i gminy, a w szczególnych przypadkach nawet poszczególne miejscowości) oraz warunki jej wykonywania. Ten fakt oraz zobowiązania ustawowe nałożone na OSD (zapewnienie ciągłości dostaw energii) oraz konstrukcja rynku dystrybucji energii elektrycznej, powodują że operatorzy systemów dystrybucyjnych funkcjonują na terenach swojego działania w warunkach monopolu, który ma charakter instytucjonalny (tzw. „monopol naturalny”). Przy czym podkreślić trzeba, że działając w warunkach monopolistycznych, spółki te nie mają możliwości swobodnego kształtowania cen za swoją usługę – ceny są regulowane (zatwierdzane) przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w stosownej taryfie OSD dla usług dystrybucji energii elektrycznej. Należy zwrócić uwagę również na pewien aspekt praktyczny – prowadząc działalność dystrybucyjną operatorzy wykorzystują infrastrukturę techniczną, obejmującą m.in. linie elektroenergetyczne, stacje WN/SN oraz stacje transformatorowe. Utrzymanie jej w należyтым stanie technicznym oraz zapewnienie jej rozwoju, umożliwiających realizację ustawowych zadań OSD, przy konieczności zachowania uzasadnionego poziomu kosztów, powoduje, że powstanie na szeroką skalę konkurencyjnej sieci elektroenergetycznej jest w obecnych warunkach praktycznie niemożliwe. Zatem z tej perspektywy nie można mówić o wzmocnieniu pozycji konkurencyjnej OSD w klasycznym rozumieniu, o jakim mówi np. M.E. Porter¹⁵¹.

Niemniej efektywne działanie OSD będących w składzie poszczególnych grup energetycznych z pewnością przyczynia się do ich wzrostu konkurencyjności. Warto jednak zwrócić uwagę na pewne ryzyka dla OSD, które związane są z transformacją energetyczną, związanej przede

¹⁵¹ M.E. Porter, *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors*, The Free Press, Nowy Jork, 1998 r. s 32.

wszystkim z polityką klimatyczną UE. OSD, które świadczą usługi dystrybucji energii elektrycznej, przez szereg lat działały w warunkach braku substytutu dla produktu, jakim jest ta usługa. Obecnie uprawnione jest uznanie za tenże substytut możliwość wytwarzania energii przez prosumentów, ale również przed podmioty prowadzące działalność gospodarczą, które w ten sposób pokrywają przede wszystkim potrzeby własne. Trwająca transformacja energetyczna powoduje istotne zmiany w funkcjonowaniu OSD, zarówno w aspekcie techniczno-technologicznym, jak i finansowym. A jest cały czas wzmacniania przez regulacje unijne (najpierw Pakiet Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków, a obecnie propozycje nowych rozwiązań w ramach Pakietu Fit for 55¹⁵²). Dynamiczny rozwój generacji rozproszonej i pojawienie się nowych uczestników/podmiotów na tym rynku, takich jak wspólnoty energetyczne (np. klastry i spółdzielnie energetyczne), prosumenci czy magazyny energii, spowodował że w sieci elektroenergetycznej pojawiły się przepływy dwukierunkowe. Oprócz „tradycyjnego” dostarczania energii od dużych wytwórców do odbiorców końcowych, do sieci równocześnie wprowadzana jest energia m.in. z lokalnej generacji (obecnie głównie prosumenci) czy z magazynów energii. Powoduje to poważne zakłócenia w pracy sieci oraz znacząco utrudnia zarządzanie ruchem sieci – OSD znalazły się w sytuacji, w której sieć zaprojektowana na przepływy jednokierunkowe, pracuje w warunkach dwukierunkowego przepływu energii. Patrząc na funkcjonowanie OSD z tej właśnie perspektywy należy wskazać następujące kierunki działań, które umożliwią im dostosowanie się do nowych warunków, jakie niesie ze sobą transformacja energetyczna:

1. przekształcenie sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową),
2. zwiększenie możliwości przyłączania OZE do sieci dystrybucyjnej (w szczególności niskiego napięcia),
3. zapewnienie dostaw energii o odpowiednich parametrach jakościowych,
4. zapewnienie dopływu wykwalifikowanej kadry,
5. rozwój działalności badawczo-rozwojowej oraz sprawna implementacja nowych rozwiązań.

Odmiennym spojrzeniem może być nawiązanie do regulacji jakościowej dla OSD z rozdziału drugiego (obowiązującej w latach 2016-2020), perspektywą poprawy świadczonych

¹⁵² Dyrekcja Generalna ds. Energii (Komisja Europejska), *Czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, 2019 r.

usług dostaw energii jest wdrożenie kolejnej aktualizacji jakościowej na lata 2018-2025, a podstawą tej regulacji są:

- wprowadzenie wskaźników obszarowych zamiast wskaźników SAIFI, SAIDI – (z podziałem na 4 obszary: duże miasta, miasta na prawach powiatu, miasta i wsie),
- eliminacja zdarzeń pogodowych (o charakterze katastrofalnym) ze wskaźników jakościowych,
- premia za wykonanie KPI jakościowych,
- określenie nowych celów wraz z nowymi metodami zarządzania.



Rysunek 63. Struktura implementacji regulacji jakościowej 2018-2025. Źródło: Opracowanie własne

Według ww. dokumentu, nowa regulacja powinna z początku określić punkt startowy dla danego KPI (PS_{KPI}) oraz przejrzystego celu na koniec 2025 r. do jego weryfikacji (KPI_{2025}). Następnie podczas trwania tego procesu, ważnym elementem jest określenie metod rozliczeniowych na czas trwania regulacji ($KPI_{2018-2025}$), a w rezultacie do sterowania narzędziami finansowymi – poziomu neutralnego ($Pn_{KPI_{2018-2025}}$). Do nadzoru oraz pewnego rodzaju weryfikacji, posłużyć ma również wyznaczenie maksymalnego poziomu kary na cały okres drożenia regulacji jakościowej ($Mk_{KPI_{2018-2025}}$; $Mpp_{KPI_{2018-2025}}$). Oczywiście nałożenie kary zależne będzie od wykonania wcześniej określonych wskaźników w danym okresie czasu. Analogicznie do tego, mechanizmem wsparcia może być premia której przyznanie będzie takie samo jak dla kary za poszczególne KPI. Do prawidłowego działania tej regulacji, URE

zapropowało nowy katalog wskaźników jakościowych, które potencjalnie mają wpływ na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału w okresie 2018-2025¹⁵³:

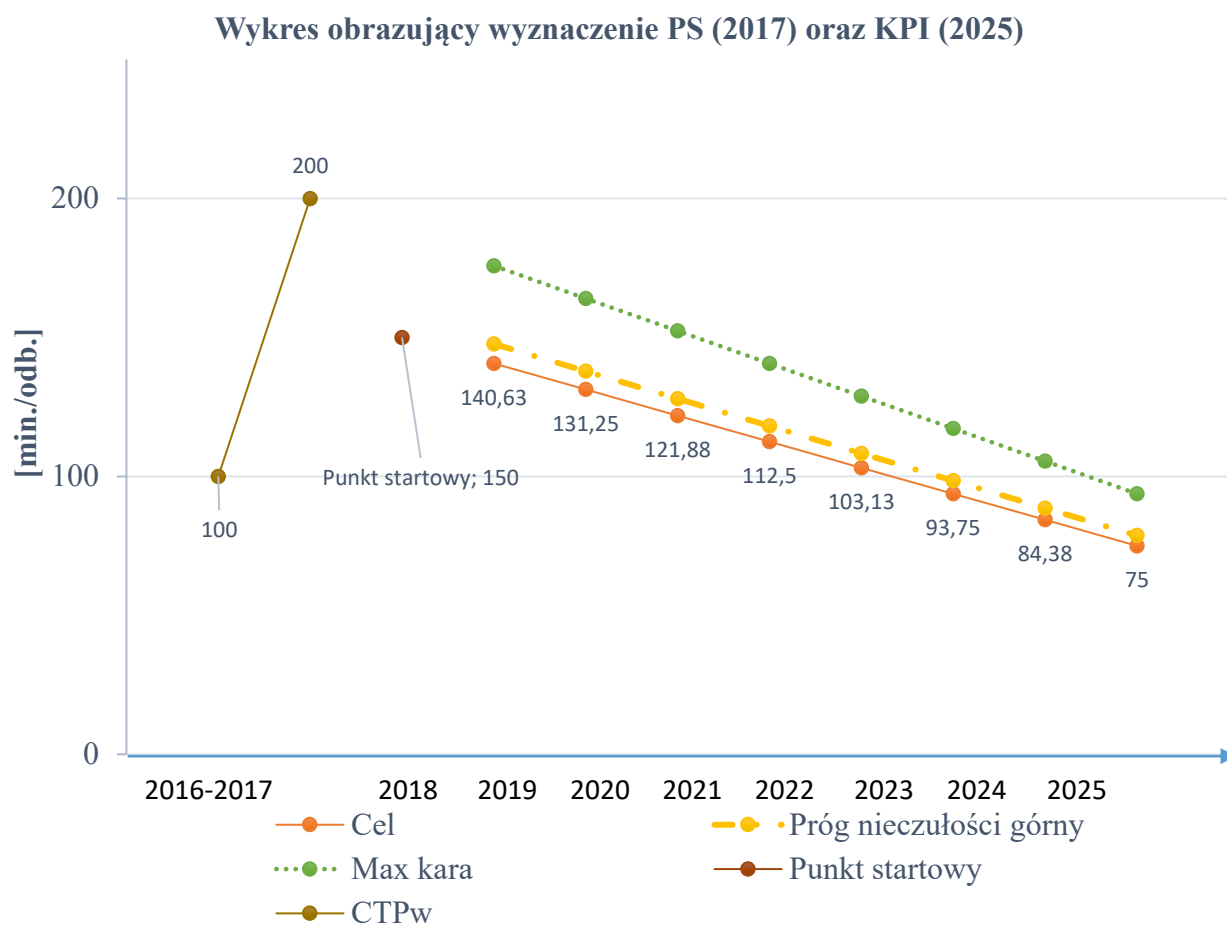
- CTPmd - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: duże miasta,
- CTPmp - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: miasta na prawach powiatu,
- CTPm - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: miasta,
- CTPw - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: wsie,
- CPmd - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: duże miasta,
- CPmp - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta na prawach powiatu,
- CPM - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta,
- CPw - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: wsie,
- CRP - Czas Realizacji Przyłączenia,
- CPD - Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych, który zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej po wdrożeniu przez OSD jednolitego systemu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej.

Według URE, metodologia obliczania powyższych wskaźników jest tożsama z metodologią obliczania wskaźników SAIDI, SAIFI, z zastrzeżeniem wskaźnik SAIDI zostanie zastąpiony wskaźnikami obszarowymi CTPmd, CTPmp, CTPm, CTPw. Natomiast dotychczasowy wskaźnik SAIFI – wskaźnikami CPmd, CPmp, CPM, CPw¹⁵⁴. Przy czym należy pamiętać o eliminacji zdarzeń pogodowych (o charakterze katastrofalnym). Propozycję wyznaczenia

¹⁵³ Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych; Warszawa 2019 r.

¹⁵⁴ Ibidem.

Punktu Startowego oraz KPI, przedstawiono na rysunku 64.



Rysunek 64. Metodyka wyznaczania punktu startowego oraz KPI dla regulacji jakościowej. Źródło: opracowanie własne na podstawie Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych; Warszawa 2019 r..

Następnie podstawą funkcjonowania nowych wskaźników jest określenie nowego obszaru na których mają funkcjonować, tj. obszary te powinny być doprecyzowane wraz z wprowadzeniem tych wskaźników i zgodnie z nową propozycją, dzielić się na¹⁵⁵:

- **DUŻE MIASTA** – miasta o liczbie powyżej 500 000 mieszkańców lub obszar składający się z graniczących ze sobą miast, gdzie łączna liczba mieszkańców w tym obszarze jest nie mniejsza niż 500 000 mieszkańców, a przynajmniej jedno z tych miast ma liczbę mieszkańców powyżej 300 000, oraz dla których udział linii kablowych SN i nN (bez przyłączy) w łącznej długości linii SN i nN (bez przyłączy) w miastach/obszarach miast wynosi nie mniej niż 70% (liczbę mieszkańców określa się

¹⁵⁵ Ibidem.

na obszarze granic administracyjnych miast wchodzących w skład miast/obszarów miast). Wybór obszaru „DUŻE MIASTA” jest dobrowolny. Pozostałe trzy obszary (wymienione poniżej) są obowiązkowe.

- MIASTO NA PRAWACH POWIATU, z wyłączeniem miast wchodzących do obszaru „DUŻE MIASTA” – miasto na prawach powiatu zgodnie z klasyfikacją GUS,
- MIASTO, z wyłączeniem miast wchodzących do obszaru „DUŻE MIASTA” – miasto i gmina miejska, wykazane jako M oraz jako część miejska gminy miejsko-wiejskiej – M-W,
- WIEŚ – gmina wiejska, wykazana jako G oraz jako część wiejska gminy miejsko-wiejskiej – M-W.

Dodatkowym aspektem jest również uwzględnienie przerw dłuższych niż 24 godziny, dla których wystąpiły zdarzenia. W praktyce, ma to oznaczać, że zdarzenie które trwa ponad 24 godziny zostanie przypisane do 2 kolejnych dni zamiast do dnia w którym się zakończyło (dotyczy wskaźnika CTP). Aby dokonać poprawy wszystkich omawianych wskaźników,

wszystkie OSD wraz z Prezesem URE uzgodniły tzw. punkt startowy i kolejno plany funkcjonowania w sektorze. Zbiorcze cele, przedstawiono w tabeli 23.

Tabela 23. Cele końcowe dla wybranych wskaźników do 2025 roku.

WYBRANE WSKAŹNIKI	ZMIANA DO 2025 R.
CTP_{MD}	8% redukcji w stosunku do PS*
CP_{MD}	8% redukcji w stosunku do PS*
CTP_{MP} ORAZ CP_{MP} (W ROKU KPI₂₀₂₅- CTP_{MP}/CP_{MP})	25% redukcji w stosunku do PS* (Cel dla Lidera w obszarze) 25-50% redukcji w stosunku do PS* (Cel dla OSD dążących do Lidera)
CTP_W	50% punktu startowego PS*
CP_W	50% punktu startowego PS*
CTP_M ORAZ CP_M (W ROKU KPI₂₀₂₅- CTP_M/CP_N)	35% redukcji PS* (Cel dla Lidera w obszarze) 35-50% redukcji PS* (Cel dla OSD dążących do Lidera)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych; Warszawa 2019 r.

* $PS = CTP_{md} / CP_{md}$ – punkt startowy

oraz

A. Cele dla wskaźników CTP_{mp} i CP_{mp} wyznacza się w następujący sposób¹⁵⁶:

1. Na podstawie punktu startowego wyznacza się LIDERA,
2. Dla LIDERA zostaje określony cel na 2025 r. (jako 25% redukcji PS),
3. Cel ustalony dla LIDERA na 2025 r. jest jednocześnie celem dla pozostałych OSD, dla których poziom procentowy redukcji, pomiędzy PS a celem na 2025

dla LIDERA, jest nie większy niż 50%, w przeciwnym razie cel na 2025 r. wyznacza się jako 50% PS.

B. Cele dla wskaźników CTPm i CPm wyznacza się w następujący sposób:

1. Na podstawie punktu startowego wyznacza się LIDERA,
2. Dla LIDERA zostaje określony cel na 2025 r. (jako 35% redukcji PS),
3. Cel ustalony dla LIDERA na 2025 r. jest jednocześnie celem dla pozostałych OSD, dla których poziom procentowy redukcji, pomiędzy PS a celem na 2025 dla LIDERA, jest nie większy niż 50%, w przeciwnym razie cel na 2025 r. wyznacza się jako 50% PS.

Oprócz przedstawionych powyżej strategii, wyznaczono kilka niezależnych wartości graniczne dla wybranych wskaźników. Wartości te oznaczają, że jeżeli w danych roku wybrany wskaźnik osiągnie przedstawioną wartość lub niższą – uznaje się, że OSD udało się zrealizować

¹⁵⁶Ibidem.

wyznaczony cel. Wartości graniczne, niezbędne do osiągnięcia celów, przedstawiono w tabeli 24.

Tabela 24. Wartości graniczne dla wybranych wskaźników jakościowych.

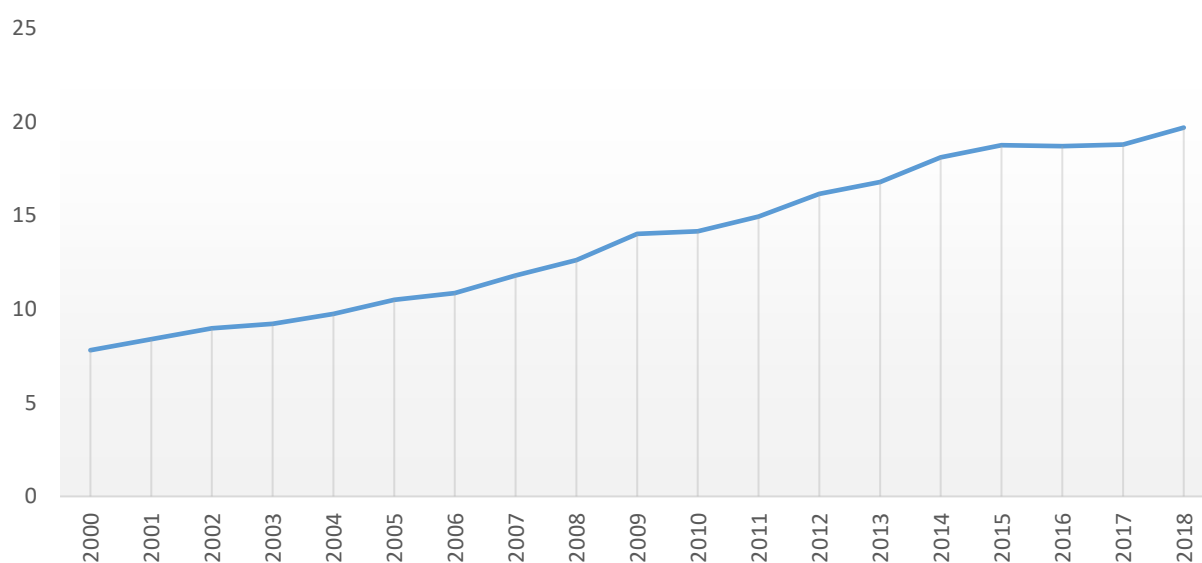
WSKAŹNIK	WARTOŚĆ
CTPMD	35 minut
CTPMP	40 minut
CTPM	45 minut
CPMD	0,8
CPMP	1
CPM	1,2

Źródło: Opracowanie własne na podstawie: Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych; Warszawa 2019 r.

Nowa strategia oraz założone cele jakościowe mają na celu poprawę jakości świadczonych usług dystrybucyjnych, zarówno w obszarze niezawodności oraz jakości dostarczanej energii, wzorując się na najlepszych krajach UE. Należy jednak pamiętać o znaczeniu obszaru o tzw. wysokim skablowaniu, którego poprawa jakości jest znacznie ograniczona (w stosunku do pozostałych obszarów), a więc dla obszarów zurbanizowanych należy dążyć do osiągnięcia określonego celu a następnie utrzymywania określonej jakości świadczonych usług. Regulacja jakościowa jest zatem regulacją, która uzgodniona z Prezesem URE, stanowi podstawę poprawy wskaźników jakościowych na następne lata. Prezes URE w celu dodatkowego ograniczenia negatywnego wpływu ewentualnej kary na przychód regulowany OSD, w części dotyczącej kwoty zwrotu z kapitału, postanowił wprowadzić maksymalny poziom kary – obniżenie przychodu regulowanego, który nie może przekroczyć wartości 11% kwoty zwrotu z kapitału w roku t. Ustalony poziom maksymalnej kary wynika z jej obiektywizacji, z uwagi na zmiany w strukturze przychodu regulowanego OSD, który obejmuje także przychody związane z realizacją systemów wsparcia (opłata OZE) i rozwiązaniem kontraktów długoterminowych (opłata przejściowa), dla których OSD są jedynie ich płatnikami. Na koniec okresu regulacji jakościowej, pod warunkiem osiągnięcia przez danego OSD wyznaczonych

celów na 2025 r. dla wskaźników mających wpływ na przychód regulowany OSD, w taryfie na 2027 r. zostanie przyznana jednorazowa premia. Wysokość premii zostanie ostatecznie ustalona w 2023 r. i w zależności od warunków zewnętrznych będzie ona kształtować się pomiędzy 3% a 5 % kwoty zwrotu z kapitału w roku t. Premia zostanie przyznana poprzez jej uwzględnienie we wskaźniku WR (wskaźnik regulacyjny). Regulacja jakościowa 2018-2025

14 Prezes URE postanowił w taryfie na 2019 r. zastosować nowe zasady do wyznaczania wskaźników SAIDI i SAFI wykonanych w roku 2017, biorąc pod uwagę informacje OSD, iż w roku 2017 występowały zjawiska pogodowe o charakterze katastrofalnym¹⁵⁷. Do oceny skuteczności polityki energetycznej kraju można również wykorzystać wskaźnik produktywności energii pierwotnej (patrz rysunek 65), będący relacją pomiędzy PKB (w cenach stałych) a całkowitym zużyciem energii pierwotnej. Wyższa wartość tego wskaźnika wskazuje na niższe wykorzystanie energii do wytworzenia jednostki PKB. W 2018 r. wskaźnik ten ukształtował się na poziomie 19,70 zł/kgoe i był wyższy od zanotowanego w 2017 r. i 2000 r. odpowiednio o 4,8% i 152,3%.



Rysunek 11. Produktowność energii pierwotnej [zł/kgoe] w latach 2000-2018. Źródło: GUS

$$1 \text{ kgoe} = 41\,868 \text{ kJ}$$

$$41\,868 \text{ kJ} = 0,012 \text{ [MWh]}$$

¹⁵⁷ Ibidem.

kgoe¹⁵⁸ – kilogram oleju ekwiwalentnego (umownego) to jednostka miary energii z różnych nośników energii, wykorzystująca współczynniki konwersji, znajdująca zastosowanie w bilansach międzynarodowych. Oznacza ilość energii, jaka może zostać wyprodukowana ze spalania jednego kilograma ropy naftowej. Jeden kilogram oleju ekwiwalentnego równy jest 41 868 kJ.

Należy również dokonać przeglądu otoczenia w którym funkcjonują OSD. Wykorzystując metodykę PESTEL, W. Drożdż, dokonał analizy obszaru dystrybucji. Poszczególne czynniki oceniano w skali od „-5” do „5”, gdzie ujemne wartości oznaczają negatywny wpływ, a wartości dodatnie - pozytywny, przy czym brano pod uwagę tylko te elementy, których ocena kształtowała się na poziomie od 3 do 5 lub oraz -3 do -5. Skalę oceny przedstawiono następująco:

1. Ocena w skali 5 i -5 – bardzo istotna siła wpływu na Obszar Dystrybucji,
2. Ocena w skali 4 i -4 – istotna siła wpływu na Obszar Dystrybucji,
3. Ocena w skali 3 i -3 – umiarkowana siła wpływu na Obszar Dystrybucji.

Dodatkowo, określono również prawdopodobieństwo wystąpienia poszczególnych czynników, stosując skalę od 0 do 1, przy czym pod uwagę brano jedynie te z nich, dla których możliwość wystąpienia oszacowano na 0,5 i więcej. Szczegółową analizę przedstawiono w tabeli 25.

Tabela 25 Analiza PESTEL dla Obszarów Dystrybucji

	CZYNNIKI W OTOCZENIU
	SFERA POLITYCZNA
	Wzrost stabilności władzy

¹⁵⁸ Główny Urząd Statystyczny; Zasady metodyczne badań statystycznych z zakresu energii ze źródeł odnawialnych; Warszawa 2016 r.

.1.	<i>Charakterystyka: silna władza państwowa, realizująca swoje zadania z dużym poparciem społecznym, umożliwiającym otrzymanie mandatu w kilku kolejnych wyborach parlamentarnym.</i>	
	Siła wpływu	3
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,5
.2.	Pogorszenie stabilności polityki państwa w sektorze energetycznym	
	<i>Charakterystyka: bądź brak jasno sprecyzowanych i zdefiniowanych w czasie celów politycznych, bądź częste zmiany celów politycznych, skoncentrowane na perspektywie krótkoterminowej i wewnętrznej.</i>	
	Siła wpływu	-3
.3.	Negatywny wpływ oddziaływania władz państwowych na decyzje gospodarcze przedsiębiorstw	
	<i>Charakterystyka: zbyt duży stopień ingerencji państwa w strategię i funkcjonowanie przedsiębiorstw, w tym przedsiębiorstw energetycznych.</i>	
	Siła wpływu	-3
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	
		0,5
SFERA EKONOMICZNA		
Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną		

.1.	<i>Charakterystyka: zwiększający się popyt na energię elektryczną, wpływający bezpośrednio na wyniki finansowe przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego.</i>	
	Siła wpływu	3
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,5
.2.	Wzrost oczekiwań odbiorców energii związanych z ciągłością i jakością jej dostaw	
	<i>Charakterystyka: czynnik skutkujący koniecznością zwiększenia nakładów na rozwój i modernizację sieci elektroenergetycznej oraz zwiększenia efektywności procesów zarządzania majątkiem, niezbędny by spełnić wymogi regulacji jakościowej wprowadzonej przez Prezesa URE.</i>	
	Siła wpływu	-4
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,7
.3..	Nasilenie zmian zachowań klientów z typowego odbiorcy energii na aktywnego uczestnika rynku – prosumenta, wytwórcę OZE, członka klastra	
	<i>Charakterystyka: formowanie się nowych postaw odbiorców rynków energii, wynikających m.in. z obaw przed wzrostem cen energii, ale i ze wzrastającej świadomości ekologicznej społeczeństwa. W dłuższej perspektywie skutkować to będzie zmniejszeniem zapotrzebowania na usługę dystrybucji energii elektrycznej i zmniejszeniem przychodów OSD.</i>	
	Siła wpływu	-4
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,7

	SFERA SPOŁECZNO-KULTUROWA – brak istotnych czynników	
	SFERA TECHNOLOGICZNA	
.1.	Wzrost nacisku kładzionego przez władze państwowe na wdrażanie rozwiązań innowacyjnych i B+R	
	<i>Charakterystyka: wdrażanie rozwiązań innowacyjnych oraz prowadzenie działalności badawczo-rozwojowej jest traktowane przez władze państwowe jako czynnik stymulujący wzrost gospodarczy Polski.</i>	
	Siła wpływu	3
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,5
.2.	Rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych	
	<i>Charakterystyka: wdrażanie rozwiązań inteligentnych w sieci elektroenergetycznej jest niezbędne do pełnienia przez OSD nowej, aktywnej roli w nowym modelu rynku energii i wiąże się z udziałem w rozwoju elektromobilności, klastrów energii czy magazynów energii.</i>	
	Siła wpływu	5
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,8
.3.	Rozwój technologii komunikacyjnych i teleinformatycznych	
	<i>Charakterystyka: rozumiane jako jeden z elementów niezbędnych do rozwoju sieci inteligentnych oraz do przygotowania się OSD do realizacji nowej, aktywnej roli w nowym modelu rynku energii.</i>	

	Siła wpływu	4
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,8
	Zwiększenie poziomu dostępu do najnowszych technologii	
.4.	<i>Charakterystyka: rozumiane jako zwiększenie możliwości w zakresie pozyskiwania środków krajowych oraz międzynarodowych zarówno na wdrażanie technologii dostępnych już na rynku oraz takich, których rozwinięcie wymaga dodatkowego wsparcia.</i>	
	Siła wpływu	3
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,5
SFERA ŚRODOWISKOWA		
	Pogorszenie warunków klimatycznych (w szczególności wzrost liczby gwałtownych zjawisk pogodowych i średnich temperatur w okresach letnich)	
.1.	<i>Charakterystyka: negatywny wpływ zjawisk klimatycznych na infrastrukturę energetyczną, skutkujący awariami sieci o charakterze masowym. Ograniczenie tego wpływu wymaga ponoszenia przez OSD dodatkowych nakładów inwestycyjnych np. na kablowanie sieci.</i>	
	Siła wpływu	-5
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,7
	Zaostrzenie restrykcyjności regulacji dotyczących środowiska naturalnego	
.2.	<i>Charakterystyka: niektóre regulacje prawne w tym obszarze ograniczają tempo realizacji inwestycji przez OSD. Konieczne jest więc lobbowanie za rozwiązaniami</i>	

	<i>ułatwiający rozbudowę i modernizację sieci jako niezbędnymi do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii i zapewnienia ciągłości jej dostaw.</i>	
	Sila wpływu	-3
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,6
SFERA PRAWNA (REGULACYJNA)		
	Zmieniające się i nieprecyzyjne regulacje prawne dotyczące sektora elektroenergetycznego i prowadzenia działalności gospodarczej	
.1.	<i>Charakterystyka: działalność sektora elektroenergetycznego regulowana jest wieloma aktami prawnymi, które podlegają bardzo częstym zmianom. Problematiczna jest również kwestia implementacji przepisów unijnych do krajowego porządku prawnego – często budzą one wątpliwości interpretacyjne bądź są wdrażane z opóźnieniem.</i>	
	Sila wpływu	-3
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,6
	Regulacje unijne dotyczące sektora elektroenergetycznego zawarte w Clean Energy Package („Pakiecie zimowym”)	
.2.	<i>Charakterystyka: regulacje dotyczące rynku energii elektrycznej, które znalazły się w Pakiecie zimowym, w znacznym stopniu dotyczą OSD. Nowy model tego rynku wymaga bowiem aktywnego udziału OSD, do którego muszą się one odpowiednio przygotować, co wymagać będzie dodatkowych nakładów inwestycyjnych na dostosowanie sieci do pracy w nowych warunkach.</i>	
	Sila wpływu	-4

	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,9
.3.	Restrykcyjna polityka Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wobec OSD	
	<i>Charakterystyka: Prezes URE jako regulator rynku energii elektrycznej ma uprawnienia do administracyjnego sterowania przychodem OSD. Ma więc również możliwość jego ograniczania, co może mieć miejsce w sytuacji niezrealizowania celów wyznaczonych OSD w ramach nowej regulacji jakościowej.</i>	
	Sila wpływu	-4
	Prawdopodobieństwo wystąpienia	0,7

Źródło: W. Drożdż; *Zarządcze i logistyczne wyzwania operatorów sieci dystrybucji energii elektrycznej*, wyd. PWN, Warszawa 2022 r., - w druku.

Powyższa analiza pozwala na wyodrębnienie kilku najważniejszych postulatów, które mogą wpływać na kształtowanie strategii i działania dla OSD i są to:

1. restrykcyjna polityka Prezesa URE wobec OSD,
2. pogorszenie warunków klimatycznych (w szczególności wzrost liczby gwałtownych zjawisk pogodowych i średnich temperatur w okresach letnich),
3. rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych,
4. rozwój technologii komunikacyjnych i teleinformatycznych,
5. wzrost oczekiwań odbiorców energii związanych z ciągłością i jakością jej dostaw,
6. nasilenie zachowań klientów z typowego odbiorcy energii na aktywnego uczestnika rynku – prosumenta, wytwórcę OZE, członka klastra.

Wnioski z przeprowadzanych badań wewnętrznych i zewnętrznych umożliwiają przeprowadzenie analizy SWOT i wskazanie silnych i słabych stron Obszaru Dystrybucji oraz jego szans i zagrożeń. Całkowitą analizę SWOT przedstawiono w tabeli 26.

Tabela 26. Analiza SWOT dla Obszarów Dystrybucji

Silne strony
<ul style="list-style-type: none"> • stabilna pozycja na rynku usług dystrybucyjnych gwarantująca odpowiednią strategię działania i potencjał do generowania przychodów, • ustawowo zagwarantowane prawo OSD do podejmowania niezależnych decyzji w zakresie zarządzanego majątku koniecznego do jego działania, w tym eksploatacji, konserwacji, remontów lub rozbudowy sieci, • organizacja skoncentrowana na działalności podstawowej, • mocno rozwinięta sieć elektroenergetyczna i rozwinięta liczba placówek terenowych na odpowiednich terytoriach Polski, • ujednoczone struktury i zadania jednostek terenowych, a także struktury macierzowe w ramach linii biznesowych, • dobre wyposażenie techniczne dla realizacji zadań podstawowych, które umożliwia sprawną realizację zadań związanych z eksploatacją sieci, • wysokie kwalifikacje i kompetencje kadr, terytorialnie rozłożone zgodnie z istniejącym zapotrzebowaniem, • rozwijana działalność B+R w niektórych OSD, • w niektórych OSD możliwość pośredniego wpływu na kształt regulacji prawnych dotyczących sektora dystrybucji energii dzięki uczestnictwu w pracach legislacyjnych i konsultacjach społecznych dotyczących kształtowania polityki energetycznej w Polsce i w UE (co wynika z członkostwa w PTPiREE oraz EDSO), • dostęp do wiedzy i informacji o najlepszych praktykach stosowanych w innych OSD
Słabe strony
<ul style="list-style-type: none"> • zdekapitalizowany majątek sieciowy, który dla zapewnienia wymaganych parametrów jakościowych pracy sieci wymaga dużych nakładów finansowych, • niepełny dostęp do kompleksowej i bieżącej informacji o stanie sieci jako podstawy do zarządzania rozwojem i eksploatacją sieci,

- relatywnie wysokie poziomy wskaźnika częstości przerw w dostawach energii (SAIFI), mogący skutkować niezrealizowaniem celów regulacji jakościowej,
- brak nowoczesnego, niezależnego systemu łączności radiowej
- wysokie koszty dostępu do nowych technologii,
- nieuregulowane w znacznym stopniu stosunki własnościowe dot. infrastruktury posadowionej na gruntach osób trzecich, co może wywołać ryzyko ponoszenia dodatkowych kosztów zw. z ich użytkowaniem,
- luka pokoleniowa, związana ze stosunkowo wysokim odsetkiem pracowników w wieku przedemerytalnym w stosunku do ogółu zatrudnionych,
- zróżnicowana kultura organizacyjna w jednostkach terenowych,
- organizacja hierarchiczna o skomplikowanej strukturze, która utrudnia optymalne wykorzystanie zasobów organizacyjnych.

Szanse

- dystrybucja postrzegana przez dostarczycieli kapitałów jako stabilny i przewidywalny sektor,
- wzrost stabilności władzy,
- wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną,
- wzrost nacisku kładzonego przez władze państwowe na wdrażanie rozwiązań innowacyjnych i B+R,
- rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych,
- rozwój technologii komunikacyjnych i teleinformatycznych,
- zwiększenie poziomu dostępu do najnowszych technologii,
- możliwość pozyskiwania dofinansowania z funduszy Unii Europejskiej dla inwestycji sieciowych, w tym inwestycji innowacyjnych,
- zapotrzebowanie na nowe usługi ze strony klientów

Zagrożenia

- administracyjne sterowanie rentownością OSD przez regulatora

- ograniczenie przychodów w razie niezrealizowania celów regulacji jakościowej,
- pogorszenie stabilności polityki państwa w sektorze energetycznym,
- negatywny wpływ oddziaływania władz państwowych na decyzje gospodarcze przedsiębiorstw,
- wzrost oczekiwań odbiorców energii związanych z ciągłością i jakością jej dostaw,
- stały wzrost liczby jak i różnorodności instalacji OZE, rozwój energetyki prosumenckiej, klastrów energii, spółdzielni energetycznych, a także wdrożenie nowych technologii i innowacji (np. związanych z magazynowaniem energii i e-mobility) spowoduje konieczność wdrożenia zmian w sposobie projektowania, budowy i zarządzania siecią (kwestie te znalazły odzwierciedlenie w regulacjach „Pakietu zimowego”)
- wydłużanie procesów inwestycyjnych (pozyskiwanie zgód, przepisy ochrony środowiska) - ograniczanie możliwości związane ze wzrostem efektywności procesów związanych z rozwojem sieci i wzrostem kosztów procesów,
- niestabilność i zmienność przepisów prawnych regulujących działalność OSD oraz przedłużające się procesy implementacji rozwiązań UE i krajowych,
- wzrost szczytowego zapotrzebowania mocy oraz wahania sezonowe i godzinowe zapotrzebowania na energię elektryczną,
- pogorszenie warunków klimatycznych (w szczególności wzrost liczby gwałtownych zjawisk pogodowych i średnich temperatur w okresach letnich),

Źródło: W. Drożdż; *Zarządcze i logistyczne wyzwania operatorów sieci dystrybucji energii elektrycznej*, wyd. PWN, Warszawa 2022 r., - w druku.

Obok OSD funkcjonują również inne przedsiębiorstwa, dysponujące koncesją na dystrybucję energii. Podmioty te określane są jako OSDn, a specyfika ich działania polega na tym, że nie obejmuje ich obowiązek unbundlingu, a liczba odbiorców przyłączonych do ich sieci elektroenergetycznej jest nie większa niż 100 tysięcy i nie posiadają one bezpośredniego połączenia z siecią operatora systemu przesyłowego. Według danych sporządzonych na dzień 25.06.2019 r. na obszarze Polski funkcjonuje łącznie 178 OSDn¹⁵⁹.

¹⁵⁹ <https://rejstry.ure.gov.pl/o/15> dostęp na dzień 25.06.2021 r.

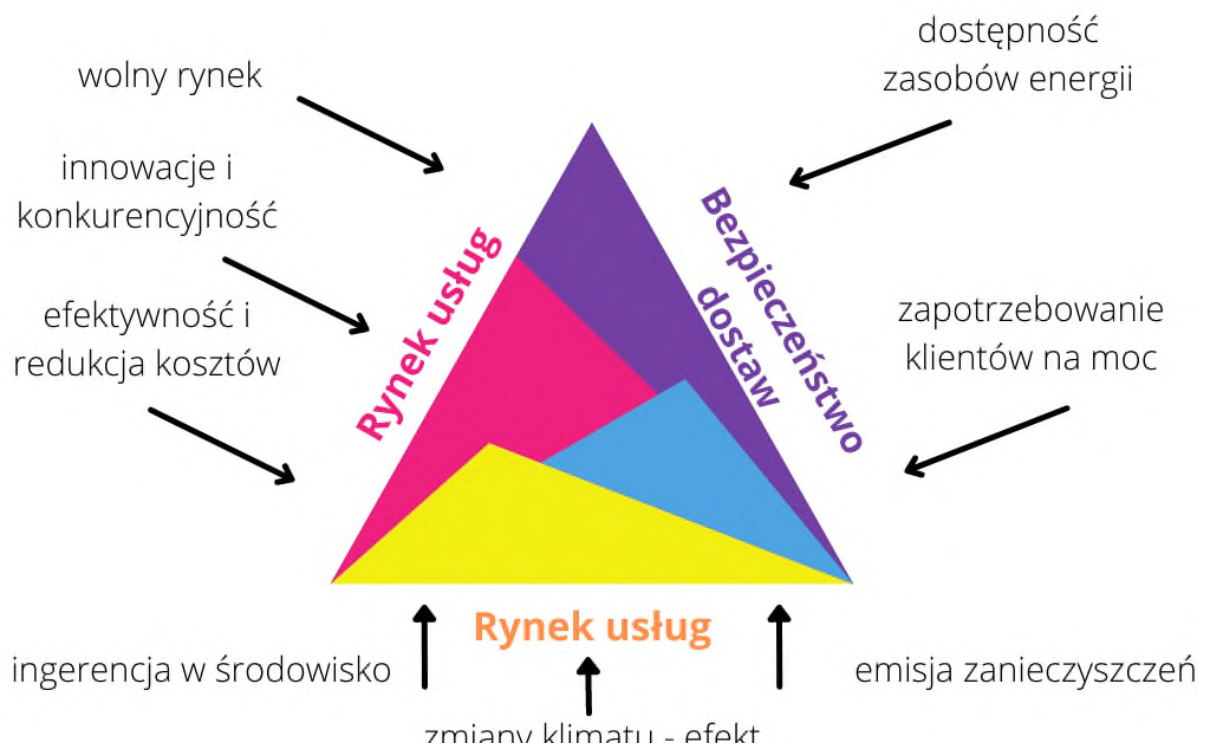
3.3 Koncepcja nowego zarządzania przedsiębiorstwem energetycznym, pełniącym funkcję OSD w kontekście niezawodności sieci elektroenergetycznych

Branża elektroenergetyczna przechodzi rewolucję pod względem bieżących paradygmatów takich jak stale zwiększające się wykorzystanie zasobów odnawialnych, udział nowych technologii w rynku energii, wzrost udziału prosumentów po stronie popytu czy zwiększony nacisk na jakość energii i odporność sieci. Model biznesowy usług użyteczności publicznej również się zmienia ze względu na spadające przychody wynikające z rosnącej penetracji rozproszonych zasobów po stronie dotychczasowego klienta (np. wykorzystanie paneli słonecznych czy mikro magazynów energii). Rosnące poziomy zmiennej zasobów energii wywierają dodatkową presję na system w celu zwiększenia poziomu rezerw elastycznych i usług pomocniczych. Wiele potrzebnych usług i produktów może być dostarczanych za pomocą aktualnej infrastruktury, jednak powstają nowe rozwiązania technologiczne które wymuszają integracje aktualnej sieci z nową w sposób zapewniający bieżącą jakość energii lub nawet zwiększający ten parametr. Zatem przedsiębiorstwa użyteczności publicznej, muszą oferować nowe usługi, aby wypełnić lukę w przychodach. Ponadto, nacisk na wybory klienta, pojawianie się nowych dostawców usług częściowych oraz nieskoordynowane działanie rozproszonych źródeł po stronie klienta powoduje powstawanie nowych problemów operacyjnych dla OSD. Również wraz ze wzrostem poziomu wykorzystania energii zmiennej, OSD nie mogą polegać wyłącznie na zasobach konwencjonalnych (wytwarzanie), ponieważ byłoby to sprzeczne z przesłanką promowania zasobów przyjaznych środowisku lub mogłoby być bardzo kosztowne (potencjalne nałożenie kary w długim terminie za brak wdrożenia OZE). W celu świadczenia takich usług, OSD muszą mieć, do pewnego stopnia, wgląd w zasoby implementowane po stronie popytu. Pomijając jednak fakt, że nie będą mieli jurysdykcji nad takimi aktywami, ich widoczność i kontrola po stronie popytu może być ograniczona. Obecnie istnieje kilka narzędzi, takich jak tzw. Critical Peak Pricing, Peak Time Rebate, Time-of-Use pricing czy Dynamic Rates¹⁶⁰, jednak doświadczeniu prosumenci szukają więcej możliwości zwiększenia zwrotu z inwestycji. Zachodzi zatem zmiana konwencjonalnego, jednokierunkowego przepływu mocy (od masowej produkcji), na nowy – dwukierunkowy przepływ integrujący generację rozproszoną. W nowym

¹⁶⁰ F. Rahimi, S. Mokhtari, *A new distribution system operator construct*; Open Acces Technology International, Minneapolis, 2014, s. 3.

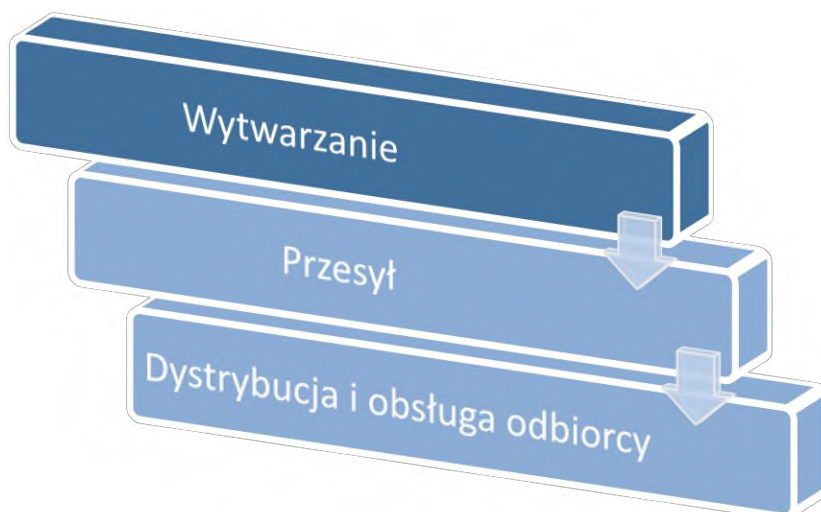
modelu biznesowym OSD musi zatem dostosować istniejącą infrastrukturę lub rozbudować nową w celu zapewnienia odpowiedniej jakości świadczonych usług.

Transformacja energetyczna jest zatem nieuniknionym procesem który dotknie wszystkie dziedziny gospodarki, we wszystkich krajach wspólnoty UE. Polska, chcąc zachowywać odpowiednia pozycję członka tej wspólnoty oraz umacniać swoje zasoby, musi odpowiednio zaplanować działania w obszarze swojego kraju w celu implementacji tych regulacji. Zgodnie z przedstawionymi wcześniej krajowymi aktami prawnymi oraz dyrektywami Unii Europejskiej, na sektor energetyczny – a zwłaszcza na podmioty świadczące usługi dostaw energii (OSD) – wpływać będzie wiele czynników które całkowicie odmieniają funkcjonowanie rynku energetycznego. Co więcej, elementy tej *rewolucji* energetycznej mają u podstaw najbardziej śmiałe i daleko posunięte wizje które w znacznym stopniu odcinają OSD od konwencjonalnych źródeł, w celu ochrony środowiska na skalę niespotykaną do tej pory. Szereg zjawisk które mogą wpływać na takie zmiany, przedstawiono rysunku 66.



Rysunek 66. Czynniki determinujące przemiany energetyki. Źródło: Opracowanie własne na podstawie S. J. Świątek, P. Kazirodek, *Systemy zarządzania dystrybucją [...]*, <https://www.elektro.info.pl/artykul/sieci-elektroenergetyczne/156908,systemy-zarządzania-dystrybucja-energii-w-energetyce-rozproszonej>

Nowy model zarządzania przedsiębiorstwem energetycznymi takim jak OSD, powinien również opierać się na zasadach zrównoważonego rozwoju, zgodnie z którymi podejmowane będą odpowiedzialne decyzje względem efektywności ekonomicznej, kadry czy relacji z otoczeniem, ale przede wszystkim względem środowiska. Tak więc decyzje podejmowane aktualnie wywierają wpływ na teraźniejszość, ale również na przyszłość. W obszarze biznesowym sektora energetycznego takie pojęcia jak determinanty polityczne, finansowo-ekonomiczne, mechanizmy rynkowe, forma organizacji przedsiębiorstwa czy regulacje prawne są literalnie związane. To ustalona regulacja wyznacza zakres możliwych usług lub nakłada obowiązek dostarczenia pewnej usługi do odbiorcy końcowego. Zatem kreowanie modeli biznesowych przez właścicieli odpowiednich zasobów, odbywa się w oparciu o powyższe uwarunkowania. W silnie regulowanym sektorze jakim jest energetyka, w założeniach zarządów jest odnoszenie maksymalnego zysku w odniesieniu do danej regulacji. F. Krawiec przytacza przykład USA oraz wielu innych krajów, w których istnieją dwie elementarne konfiguracje w sektorze. Pierwsza z nich, przedstawia wytwórców jako kluczowe jednostki w sektorze, dla których sieci dystrybucyjne są określone jako infrastruktura tzw. powszechnego dostępu. Konkurencyjni wytwórcy transportują swoją energię do końcowego odbiorcy poprzez sieci regulowane przez odpowiednie urzędy, natomiast sprzedawcy nieuregulowani (detaliczni – często będący własnością tego przedsiębiorstwa który jest wytwórcą), nabywają tą energię i finalnie odsprzedają klientowi ostatecznemu. W drugiej konfiguracji, występuje przedsiębiorstwo tradycyjne, w obrębie którego znajdują się wszystkie etapy (wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja). Przedsiębiorstwo takie, posiada w swoich zasobach zdecydowaną większość podmiotów wytwarzających energię i może sprzedawać ją po regulowanej cenie na rynku hurtowym. F. Krawiec wskazuje strukturę tradycyjnego przedsiębiorstwa elektroenergetycznego, którą przedstawia rysunek 67.



Rysunek 67. Struktura tradycyjnego przedsiębiorstwa elektroenergetycznego.
Źródło: Opracowanie własne na podstawie F. Krawiec, Energia [...] Warszawa 2012

A do podstawowych elementów jego funkcjonowania zalicza¹⁶¹:

- pionową integrację,
- obowiązek świadczenia usługi,
- regulację na podstawie kosztów świadczonej usługi,
- centralne planowanie rozwoju,
- programy społeczne.

Pod koniec XX wieku strategia rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego silnie nawiązywała do bilansowania nowych źródeł wytwórczych (np. elektrownie parowe, podmioty nuklearne) oraz optymalizacji portfela. Natomiast stronę odbiorcy (popytu) reprezentowały prognozy zapotrzebowania na energię i moce twórcze. Zgodnie z tym mechanizmem, opracowano plany funkcjonowania charakteryzujące się dużą niezawodnością, zachowując niskie koszty eksploatacyjne. Dzięki efektowi skali (na jednostkach o dużych mocach wytwarzania), stałemu zapotrzebowaniu na energię, łatwej perspektywie implementacji nowych – większych jednostek wytwórczych oraz zintegrowanej strukturze, przedsiębiorstwa sektora energetycznego zaspokajały w pełni potrzeby odbiorców (z zachowaniem rezerw mocy). W praktyce, przekładało się to na spadek cen taryf przy każdym wdrożeniu nowej jednostki generującej moc oraz w wyniku takiego postępowania, po stronie biznesowej, istniały

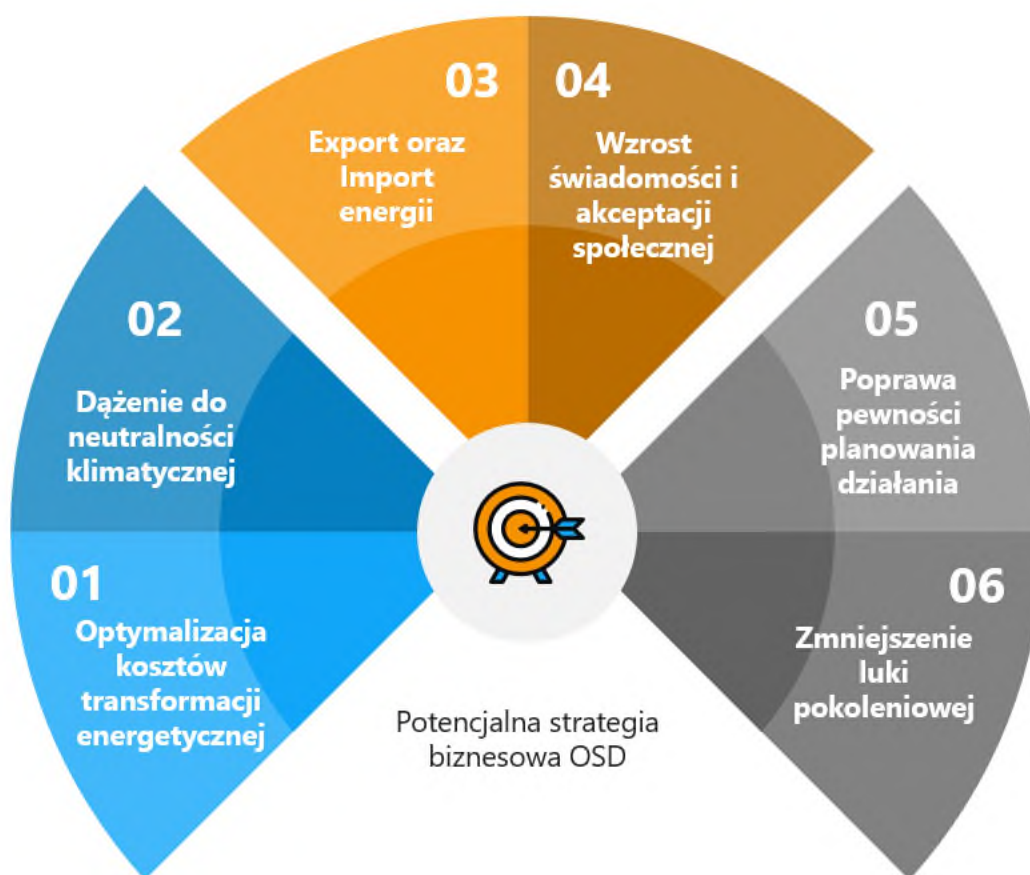
¹⁶¹ F. Krawiec; Energia – wyd. Difin Warszawa 2012 r. s. 213.

stosunkowo tanie usługi o wysokiej niezawodności. Generalnie, koszty związane z efektywnym dostarczeniem energii mogą być maksymalnie obniżane (z wykorzystaniem jednej dyspozycji mocy oraz przyłączenie wszystkich źródeł do jednej sieci) lub ich wartość może być maksymalizowana. Te dwa parametry bezpośrednio wpływają na projektowanie infrastruktury w sposób umożliwiający przyłączenia do sieci operatorów systemowych na całym świecie. Dla OSD również istotnym elementem przy projektowaniu modelu biznesowego, jest determinanta świadczenia usługi dostawy energii dla grupy a nie dla każdego klienta indywidualnie (osobno). Wielu ekonomistów na świecie znajduje uzasadnienie pionowej integracji w tym sektorze. Zwiększona efektywność takiego rozwiązania ma swoje podstawy w opracowaniu Johna Kwoka, który scharakteryzował wniosek na podstawie swoich badań, wskazując na redukcję ogólnych kosztów przedsiębiorstwa w sektorze o 22 procent¹⁶². Takie same rezultaty uzyskał Robert Michaels, w przeprowadzonej analizie w 2006 roku¹⁶³.

¹⁶² J. Kwoka, *Power Structure: Ownership, Integration and Competition in the US Electricity Industry*, Kluwer Academic Boston 1996 r.

¹⁶³ R. Michaels, *Vertical Integration and Restructuring of the US Electrical Industry – Policy Analysis*; 2006 r.

W związku z powyższym, oraz omawianymi wcześniej perspektywami inwestowania OSD (zgodnie z PEP 2040), zaproponowano nową strategię biznesową dla OSD, którą przedstawiono na rysunku 68.



Rysunek 68. Potencjalna strategia biznesowa OSD. Źródło: Opracowanie własne

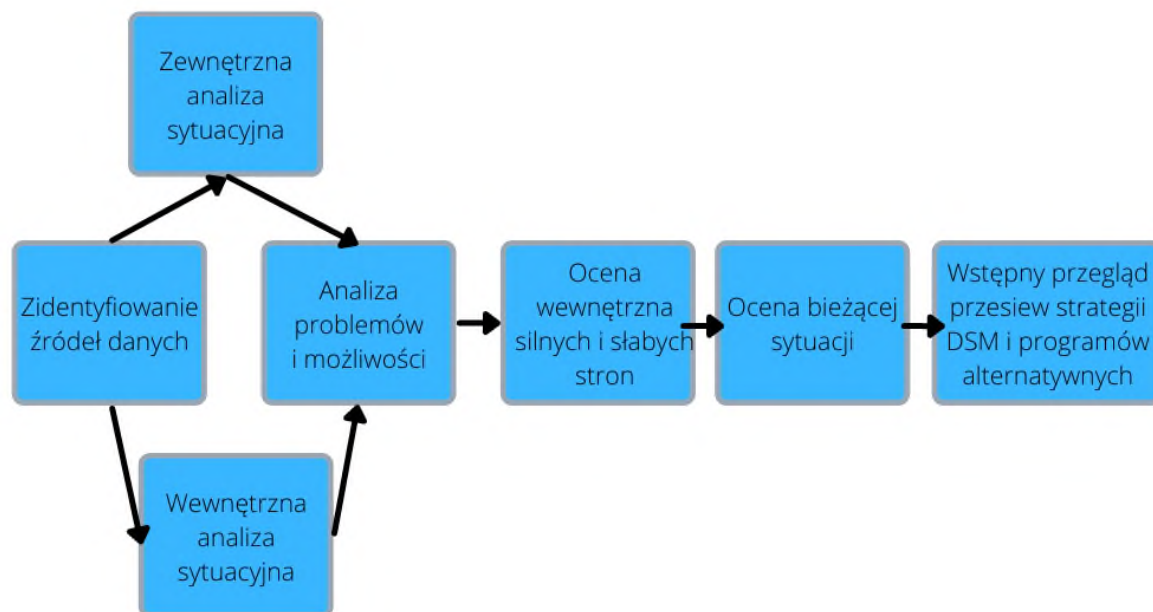
Aby móc odpowiednio przygotować model zarządzania, należy sprecyzować odpowiednie cele. Do ich wyznaczenia, może posłużyć dokonanie analizy bieżącej sytuacji przedsiębiorstwa. Zazwyczaj, przedsiębiorstwo OSD ma bardzo wiele celów. Muszą być one zatem weryfikowalne i zrozumiałe dla wszystkich. Służą one do zachowania spójnego otoczenia pomiędzy podejmowanymi decyzjami, kontrolą i efektem działań strategicznych, a dodatkowo - również jako sposób motywacyjny dla kadry przedsiębiorstwa. Ponadto, określone muszą również zostać pewne kryteria za pomocą których można weryfikować postępy. F. Krawiec przedstawia cele analizy sytuacyjnej jako¹⁶⁴:

¹⁶⁴ F. Krawiec; Energia – wyd. Difin Warszawa 2012 r. s. 220.

- zidentyfikowanie i ocena podstawowych kierunków i sił wpływających na wybór właściwych strategii rynkowych,
- stworzenie możliwości osiągnięcia jednolitej opinii co do tempa wzrostu i kierunków zmian w gospodarce w przekroju demograficznym, ekonomicznym, ekologicznym i energetycznym,
- określenie sektorów charakteryzujących się szybkim tempem wzrostu,
- zdefiniowanie istotnych zmian w bazie ekonomicznej i wielkości zużywanej energii podstawowych grup odbiorców energii,
- analiza strukturalna końcowych zużyć energii dla podstawowych grup odbiorców,
- analiza dostępności i kosztów alternatywnych źródeł energii elektrycznej,
- ocena istniejącego systemu wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej,
- ocena systemu ustalania taryf.

a dla uproszczenia, dodatkowo przedstawiono schemat przeprowadzenia takiego procesu, na rysunku 69¹⁶⁵.

¹⁶⁵ F. Krawiec; Energia – wyd. Difin Warszawa 2012 r. s. 220.



Rysunek 69. Schemat procesu analizy sytuacyjnej w przedsiębiorstwie. Źródło: opracowanie własne na podstawie F. Krawiec; Energia [...], Warszawa 2012 r. s. 220

Naturalnym etapem zintegrowanego rozwoju jest odpowiednie zaprognozowanie zapotrzebowania na energię (jej sprzedaży przez OSD) oraz wyznaczenia krzywych obciążenia systemu energetycznego. Takich szacunków można dokonać analizując dywersyfikację dostępnych paliw, liczbę gospodarstw domowych, przeciętne roczne zużycia itp., w oparciu o ścisłą współpracę planistów zarządzania popytem (DSM), a harmonogramem opracowania analizy przez prognostyków. Perspektywa zapotrzebowania na energię tworzona jest w porozumieniu między OSD, URE i innych rządowych agencji. Prognozy wewnętrzne (opracowane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne), kierowane są do oceny agencji rządowych, pod kątem poprawności i zasadności założeń z aktualną polityką energetyczną kraju. Takie opracowania są zatem wyznacznikiem mechanizmów sterowania inwestycjami, odpowiadającymi na pytanie czy w danym regionie wymagane jest nowe źródło wytwórcze, modernizacja sieci czy systemów ich zarządzania. Wspomniane jednostki rządowe w sposób niezależny prowadzą swoje analizy i predykcje zapotrzebowania. W Holandii, Norwegii i Szwecji państwowe przedsiębiorstwa energetyczne mają obowiązek stosowania systemu zintegrowanego planowania rozwoju, natomiast w krajach członkowskich Międzynarodowej Agencji Energetycznej i Organizacji dla Ekonomicznej Współpracy tj. Australia, Belgia, Francja, Hiszpania, Japonia czy Niemcy – nie ma obowiązku formalnego zintegrowania takich

planów, dlatego w dalszym ciągu implementowane są programy DSM. Komisja Europejska w Dyrektywie 96/92 dostrzega potrzebę dalszego rozwijania koncepcji planowania. Wyrazem czego jest opracowanie Białej Księgi – *Polityka Energetyczna Unii Europejskiej (An Energy Policy for the European Union)*¹⁶⁶¹⁶⁷.

Niestety nie wszystkie parametry mogą być doprecyzowane lub w ogóle oszacowane. Ryzykiem w takiej analizie jest również duża zmienność niektórych czynników, które mogą zostać zakomunikowane na ostatnią chwilę w przeprowadzanej analizie. Planowanie rozwoju w myśl zasady DSM bazuje na kilku podstawowych elementach¹⁶⁸:

- określenie struktury sprzedaży energii elektrycznej,
- identyfikacja rodzajów końcowego zużycia energii,
- wybór opcji DSM,
- subiektywna ocena i przesiew opcji DSM,
- szacowanie potencjału teoretycznego,
- projektowanie wstępnego programu DSM,
- szacowanie potencjału osiągalnego,
- szacowanie kosztów programu DSM,
- analiza kosztów i korzyści ze stosowania programu DSM,
- szczegółowa analiza i projekt końcowy programu DSM,
- szacowanie kosztów unikniętych.

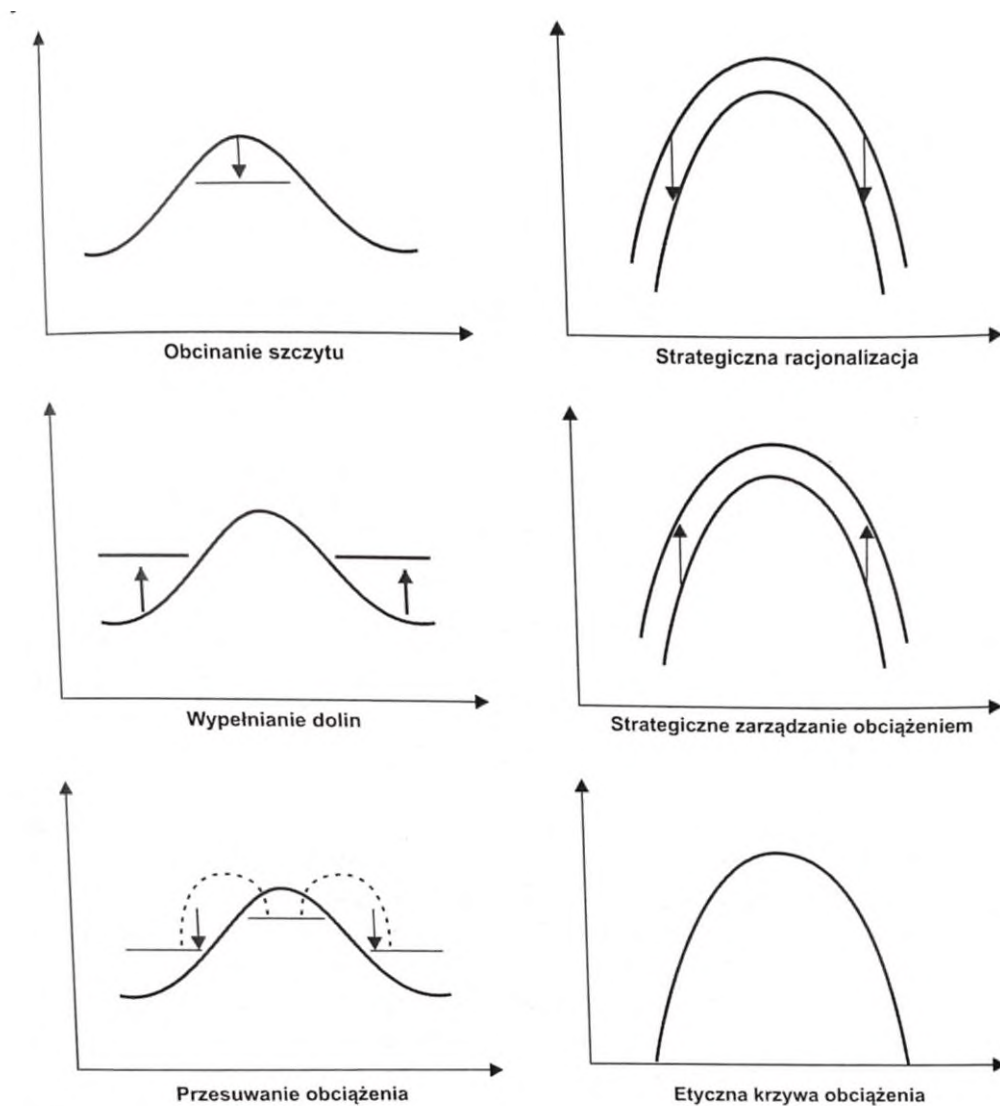
W literaturze przedmiotu, wyodrębnia się zatem kilka powodów dla których wyznacza się cele zmian krzywych obciążenia. F. Krawiec wyróżnia sześć takich ujęć, które przedstawia rysunek X. Zatem OSD o małej rezerwie mocy, mogą sterować energią aby racjonalnie nią gospodarować (np. do obniżenia czy wyrównania chwilowego zapotrzebowania, ale przede wszystkim do minimalizowania potrzebnych inwestycji związanych ze stroną podażową. Odpowiednikami takich inwestycji są również różnego rodzaju zobowiązania długoterminowe, związane z kontraktowaniem zakupów na rynku hurtowym. W przypadku przedsiębiorstwa które dysponuje dużą rezerwą mocy i stosunkowo małym zapotrzebowaniem (obciążeniem), należy wykorzystać odpowiednie narzędzia zarządzania popytem aby stymulować zapotrzebowanie na energię. W wyniku takiego mechanizmu, przedsiębiorstwo odnotuje

¹⁶⁶ Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity.

¹⁶⁷ F. Krawiec; *Energia* – wyd. Difin Warszawa 2012 r. s. 285.

¹⁶⁸ *Ibidem*. s. 224.

spadek dyspozycyjnych rezerw i jednocześnie zbilansuje koszty na zwiększoną dystrybucję energii. OSD mogą również odpowiednio modyfikować taryfy zachęcające klientów do wykorzystania energii w okresie preferowanych stawek finansowych. Jak zauważa F. Krawiec, ważne, aby cele będące podstawą selekcji alternatywnych planów podaźowych źródeł zasilania były ustawione w sposób umożliwiający określenie odpowiednich mierników eksploatacji w fazie optymalizacji i realizacji planów rozwoju systemu wytwarzania¹⁶⁹. Rodzaje modyfikacji obciążeń sieciowych, przedstawiono na rysunku 70.



Rysunek 70. Rodzaje modyfikacji krzywych obciążeń sieci. Źródło: F. Krawiec; Energia [...], Warszawa 2012 r. s. 223

¹⁶⁹ F. Krawiec; Energia – wyd. Difin Warszawa 2012 r. s. 222.

Do lepszego zobrazowania strategii rozwoju OSD, wykorzystuje się także strategiczną kartę wyników zwana również metodą BSC - Balanced Scorecard, która to jest koncepcją monitorowania strategii długoterminowej w odpowiedniej perspektywie¹⁷⁰. Metoda BSC obrazuje mierzalne cele które wyznacza sobie przedsiębiorstwo. R. Kaplan i D. Norton podczas swoich obserwacji, uzupełnili działanie tej metody o cztery perspektywy:

- właściciela,
- klienta,
- procesów,
- rozwoju.

Pierwsza z powyższych, przedstawia realizację celów w perspektywie Właściciela (patrz rysunek 71). Celem nadrzędnym z tej perspektywy (1) będzie zatem uzasadnienie biznesowe i innowacyjność we wszystkich aspektach działalności OSD. Taki układ prezentuje rys. 71. Cel ten, może być realizowany poprzez szereg rozwiązań technicznych i technologicznych, która pozwalają na usprawnianie procesów zarządzania, co przekłada się bezpośrednio na efektywność pracy oraz na wzrost wartości całego przedsiębiorstwa. W tym ujęciu niezwykle ważną grupą jest zakres oferowanych usług oraz produkty, czyli kontrolowany udział w wybranych segmentach rynku. Istotnym elementem wydaje się również realizacja innowacyjnych projektów w sferze dostarczenia na rynek nowych rozwiązań uwzględniając popyt od klientów, z zachowaniem bezpieczeństwa finansowego oraz wysokiego progu marżowości. Operatorzy systemu dystrybucyjnego zgłaszali inicjatywy które mogą służyć do wspierania tych mechanizmów:

- poprawa niezawodności dostaw energii elektrycznej i ciągłości zasilania poprzez realizację kompleksowych działań w obszarze inwestycji,
- poprawa organizacji pracy służb technicznych,
- spełnienie wymogów regulacji jakościowej wprowadzonej przez Prezesa URE,
- zwiększenie efektywności procesów inwestycyjnych – w myśl zrównoważonego rozwoju (z zachowaniem bilansu potrzeb przyłączeniowych, rozwoju i odtworzeniu potrzeb związanych ze zmianą charakteru pracy sieci),
- rozwój smart grids,
- rozwój automatyki sterowania siecią,

¹⁷⁰ P. Gupta, *Strategiczna karta wyników firm usługowych*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2010 r.

- nowa rola OSD w nowym rynku energii,
- rozwój obszarów badawczo-rozwojowych
- rozwój współpracy OSD z jednostkami i instytucjami ze środowiska zewnętrznego.



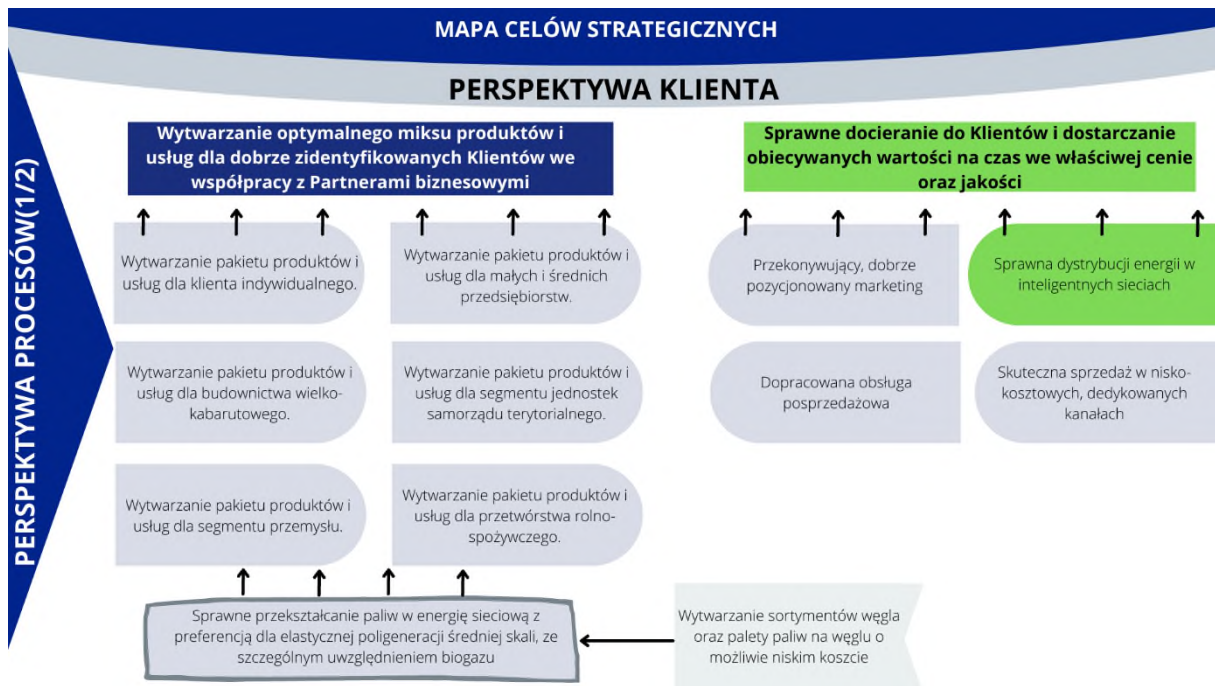
Rysunek 71. Mapa celów w perspektywie Właściciela. Opracowanie własne

Odmienną perspektywą jest perspektywa Klienta, w której wyróżnia się dwa główne cele strategiczne. Pierwszy z nich skupiony jest na zdolności do zaspokajania potrzeb (1) (wyrażanych lub nie) w sposób kompleksowy. U podstaw tego podejścia leży identyfikacja nowych potrzeb rynkowych, postulowanych przez klientów, uwzględniając istniejące zasoby i kompetencje. To zagadnienie może dotyczyć m.in. kompleksowej oferty dla przedsiębiorstw, klastrów energii, spółdzielni energetycznych, czy samorządów terytorialnych bądź klientów detalicznych, w tym prosumentów, w zakresie projektowania, budowy i serwisowania instalacji generacji rozproszonej, a także projektowania i budowy stacji ładowania pojazdów elektrycznych. Drugim celem strategicznym jest poczucie bycia zaopiekowanym przez rzetelnego, nowoczesnego i innowacyjnego dostawcę (2). Cel ten może być realizowany przede wszystkim poprzez ciągłą poprawę niezawodności dostaw energii elektrycznej i ciągłości zasilania. Układ ten, przedstawiono na rysunku 72.

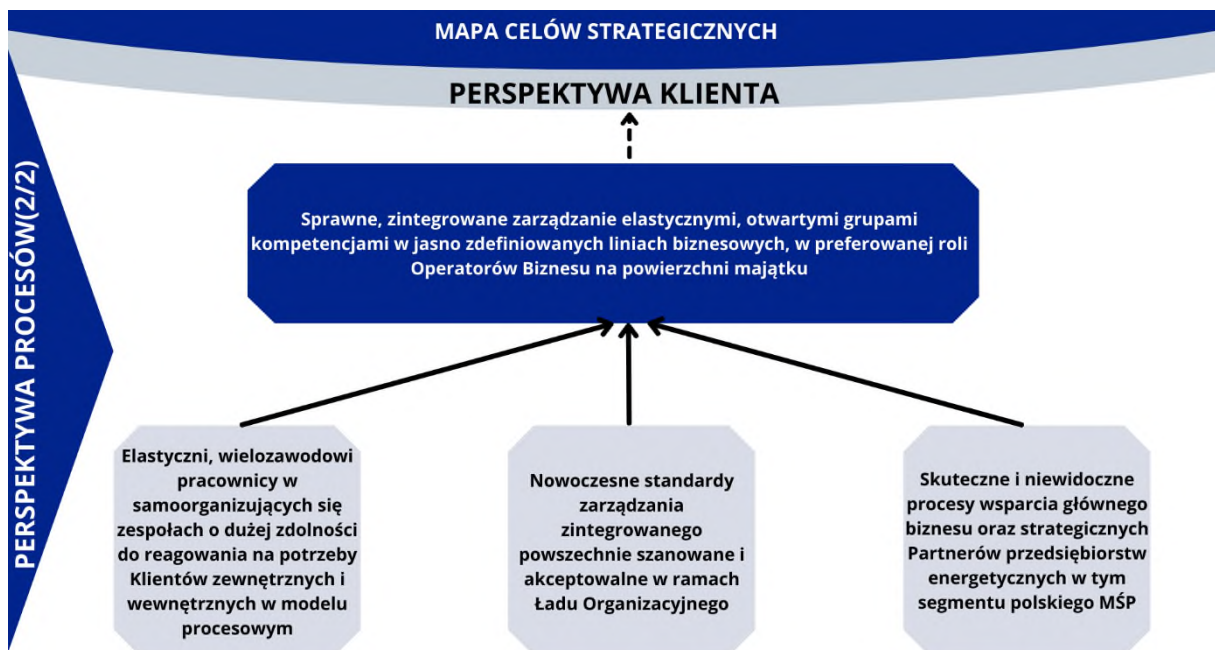


Rysunek 72. Mapa celów w perspektywie Klienta. Opracowanie własne

Kolejną perspektywą jest perspektywa zarządzania Procesami (patrz rysunek 73 i 74). W tym ujęciu wyróżnia się jeden cel nadrzędny jakim jest sprawna dystrybucja energii w inteligentnych sieciach (1), u jej podstawy leżą odpowiednie inwestycje infrastrukturalne (głównie sieciowe), które mogą prowadzić do rozwoju (lub odtworzenia) majątku OSD. Rozwój inteligentnej sieci dystrybucyjnej poprzez instalacje i zastosowanie infrastruktury pomiarów i automatyki oraz wykorzystanie narzędzi przetwarzania i zarządzania informacją w celu wzrostu efektywności operacyjnej, bezpieczeństwa i sprawności działania OSD. Rozwiązanie to ma również na celu zwiększenie bezpieczeństwa dostaw świadczonej usługi. Perspektywa zarządzania procesami może odzwierciedlać odpowiednie zaplanowanie ciągłości pracy wszystkich jednostek współpracujących w ramach grup kapitałowych, jak również w relacji z podmiotami zewnętrznymi. Odpowiednie zaprogramowanie takiej pracy, pozwoli na utworzenie powtarzalnych schematów funkcjonowania w tak znacząco regulowanym sektorze. Dodatkowym aspektem w tym zakresie jest również rozwój rozwiązań pilotażowych oraz badawczo-rozwojowych w obszarach OSD, które mogą wpływać na ograniczenie różnicy bilansowej w działalności operatorów.



Rysunek 73. Perspektywa zarządzania procesami w mapie celów strategicznych (1/2). Źródło: Opracowanie własne.



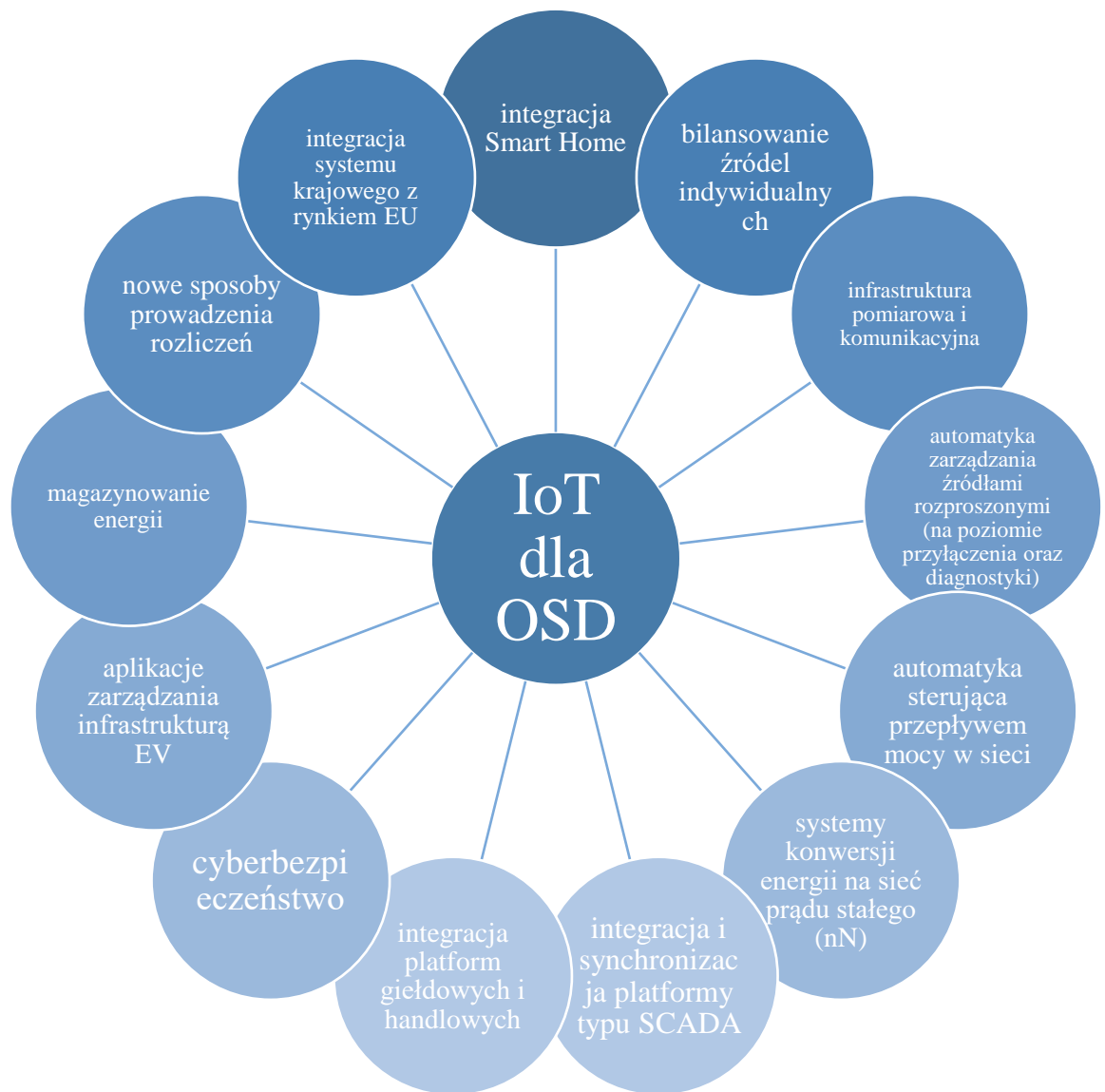
Rysunek 74. Perspektywa zarządzania procesami w mapie celów strategicznych (2/2). Źródło: Opracowanie własne.

Ostatnią proponowaną perspektywą w układzie celów w konwencji Nortona-Kaplana jest perspektywa Rozwoju. W założeniu której, pierwszym celem strategicznym jest zaprojektowanie i wdrożenie procesu kształtowania nowoczesnego Ładu Organizacyjnego na

wszystkich szczeblach przedsiębiorstwa (1), a w konsekwencji zwiększenie efektywności Obszarów Dystrybucyjnych. A następnie drugim celem strategicznym jest zrównoważenie inwestycji w aktywa materialne i niematerialne (inwestycje w infrastrukturę sieciową i niesieciową). Założenia te, w sposób bezpośredni związane są z wymogami określonymi przez Prezesa URE – w ramach regulacji jakościowych – a jednocześnie zapewniają odpowiednią alokację środków inwestycyjnych, gwarantując rozwój i odtworzenie majątku przedsiębiorstwa.

Wnioski z przeprowadzonych analiz oraz strategię rozwoju polskich OSD w perspektywie do 2030 roku determinują wybór scenariusza bazowego (aktywnego rozwoju) jako docelowego scenariusza Obszaru Dystrybucji. Scenariusz ten, opiera się na założeniu pełnego wykorzystania obecnej pozycji rynkowej i posiadanych aktywów do maksymalnie efektywnej realizacji zadań podstawowych. Zakłada się również rozwój nowych usług i produktów, które stanowiąc będą uzupełnienie oferty usługowej i produktowej w grupach OSD. W szczególności scenariusz aktywnego rozwoju Obszaru Dystrybucji w horyzoncie do 2030 r. zakłada rozwój i modernizację sieci elektroenergetycznej z uwzględnieniem nowych technologii oraz identyfikację i wdrażania rozwiązań innowacyjnych (w tym powstałych w wyniku prowadzonej działalności badawczo-rozwojowej). Działania te niezbędne są do poprawy bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz zapewnienia realizacji celów nałożonych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w ramach regulacji jakościowej, a także poprawy efektywności funkcjonowania Obszaru Dystrybucji. Ponadto, nowy model rynku energii również definiuje dodatkową rolę dla OSD. W erze cyfryzacji dodatkowymi czynnikami wpływającymi na zarządzanie biznesowe w każdym przedsiębiorstwie wpływają rozwiązania IT. Rozwiązanie te w dużym stopniu dotyczą sektora energetycznego. Technologie informacyjne mają za zadanie zbudować *grid above the network* tj. informacyjną infrastrukturę powiązań i relacji, odzwierciedlającą zasady i funkcjonowanie sieci fizycznej w przestrzeni informacyjnej. B. Matusiak uważa że jest to jeden z najważniejszych etapów prac informatycznych dla nowego rynku energii¹⁷¹. Docelowy, modernistyczny system rynku energii ma przybrać kształt zupełnie odmienny niż teraźniejszy. Ewolucja z rynku centralnego na rynek rozproszony, z rozbudowaną infrastrukturą sieci inteligentnych jest perspektywą najbliższych lat. Z perspektywy OSD, należy zatem wyróżnić szereg obszarów ICT, dla których OSD może uzyskać szansę rozwoju. Obszary te, przedstawiono na rysunku 75.

¹⁷¹ B. Matusiak; *Modele biznesowe na nowym, zintegrowanym rynku energii*; Wyd. Uniwersytet Łódzki, Łódź 2013 r. s. 80.



Rysunek 75. Obszary rozwiązań ICT dla OSD. Źródło: Opracowanie własne.

Proponowane obszary stanowią jednak poziom podstawowy, a niektóre rozwiązania potrzebują ustanowienia fundamentów praktycznie od podstaw. Wiąże się to z olbrzymimi nakładami zasobów oraz perspektywą testowania nowych rozwiązań i stopniowego ich dostosowywania do rzeczywistości. Barrier dla wdrożenia tego typu rozwiązań jest bardzo wiele. Rozpoczynając od ukształtowania standardów komunikacyjnych (np. Open Meter) dla automatyki sieci i systemów opomiarowania, poprzez protokoły komunikacyjne krytycznych urządzeń oraz wypracowaniu schematu wymiany danych. Istotnym elementem takiego działania jest wprowadzenie inteligentnych liczników ze zdalnym odczytem (dwukierunkowym) oraz transferem informacji Meter Data Management Systems (MDMS)¹⁷², która stanowi centralną bazę pomiarową dla liczników. Proponowanym rozwiązaniem w tym zakresie jest wdrażanie

¹⁷² Chen Whei-Jen: Master Data Management for SaaS Applications. IBM, 2014.

zaawansowanych systemów będących częścią struktury pomiarowej Advanced Metering Infrastructure (AMI). Do korzyści wynikających z zastosowania takiego rozwiązania zalicza się m. in. wzrost wydajności pomiarowej, wykrywanie awarii sieci oraz nadużyć czy zmniejszenie kosztów pracy. OSD w dłuższej perspektywie będą mogli dostarczyć na rynek nowe innowacyjne produkty (jako dodatek do pakietów oferowanych klientom). Istotnym aspektem jest również większa elastyczność funkcjonowania OSD, który w łatwiejszy sposób może pozyskać dane z liczników (w kontekście rozliczeniowym) oraz przekazać klientowi informację o zużyciu energii. Daje to wymierne korzyści w postaci zarządzania również przez klienta całkowitym zużyciem energii. Rozwój rozwiązań z obszaru ICT, stanowi fundament do rozwoju sieci inteligentnych (smart grids). Aktualnie nie ma powszechnie akceptowanej jednej definicji inteligentnej sieci elektroenergetycznej a jej koncepcja nieustannie ewoluuje. Z początku pojęcie kojarzyło się z inteligentnymi licznikami, z czasem dodano automatyzację sterowania siecią, aby finalnie przedstawić kompleksowe rozwiązanie inteligentnego procesu zarządzania dostawami energii. W literaturze spotyka się jednak próby zdefiniowania tego pojęcia i zestawiono je w tabeli 27¹⁷³¹⁷⁴¹⁷⁵¹⁷⁶.

Tabela 27. Propozycje definicji pojęcia Smart City.

The Smart Grids Task Force	Antoni Cieśla, Zbigniew Hanzelka	U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability	Wojciech Drożdż
to taka sieć elektroenergetyczna, która umożliwia inteligentne zintegrowanie działań wszystkich użytkowników podłączonych do niej – wytwórców oraz konsumentów, w celu	termin ten oznacza dostarczanie odbiorcom energii elektrycznej lub szerzej - usług energetycznych - z wykorzystaniem środków IT,	inteligentna sieć jest unowocześnieniem istniejących sieci energetycznych. Umożliwia lepszą diagnostykę pracy sieci oraz pozwala sieciom podejmować	pod pojęciem Smart City można określić miasto, które wykorzystując dostępne technologie i – w oparciu o dotychczasową ideę

¹⁷³ <https://www.edsofsmartgrids.eu/policy/eu-steering-initiatives/smart-grid-task-force/> dostęp na dzień 29.12.2021 r.

¹⁷⁴ <http://www.smartgrid.agh.edu.pl/index.php/component/content/article/84-smgrid-rozne/104-inteligentne-systemy-elektroenergetyczne-ang-smart-grid> dostęp na dzień 29.12.2021 r.

¹⁷⁵ <https://www.energy.gov/oe/office-electricity> dostęp na dzień 29.12.2021 r.

¹⁷⁶ W. Drożdż, R. Miśkiewicz, J. Pokrzywniak, F. Elżanowski; *Urban electromobility – in the context of industry 4.0*; wyd. Adam Marszałek, Toruń, s.21.

zapewnienia im zrównoważonych, ekonomicznych i bezpiecznych dostaw energii elektrycznej. Innymi słowy to kompleksowe rozwiązania energetyczne, pozwalające na łączenie, wzajemną komunikację i optymalne sterowanie rozproszonymi dotychczas elementami sieci energetycznych – zarówno po stronie producentów, jak i odbiorców energii.	zapewniające obniżenie kosztów i zwiększenie efektywności oraz zintegrowanie rozproszonych źródeł energii, także odnawialnej.	działania samonaprawcze. Dodatkowo umożliwia dynamiczne zintegrowanie lokalnych źródeł energii, w tym również odnawialnej oraz bardziej efektywnie wykorzystywać energię.	swojego funkcjonowania – jest miejscem zamieszkania świadomych swojej wolności i odpowiedzialności obywateli.
---	---	---	---

Źródło: opracowanie własne.

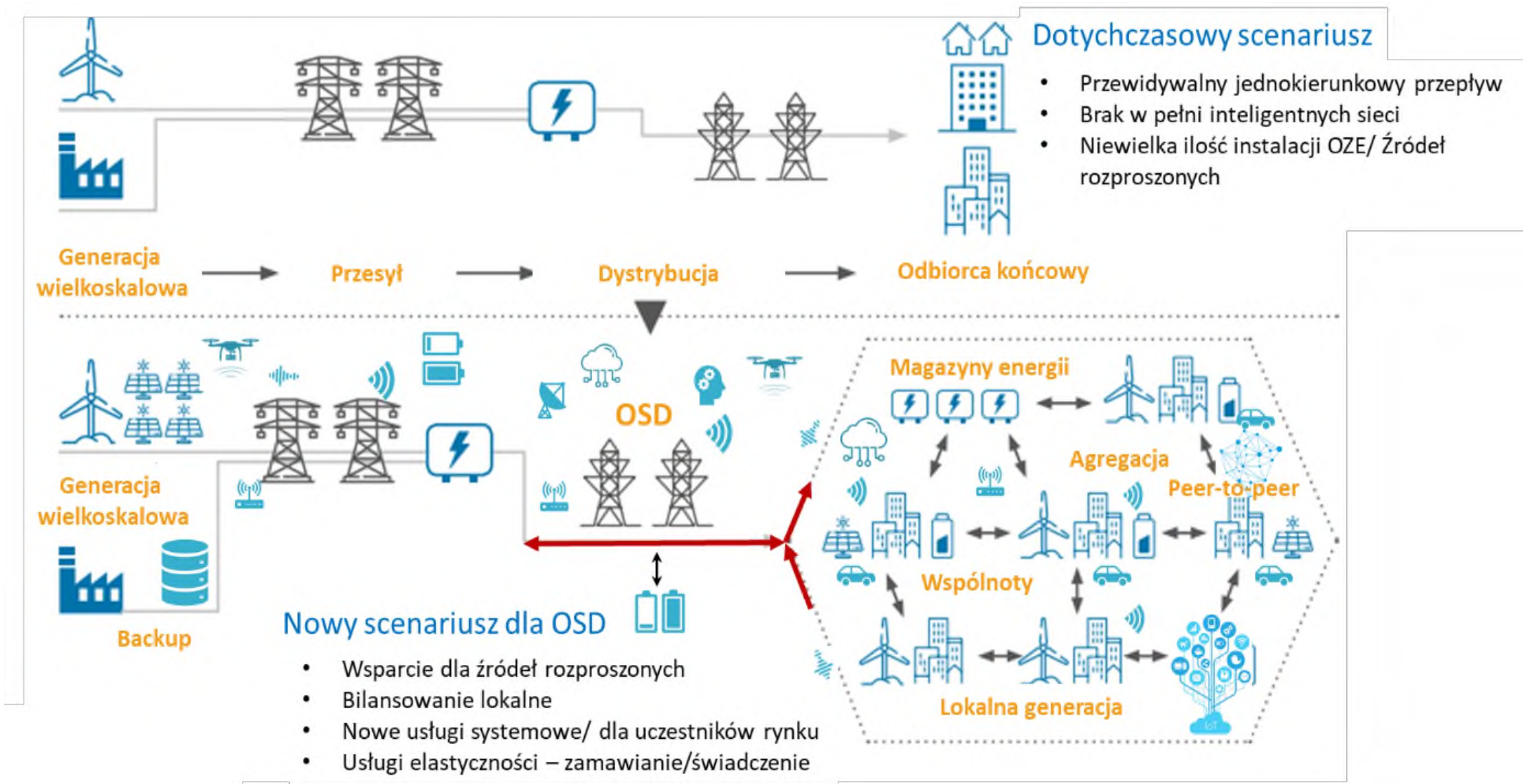
K. Billewicz zauważa jednak ciekawą relację między inteligentnymi sieciami a rozwojem rozwiązań ICT. Mianowicie jednym z głównych zagrożeń jest możliwość ingerencji cyberprzestępców. Według Billewicza, zwiększanie automatyzacji i komunikacji w ramach inteligentnych sieci ma właśnie tę złą stronę: zwiększenie podatności sieci na ataki¹⁷⁷. Dlatego właśnie aspekt cyberbezpieczeństwa dla zarządzania siecią jest niezwykle ważnym elementem strategicznym dla funkcjonowania OSD. Zgodnie z art. 5 krajowego systemu cyberbezpieczeństwa, wyodrębniono podmioty dla których incydent cyber-ataku miałby istotny skutek zakłócający dostarczanie usług. Podmioty takie, zgodnie z powyższą ustawą - określa się mianem Operatora Usługi Kluczowej (OUK)¹⁷⁸. OSD spełniając również warunki, zgodnie z definicją dla podsektora, o której mowa w art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne – przedsiębiorstwo posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej¹⁷⁹ - wpisuje się w rolę OUK.

¹⁷⁷ K. Billewicz; Problematyka bezpieczeństwa informatycznego w inteligentnych sieciach; 2011 r.

¹⁷⁸ Dz.U. 2018 poz. 1560 Ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa.

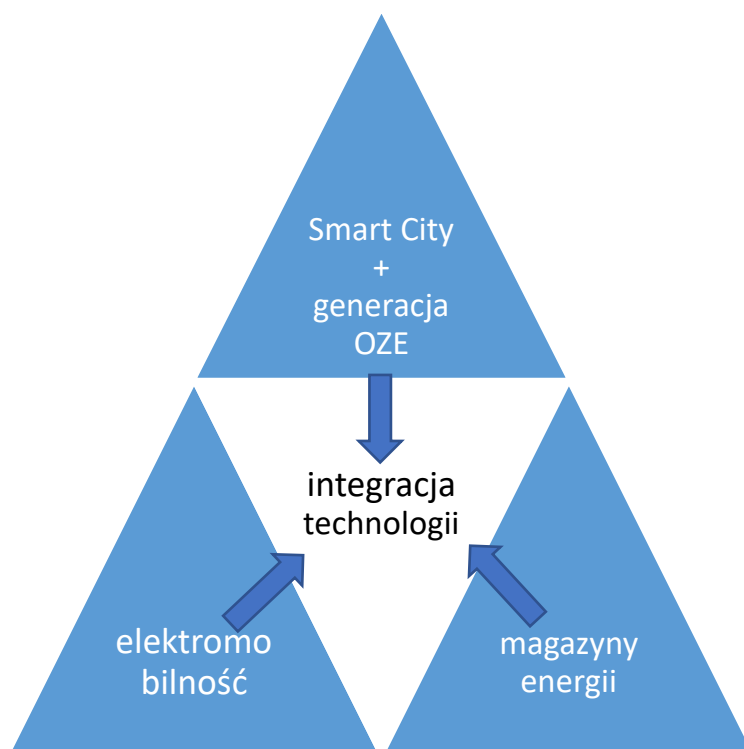
¹⁷⁹ Dz.U.1997 nr 54 poz. 348 art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r.

Zatem koncept sieci smart powinien klasyfikować nową rolę OSD jako jednostkę zupełnie niezależną i bezstronną, mający udział w nowoczesnym rynku energii, który działa na rzecz ciągłego doskonalenia efektywności pracy sieci, a w konsekwencji obszar standaryzacji w kolejnych latach powinien uwzględniać wpływy OSD na rynek i obejmować nowe procesy biznesowe i regulacje. Nowy model zarządzania OSD (patrz rysunek 76) musi zatem zostać przekształcony i dostosowany do wymagań przyszłości, a więc musi już teraz uruchomić mechanizmy rozwijania sieci inteligentnych aby dorównać rozwojowi technologicznemu w innych sektorach gospodarki.



Rysunek 76. Miejsce OSD w nowym kształcie rynku energii. Opracowane własne na podstawie: IRENA, Future Role of DSO Innovation Landscape Brief, 2019

Zatem w zakresie technologii przyszłości i nowych perspektyw OSD, przedstawić można schemat (patrz rysunek 77), integrujący rozwiązania inteligentne.



Rysunek 77. Najważniejsze nurty technologiczne w działalności OSD. Opracowanie własne

Smart grid zawiera infrastrukturę dystrybucyjną i teleinformatyczną (aktualnie dostępną), ale też nowe rozwiązania, których najważniejsze składowe to¹⁸⁰:

A. infrastruktura sieciowa

Modernizacja i rozbudowa tej infrastruktury będzie uwzględniała wymagania związane z wprowadzeniem sieci inteligentnych. Nie będzie to zatem proste powielenie dotychczasowych wzorców, lecz wprowadzenie zaawansowanych rozwiązań technicznych. Umożliwią one między innymi zdalny nadzór urządzeń, autodiagnostykę, monitorowanie, dostosowanie do pracy w trudnych warunkach klimatycznych.

B. układy pomiarowe i urządzenia automatyki

Elementy te służą do pomiaru stanu sieci oraz realizacji autonomicznych funkcji automatyki związanych z zabezpieczeniem ciągłości i niezawodności dostaw energii

¹⁸⁰ <http://www.ptpiree.pl/opracowania/inne> dostęp na dzień 29.12.2021 r.

elektrycznej do odbiorców. Najistotniejszą częścią są układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej. Obejmują one czujniki i przetworniki wielkości elektrycznych (napięcia, prądy, moce) i nieelektrycznych (temperatura, ciśnienie), przekaźniki pomocnicze oraz urządzenia sterujące.

C. układy pomiarowe użytkowników sieci

Elementy te służą do pomiaru wielkości charakteryzujących przepływ energii w punktach dostaw oraz punktach charakterystycznych sieci. Obejmują one pomiary: odbiorców komunalnych i przemysłowych, wytwórców, prosumentów, innych operatorów, stacji transformatorowych, wybranych linii i obwodów. W zakres pomiaru wchodzi podstawowe wielkości elektryczne (moc, energia, napięcia, prądy) jak i zbieranie informacji o jakości i niezawodności dostaw w miejscu pomiaru.

D. infrastrukturę telekomunikacyjną oraz platformy gromadzenia i wymiany danych

Infrastruktura telekomunikacyjna będzie stanowić kluczowy element sieci inteligentnej. Zapewni możliwość przesyłu znacznej ilości danych, zarówno w kierunku od odbiorcy i urządzeń do centrów decyzyjnych, jak i w kierunku przeciwnym. W ten sposób dostarczy informacje umożliwiające zarządzanie i sterowanie siecią oraz realizację funkcji wymagających interakcji z odbiorcą końcowym, np. zarządzania popytem, sterowanie obciążeniem. Rozwój infrastruktury telekomunikacyjnej będzie jednym z najbardziej istotnych przedsięwzięć związanych z budową sieci inteligentnej, a realizowane przez nią funkcje staną się podstawą działania nowej sieci. Pozyskiwanie danych i ich udostępnianie innym systemom i podmiotom (przedsiębiorstwom energetycznym, odbiorcom) jest podstawowym wymaganiem, jakie będzie stawiane sieci inteligentnej

E. systemy zarządzania siecią i wspomaganie procesów biznesowych

Systemy zarządzania siecią i wspomaganie procesów biznesowych są obecnie użytkowane jako oddzielne, luźno z sobą powiązane systemy. Wprowadzenie sieci inteligentnej związane będzie z integracją aplikacji w ramach spójnego środowiska informatycznego, powstaniem aplikacji dedykowanych nowym potrzebom, związanym z analizą sieci inteligentnej i wsparciem procesów biznesowych. Całość zapewniac będzie właściwe bezpieczeństwo informatyczne.

Główne obszary zmian dotyczyć będą takich grup aplikacji, jak:

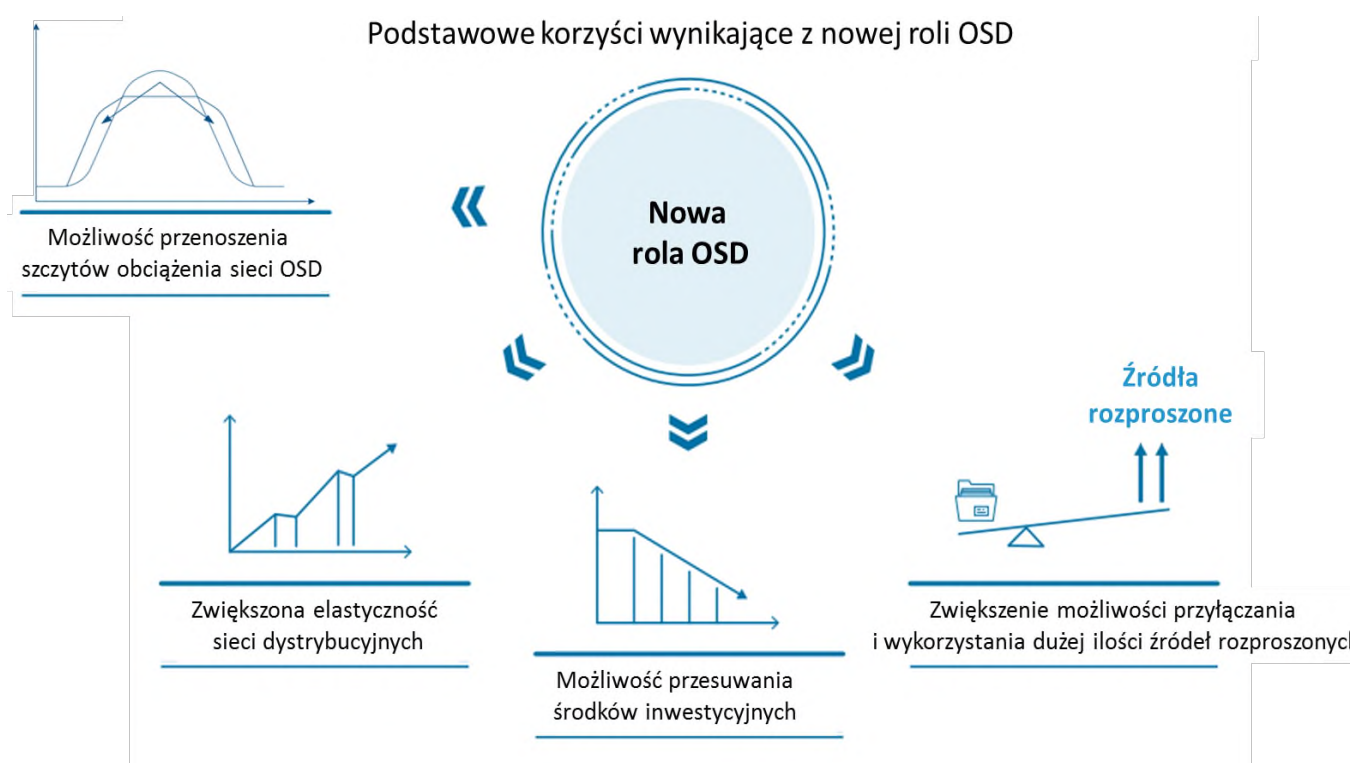
- systemy SCADA i systemy zarządzania siecią, z możliwością wykrywania i lokalizacji uszkodzeń w sieciach oraz zdalną rekonfiguracją sieci,
- systemy informacji geograficznej GIS oraz systemy zarządzania majątkiem sieciowym,
- systemy pomiaru energii dla odbiorców indywidualnych i odbiorców przemysłowych,
- zaawansowane systemy prognozowania, pozwalające na optymalizację wykorzystania zasobów,
- systemy wspomagania inżynierskiego.

Operator Systemu Dystrybucyjnego jako neutralne wsparcie rynku podlegającego szybkim zmianom, będzie musiał dostosować zakres swoich działań i kompetencji oraz stać się wiodącym podmiotem w zakresie istotnych dla obszaru OSD innowacji. W związku z tym, model OSD można opisać następująco:

- musi być zgodny z odpowiedzialnością za utrzymanie niezawodnej pracy sieci i zapewniać bezpieczeństwo dostaw energii o odpowiedniej jakości,
- w ramach neutralnego wsparcia rynku energii, OSD umożliwiają rozwój nowych usług rynkowych dla użytkowników systemu, zapewniając przy tym bezpieczne działanie sieci dystrybucyjnej,
- OSD będą zarządzać możliwościami przyłączonych do nich źródeł elastyczności (wykorzystania potencjału zagregowanego, zdecentralizowanego systemu wytwarzania i innych źródeł elastyczności),
- OSD będą musieli dostosować swoją sieć do nowych wymagań oraz aktywnie nią zarządzać z wykorzystaniem innowacyjnych i inteligentnych rozwiązań,
- mając na uwadze rosnące znaczenie wytwarzania rozproszonego, OSD musi wypracować nowe zasady koordynacji działań między OSD a OSP w sprawach operacyjnych sieci WN, w szczególności w zakresie powiązaniem z rynkiem detalicznym, na którym operuje OSD,
- OSD powinien zwiększyć odporność na nowe zagrożenia, w tym szczególnie dbać o cyberbezpieczeństwo, oraz ochronę prywatności danych konsumenta przy znaczącym wzroście ilości gromadzonych i przetwarzanych danych,
- OSD winien obserwować i moderować zachodzące zmiany rynkowe i technologiczne. Niezbędne jest zatem wypracowanie formuły monitorowania i aktywnego dialogu z otoczeniem opierającej się na:
 - „wczesnym wykrywaniu” istotnych kwestii i dostosowywaniu do nich oferty,

- o bieżącej współpracy z zainteresowanymi środowiskami w formie między innymi warsztatów i konferencji,
- o odpowiednim przetwarzaniu danych dostępnych w spółkach na użytek polityki publicznej,
- o prowadzeniu własnych projektów badawczo – analitycznych zapewniających wiodącą rolę w innowacyjnych rozwiązaniach w dotychczasowej działalności OSD.

A jego podstawowe korzyści będące rezultatem nowej funkcji OSD, przedstawiono na rysunku 78.



Rysunek 78. Podstawowe korzyści wynikające z nowej roli OSD. Źródło: Opracowane własne na podstawie: IRENA, Future Role of DSO Innovation Landscape Brief, 2019

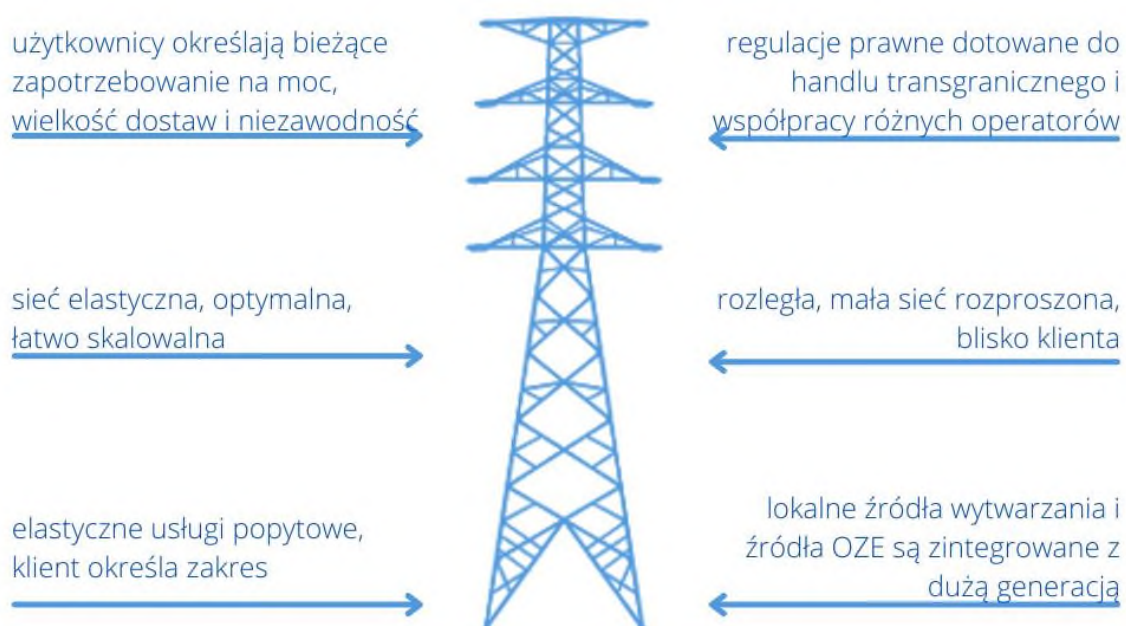
W myśl założeń Komisji Europejskiej, pewnego rodzaju podstawą do funkcjonowania dla „OSD przyszłości” stanowić będą sieci które cechuje:

- równouprawnienie w zakresie dostępu do sieci wszystkich użytkowników, również w przypadku prosumentów OZE,
- niwelowanie negatywnego skutku na środowisko, a więc również zmniejszenie emisji dwutlenku węgla przy generacji,
- wysoka elastyczność, czyli możliwość zmian i dostosowywania na stawiane wymagania i potrzeby rynku,

- wysoka niezawodność, tj. zachowywania kompleksowego bezpieczeństwa dostaw
- wysoki stopień zaawansowania technologicznego, gwarantujący łatwe i szybkie reagowanie na pracę sieci oraz efektywne jej wykorzystanie również w zakresie ekonomicznym.

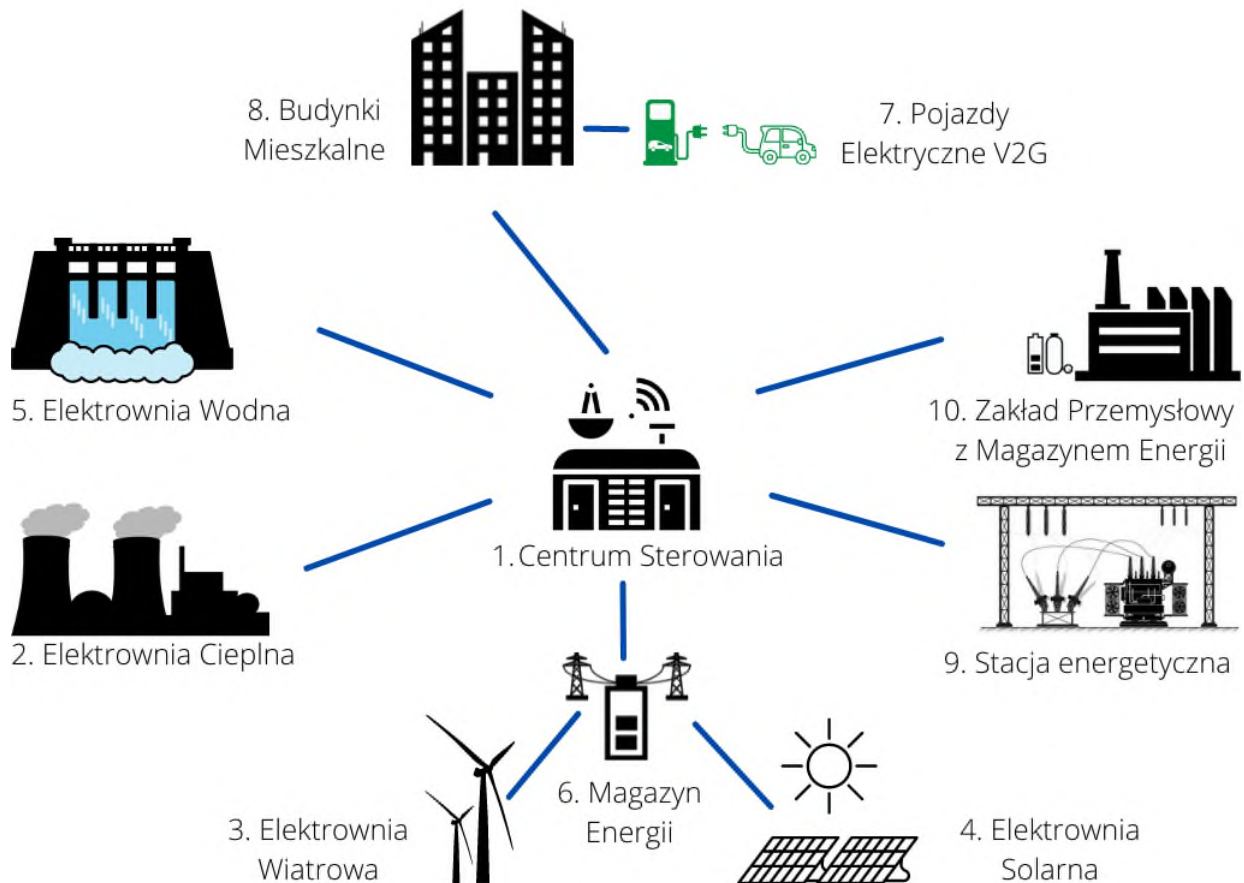
Te założenia możliwe będą do zaimplementowania, jednak po spełnieniu odpowiednich warunków. Przede wszystkim podstawowym elementem będzie integracja sieci lokalnej z generacją rozproszoną (OZE) wraz z jej miejscowym sterowaniem. Sieć w tym zakresie powinna być łatwo skalowania i przystosowana do potencjalnej rozbudowy (lub modernizacji). OSD musi zatem świadczyć swoje usługi zorientowane na klienta ostatecznego, uwzględniając wahania popytu ze strony innych sektorów gospodarczych. Istotnym czynnikiem będzie również zmiana przepisów prawnych, które powinny ułatwiać tego typu integrację oraz warunkować większą elastyczność w zakresie funkcjonowania OSD w Polsce. Wizję pewnego rodzaju „sieci przyszłości” przedstawiono na rysunku 79:

Sieć przyszłości



Rysunek 79. Sieć przyszłości smart grid. Źródło: Opracowanie własne na podstawie S.J. Świątek, P. Kazirodek; Systemy zarządzania dystrybucją energii w energetyce rozproszonej

Opisywane sieci rozproszone to pewnego rodzaju system który składa się z wielu różnych źródeł wytwórczych energii elektrycznej. Źródła te w pewnym stopniu na siebie oddziałują, jednakże ich działanie powinno przede wszystkim działać na zasadzie wzajemnej asekuracji i uzupełniania się w razie potrzeb a w celu zintegrowania ich działania, niezbędna jest wysoce wyspecjalizowana i zaawansowana technicznie i technologicznie jednostka do zarządzania jej pracy – Centrum Sterowania (1 na rysunku 80):



Rysunek 80. Potencjalny schemat sieci rozproszonej. Opracowanie własne na podstawie S.J. Świątek, P. Kazirodek; Systemy zarządzania dystrybucją energii w energetyce rozproszonej

Proponowane rozwiązania w zakresie układów rozproszonych będzie z pewnością przejawiało wiele zalet, poprawiających znacząco jakość dostarczania energii oraz optymalizację dystrybucji. Jednakże, na wczesnym etapie wdrażania tego rozwiązania z punktu widzenia zarządzania, należy również dopatrywać się pewnych zagrożeń i odpowiednio wcześniej starać się je neutralizować, a więc do najważniejszych wyzwań w tym zakresie zalicza się:

- odpowiedni poziom niezawodności systemu OSD (również w odniesieniu do warunków atmosferycznych) pomimo wzrostu udziału energetyki rozproszonej,

- optymalizacja systemów ICT do zdalnego zarządzania siecią (pomimo zagrożeń cyberatakami)
- agregowanie danych pomiarowych do prognozowania strategii,
- utrzymanie jakości dostaw energii na całej mapie sieci,
- integracja teleautomatyki w zakresie bezpieczeństwa,
- optymalizacja danych pod kątem planowania modernizacji sieci oraz jej potencjalnych remontów (rozwój systemu sieciowego).

Kluczowe będzie zintegrowanie sieci OSD oraz infrastruktury rozproszonej, a przede wszystkim ich systemów zarządzania w stanach tzw. nieustalonych tj. w sytuacji przejścia pracy danej jednostki w pracę całkowicie autonomiczną a następnie powrót do współdziałania z siecią OSD. Przy tego typu rozwiązaniach ważną rolę mogą odegrać systemy klasy SEMS, zintegrowane z systemami (EMS) opisanymi wcześniej w zakresie CDM. Dla ich poprawnej konfiguracji, niezbędne będzie:

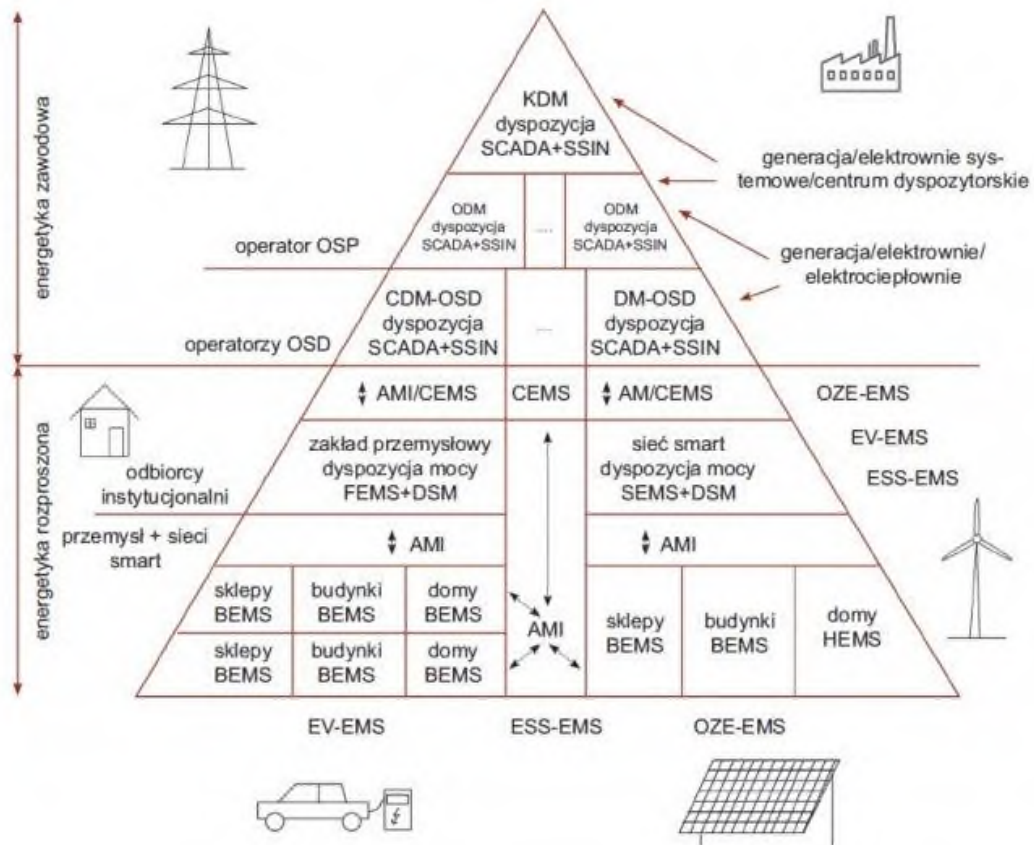
- sterowanie siecią w sposób całkowicie automatyczny, w celu przystosowania do systemów OSD,
- bieżąca kontrola aktualnego obciążenia sieci (lokalnie),
- monitorowanie całej struktury sieci,
- integracja zarządzania na wszystkich poziomach napięcia w sieci,
- możliwość zdalnego wyłączania i przywracania zasilania w sytuacjach krytycznych,
- możliwość stabilizacji i optymalizacji napięć oraz mocy biernej i czynnej,
- integracja mikrosieci.

W związku z powyższymi propozycjami, należy również rozważyć jakie składowe powinny stanowić podstawę przyszłych systemów zarządzania siecią tzw. *inteligentnej sieci przyszłości*:

- konfiguracja ADMS (Advanced Distribution Management Solutions) w celu polepszenia parametrów przesyłu,
- DMS (Distribution Management System) jako kluczowy system którego zadaniem będzie kontrola działania sieci (lokalnie),
- OMS (Outage Management Systems) służący do błyskawicznego lokalizowania awarii i przesyłanie informacji w tym zakresie do CDM. Rozwiązanie to będzie miało kluczowe znaczenia na poprawę parametrów SAIDI oraz SAIFI,

- GIS (Geographic Information System) pozwalający na mapowanie systemów sieciowych w realnym terenie. System ten jest już powszechnie stosowany, jednak stale wymagający doskonalenia oraz bieżących aktualizacji względem stanu rzeczywistego,
- CIS (Customer Information System) tj. system obsługi klienta. Perspektywa rozwoju aplikacji do obsługi bezpośrednio w panelu klienta w zakresie minimalizowania ingerencji pracowników OSD (również w zakresie rozliczenia za usługę dostaw energii),
- WMS (Work Management System) tj. dedykowany system do organizacji pracy zespołów usuwających awarie sieciowej oraz pozwalający na utrzymanie harmonogramu prac planowanych (lokalnie),
- PQ (Power Quality) dedykowany system którego podstawą jest doskonalenie jakości dostaw energii.

Pomimo iż powyższe funkcjonalności już stanowią wyzwanie dla OSD, można je dodatkowo rozszerzać o informacje w zakresie prognozowania oraz raportowania w zakresie bieżącej sytuacji na rynku energii. Całość proponowanych rozwiązań wydaje się niezbędnymi do poprawnego zarządzania siecią energetyczną w przyszłości, a rozwój technologiczny wspomnianych systemów pozostaje swoistą kwestią czasu oraz badań niezbędnych do ich wdrożenia. Poniżej na rysunku 81, zaproponowano schemat zintegrowanego zarządzania siecią.



Rysunek 81. Zarządzanie przepływem energii, komunikacja w sieci energetyki zawodowej i rozproszonej,

Źródło: <https://www.elektro.info.pl/artukul/sieci-elektroenergetyczne/156908,systemy-zarzadzania-dystrybucja-energii-w-energetyce-rozproszonej>

gdzie:

KDM – krajowa dyspozycja mocy;

ODM – okręgowa dyspozycja mocy;

CDM-OSD – centralna dyspozycja mocy operatora dystrybucyjnego;

AMI – Advanced Metering Infrastructure (inteligentny licznik, przekazujący dane do operatora),

EMS – Building and Energy Management System (system zarządzania energią w budynku),

CEMS – Community Energy Management System (moduł do komunikacji pomiędzy operatorami energetycznymi a operatorami sieci rozproszonej, prosumentami),

DMS – Distribution Management System – system zarządzania przepływem energii w sieci inteligentnej

SEMS/FEMS, SEMS/EMS – Smart Energy Management System – system zarządzania przepływem energii w sieci inteligentnej (Smart Grid),

FEMS – Factory Energy Management System – system zarządzania przepływem energii w zakładzie przemysłowym (obecnie są to dyspozycje mocy),

HEMS – Home Energy Management System – system zarządzania przepływem energii w domu (odbiorca indywidualny),

EV-EMS – Electric Vehicle Energy Management System – system zarządzania energią w pojeździe elektrycznym pracującym na Smart Grid,

ESS-EMS – Energy Store System – Energy Management System – system zarządzania energią w magazynie energii pracującym na Smart Grid,

OZE-EMS – Odnawialne

ROZDZIAŁ IV

STRATEGICZNE KIERUNKI INWESTYCYJNE OSD

4.1 Procesy inwestycyjne i analiza ryzyka w Operatorach Systemów

Dystrybucji

OSD opracowują i kierują do uzgodnienia z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki (URE) projekty Planu Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Proces jego uzgodnienia jest procedowany zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne, która definiuje zarówno terminy jego opracowania jak i perspektywę czasową (plan winien być nie krótszy niż 5 lat). Obowiązek opracowania planu rozwoju został wskazany w szczególności w art. 16. ust 1 i ust 4 ustawy PE¹⁸¹. Obecnie Plan Rozwoju obejmuje 6 lat i jest aktualizowany w trybie co trzy lata. Obowiązujący plan dotyczy lat 2020-2025. Kolejny (którego projekty OSD zobowiązani jest przedłożyć do uzgodnienia do Prezesa URE do 31 marca 2022 roku) będzie obejmował lata 2023-2028 (aktualizacja lat 2023-2025 oraz plan na lata 2026-2028). Plan jest obszernym wykazem planowanych zamierzeń inwestycyjnych, z wykazaniem wydatków inwestycyjnych i zakresów rzeczowych. Plan zawiera także model finansowy, oraz wiele innych wymaganych przez Prezesa URE elementów umożliwiających Regulatorowi podjęcie decyzji o uzgodnieniu Planu (zgodnie art. 23. ust. 2 pkt 5) ustawy PE¹⁸²), i w konsekwencji przyjęciu uzgodnionych nakładów do procesu taryfowego. Ponadto, sporządzając projekt Planu Rozwoju, OSD zgodnie z art. 16 ust. 12 ustawy PE, w celu racjonalizacji przedsięwzięć inwestycyjnych, współpracują między innymi z gminami na terenie swojego działania, w celu zapewnienia spójności z projektem założeń do planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz projektem planu zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe. Należy także podkreślić, iż Prezes URE dokonując w/w uzgodnienia Planu Rozwoju, kieruje go pod opinię właściwych miejscowo zarządów województw (zgodnie z art. 23. ust. 3 ustawy PE¹⁸³). Ponadto, OSD alokują do planów rozwoju inwestycje związane z:

¹⁸¹ <https://lexlege.pl/prawo-energetyczne/art-16/>; Dz.U.2021.0.716 t.j. - Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne dostęp na dzień 24.03.2022 r.

¹⁸² <https://lexlege.pl/prawo-energetyczne/art-23/>; Dz.U.2021.0.716 t.j. - Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne dostęp na dzień 24.03.2022 r.

¹⁸³ <https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzu-dziennik-ustaw/prawo-energetyczne-16798478/art-23>
Dz.U.2021.716 dostęp na dzień 20.03.2022 r.

- ✓ poprawą i utrzymaniem wskaźników obszarowych wg nowego modelu regulacji jakościowej,
- ✓ zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego regionu,
- ✓ realizacją obowiązku publiczno-prawnego przyłączenia do sieci,
- ✓ ostatnio również przygotowaniem struktury sieci do dwukierunkowego przepływu energii w związku z dynamicznym rozwojem generacji rozproszonej i prosumentów (tworzenie smart grids).

Wybór inwestycji i zakresów rzeczowych uzależniony jest od dostępnych środków finansowych i zdefiniowanych potrzeb, wynikających z zawartych umów o przyłączenie, obowiązków prawnych nałożonych na OSD, opracowanych koncepcji rozwoju sieci 110 kV i SN, stopnia wyeksploatowania danych składników majątku, a także analizy potrzeb w obszarze elementów wspomagania infrastruktury dystrybucyjnej w tym teleinformatyki, transportu, budynków itp. Natomiast realizacja uzgodnionego Planu Rozwoju podlega ocenie przez Prezesa URE. Operatorzy zobowiązani są bowiem do przekazania Prezesowi URE raportu z wykonania, który to raport jest również opracowywany zgodnie z ustawą Prawo energetyczne. Termin przekazania raportu to 30 kwietnia roku następnego po każdym zakończonym roku kalendarzowym (art. 16 ust 18. ustawy PE¹⁸⁴). Ocena raportu z wykonania skutkuje uznaniem (lub nie) zrealizowanych inwestycji poprzez model taryfowy dla kolejnych okresów planistycznych. Wyznaczenie poziomu nakładów inwestycyjnych oraz zadania i obszary, na które zostaną skierowane środki przez poszczególnych OSD, to już wewnętrzne decyzje danego OSD, zgodnie z zasadami przyjętymi w poszczególnych grupach np. w Enea Operator, jednostka kieruje do konsultacji do Komitetu Inwestycyjnego Grupy ENEA poziom nakładów z podziałem na poszczególne kierunki inwestowania i lata z jakimi Spółka zamierza wystąpić do Prezesa URE. Podobny proces występuje w Energa oraz Tauron.

Kolejnym procesem planistycznym w ujęciu krótkoterminowym, procedowanym w OSD jest opracowywanie Planów Rzeczowo – Finansowych, w tym Planów Inwestycyjnych Spółki. W ENEA Operator plan przyjmowany jest przez organy korporacyjne Grupy Kapitałowej ENEA. Kompetencje w tym zakresie zostały przypisane Komitetowi Zarządzania Grupy ENEA, który corocznie zatwierdza w/w dokument. Plan rzeczowo-finansowy jest

¹⁸⁴ <https://lexlege.pl/prawo-energetyczne/art-16/> Dz.U.2021.0.716 t.j. - Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne dostęp na dzień 24.03.2022 r.

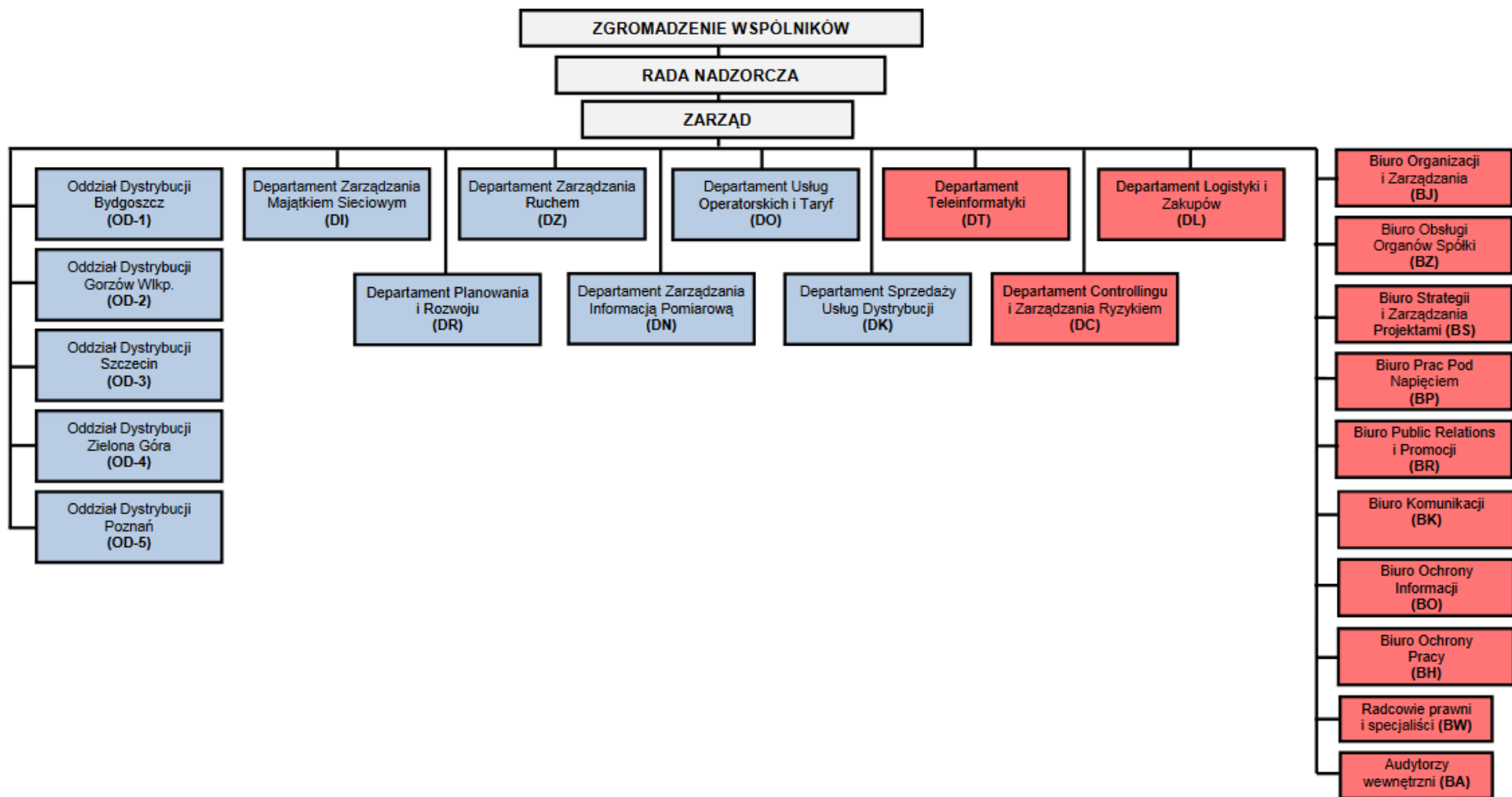
planem jednorocznym, przy czym plan w zakresie inwestycji jest planem 2 – letnim. Obecnie obowiązuje plan na lata 2021-2022. Jego przyjęcie poprzedzone jest wielokrotną iteracją w Spółce i Grupie ENEA, co pozwoli sformułować możliwości finansowe, które mogą zostać przeznaczone na inwestycje przez tego OSD, a tak wyznaczony budżet jest dzielony na kierunki i obszary inwestowania. Następnie plany inwestycyjne przechodzą w proces realizacji a OSD mogą przyjmować różne rozwiązania i zasady podziału kompetencji, w zależności od obowiązujących w danej Spółce/ Grupie Kapitałowej regulacji.

Na przykładzie ENEA Operator to Zarząd omawianego OSD, podejmuje tak zwaną uchwałę inwestycyjną, która przyjmuje szczegółowe zestawienie zadań inwestycyjnych do budowy i monitorowania realizacji planu inwestycyjnego ENEA Operator oraz określa zasady kompetencji poszczególnych jednostek organizacyjnych co do realizacji zadań inwestycyjnych, wskazując zgodę na jego realizację, zgodnie z obowiązującymi w Spółce regulaminami udzielania zamówień. Tak więc uchwała inwestycyjna jest dokumentem wyrażającym zgodę na zaciąganie zobowiązania w ramach danego zadania inwestycyjnego, na podstawie którego wyznaczone są osoby pełniące rolę tzw. Kierownika Zamawiającego. Na tej podstawie dokonuje się procesu wyboru wykonawcy, a następnie przechodzi w fazę realizacji inwestycji, będącej: usługą projektowania, realizacji robót budowlanych (mogą występować rozłącznie lub w formie „pod klucz”), dostawy materiałów i urządzeń lub wartością niematerialną i prawną. Inwestycje podlegają bieżącemu monitoringowi przez wyznaczone osoby, w tym jeśli wymagane - Inspektorów Nadzoru. Zakończenie inwestycji odbywa się poprzez dokonanie odbioru. W planach inwestycyjnych OSD w zależności od specyfiki mogą być realizowane inwestycje, których okres realizacji wynosi od kilku miesięcy, do takich, które trwają kilka lat.

Elementem realizacji inwestycji w OSD mogą być również procesy zdefiniowania i przestrzegania standardów technicznych w sieci dystrybucyjnej. Standardy należy utożsamiać z ujednoczeniem wymagań stosowanych i dostępnych na rynku dotyczących zarówno wykonawców jak i dostawców wyrobów. Stanowią one wskazanie rozwiązań technicznych podstawowych (kierunkowych) dających w konsekwencji dostępność konkurencyjną na rynku przyjmowanych rozwiązań. Konkretnie rozwiązania są dostosowywane na etapie realizacji danego zadania (procesu jego projektowania) i jeżeli wymaga tego specyfika danego przypadku, np. wobec uwarunkowań terenowych, Standardy mogą zawierać procedurę odstępowania. Podejście takie, poprzez optymalizację zamawianego asortymentu, zwiększa efektywność dokonywanych zamówień u dostawców, co wpływa na ofertę, optymalizuje koszty logistyki i procesu zakupowego. Standardy to także określenie technologii i jakości

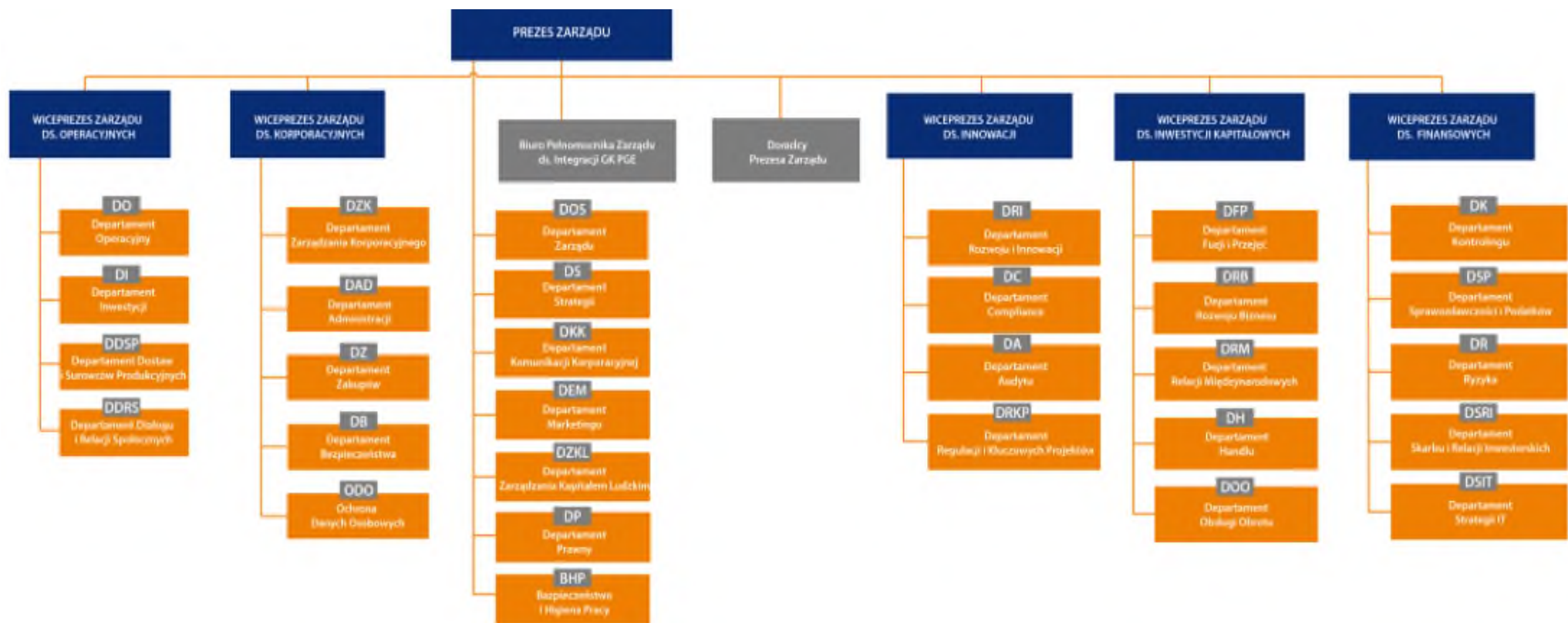
wykonywania prac, co dodatkowo przenosi się na żywotność i koszty eksploatacji majątku powstającego na bazie tych Standardów.

Ponadto, warto również przeanalizować struktury korporacyjne operatorów (schematy organizacyjne), które przedstawiono na rysunkach 82, 83, 84 oraz 85.



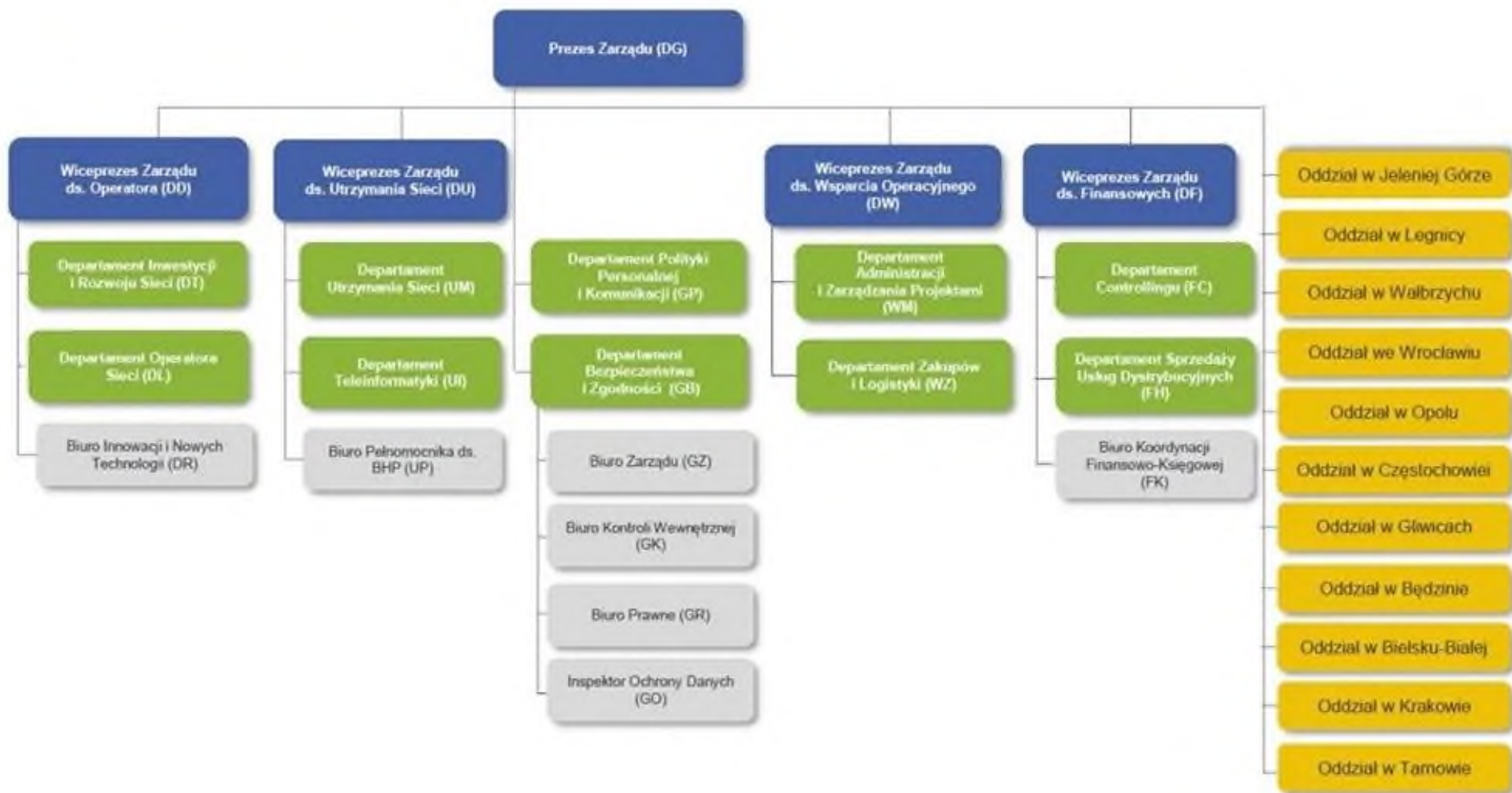
Rysunek 82. Schemat organizacyjny Enea Operator Sp. z o.o.

Źródło: <https://www.operator.enea.pl/> [dostęp na dzień 05.03.2022 r.].



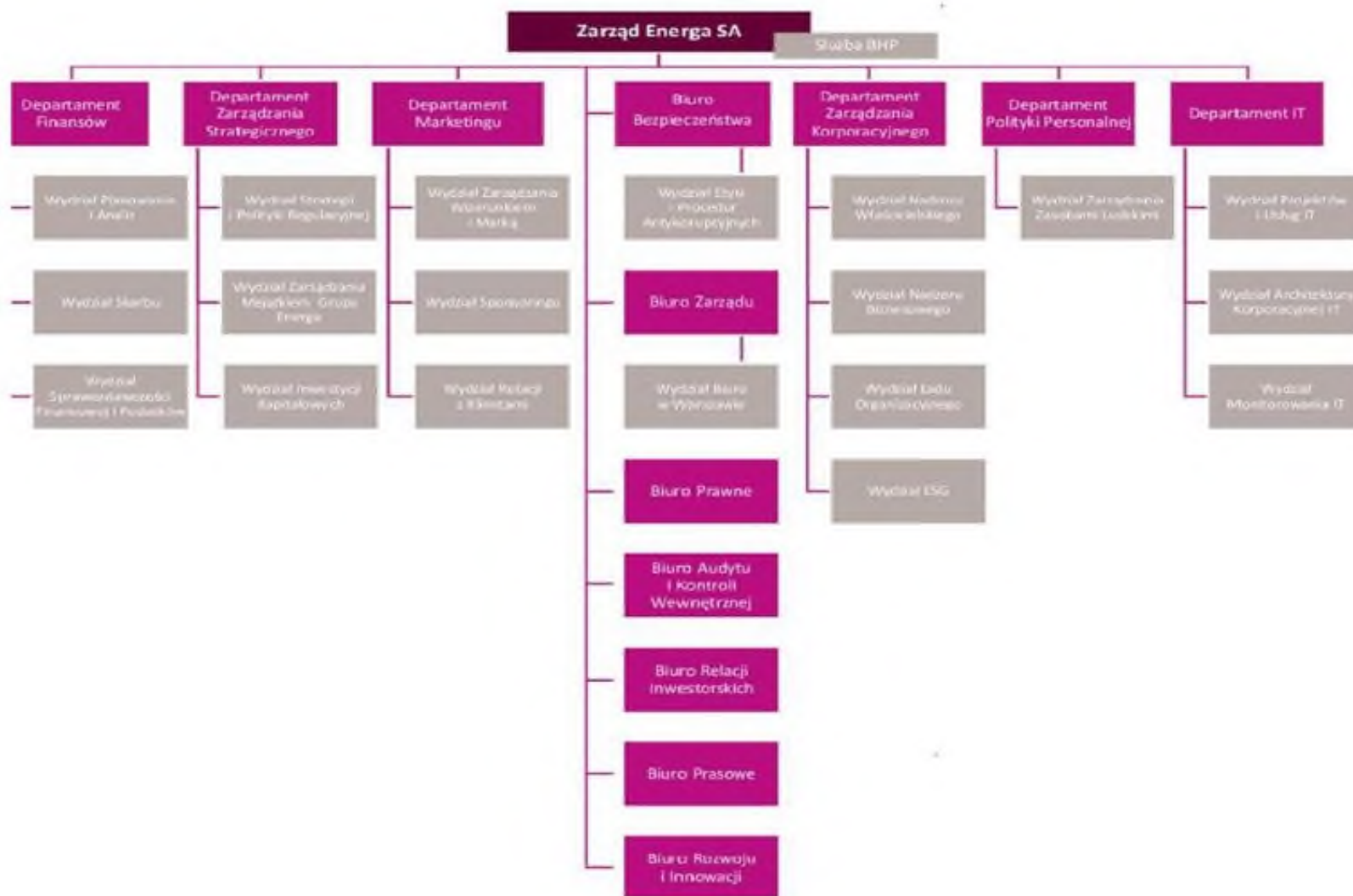
Rysunek 83. Schemat organizacyjny PGE Dystrybucja.

Źródło: <https://pgedystrybucja.pl/aktualnosci> [dostęp na dzień 05.03.2022 r.].



Rysunek 84.12 Schemat organizacyjny Tauron Dystrybucja.

Źródł: <https://www.tauron-dystrybucja.pl/> [dostęp na dzień 05.03.2022 r.].



Rysunek 85.13 Schemat organizacyjny Energa Operator

Źródło: <https://energa-operator.pl/> [dostęp na dzień 05.03.2022 r.].

Jak wynika z powyższych rysunków, struktury organizacyjne obowiązujące u poszczególnych OSD różnią się od siebie. Różny jest też podział kompetencyjny pośród jednostkami oraz ich nazewnictwo. Jak opisano powyżej, nad procesem planowania i realizacji inwestycji nadzór sprawują Zarządy Spółek, natomiast jest to zintegrowane z procesem akceptacji planów w strukturach Grup Kapitałowych i/lub zgodami innych organów OSD (Rad Nadzorcza, Zgromadzenie Wspólników lub Zgromadzenie Akcjonariuszy). Na poziomie operacyjnym, w strukturach central OSD znajdują się jednostki koordynujące procesy planistyczne i realizujące część inwestycji. Większość zadań prowadzonych jest przez wyznaczone Oddziały Dystrybucji – albo przez Dyрекcję OD lub poprzez Rejony Dystrybucji, dla których wsparciem dla realizacji inwestycji mogą być służby prawne oraz służby zakupowe. Aby przygotować inwestycję, zaproponowano poszczególne procesy które mogą zostać uwzględnione na wyznaczonych etapach. Całość przedstawiono w tabeli 28.

Tabela 28. Potencjalne procesy zarządcze na rzecz procesów inwestycyjnych w OSD.

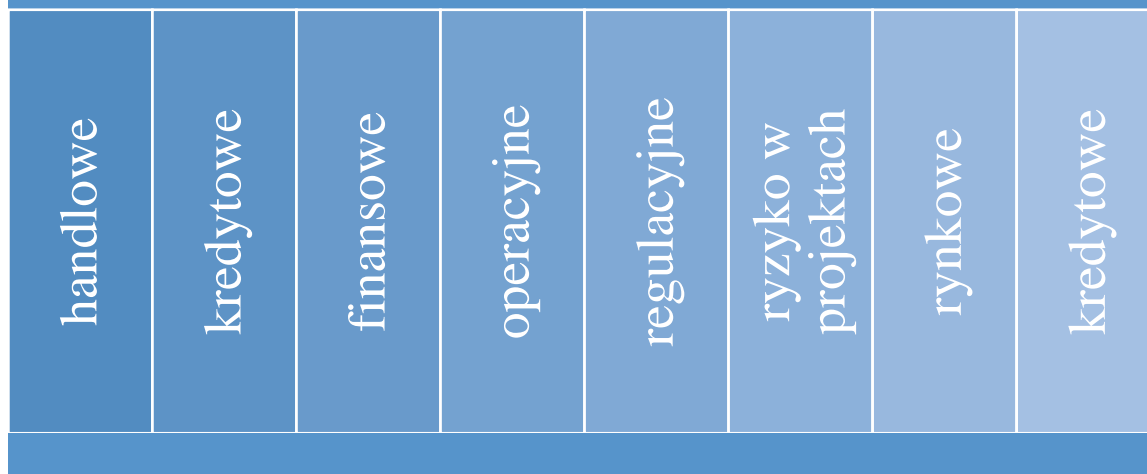
Proces/temat	Uzasadnienie biznesowe	Organizacja	Jakość	Plany	Ryzyko	Zmiana	Postępy
Przygotowanie inwestycji (projektu)	Przygotowanie zarysu uzasadnienia biznesowego	Utworzenie struktury zespołu zarządzania inwestycją (opis ról)	Zebranie oczekiwań jakościowych inwestycji oraz stworzenie opisu produktu końcowego (efektu)	Przygotowanie planu etapu inicjowania	Identyfikacja pierwszych ryzyk i wpisanie ich do rejestru		
Zarządzanie strategiczne	Zatwierdzenie zasadności biznesowej i zgoda na rozpoczęcie inwestycji	Zatwierdzenie struktury zarządzania inwestycją (projektem) oraz podejścia do zarządzania komunikacją	Potwierdzenie zasadności inwestycji w oparciu o opis produktu końcowego	Zatwierdzanie planu inwestycji oraz planów poszczególnych etapów	Bieżące zgłaszanie ryzyk do Kierownika Inwestycji, objęcie właścicielstwa nad częścią ryzyk	Ustanowienie obsługi zmian w projekcie inwestycyjnym	Podejmowanie decyzji o kontynuowaniu projektu inwestycji
Inicjowanie projektu	Uszczegółowienie zarysu uzasadnienia biznesowego oraz przygotowanie podejścia do zarządzania korzyściami	Analiza interesariuszy przygotowanie podejścia do zarządzania komunikacją	Doprecyzowanie opisu produktu końcowego i stworzenie opisów produktów, przygotowanie podejścia do zarządzania jakością i założenie rejestru jakości	Przygotowanie planu inwestycji	Przygotowanie podejścia do zarządzania ryzykiem i założenie rejestru ryzyk	Stworzenie podejścia do sterowania zmianami i zagadnieniami oraz założenie rejestru zagadnień	Ustanowienie mechanizmów sterowania inwestycją
Zarządzanie końcem etapu	Aktualizacja uzasadnienia biznesowego	Przegląd efektywności pracy zespołu	Sprawdzenie jakie produkty zostały dostarczone oraz potwierdzenie, że są	Przygotowanie planu na kolejny etap zarządczy	Podsumowanie stanu ryzyk, wykorzystanego budżetu ryzyk	Sprawdzenie jakie zmiany weszły w życie i jak to wpływa na dalszy przebieg inwestycji	Rekomendacja tolerancji na kolejne etapy, podsumowanie realizacji za pomocą raportu

			wystarczającej jakości				końcowego etapu
Sterowanie etapem	Obserwowanie, czy uzasadnienie biznesowe nadal pozostaje aktualne, sprawdzenie wpływu zagadnień i ryzyk na uzasadnienie biznesowe	Komunikacja zgodnie z ustalonym podejściem do zarządzania komunikacją	Delegowanie wykonania prac kierownikom zespołu	Realizowanie etapu zgodnie z planem	Bieżące zarządzanie ryzykiem zgodnie z ustaloną strategią	Wprowadzanie zmian zgodnie z ustalonym projektem inwestycji	Zarządzanie etapem w zakresie tolerancji, przygotowanie raportów okresowych
Zarządzanie dostarczaniem produktów		Komunikacja zgodnie z ustalonym podejściem do zarządzania komunikacją	Wykonywanie produktów zgodnie z opisami i kryterium jakości	Przygotowanie planu zespołu	Zgłaszanie ryzyk do kierownika projektu	Zgłaszanie zagadnień do kierownika projektu	Przygotowanie raportów z punktów kontrolnych, zarządzanie wykonywaniem grupy zadań zgodnie z ustalonymi tolerancjami
Zamykanie inwestycji (projektu)	Potwierdzenie, że korzyści biznesowe nadal mogą zostać zrealizowane	Podsumowanie efektywności pracy zespołu, wyciągnięcie doświadczeń z projektu	Potwierdzenie jakości produktu końcowego oraz oddanie go do użytkowania	Porównanie planu i faktycznej realizacji projektu	Podsumowanie, jaki ryzyka wystąpiły jaki budżet został wykorzystany w tym obszarze	Podsumowanie zmian jakie weszły w życie oraz wyciągnięcie z tego doświadczeń	Podsumowanie przebiegu inwestycji, przygotowanie raportu końca inwestycji

Źródło: Opracowanie własne.

Należy również uwzględnić obszar dotyczący ryzyka, który to związany jest z zarządzaniem niepewnością w inwestycjach lub projektach wewnętrznych. OSD postulują kilka podstawowych kategorii oraz powielają część z nich w swoich działalnościach. Przedstawiono je na rysunku 86.

ryzyko postulowane przez OSD



Rysunek 86. Postulowane ryzyka przez OSD. Źródło: Opracowanie własne.

Niepewność może ostatecznie działać na korzyść lub niekorzyść. Właśnie dlatego w temacie ryzyko należy analizować zarówno szanse jak i zagrożenia. Można tego dokonać za pomocą proponowanych elementów zarządczych:

1. **Identyfikacja** – krok ten obejmuje rozpoznanie ryzyk dotyczących projektu. Dobrą praktyką w tym obszarze jest udokumentowanie ich w rejestrze ryzyk. Natomiast punktem wyjścia jest analiza otoczenia projektu, bo właśnie z niego może pochodzić większość przyczyn ryzyk, które będą zagrażały projektowi lub inwestycji. W związku z tym krok ten podzielony został na dwie części – identyfikowanie kontekstu, a następnie identyfikowanie ryzyk.
2. **Ocena** – W ramach tego kroku należy określić trzy parametry:
 - a) Prawdopodobieństwo wystąpienia ryzyka – najczęściej określane według przyjętej skali, np. 1 to bardzo małe prawdopodobieństwo, 5 to bardzo duże prawdopodobieństwo.
 - b) Wpływ na inwestycję lub projekt – również najczęściej określane przy pomocy wcześniej zdefiniowanej skali, np. 1 to bardzo mały wpływ, 5 to bardzo duży wpływ. Czasem wpływ wyrażany jest w wartościach pieniężnych.
 - c) Bliskość ryzyka – to nic innego jak określenie kiedy należy spodziewać się wystąpienia ryzyka.

3. **Planowanie** – w tym kroku należy określić działania, jakie należy podjąć aby minimalizować zagrożenia i maksymalizować szanse. Na przeprowadzenie reakcji na ryzyka powinien być określony konkretny budżet, nazywany budżetem ryzyk. Jest on rekomendowany, ale nie obowiązkowy.

4. **Wdrażanie** – krok ten polega na wykonaniu zaplanowanych działań w reakcji na ryzyka, monitorowaniu tych działań i dokonywaniu w nich ewentualnych korekt, gdy są potrzebne. Na tym etapie powinny pojawić się dwie role – pierwsza z nich to właściciel ryzyka, odpowiedzialny za zarządzanie wszystkimi aspektami powierzonego mu ryzyka oraz druga, wykonawca reakcji na ryzyko.

5. **Komunikacja** – jest to krok, który odbywa się równolegle z każdym z czterech poprzednich kroków. W każdym raporcie czy podsumowaniu, każda rola przy inwestycji lub projekcie ma obowiązek informować o bieżącym stanie ryzyka na swoim poziomie.

Oczywiście wymienione parametry mogą się zmieniać w czasie trwania inwestycji lub projektu, dlatego trzeba na bieżąco monitorować ryzyka i aktualizować zapisy dotyczące poszczególnych ryzyk.

Należy zatem dokonać dalszej analizy pod kątem zarządzania ryzykiem w wybranych OSD, których podstawowa działalność w każdym segmencie narażona jest na ryzyka, a ich materializacja może w istotny, niekorzystny sposób wpłynąć na ciągłość działania poszczególnych jednostek, ich sytuację finansową oraz zdolność do realizacji wytyczonych celów strategicznych. Świadomość tych zagrożeń wymaga utrzymania, wykorzystania i ciągłego udoskonalania sformalizowanego i zintegrowanego systemu zarządzania ryzykiem (ERM). Zatem w Enea Operator jego ramy określa obowiązująca w Grupie ENEA jednolita Polityka Zarządzania Ryzykiem Korporacyjnym. System ERM w Grupie ENEA bazuje na kompleksowym ujęciu przedmiotu zarządzania ryzykiem, określeniu szczegółowych zasad identyfikacji i oceny ryzyk. Na tej podstawie następuje wybór kluczowych ryzyk korporacyjnych, a także monitorowanie ekspozycji na te ryzyka oraz przygotowanie i monitorowanie planów. W przypadku części ryzyk korporacyjnych takich jak ryzyko kredytowe, utraty płynności, walutowe, stopy procentowej oraz towarowe, a także w przypadku ryzyk projektowych, naruszenia ochrony danych osobowych, ryzyk cybernetycznych sformalizowane podejście do zarządzania ryzykiem lub oceny ryzyka przybiera formę dedykowanych Polityk i/lub Procedur wewnętrznych. Przyjęte zasady zarządzania ryzykiem wyznaczone są w oparciu o najwyższe standardy zarządcze i zgodne są

z najlepszymi praktykami rynkowymi w tej dziedzinie. Enea do realizacji procesów zarządzania ryzykiem korporacyjnym oraz ryzykiem kredytowym i towarowym wykorzystuje systemy IT. Koncepcję organizacji zarządzania ryzykiem w Grupie ENEA oparto o model skoordynowany. Założeniem jego funkcjonowania jest koordynacja procesów zarządzania ryzykiem w Grupie ENEA przez ENEA S.A. Natomiast każde ryzyko uwzględnione w Rejestrze Ryzyk podlega ocenie pod kątem prawdopodobieństwa wystąpienia i potencjalnych skutków finansowych, reputacyjnych oraz wpływu na zdrowie i bezpieczeństwo zgodnie ze Skalą Oceny Ryzyk Korporacyjnych. Skala ta, definiuje zakres Planu Postępowania z Ryzykiem i częstotliwość monitorowania. W tabeli 29, zestawiono model ryzyk wg. Enea¹⁸⁵:

Tabela 29. Model ryzyk wg. Enea Operator

Model ryzyk	Ryzyka główne, na które narażone jest przedsiębiorstwo branży energetycznej w określonych kategoriach	Przykładowe działania mitygujące dla ryzyk w określonych kategoriach
Strategiczne	<ul style="list-style-type: none"> • Ryzyko naruszenia przepisów prawa i regulacji wewnętrznych dotyczących ochrony danych osobowych • Ryzyko opóźnień we wdrożeniu/brak wdrożenia opomiarowania stacji Sn/nn w określonym przepisami prawa terminie • Ryzyko wynikające z otoczenia regulacyjnego wpływające na poziom kosztów i przychodów • Ryzyko co przyjęcia błędnych założeń dla długoterminowych projekcji finansowych • Ryzyko niewłaściwego zarządzania informacją w sytuacji kryzysowej 	<ul style="list-style-type: none"> • Przeprowadzanie szkoleń wstępnych i okresowych dla pracowników i współpracowników • Udział w pracach zespołów tematycznych oraz we władzach Towarzystwa Obrotu Energią oraz innych towarzystw branżowych • Zabezpieczenie systemów przetwarzających dane osobowe poprzez zabezpieczenia systemowe • Monitorowanie i weryfikacja prognoz kursów walutowych, stóp procentowych i innych założeń makroekonomicznych • Utrzymywanie sprawnych kanałów komunikacji z kluczowymi jednostkami biznesowymi

¹⁸⁵ <https://raportroczny2019.csr.enea.pl/pl/dzialalnosc-grupy/zarzadzanie-ryzykiem/> dostęp na dzień 20.03.2022 r.

	<ul style="list-style-type: none"> • Ryzyko braku realizacji restrykcyjnych założeń polityki klimatycznej UE • Ryzyko luki pokoleniowej • Ryzyko braku osiągnięcia celu gospodarnego planowanej budowy 	<ul style="list-style-type: none"> • Udział w pracach nad regulacjami dla branży energetycznej i węglowej • Wdrożenie rozwiązań mających na celu uzupełnienie, podniesienie, wzmocnienie kompetencji i wiedzy organizacji, m.in. poprzez programy płatnych staży i praktyk
Finansowe	<ul style="list-style-type: none"> • Ryzyko naruszenia umów o finansowanie • Ryzyko pogorzenia ratingu • Ryzyko utraty płynności finansowej • Ryzyko poniesienia strat z tytułu niewywiązywania się kontrahentów ze zobowiązań umownych (w tym ryzyko kredytowe) • Ryzyko niezrealizowania lub wystąpienia opóźnień w realizacji inwestycji 	<ul style="list-style-type: none"> • Monitorowanie konwenantów bankowych w przedsiębiorstwie z branży energetycznej • Bieżące konsultacje z agencją ratingową • Prowadzenie usystematyzowanych działań w obszarze zarządzania ryzykiem kredytowym i windykacji, określonych formalnie wdrożoną dokumentacją • Monitorowanie realizacji zadań inwestycyjnych
Operacyjne	<ul style="list-style-type: none"> • Ryzyko niespełnienia wymogów konkluzji BAT • Ryzyko nadmiernego zużycia niektórych elementów majątku wytwórczego • Ryzyko opóźnienia procesów przetargowych • Ryzyko naruszenia przepisów prawa i regulacji wewnętrznych dotyczących przetwarzania informacji i bezpieczeństwa teleinformatycznego w przedsiębiorstwie • Ryzyko powodzi 	<ul style="list-style-type: none"> • Projekty związane z dostosowaniem do wymogów BAT • Analizy i badania stanu elementów majątku wytwórczego. Inicjowanie projektów remontowych w miarę potrzeb • Regularne okresowe szkolenia pracowników • Regularne okresowe przeglądy systemów i ich ocena pod względem zapewnienia bezpieczeństwa

	<ul style="list-style-type: none"> • Ryzyko ubytków mocy spowodowanych warunkami hydrologicznymi 	
Rynkowe	<ul style="list-style-type: none"> • Ryzyko zmienności cen towarów na rynku terminowym • Ryzyko niedotrzymania ciągłości dostaw paliw • Ryzyko wolumetryczne paliwa i transportu • Ryzyko realizacji sprzedaży założonego wolumenu węgla do głównych odbiorców 	<ul style="list-style-type: none"> • Doskonalenie metod i narzędzi optymalizacji portfeli towarowych • Utrzymywanie i rozwój kompetencji wewnątrz Spółki do zarządzania ryzykiem towarowym • Dywersyfikacja źródeł zaopatrzenia i realizacji usług • Ciągła analiza rynku paliwowo-energetycznego • Optymalizacja dostaw węgla w ramach współpracy do podmiotów wytwórczych przedsiębiorstwa z branży energetycznej uwzględniająca ograniczoną przepustowość tras objazdowych i wzrost kosztów

Źródło: <https://raportroczny2019.csr.enea.pl/pl/dzialalnosc-grupy/zarzadzanie-ryzykiem> [dostęp na dzień 03.05.2022 r.].

W GK Tauron, kluczowe jest założenie zarządzania w obszarze ryzyka jako przejrzyste i precyzyjne w obszarze podziału zadań oraz wynikających z nich odpowiedzialności, minimalizując możliwości potencjalnych konfliktów interesów. Z materiałów źródłowych OSD, wynika również że ich system gwarantuje niezależność funkcji podejmowania ryzyka od jego kontroli i monitoringu. Jest to realizowane poprzez centralizację funkcji kontrolnej na poziomie TAURON Polska Energia w organizacyjnym i funkcjonalnym odseparowaniu funkcji podejmowania ryzyka. Zasady funkcjonujące w Grupie TAURON wprowadzają funkcję Właściciela ryzyka, tj. osoby odpowiedzialnej za zarządzanie danym ryzykiem, w tym w szczególności za opracowanie i wdrożenie skutecznej reakcji na zagrożenie. Funkcja kontrolna, koordynacja procesu, jak również odpowiedzialność za prawidłowe funkcjonowanie systemu zarządzania ryzykiem, została natomiast umiejscowiona w TAURON Polska Energia, w Obszarze Dyrektora Wykonawczego właściwego ds. Ryzyka. W ramach procesu zarządzania ryzykiem szczególną rolę pełni Komitet Ryzyka, jako zespół ekspercki, który w sposób stały i ciągły inicjuje, analizuje, monitoruje, kontroluje, wspiera i nadzoruje funkcjonowanie

systemu zarządzania ryzykiem w Grupie TAURON. W skład Komitetu Ryzyka wchodzi osoby posiadające odpowiednią wiedzę o Spółce i jej otoczeniu oraz niezbędne kwalifikacje i umocowania. Zadaniem Komitetu Ryzyka jest wyznaczanie norm i standardów zarządzania ryzykiem w Grupie TAURON oraz nadzór nad skutecznością procesu zarządzania ryzykiem. W obrębie Komitetu Ryzyka wydzielone zostały dwa odrębne zespoły: dla obszaru ryzyka handlowego oraz dla obszaru ryzyka finansowego i kredytowego. Komitet Ryzyka nadzoruje bezpośrednio realizację procesu zarządzania ryzykiem korporacyjnym¹⁸⁶.

W grupie Energa, ryzyka związane z inwestycjami prowadzonymi w ramach Grupy, stosowane są podobne mechanizmy kontrolne¹⁸⁷:

- Kontrakty z doświadczonymi i renomowanymi podwykonawcami
- Bieżąca kontrola i monitoring inwestycji na poziomie operacyjnym i strategicznym (Komitety i Najwyższe Kierownictwo)
- Stały udział kancelarii prawnych
- Realizacja inwestycji w formule projektowej
- Cykliczna i bieżąca identyfikacja ryzyk

Natomiast PGE w obszarze zarządzania strategicznego nie koncentruje się wyłącznie na ryzykach związanych z bieżącą działalnością. Identyfikacji, ocenie i analizie podlegają również ryzyka mogące mieć wpływ na funkcjonowanie Grupy w dłuższym horyzoncie czasowym (około 10-letnim). Na najwyższym szczeblu zarządczym dokonywana jest ocena wpływu na realizację celów, wizerunek oraz ciągłość działania GK. Działanie to pozwala na przygotowanie się do pojawiających się wyzwań i zabezpieczenie długoterminowego rozwoju Grupy. O ile zagrożenia dla bieżącej działalności wpływają na funkcjonowanie i wyniki finansowe PGE, to ryzyka o charakterze strategicznym mogą zaważyć na powodzeniu realizacji strategii i przyszłości całej organizacji. Ich rozpoznanie jest kluczem do zapewnienia trwałości Grupy PGE. Wczesne przygotowanie się do nadchodzących zmian daje przewagę wobec konkurentów i umożliwia rozwój Grupy. W takim kontekście szczególnie ważne może być otoczenie technologiczne. Skuteczna implementacja takich rozwiązań, przyczyniać się może do efektywniejszego gospodarowania zasobami grupy w całym łańcuchu wartości. W tym

¹⁸⁶ <https://raport.tauron.pl/ryzyko/zarzadzanie-ryzykiem/strategia-zarzadzania-ryzykiem/> dostęp na dzień 23.03.2022 r.

¹⁸⁷ <http://raportroczny.energa.pl/pl/zarzadzanie-ryzykiem/obszary-ryzyka/> dostęp na dzień 23.03.2022 r.

zakresie postępująca digitalizacja prowadzi do oferowania przez OSD produktów i usług bardziej dopasowanych do potrzeb klientów, mogąc mieć odzwierciedlenie w całym łańcuchu tworzenia wartości. Dzięki dedykowanemu wsparciu inwestycyjnemu, mającemu na celu rozwój określonych źródeł wytwórczych (jak OZE czy kogeneracja), PGE może efektywnie (pod kątem nakładów inwestycyjnych) zmieniać technologie wytwarzania energii elektrycznej czy ciepła, a tym samym obniżać poziom ekspozycji na takie czynniki jak ceny uprawnień do emisji, czy ceny paliw.

Równie istotnym tematem jest dobór odpowiednich narzędzi, niezbędnych do planowania inwestycji. Należy zatem uwzględnić proces - który potencjalnie stanowi problem – dla odpowiedniego zarządzania logistycznego pod kątem szacowania finansowego inwestycji. Takie szacowanie, rozumiane jako budżet zadania, dokonuje się w oparciu o wartość zadań podobnych, badanie rynku, czy też inne narzędzia przewidziane przepisami ustawy prawo zamówień publicznych lub regulacjami wewnętrznymi Spółki – w zależności od tego do jakich potrzeb (na jakim etapie planowania inwestycji) jest dokonywane. OSD jako podmiot regulowany, uzyskujący przychody na podstawie taryfy na świadczenie usług dystrybucji, ma określone przez Prezesa URE w modelu taryfowym zasady wynagradzania zainwestowanych środków. Odbywa się to poprzez zwrot z zaangażowanego kapitału (tzw. WACC¹⁸⁸) oraz uznanie amortyzacji. Z zasady wynagradzanie poszczególnych składników majątku (powstającego wskutek zrealizowania inwestycji) jest wynagradzane takim samym poziomem WACCa, a amortyzacja wyznaczana jest wg stawek amortyzacji, określonych dla danego typu składnika majątkowego. Z zasady i w uproszczeniu można przyjąć zatem, iż opłacalność każdej inwestycji OSD jest na zbieżnym poziomie.

OSD jako podmiot posiadający określone zadania wynikające wprost z przepisów prawa, w szczególności ustawy Prawo energetyczne, dokonując wyboru i priorytetyzacji inwestycji kieruje się innymi przesłankami, niż analiza wskaźników efektywności ekonomicznej jak NPV (Net Present Value – wartość bieżąca netto) czy IRR (Internal Rate of Return – wewnętrzna stopa zwrotu). OSD musi wypełniać w/w wskazane obowiązki wynikające z przepisów prawa. Dla przykładu:

- W zakresie realizacji obowiązku publiczno-prawnego OSD swoje działania skierują na przyłączenie nowych odbiorców oraz związaną z tym budową nowych sieci, modernizacją i odtworzeniem istniejącego majątku, a także działań

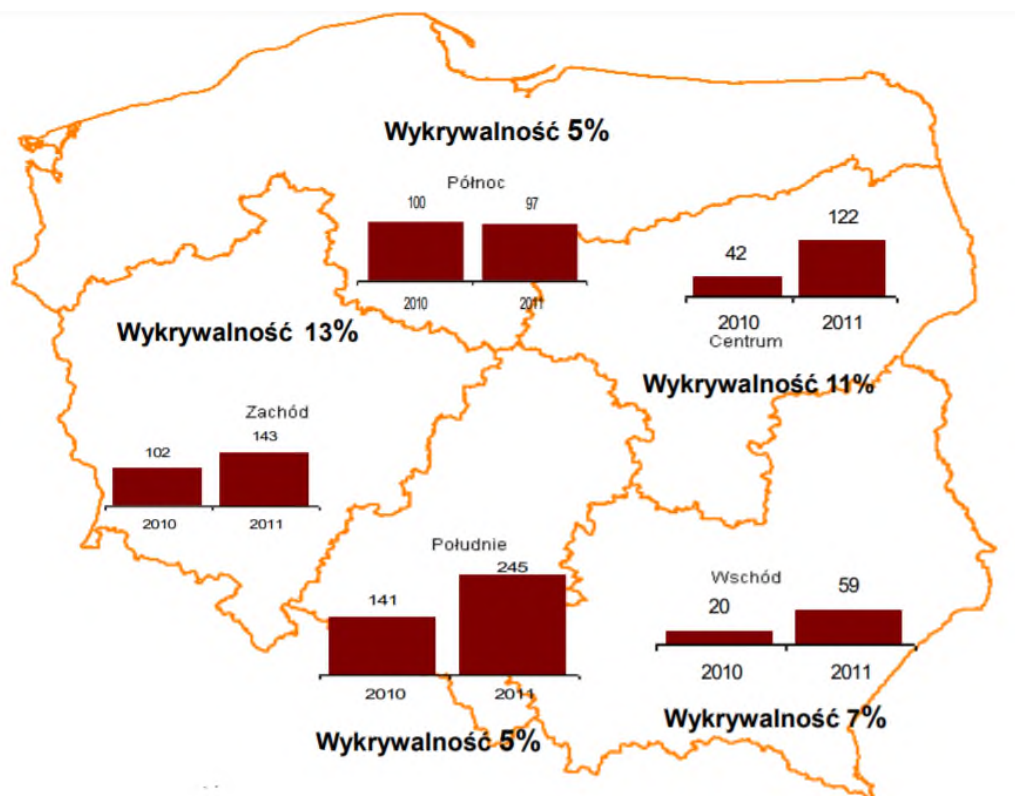
¹⁸⁸ <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/zasady-zwrotu-z-kapita> dostęp na dzień 23.03.2022 r.

związanych z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc. Ponadto, w związku z coraz większą dynamiką przyłączeń źródeł rozproszonych (w tym rynek prosumentów), OSDn oraz rozwojem e-mobility i klastrów energii, OSD muszą zabezpieczyć środki konieczne na przystosowanie i przebudowę swojej sieci w celu realizacji przyłączenia tych podmiotów do sieci.

- W zakresie układów pomiarowych - nakłady winny uwzględniać nowelizację ustawy Prawo energetyczne, która weszła w życie w dniu 3 lipca 2021 roku, mówiącą o obowiązku zainstalowania liczników klasy AMI¹⁸⁹ do dnia 31.12.2028 roku u co najmniej 80% odbiorców końcowych przyłączonych do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV oraz w konsekwencji powyższego, zainstalowania do końca roku 2023 liczników klasy AMI u co najmniej 15% takich odbiorców, do końca roku 2025 liczników klasy AMI u co najmniej 35% takich odbiorców, do końca roku 2027 liczników klasy AMI u co najmniej 65% takich odbiorców.
- W zakresie zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego - zamierzenia inwestycyjne to przede wszystkim rozbudowa sieci WN w związku z sugerowanymi do budowy nowymi punktami redukcyjnymi najwyższe napięcia na napięcie 110 kV (budowane przez Operatora Systemu Przesyłowego), czy też realizacja ustalonych z OSP inicjatyw inwestycyjnych na bazie Koncepcji pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV jako sieci zamkniętej dla danego obszaru OSD oraz prowadzenie na bieżąco modernizacji sieci WN.

Ciekawym odniesieniem jest również wpływ czynnika *ludzkiego* na infrastrukturę przesyłową. W całym sektorze, w roku 2015 odnotowano prawie 2200 zdarzeń o charakterze dewastacji lub kradzieży zasobów OSD. Dla przedsiębiorstw sektora elektroenergetycznego są to wrażliwe incydenty które bezpośrednio przekładają się na pracę sieci i odbiór energii przez klientów ostatecznych, wpływając negatywnie na wskaźniki niezawodności dostaw, a ich wykrywalność w latach 2010-2011 była znikoma (patrz rysunek 87).

¹⁸⁹ <https://amiplus.tauron-dystrybucja.pl/o-amiplus/inteligentne-liczniki> dostęp na dzień 23.03.2022 r.

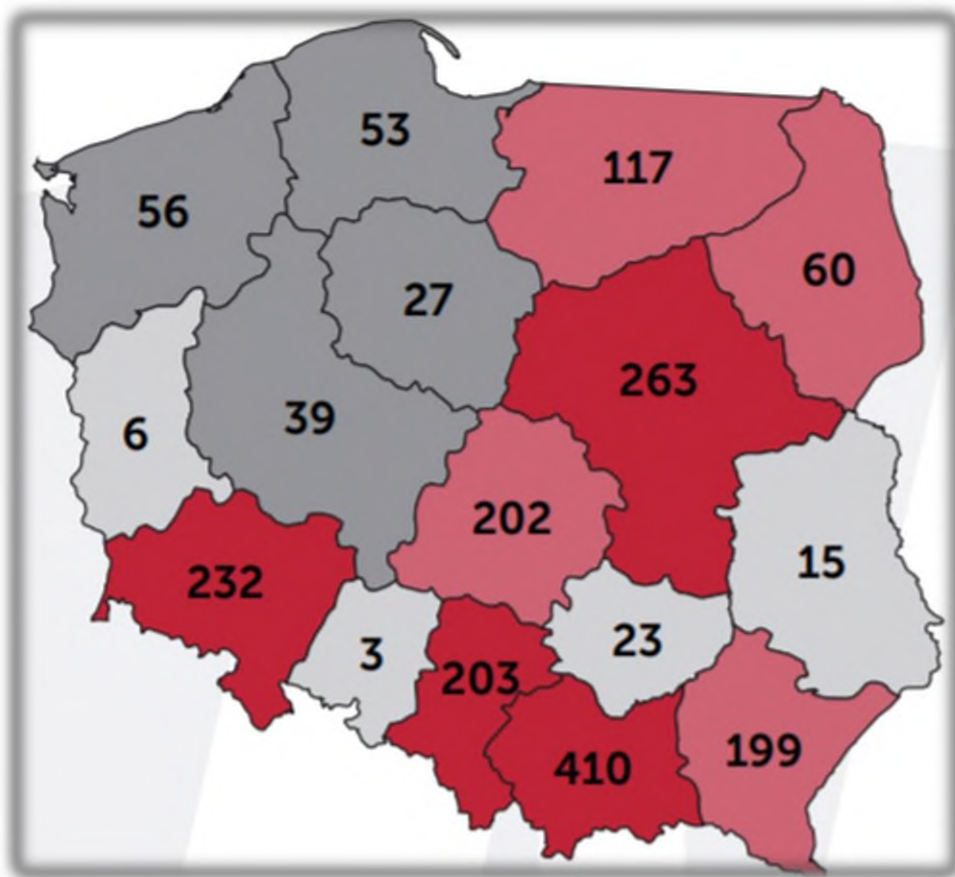


Rysunek 87. Wykrywalność zdarzeń dewastacji i kradzieży infrastruktury energetycznej w latach 2010/2011. Źródło: URE

Warto również w tym miejscu zaznaczyć, iż uciążliwe naprawy i koszty z nimi związane, przekładają się na wszystkich klientów, a miejsce które zostało zniszczone stanowi potencjalne zagrożenie zdrowia dla osób postronnych (np. w postaci luźnych lub przerwanych przewodów będących pod napięciem). Jak zauważa O. Fasiiecka (PTPiREE), dewastacje i kradzieże infrastruktury powodują także konieczność wygospodarowania znacznych nakładów finansowych nie tylko na odtworzenie infrastruktury, ale także na jej utrzymanie i ochronę, wykonywaną przez specjalistyczne, koncesjonowane firmy. Bezpieczeństwo mienia, na które przeznaczane są coraz większe budżety, powinno być zagwarantowane odpowiednimi regulacjami prawnymi oraz systematycznie i skutecznie egzekwowanymi przepisami prawa. Tymczasem środki finansowe, zamiast na rozwój infrastruktury energetycznej, wspierającej rozwój społeczeństwa informatycznego oraz gospodarki, przeznaczane są na honoraria dla firm ochroniarskich¹⁹⁰. URE wraz z przedsiębiorstwami sektora stara się walczyć z tego typu zdarzeniami, jednakże biorąc pod uwagę specyfikę tej infrastruktury – nie sposób przewidzieć

¹⁹⁰ O. Fasiiecka: *Kradzieże i dewastacje infrastruktury sieciowej*, wyd. Energia Elektryczna, Listopad 2013 r.

i zapobiegać wszystkim takim incydom. W roku 2016 odnotowano spadek ich liczby (w porównaniu do roku 2015), o blisko 14 proc, w wyniku czego ograniczono również koszty z tym związane z ok. 9,5 mln złotych do ok. 4,5 mln złotych na przestrzeni tych lat. Jednak w tym roku odnotowano ponad 12 tys. klientów którzy ucierpieli w wyniku tych zdarzeń i zostali w pełni odcięci od dostaw energii elektrycznej. Odpowiedzią na tego typu zjawiska jest utworzenie Platformy Incydomów Kradzieży i Dewastacji Infrastruktury¹⁹¹, która służy do zgłaszania takich wydarzeń i podejmowania kroków interwencyjnych we współpracy ze służbami np. policją. Ilość incydomów opisanych powyżej w roku 2016, przedstawiono na rysunku 88.



Rysunek 88. Mapa incydomów dewastacji i kradzieży infrastruktury energetycznej w poszczególnych województwach w roku 2016. Źródło: PTPiREE

¹⁹¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogólne/aktualności/5840,Od-dwóch-lat-razem-przeciw-kradzieży-i-dewastacji-infrastruktury-podsumowanie-or.html> dostęp na dzień 14.01.2022 r.

4.2 Analiza inwestycji sieciowych największych Polskich OSD w Polsce

Sektor energetyczny potrzebuje ciągłych inwestycji, które zagwarantują bezpieczeństwo i niezależność kraju. Ponadto, energetyka to sektor o wysokim nasyceniu techniką w każdym obszarze i w związku z tym postęp technologiczny ma ogromne znaczenie. Niezbędne są nakłady na utrzymanie sieci oraz budowę nowych linii przesyłowych. W analizowanym okresie zaobserwowano powstawanie nowych regulacji które odcisnęły swoje znamię na funkcjonowaniu całego sektora oraz na podmiotach działających w jego obszarze. Ponadto, w poniższej analizie pomięto niektóre zdania inwestycyjne które nie są jawne. W roku 2015 wyodrębniono nowy resort gospodarczy – Ministerstwo Energii – który jako polski urząd administracji rządowej obsługiwał w dużym stopniu działy związane z energią i gospodarką złożami kopalin. Podmiot ten został jednak zlikwidowany w 2019 roku, w następstwie czego jego kompetencje przejęły Ministerstwo Aktywów Państwowych oraz Ministerstwo Klimatu. W tym samym roku, w lutym, weszła w życie ustawa o odnawialnych źródłach energii, wprowadzająca m.in. nową metodę wsparcia zielonej energii w postaci systemu aukcyjnego. Równie istotną dla rozwoju rynku energii zmianą na poziomie legislacyjnym, było znowelizowanie ustawy – Prawo energetyczne w zakresie obowiązków dotyczących rozporządzenia REMIT, w celu wykrywania nadużyć na hurtowych rynkach energii. Odtąd wszystkie transakcje zakupu i sprzedaży energii i gazu ziemnego, zawierane na Towarowej Giełdzie Energii, jak również informacje o funkcjonowaniu systemów energetycznych – są raportowane do Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER). Z perspektywy regulatora sektora, w 2015 roku organy wprowadziły projekt URE, tzw. regulację jakościową, która dotyczy pięciu największych OSD w Polsce oraz obejmuje lata 2016-2020. Model ten został wdrożony z myślą o konsumencie, jako odbiorcy najwyższych standardów jakości. Prace nad tą regulacją trwały od 2013 roku, kiedy to podjęto starania określenia nowych zasad regulacji OSD na kolejny kilkuletni okres. Po zakończeniu tych prac, został opublikowany dokument pt. ”Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020”, który to stanowi kontynuację transparentnych i stabilnych zasad regulacji tych przedsiębiorstw. Nowy model regulacji z elementami jakościowymi obowiązuje od stycznia 2016 roku. Upředni model regulacji pozwolił na osiągnięcie celów o charakterze strategicznym dla bezpieczeństwa dostaw energii, w szczególności poprzez zapewnienie stabilnych warunków do prowadzenia inwestycji sieciowych. Obecny model służyć ma przede wszystkim podniesieniu dostępności cenowej

tych usług, a także utrzymaniu dotychczasowego poziomu inwestycji. W pierwszym okresie regulacji tj. do 2017 roku – wyznaczone zostały cele polegające na obniżeniu wskaźników przerw w dostarczaniu energii (SAIDI, SAIFI) oraz wskaźnika czasu realizacji przyłączenia odbiorców IV i V grupy przyłączeniowej. Efekty jakie bezpośrednio przełożyły się na funkcjonowanie OSD to brak obniżenia kwoty wynagrodzenia z kapitału w taryfach w 2018 roku oraz w latach kolejnych¹⁹². W 2015 roku u podstaw funkcjonowania sektora energetycznego leżały korzyści płynące z naturalnych zasobów krajowych. Ich wykorzystanie było uzasadnione z punktu widzenia bezpieczeństwa krajowego oraz interesów gospodarczych. A do największych realizowanych projektów, w obszarach OSD w tym okresie zaliczano elektrownie: Kozienice (Enea S.A.) o mocy 1000 MW, Opole (PGE S.A.) o mocy 2 x 900 MW, Turów (PGE S.A.) – 450MW oraz Jaworzno (Tauron S.A.) o mocy 910 MW.

W roku 2016 na zapadły decyzje promujące rozwój OZE na dużą skalę. Regulacje Wspólnotowe EU wymuszają swoistą rewolucję tj. odchodzenie od konwencjonalnych źródeł wytwarzania. Według raportu BP Energy¹⁹³ - w ciągu najbliższych dwudziestu lat połowa nowych mocy zainstalowanych ma bazować na źródłach niekopalnych, a łączna zainstalowana globalnie moc OZE ma się zwiększyć do roku 2035 aż czterokrotnie. Preferowanie źródeł odnawialnych obniża jednak, poprzez zmiany w merit order, opłacalność źródeł konwencjonalnych. To między innymi rozwój OZE, w tym niesterowalnych, które są wynagradzane częściowo poza rynkiem energii (systemy wsparcia), powoduje presję na spadek hurtowych cen energii, odbiera rynek energetyce konwencjonalnej, która wciąż warunkuje bezpieczeństwo dostaw energii. W efekcie w energetyce konwencjonalnej powstaje tzw. problem brakujących przychodów, który z czasem może się przekładać na zjawisko brakującej mocy. Niskie hurtowe ceny energii oraz ograniczanie czasu pracy konwencjonalnych źródeł wytwórczych mogą powodować brak bodźców ekonomicznych zarówno do utrzymywania źródeł wytwórczych w eksploatacji, jak i do budowy nowych. Skutkiem jest poszukiwanie metod utrzymania mocy dyspozycyjnych na poziomie zapewniającym bezpieczeństwo dostaw energii z systemów scentralizowanych (w Polsce takim pomysłem jest tzw. rynek mocy)¹⁹⁴. Z roku na rok odnotowuje się wzrost wydatków na systemy łączności i informatykę. W 2016 roku spółki dystrybucyjne i OSD przeznaczyły na inwestycję ponad 7 miliardów złotych i

¹⁹² Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2015 Energetyka. Dystrybucja i przesył.

¹⁹³ <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html> [dostęp na dzień 21.07.2021 r.].

¹⁹⁴ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2016 Energetyka. Dystrybucja i przesył.

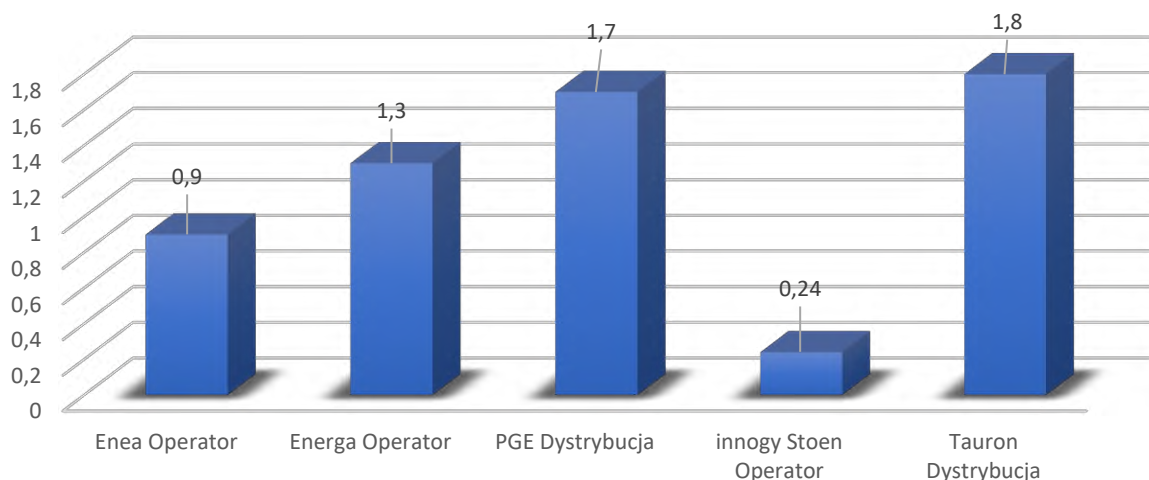
pomimo że każda ze spółek miała różne zadania – nadrzędne cele tj. zapewnienie najwyższej jakości świadczonych usług, poprawa niezawodności sieci i jej automatyzacja czy przyłączenie nowych odbiorców pozostają uniwersalne. Dalszy postęp, otwierający nowe możliwości dla branży i odbiorców, może zostać osiągnięty właśnie poprzez połączenie dyscyplin – klasycznej elektroenergetyki oraz osiągnięć w dziedzinach automatyki, informatyki i telekomunikacji. Dzięki inwestycjom poniesionym w ostatnich latach, infrastruktura przesyłowa i dystrybucyjna staje się zdecydowanie bardziej nowoczesna.

W tym okresie Enea Operator przeznaczyła na inwestycje 914,3 mln zł, z czego prawie 40 proc. związane było z przyłączeniem nowych odbiorców do sieci. Ponad połowę środków poniesiono na odtworzenie i modernizację posiadanego majątku (związanego z poprawą jakości oraz wzrostem zapotrzebowania na moc). Pozostałą kwotę rozdysponowano na specjalistyczny sprzęt, flotę czy rozwiązania IT. W ciągu roku zrealizowano wiele kluczowych inwestycji na wszystkich poziomach napięć, których wykonanie przyczyniło się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego północno-zachodniej Polski. Wykonane inwestycje umożliwiły również aktywizację gospodarczą, jak i rozwój budownictwa mieszkalnego. Przebudowano - do parametrów linii dwutorowej - linię napowietrzną wysokiego napięcia Drawski Młyn – Dobiegniew, natomiast linie 110 kV relacji Dolna Odra – Widuchowa – Chojna oraz Morzyczyn – Maszewo i Gryfice – Trzebiatów zostały dostosowane do wyższej temperatury pracy przewodów 80°C, co zwiększyło znacznie możliwości przesyłowe. Zakończono też przebudowę ciągu liniowego 110 kV Kluczewo – Piryce – Mostkowo – Barlinek. W Zachodniopomorskiem zmodernizowano ponadto stacje elektroenergetycznych 110/15 kV Załom, Tanowska, Niemierzyn, i Stargard Wschód, które po modernizacji są nowoczesnymi obiektami, w pełni zautomatyzowanymi, z możliwością dalszej rozbudowy w przypadku zwiększonego zapotrzebowania na moc. Zakończono również bardzo ważną budowę linii napowietrznej 110 kV relacji Łobez – Resko. Spółka zrealizowała także projekty o strategicznym znaczeniu dla Wielkopolski. Poddano istotnej modernizacji stację elektroenergetyczną 110/15 kV w Pniewach oraz przebudowano linie wysokiego napięcia relacji Pniewy – Sieraków (do parametrów linii dwutorowej), Szamotuły – Wronki oraz Stęszew – Kościan. Z kolei na wschodzie Wielkopolski spółka przebudowała linię 110 kV relacji Miłosław – Środa Wielkopolska. Na południu regionu szczególne, ponadregionalne znaczenie miało zakończenie przebudowy ciągu linii napowietrznych wysokiego napięcia Leszno Gronowo – Włoszakowice oraz Włoszakowice – Wschowa – Brzegowa. Linie te powiązane są z siecią należącą do Tauron Dystrybucja i mają wpływ na układ zasilania

zakładów KGHM Polska Miedź. Spółka wybudowała również nową stację elektroenergetyczną GPZ Śmiłowo, zwiększając możliwości rozwoju i aktywizacji gospodarczej w okolicach miasta Piła. Obszar województwa lubuskiego to przebudowa takich linii 110 kV, jak: Rzepin – Cybinka, Cybinka – Dychów, Budziechów – Żary Zakładowa czy Skwierzyna – Międzyrzecz (do parametrów linii dwutorowej), oraz Leśniów – Krosno Odrzańskie – Dychów. W województwie kujawsko-pomorskim przebudowano stację 110/15 kV Chojnice Kościerska oraz linie 110 kV relacji Jasiniec – Bydgoszcz Wschód oraz Pakość – Żnin ¹⁹⁵.

W analizowanym roku, na budowę i rozbudowę sieci w związku z przyłączaniem nowych odbiorców i źródeł, Energa Operator przeznaczyła ponad 486,5 mln zł. Najważniejsze zadania, związane były z budową GPZ Gdańsk Śródmieście wraz z budową linii kablowej WN relacji Młode Miasto – Gdańsk Śródmieście – Chełm (6 km), GPZ Olsztyn Centrum wraz z dwutorową linią kablową WN, GPZ Ostrów Zachód (kontynuacja), GPZ Maćkowy oraz budową dwutorowej linii 110kV relacji Gdańsk Błonia – plan, GPZ Maćkowy – Pruszcz Gdański dla zasilania GPZ Maćkowy. Wymienione inwestycje miały ogromny wpływ na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Nakłady na modernizację sieci w wysokości 627,4 mln zł dotyczyły w dużym zakresie kontynuacji rozpoczętych w poprzednich latach inicjatyw mających bezpośredni wpływ na poprawę wskaźników niezawodności dostaw energii elektrycznej, w szczególności wskaźników SAIDI/SAIFI. W ramach przedsięwzięcia związanego z automatyzacją sieci SN wymienionych zostało 448 rozłączników oraz 320 rozdzielnic zdalnie sterowanych. Ponadto, w etapie wykonawczym znalazł się projekt TETRA, w ramach którego wykonano m.in. adaptacje wież przeznaczonych do instalacji stacji bazowych systemu, budowy nowych wież, kontenerów telekomunikacyjnych i łączy teletransmisyjnych, a także zainstalowano i uruchomiono węzły centralne, systemy zarządzania siecią, terminalami i zakupiono radiotelefony. Kontynuowany był również Projekt Billing EOP, który jest częścią programu wdrożenia Systemu Obsługi Sprzedaży realizowanego w Grupie Energa. Całość środków przeznaczonych przez spółkę wynosiła blisko 1300 mln zł, a całkowite nakłady poszczególnych OSD wyraża rysunku 89.

¹⁹⁵ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2016 Energetyka. Dystrybucja i przesył.



Rysunek 89. Poziom inwestycji OSD w roku 2016 r. Źródło: Opracowanie własne.

Natomiast w obszarze PGE Dystrybucja, największą inwestycją sieciową realizowaną przez spółkę w 2016 roku był tzw. węzeł Czosnów. Dodatkowo, rozpoczęto budowę GPZ Czosnów oraz dwutorowej linii kablowej 110 kV Łomianki – Czosnów, jednotorowej linii kablowej 15 kV i traktu światłowodowego. Ogromna dynamika rozwoju terenów podwarszawskiej gminy Czosnów, położonych głównie wzdłuż trasy E7, wygenerowała duże zapotrzebowanie na energię elektryczną. Stacja ta została oddana do eksploatacji przed końcem 2017 r. W oddziale Białystok zmodernizowano stację 110/15 kV Wysokie Mazowieckie w zakresie rozbudowy o trzeci transformator WN/SN 25 MVA. Zmodernizowano również kompleksowo stacje 110/15 kV Grajewo1 i Wizna. Zakończono budowę nowej stacji 110/15 kV Milejczyce wraz z dwutorową linią zasilającą WN, wpiętą w ciąg liniowy Adamowo – Bielsk Podlaski oraz WN Adamowo – Siemiatycze (kierunek Siedlce, zwiększając przekrój przewodów do 240 mm² i zakres temperatury do +80°C). W oddziale Lublin zmodernizowano stację 110/15/10 kV Lublin Dziesiąta, stanowiącą ważny element sieci dystrybucyjnej odpowiedzialny za zasilanie południowej części lubelskiej aglomeracji. Dotychczas pracowała jako jednotransformatorowa zasilana promieniowo. W wyniku modernizacji stacja została przebudowana do układu H5. W miejsce transformatora 110/SN zainstalowano dwie nowe mało-stratne jednostki o mocach znamionowych 25 MVA każda. Zmiana układu pracy sieci 110 kV znacząco zwiększyła pewność zasilania stacji WN/SN i odbiorców z południowej części Lublina. W oddziale Łódź-Miasto PGE Dystrybucja przebudowano rozdzielnię 110 kV w RPZ Śródmieście, stanowiącą najistotniejszy element zasilania centrum miasta.

Zainstalowano nową rozdzielnicę typu GIS, kompaktową, izolowaną gazem SF6. Nowa rozdzielnica jest bezpieczniejsza, ponieważ nie ma w niej bezpośredniego dostępu do elementów pracujących pod napięciem. Dużym atutem są również jej gabaryty – zajmuje przestrzeń kilkakrotnie mniejszą niż rozdzielnica tradycyjna. Z kolei na terenie oddziału Łódź-Teren zmodernizowano stację 220/110 kV Kopalnia i rozdzielnię 110 kV Ryłsk wraz z dwutorową linią zasilającą 110 kV w celu zasilenia podstacji trakcyjnej PKP. Ważne inwestycje zrealizowano również w oddziałach Rzeszów, Zamość i Skarżysko – Kamienna: w pierwszym z nich m.in. budowę linii 110 kV do zasilania stacji 110/15 kV Jasionka Podkarpacki Park Naukowo-Techniczny (PPNT), zapewniającej dostawę energii elektrycznej dla potrzeb Strefy Ekonomicznej Jasionka PPNT, budowę stacji 110/15 kV Harasiuki wraz z linią kablową 110 kV oraz modernizację i rozbudowę stacji 110 kV Sędziszów Małopolski, związanej z przyłączeniem Podstacji Trakcyjnej PKP Sędziszów Małopolski. Bardzo istotną inwestycją jest realizacja przeizolowania urządzeń napięcia 6 kV w Rzeszowie rozpoczęta jeszcze w 2014 r. z terminem zakończenia projektu wyznaczonym na koniec 2018 r. Zakres projektu obejmował:

- 1) wymianę kabli SN – 109 km,
- 2) modernizację i przeizolowanie 173 stacji transformatorowych,
- 3) modernizację 2 rozdzielni sieciowych (Hala Targowa, Hofmanowej),
- 4) modernizację trzech stacji 110/SN (Staroniwa i Centralna – przebudowa na GIS – oraz Staromieście – wymiana rozdzielni SN).

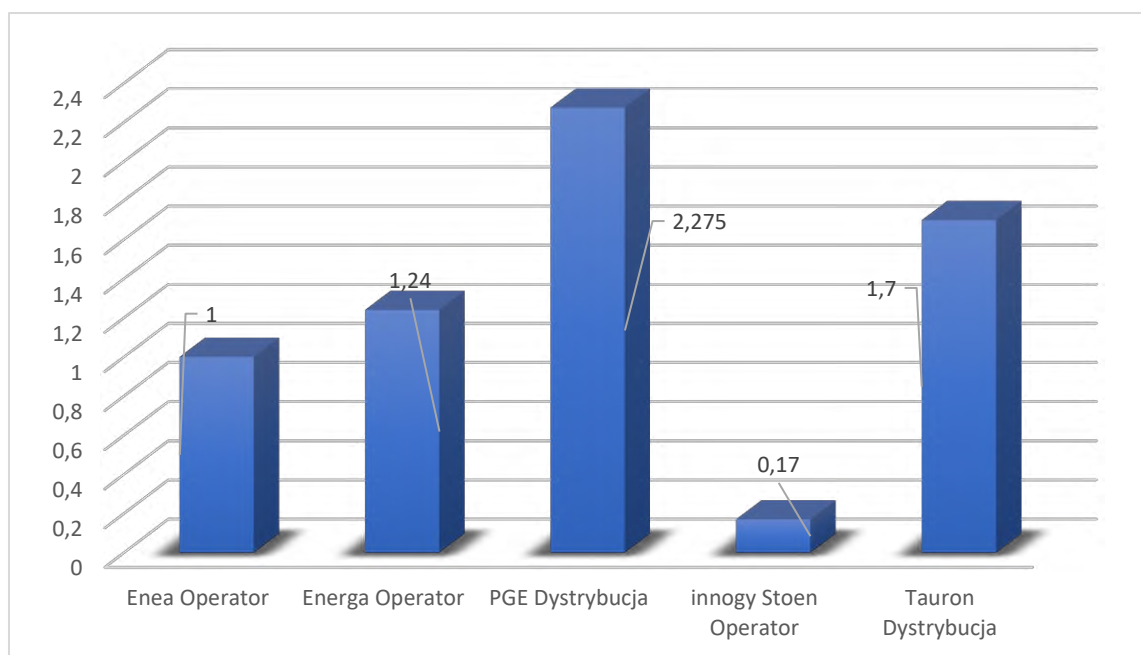
Na terenie oddziału Zamość wykonano kompleksową modernizację stacji 110/15 kV Tomaszów Południe oraz zakończono budowę linii 110 kV Szczepieszyn – Mokre o długości 13,17 km (w miejsce istniejącej) na słupach o konstrukcji rurowej. W oddziale Skarżysko-Kamienna przebudowano stacje 110/SN – GPZ Radom Północ, GPZ Jędrzejów 1 i GPZ Włoszczowa¹⁹⁶.

Tauron Dystrybucja w 2016 r. przeznaczył na inwestycje blisko 1,8 mld zł, z czego na przyłączenie nowych odbiorców i nowych źródeł oraz związaną z tym budowę nowych sieci wydatkowano 585,8 mln zł (w tym 30,7 mln zł na przyłączenie źródeł), a na modernizację i odtworzenie istniejącego majątku w związku z poprawą jakości usług lub wzrostem zapotrzebowania na moc – 968,9 mln zł. Pozostałe nakłady inwestycyjne Tauron Dystrybucja

¹⁹⁶ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2016 Energetyka. Dystrybucja i przesył.

w 2016 r. kształtowały się na poziomie 228,5 mln zł. Istotną inwestycją była budowa stacji transformatorowej 110/20/10 kV Pilchowice w Pokrzywniku z powiązaniem liniowymi 110 kV i SN. Poza poprawą pewności zasilania i parametrów jakościowych energii elektrycznej w okolicach Jeleniej Góry nowa stacja gwarantuje odebranie pełnej mocy energii elektrycznej produkowanej w elektrowni wodnej Pilchowice I należącej do Tauron Ekoenergia. W ramach realizacji zadania sieciowego wybudowano sześciopolową rozdzielnię napowietrzną 110 kV, rozdzielnię wewnętrzną 20 kV – dwudziestopolową, i 10 kV – osiemnastopolową. W 2016 r. ważnym zadaniem inwestycyjnym zrealizowanym przez spółkę była także budowa Centrów Zarządzania Siecią w Krakowie i we Wrocławiu mająca na celu racjonalną gospodarkę nieruchomościami i stworzenie centralnych miejsc koordynacji prac dyspozycji i zarządzania ruchem sieci. W ramach inwestycji mają zostać wykorzystane alternatywne źródła energii. Jednym ze sztandarowych projektów realizowanych przez spółkę jest program AMI Plus Smart City Wrocław, który ma dostarczyć Klientom narzędzia do skutecznego monitorowania zużycia energii elektrycznej i usprawnić proces dystrybucji energii elektrycznej. Instalacja na terenie Wrocławia infrastruktury inteligentnego opomiarowania AMI stanowi pierwszy krok dla przeprowadzenia optymalizacji procesu dystrybucji energii elektrycznej oraz poprawy efektywności procesów związanych z realizacją zarządzania danymi pomiarowymi i obsługi odbiorców. Do końca 2016 r. spółka zainstalowała łącznie na terenie Wrocławia 319 tys. sztuk liczników i urządzeń AMI¹⁹⁷.

¹⁹⁷ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2016 Energetyka. Dystrybucja i przesył.



Rysunek 90. Poziom inwestycji OSD w roku 2017 r. Źródło: Opracowanie własne.

W roku 2017, modernizacja istniejącej sieci w dużym stopniu bazowała na wykorzystaniu nowoczesnej technologii. Również pojawiło się dużo inicjatyw kreujących nową infrastrukturę, w ramach tworzenia smart grids. W obszarze Enea Operator, w roku 2017 jednak niezwykle istotnym wydarzeniem, w zakresie zdalnego zarządzania siecią było oddanie Centralnej Dyspozycji Mocy (która w tym okresie stała się najnowocześniejszą jednostką do sterowania tego typu infrastruktury w Polsce). Spółka ta, już od dłuższego czasu planowała taką modernizację w głównej siedzibie spółki (Poznań), jako miejsce sterowania ruchem sieci 110 kV. Do zadań tej jednostki należy przede wszystkim obsługa wskazanej sieci całego obszaru OSD, koordynacja pracy wszelkich urządzeń elektroenergetycznych WN, jak również szybkie reagowanie na awarie i potencjalne zakłócenia sieci. Taka inwestycja pozwala na sprawne koordynowanie przepływami energii w całym obszarze północno-zachodniej Polski, a co za tym idzie pozwoli dużo lepiej rozplanować prace związane z konserwacją i eksploatacją sieci 110 kV, w celu stałej poprawy świadczonej jakości usług. Warto również zwrócić uwagę, że w tym okresie również lokalne jednostki do zdalnego sterowania siecią zostały częściowo zmodernizowane w Enea Operator. Z rysunku 90, można odczytać, iż Enea w roku 2017 przeznaczyła ponad miliard złotych w obszarze inwestycji. Wśród najważniejszych, wyróżnić należy modernizację GPZ Kostrzyn (w okolicach Gorzowa Wielkopolskiego), co pozwoliło przyłączyć do sieci nowe obiekty w tym obszarze (w sieci 110 kV) oraz stację 110/SN Pakość (nieдалeko Inowrocławia), która wysoce poprawiła parametry niezawodnościowe w regionie. W obszarze bardzo zbliżonym do Kostrzyna, powstała nowa linia WN Nowogród Bobrzański

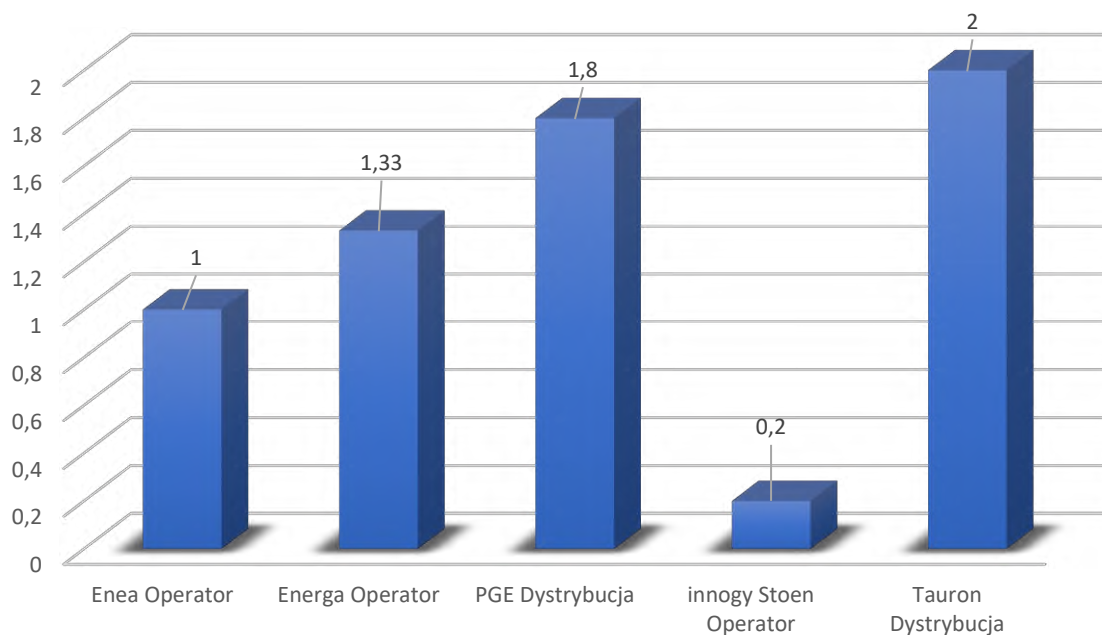
– Żary która w krótkim czasie odegrała dużą rolę w zakresie bezpieczeństwa energetycznego tego obszaru. W przeciągu zaledwie kilkunastu dni po jej oddaniu, miało miejsce przejście huraganu Ksawery, a wspomniana linia w skuteczny sposób ograniczyła awarie i pozwalała na prowadzenie pracy sieci w sposób poprawny. Jak wspomniano na wstępie, Spółka przeznaczyła również ogromne środki na rozwój inteligentnych sieci. Inwestycje związane były z wdrożeniem zautomatyzowanego systemu służącego do identyfikowania uszkodzeń i samonaprawę z wykorzystaniem systemu klasy Fault Detection and Isolation (FDIR). Predyspozycje takiego rozwiązania determinują skrócenie czasu przywrócenia odpowiedniego napięcia w sieci SN, zaraz po wystąpieniu awarii oraz zmniejszeniu całkowitej liczby odbiorców którzy pozbawieni zostali zasilania w wyniku awarii. Taki system automatyki bezpośrednio poprawia wskaźniki niezawodności sieci SAIDI i SAIFI. Spółka Enea w analizowanym okresie wspomagała swoje procesy inwestycyjne sięgając po finansowanie zewnętrzne (dofinansowanie środkami unijnymi). W 2017 roku odnotowano 19 takich umów, na łączną kwotę ponad 183 mln pochodzących z dotacji. W zakresie samych inwestycji związanych z infrastrukturą, Spółka przeznaczyła aż 273,2 mln złotych netto – z czego 179,1 mln pochodziło z samych dotacji. Inny OSD – Energa Operator, w roku 2017 zainwestował 417,8 mln złotych (około 33,7 proc. całkowitego budżetu w tym okresie) na rozbudowę oraz nową infrastrukturę sieciową skupiając się na nowych podmiotach przyłączanych do sieci. Modernizacja sieci dystrybucyjnej Energii pochłonęła ponad połowę (55,9 proc.) całego budżetu który wyniósł prawie 1,3 mld złotych, a więc stanowiła prawie 700 mln zł w ciągu roku. Uwzględniając informację pochodzące z raportów PTPiREE, środki te w dużej mierze służyły na wykończenie inwestycji już rozpoczętych w ubiegłych latach. Zrestrukturyzowano całkowicie odcinki 91 km kabli SN, 812 km sieci napowietrznych zostało wymienionych na linie osłonięte oraz ponad 800 km linii zostało wymienionych na odcinki izolowane. W obszarze Energii Operator w 2017 roku ponadto zmodernizowano prawie 150 km odcinków przyłączeniowych, tyle samo całkiem nowych linii SN, a całkowita ilość w pełni odnowionych stacji napowietrznych SN/nn osiągnęła poziom ponad 3 800. Energa również przeznaczyła duże środki finansowe na pierwsze kroki w zakresie tworzenia sieci inteligentnych. Skutkowało to wymianą ponad 700 rozłączników napowietrznych na sterowanie automatyczne (zdalne). Dodatkowo, w celu ograniczenia start mocy w procesie przesyłowym, wymieniono 10 transformatorów w stacjach WN/SN. Energa wskazuje również inne, równie kluczowe i kosztochłonne inwestycje w analizowanym okresie, są to m.in.¹⁹⁸: modernizacja linii 110 kV

¹⁹⁸ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2017 Energetyka. Dystrybucja i przesył.

Lisewo – Grudziądz mającej na celu przystosowanie pracy sieci na wyższym obciążeniu szczytowym, przebudowę samej stacji 110/15 w Grudziądzu Śródmieście (ze względu na jej wyeksploatowanie) czy modernizację rozdzielni 110 kV w stacji 110/15 Toruń Śródmieście (stacja zasilająca wiele kluczowych podmiotów takie jak szpitale, centrum zasilania kryzysowego, duże supermarkety wraz z halami koncertowymi oraz urzędem miasta), stanowiącą kluczową jednostkę zasilającą w mieście. Największy OSD pod względem obszaru – PGE Dystrybucja, w analizowanym okresie przyjął strategię niezawodności jako podstawowy paradygmat funkcjonowania. Przeznaczenie takich środków finansowych pozwoliło Spółce zmodernizować ponad 2 000 km linii sieci nn i prawie 2 200 stacji SN/nn. W obszarze tego OSD również odnotowano potrzebę przeznaczenia znaczących zasobów na nowe przyłącza (determinowało to znacząco zwiększone zapotrzebowanie na energię w tym okresie), a ponadto PGE Dystrybucja utworzyła ponad 1800 km linii SN. Jak wynika z raportu, łącznie we wszystkich oddziałach PGE Dystrybucja w 2017 roku zakończono budowę i modernizację 20 stacji WN/SN. W oddziale PGE Dystrybucja Białystok zmodernizowane zostały stacje 110/15 kV w Augustowie, Hajnówce, Czarnej Białostockiej oraz stacja dwusystemowa 110/20 kV w Hańczy; w oddziale PGE Dystrybucja Lublin - stacje 110/15 kV we Wrotkowie, Lubartowie i Klementowicach. Z kolei na terenie oddziału PGE Dystrybucja Łódź - stacja 110/15 kV Bełchatów. Na terenie oddziału warszawskiego wybudowane zostały dwie stacje 110/15 kV w miejscowościach Łyse oraz Czosnów. W rejonie oddziału Rzeszów powstała nowa rozdzielnia 110 kV PKP Świlcza oraz rozbudowano stację 110/15 kV – Gorzyce. Całkowicie nowa stacja 110/15 kV powstała w Korczowej w rejonie obsługiwanym przez PGE Dystrybucja oddział Zamość¹⁹⁹. Nieco mniejszymi środkami dysponował Tauron Dystrybucja, a dokładniej na poziomie 1,7 mld złotych. W roku 2017 przedsiębiorstwo skupiło się na inwestowaniu w średnie oraz niskie napięcie oraz automatyka w sieci SN. W badanym okresie Tauron odnotował rekordowy poziom nowych wniosków o przyłączenie (nowych umów zawartych z klientami) w liczbie ponad 40 tys. co wymusiło również inwestycje w nowe przyłączenia przekraczające 600 mln złotych. Jedną z ważniejszych inwestycji była modernizacja ważnego punktu zasilającego w Zabrze. Również imponującym wynikiem była instalacja ponad 350 tys. liczników AMI we Wrocławiu (projekt AMIplus Smart City Wrocław był w tym okresie największą taką inicjatywą w Polsce). Tak duża ilość inteligentnych liczników wymusiła również modernizację Centrum Zarządzania Siecią we Wrocławiu. Ze względu na swój obszar

¹⁹⁹ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2017 Energetyka. Dystrybucja i przesył.

działania, Tauron przeznaczył również znaczne środki na niwelowanie negatywnego wpływu na środowisko w ramach działalności całej grupy kapitałowej.



Rysunek 91. Poziom inwestycje OSD w roku 2018. Źródło: Opracowanie własne.

Poddając analizie materiały źródłowe pochodzące od OSD, Enea Operator w roku 2018 przeznaczył na inwestycję taką samą kwotę jak w roku poprzedzającym (patrz rysunek 91). Budżet 1 mld złotych przeznaczony był priorytetowo na utrzymywanie i rozwój bezpieczeństwa energetycznego obszaru północno-zachodniej części kraju. Spółka wywiązała się z przeprowadzenia prawie 35 tys. inwestycji na różnych poziomach złożoności. W tym okresie Spółka oprócz corocznych modernizacji związanych z siecią dystrybucyjną napowietrzną oraz kablową czy modernizacja GPZ (Szczecin Zdroje i Dąbie), inwestowała również w przyłącza do sieci nowych wytwórców OZE jak również infrastrukturę ładowania pojazdów elektrycznych w myśl ustawy o elektromobilności²⁰⁰. Pojawienie się tego typu nowej infrastruktury powoduje zmianę zapotrzebowania na moc oraz pracy sieci (o czym więcej w rozdziale piątym). Najważniejszym zadaniem planów inwestycyjnych Spółki w badanym okresie było przede wszystkim poprawa jakości zasilania co przekładało się na poprawę bezpieczeństwa w całym regionie za sprawą inwestycji m.in.: w utworzenie nowych GPZ (Choszczno oraz Recz) wraz z linią WN która je łączy czy modernizacja linii Morzyczyn – Drawski Młyn i Goleniów – Reclaw, będącymi liniami 110 kV. Energa Operator w roku 2018 dysponował nieco większym budżetem w porównaniu do roku poprzedzającego (o około 100

²⁰⁰ Dz. U. 2018 poz. 317 ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych z dnia 11 stycznia 2018 r.

mln złotych). W ramach zadań inwestycyjnych na sieci wysokiego napięcia Energa-Operator realizowała prace związane z budową i rozbudową Głównych Punktów Zasilania m.in.²⁰¹:

- GPZ Stawiszyn i Ostrów Zachód (Oddział w Kaliszu),
- GPZ Olsztyn Centrum (Oddział Olsztyn),
- GPZ Kutno II i GPZ Miączyń (Oddział w Płocku),
- GPZ Karsin i GPZ Maćkowy (Oddział w Gdańsku).

Spółka modernizowała również GPZ Ślesin (Oddział w Kaliszu), GPZ Lipno i Toruń Północ (Oddział w Toruniu), GPZ Rutki i Oliwa (Oddział w Gdańsku). Przeprowadzono również prace na sieci WN m.in. na terenach gmin Rypin i Skrwilno oraz Szczecinka i Mierzei Wiślanej²⁰².

PGE Dystrybucja niezmiennie, od wielu lat inwestuje największe środki spośród analizowanych OSD. Aby nadążyć za stroną popytową, Spółka musi przeznaczać ogromne środki na modernizację oraz nowe przyłącza na swoim obszarze działania. Najważniejsze inwestycje w obszarze tego OSD to przede wszystkim modernizacja linii 110 kV w Sochaczewie i Nałęczowie oraz rozbudowa stacji w Rzeszowie oraz Ełku. PGE Dystrybucja przeznaczyła środki na zbudowanie ponad 200 km sieci wysokiego napięcia, prawie 2 tys. km sieci średniego napięcia i blisko 2,3 tys. km sieci nn. Taki poziom inwestycji związany jest z naturalnym obszarem działania tego OSD, który to dysponuje największą siecią w kraju (obejmując prawie 40 proc. Polski). Tauron Dystrybucja w analizowanym okresie natomiast dosyć istotnie zwiększył nakłady inwestycyjne o blisko 300 mln złotych. Według raportów PTPiREE w roku 2018, Spółka wskazała za największe zakończone w 2018 r. zadania inwestycyjne następujące zadania²⁰³:

- modernizacja rozdzielni 110 kV w stacji 110/20/6 kV SE Brynów – projekt związany ze zwiększeniem bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego,
- budowa napowietrznej stacji elektroenergetycznej 110/15 Stróża - celem zadania było zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii odbiorców zlokalizowanych na terenach gmin Dobra, Jodłownik, Tymbark i Mszana Dolna, ujednoczenie poziomów napięć w sieci średniego

²⁰¹ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2018 Energetyka. Dystrybucja i przesył.

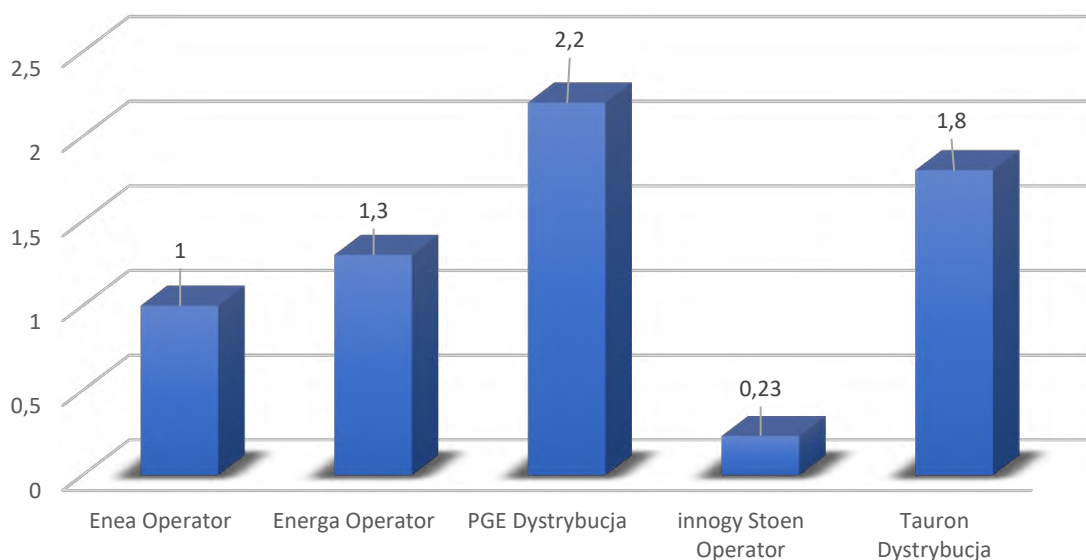
²⁰² Ibidem.

²⁰³ Ibidem.

napięcia; optymalizacja konfiguracji układu sieci, a tym samym poprawa wskaźników SAIDI i SAIFI,

- przyłączenie Ośrodka Narciarskiego w Szczyrku - w zakres zadania wchodziła wymiana transformatorów 110/15 kV, budowa linii kablowej 15 kV o długości około 9 km, modernizacja pól średniego napięcia w GPZ,
- modernizacja linii 110 kV Siersza - Olkusz tor 1 i tor 2, gdzie wymienione zostały stanowiska słupowe i przewody robocze na całej długości linii.

Ponadto, Spółka również zasięgała pomocy związanej z finansowaniem zewnętrznym, wykorzystując środki unijne na poziomie blisko 30 mln złotych. W analizowanym okresie Spółka mogła się pochwalić sześcioma nowymi umowami na pozyskanie tego typu rozwiązań.



Rysunek 92. Poziom inwestycji OSD w roku 2019. Źródło: Opracowanie własne.

Realizacja założeń inwestorskich które były zaplanowane do realizacji na rok 2019 oraz 2020 częściowo zbiegała się z wybuchem pandemii COVID-19. To wydarzenie bezapelacyjnie wpłynęło w ogromnym wymiarze na całość polskiej gospodarki, a więc również w dużym stopniu odcisnęło się w sektorze elektroenergetycznym. Pomimo bardzo niekorzystnej sytuacji związanej z funkcjonowaniem przemysłu i usług oraz ogólnie, sposobem życia mieszkańców Polski i Europy, wszyscy OSD starali się realizować plany inwestycyjne. Podsumowanie inwestycji w roku 2019, przedstawiono na rysunku 92. Spółka Enea Operator w tym okresie przeznaczyła na inwestycje kwotę rzędu ponad 1 mld złotych. Była to rekordowa kwota która podyktowana została potrzebą tworzenia nowych przyłączy na potrzeby OZE.

W analizowanym okresie to kwestie związane właśnie z przyłączeniami odnawialnych źródeł były dominujące w strategii inwestycyjnej Enei. Według raportu PTPiREE, w tym okresie w Spółce było ich ponad 43 tys., a ich moc wyniosła prawie 545 MW. 99 z nich to tzw. duże OZE (zakwalifikowane do II i III grupy przyłączeniowej) o łącznej mocy 245 MW. Pozostałe 43 090 sztuk to mikroinstalacje, których spółka w 2020 roku przyłączyła prawie czterokrotnie więcej niż w roku 2019²⁰⁴. Ponadto, rola pozyskiwania dofinansowania zewnętrznego nabrała nowego wymiaru. Spółka uzyskała 7 nowych umów związanych z dofinansowaniem unijnym na łączną kwotę ponad 210 mln złotych, a więc w okresie 2014-2020 łączna pula tych środków (na projekty inwestycyjne) wyniosła prawie 830 mln złotych (w czym 440 mln pochodziło z dotacji). Spółka w tym okresie przygotowywała się do przyłączenia i zarządzania zdecydowanie większej ilości instalacji prosumenckich, zlokalizowanych przy większych aglomeracjach w obszarze swojego funkcjonowania. Co więcej, OSD w porozumieniu z JST skupił się na niwelowaniu uciążliwych elementów infrastruktury (napowietrznej), celem zastąpienia jej połączeniami kablowymi – co skutkowało wzrostem bezpieczeństwa (groźba zerwania sieci) oraz poprawą estetyki w obszarach miejskich (GPZ Poznań – Główna, GPZ Cytadela Poznań). Działania te były wpisane w program #Poznań2030, którego główne założenia to właśnie poprawa pewności dostaw energii i bezpieczeństwa przesyłu dla nowych odbiorców. Działania inwestycyjne Spółki pomorskiej tj. Energa Operator były w tym okresie nakierowane na odtworzenie majątku sieciowego na wszystkich poziomach napięć oraz modernizację głównych punktów zasilania, kluczowych do świadczenia odpowiedniej jakości usługi przesyłowej. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej utworzyło raport zbiorczy również z tego roku, z którego wynika, iż główne zdania Energii w tym okresie to²⁰⁵:

- w zakresie projektu dofinansowanego ze środków unijnych skablowano 14 kilometrowy odcinek linii napowietrznej Olsztyn 1 - Jeziorany,
- wybudowano linię kablową średniego napięcia, która zastąpiła linię napowietrzną dwutorową 15 kV Elektrownia Rosnowo i GPZ Przemysłowy Elektrownia Rosnowo,
- wymieniono odcinki linii napowietrznych średniego napięcia przebiegające przez tereny zadrzewione na linię kablową GPZ Drawsko - Ostrowice – 7,14 km

²⁰⁴ Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Raport 2019 Energetyka. Dystrybucja i przesył.

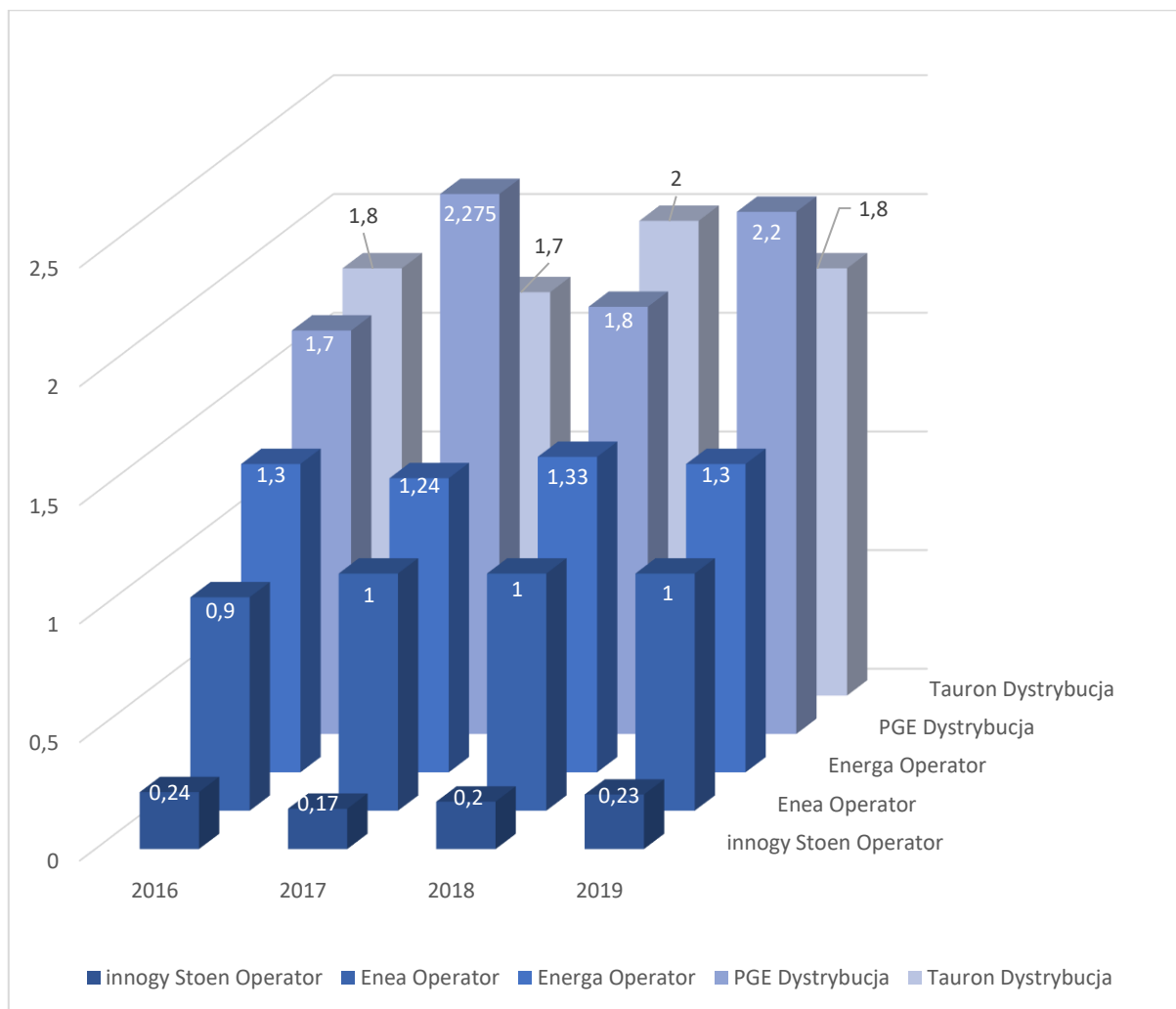
²⁰⁵ Ibidem.

- zmodernizowanie linii napowietrznej średniego napięcia GPZ Rypin – Okalewo o długości 39,4 km poprzez wymianę przewodów na niepełnoizolowane,
- wymieniono odcinki linii napowietrznych średniego napięcia przebiegające przez tereny zadrzewione na linię niepełnoizolowaną linia Krzynia - Strzegomino – 7,48 km,
- wymieniono odcinki linii napowietrznych średniego napięcia przebiegające przez tereny zadrzewione na linię niepełnoizolowaną GPZ Czaplinek - Grzmiąca w odgałęzieniach Komorze, Komorze Wieś, Łazice, Stare Gonno Wieś, Czarne Wielkie Kol. II na terenie gminy Borne Sulinowo oraz Czaplinek – 5,99 km.

Spółka Energa Operator mogła się również pochwalić dużym spadkiem przerw w dostawach energii. Taki rezultat był wynikiem stosowaniu nowoczesnej technologii w zakresie pracy pod napięciem oraz implementacji rozwiązań z zakresu smart grids. PGE Dystrybucja ponownie przeznaczyła w roku 2019 ogromne środki inwestycyjne, na poziomie 2,2 mln złotych. Działania te, związane były z kontynuacją przebudowy i modernizacji już wcześniej zaplanowanych inwestycji. Środki te opiewały na kwotę prawie 190 mln złotych i były przeznaczone na przebudowę 20 stacji WN/SN (największe projekty to: rozbudowa stacji 110/15 kV Budzyń (ponad 27 mln zł) i budowa nowej stacji 110/15 kV Chruślina (13 mln zł)²⁰⁶. Równie ważnym działaniem którą wdrażała Spółka, był kontynuowany program kablowania sieci średniego napięcia. Ta inicjatywa ma na celu zmianę udziału linii kablowych do min. 30 proc. wraz z końcem 2023 roku (w analizowanym okresie ten poziom wynosił ok. 950 km kablowej linii SN – wykonany za kwotę prawie 350 mln złotych). Tauron Dystrybucja również przeznaczył znaczące zasoby finansowe w roku 2019 na doskonalenie funkcjonowania przedsiębiorstwa. Całkowite zasoby przekroczyły poziom 1,8 mld złotych i przeznaczone były (podobnie jak w przypadku PGE) na ukończenie rozpoczętych już wcześniej inicjatyw i programów. Wszystkie te działania jednak, były ukierunkowane na osiągnięcie lepszych parametrów w zakresie przyłączenia nowych odbiorców jak również na poprawę bezpieczeństwa energetycznego w obszarze południowo-zachodniej polski. Te działania były pewnego rodzaju odpowiedzią na stronę popytową w zakresie przyłączenia OZE. Wykonane inwestycje pozwoliły zbudować i zmodernizować około 900 km linii SN oraz ponad 2 800 km linii nn. Ponadto, w tym samym roku ukończono przebudowę rozdzielni 110 kV w stacji Oborniki Śląskie na Dolnym Śląsku. Została w niej zastosowana w pełni cyfrowa komunikacja

²⁰⁶ Ibidem.

z wykorzystaniem tzw. szyny procesowej. Stacja w Obornikach to pierwszy w Polsce cyfrowy obiekt, co oznacza, że tradycyjne połączenia do transmisji danych, wykonywane za pomocą przewodów i kabli sterowniczych, zostały zastąpione przewodami światłowodowymi²⁰⁷. W roku 2020 OSD przeznaczyci ogromne nakłady na wdrażanie tego typu rozwiązanie na strategicznych sieciach dystrybucyjnych. Zakup inteligentnych liczników na mikroinstalacjach (powstało ponad 30 tys. sztuk w analizowanym okresie u tego OSD, o łącznej mocy ponad 200 MW), również obciążył budżet inwestycyjny w dużym stopniu. Część tych programów zakończy się w roku 2021. Całkowite zestawienie inwestycyjne wśród OSD w Polsce, w analizowanym okresie przedstawiono na rysunku 93.



Rysunek 93. Podsumowanie inwestycji OSD, w latach 2016-2019. Źródło: Opracowanie własne.

²⁰⁷ Ibidem.

Zbiorczy poziom inwestycji wszystkich OSD przedstawiono na powyższym rysunku. Oczywiście jest, że poziom nakładów jest również podyktowany obszarem na którym działa dany OSD oraz ilością klientów których przyłącza do sieci. Z dokonanej analizy można wyciągnąć szereg podobieństw w zakresie kierunków inwestowania. Wszystkie OSD, w każdym roku dążyły do poprawy wskaźników niezawodności świadczenia usług (SAIDI, SAIFI itp.) oraz przeznaczały ogromne zasoby finansowe na modernizację sieci w zakresie zmian udziału proc. sieci napowietrznej na rzecz kablowej. Bardzo istotnym elementem były również nakłady na sieci inteligentne. Te inwestycje będą w przyszłości stanowić solidną podstawę do pracy nowoczesnych sieci przyszłości. Analogicznym wydaje się prowadzenie dalszych inwestycji w systemy automatyki i zdalnego sterowania siecią (o tym dalej w rozdziale piątym). Nie można również jednoznacznie odpowiedzieć na pytanie czy wdrożone zasoby finansowe oraz programy inwestycyjne są wystarczające. Oprócz ciągłych procesów eksploatacji, w dobie komputerowej, stale rozwijają się systemy IT, dlatego w każdym roku potrzeba będzie stałych nakładów na modernizację elementów sieciowych OSD. Programy inwestycyjne wszystkich OSD są długoterminowe, dlatego ich weryfikacja wymaga odpowiedniego czasu aby sprawdzić czy celowane zadanie były słuszne i czy przynoszą oczekiwane rezultaty. Jednakże, kwoty które Spółki przeznaczają w każdym roku stanowią ogromne środki finansowe, bez których funkcjonowanie infrastruktury krytycznej – jaką jest infrastruktura przesyłowa – nie byłoby możliwe.

4.3 Analiza inwestycji nie sieciowych największych OSD w Polsce

Nowoczesne przedsiębiorstwo w dobie XXI wieku musi dynamicznie dostosowywać się do warunków otoczenia. Jest to niezwykle ważne, szczególnie dla obszarów infrastruktury krytycznej która stanowi o bezpieczeństwie energetycznym całego kraju. Funkcjonowanie OSD determinowane jest nie tylko infrastrukturą siecią (omówione w poprzednim rozdziale), ale przede wszystkim na tego typu przedsiębiorstwa składa się szereg wielu czynników za którymi stoją ludzie, kształtujący personel tych podmiotów. Ponadto kluczowym jest wykorzystanie pozostałych zasobów, które umożliwią skoordynowaną pracę zespołów energetycznych jak również pozwalają na bieżącą pracę z wykorzystaniem elementów zdalnego (inteligentnego) sterowania siecią. Nie bez znaczenia pozostaje również kwestia współpracy z pozostałymi jednostkami biznesowo-naukowymi z bliskiego otoczenia. Współpraca ta, może pozwolić na wytworzenie pewnych rozwiązań technicznych, które mogą stanowić innowacyjność dla ugruntowanej pozycji OSD na rynku i jednocześnie, może stanowić potencjalną przewagę konkurencyjną względem pozostałych Operatorów. Dlatego też, OSD

stają przed poważnym wyzwaniem, szczególnie w dobie transformacji energetycznej. Aby dokładniej przyjrzeć się obszarom które warunkują funkcjonowanie OSD w przedstawionym zakresie, dokonano analizy dla wybranych czynników względem inwestycji nie stanowiących inwestycji sieciowych. Inwestycje te, dotyczą przede wszystkim obszarów IT, jako jednego z kluczowych dla zapewnienia sprawnej realizacji zadań OSD. Szereg informacji zawartych poniżej, stanowi pewnego rodzaju uniwersalny zestaw rozwiązań który może wdrożyć OSD w swojej działalności w obszarze inwestycji. Zestaw ten, bazuje na danych źródłowych wybranych OSD:

A. Wdrożenie systemów EMS i DOL

Przewidywany wzrost liczby małych i średnich wytwórców generujących energię elektryczną z priorytetem pierwszeństwa odbioru i dystrybucji stanowi dla OSD poważne wyzwanie technologiczne oraz operacyjne i wymaga odpowiedniego dostosowania systemu zarządzania ruchem do nowej architektury systemu elektroenergetycznego. Znaczący udział generacji wiatrowej w ogólnej strukturze źródeł wytwórczych stwarza problemy związane z bilansowaniem i pokryciem zapotrzebowania na moc w skali całej firmy dystrybucyjnej. Główne problemy wynikają ze specyfiki pracy OZE, charakteryzujących się dużą zmiennością generowanej mocy w zależności od istniejących warunków pogodowych.

W celu złagodzenia tych problemów centralny system dyspozytorski SCADA został rozszerzony o system wspomaganie EMS (Energy Management System) wraz z modułem prognozowania dopuszczalnej obciążalności linii DOL, który umożliwia bieżącą analizę zagrożeń powodowanych obecnością w systemie generacji wiatrowej (oba narzędzia wspierają zarządzanie ruchem sieci WN). Wyniki prowadzonych analiz pozwalają na racjonalne podejmowanie decyzji polegających np. na zmianie układu połączeń sieci, na ograniczeniu generacji wiatrowej lub też na całkowitym odłączeniu farmy.

Połączenie wyników obliczeń z pełną funkcjonalnością modułu do prognozowania dopuszczalnej obciążalności linii DOL wpływają na efektywne wykorzystywanie zdolności przesyłowych linii poprzez wykorzystanie dynamicznych rezerw ich obciążalności bez konieczności inwestycji w infrastrukturę sieciową oraz pozwalają na bardziej optymalne zarządzanie pracą sieci w warunkach wystąpienia zagrożeń spowodowanych awariami o dużej skali oddziaływania (np. w przypadku tzw. black-out'u na znacznym obszarze).

Systemy charakteryzują się następującymi funkcjonalnościami:

- wyznaczenie estymatora stanu w oparciu o dane zbierane na bieżąco przez system SCADA,
- moduł obliczeń i analiz sieciowych wykorzystujący estymator stanu do następujących funkcji:
 - ✓ obliczenia rozptywowe,
 - ✓ optymalizacja pracy sieci,
 - ✓ obliczenia zwarciove,
 - ✓ analiza planowanych zmian (wyłączeń) w sieci własnej,
 - ✓ analiza bezpieczeństwa pracy sieci,
- prognozowanie generacji wiatrowej,
- prognozowanie odbiorów i generacji innej niż wiatrowa,
- prognozowanie dopuszczalnej obciążalności linii DOL z uwzględnieniem przewidywanych warunków meteorologicznych,
- bieżąca analiza zagrożeń systemu wykorzystująca prognozowane wartości:
 - ✓ prognozowanie rozptywów w sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem generacji wiatrowej,
 - ✓ analiza spodziewanych przeciążeń linii z uwzględnieniem generacji wiatrowej i dynamicznego obciążenia linii.
 - ✓ analiza zagrożeń systemu w swym podstawowym zakresie polega na wykonywanych cyklicznie obliczeniach rozptywowych dla prognozowanych stanów pracy systemu w horyzoncie 24 godzinnym.

B. Wdrożenie systemu akwizycji danych pomiarowych (OrigAMI)

Projekt zakładał wdrożenie aplikacji Centralnego Systemu Akwizycji Danych pomiarowych, nazwanego później OrigAMI (Enea Operator). Wdrożenie to było istotne z punktu widzenia rozwoju sieci elektroenergetycznej, jej transformacji, rozwoju rozwiązań inteligentnych, zarządzania danymi z liczników bilansujących, a także przygotowania do akwizycji danych pomiarowych z milionów liczników inteligentnych planowanych do instalacji u Klientów OSD. System umożliwia kompleksowe zarządzanie wszystkimi zainstalowanymi na sieci układami

pomiarowymi oraz pozyskiwanie, gromadzenie, przetwarzanie i udostępnianie danych pomiarowych, w tym również z planowanych do instalacji liczników inteligentnych klasy AMI, do systemów w OSD i innych systemów w ramach Grupy Kapitałowej ENEA. Projekt realizowano w latach 2014-2019, obecnie system jest na bieżąco rozwijany w ramach działalności operacyjnej przedsiębiorstwa.

C. Liczniki Bilansujące

Projekt swoim zakresem obejmował opracowanie konstrukcji i rozwiązań technicznych, a następnie montaż na sieci tzw. układów bilansujących wraz z modernizacją 100% stacji OSD, w których one się znajdują. Realizacja projektu była odpowiedzią na wymagania Prezesa URE postawione przed OSD w zakresie instalacji liczników bilansujących. Prezes URE zobowiązał OSD do wdrożenia tych liczników w stacjach transformatorowych Sn/nN w takiej liczbie, by na koniec 2018 roku obsługiwały 80% odbiorców w kraju. Całkowita liczba stacji np. w ENEA Operator, które zostały objęte modernizacją wyniosła ponad 37 tys. Spółka spełniła wypełniła zadanie postawione przez Prezesa URE i po 2018 roku realizuje modernizację do 100% stacji w trybie działalności operacyjnej.

Energa Operator przy realizacji inwestycji niesieciowych od 2017 roku poniosła nakłady inwestycyjne w wysokości 128,1 mln złotych. Do istotnych inicjatyw zaliczyć można projekt związany z wdrożeniem sieci trunkingowej TETRA. W związku z jego realizacją wybudowano nowe wieże i kontenery telekomunikacyjne, dostarczono i zainstalowano stacje bazowe oraz radiotelefony. Dodatkowo spółka przeprowadziła inwestycje w sieciach i systemach teleinformatycznych wspierających bieżącą działalność operatora systemu dystrybucyjnego, modernizację floty transportowej, w tym zakup ciężkiego specjalistycznego sprzętu technicznego na potrzeby realizacji prac pod napięciem w sieciach SN i wozów diagnostyczno-lokalizacyjnych do badania kabli SN oraz zmodernizowała zabezpieczenia techniczne obiektów. W 2018 r. spółka realizowała również prace prowadzące do objęcia zabezpieczeniami technicznymi kolejnych stacji GPZ. Dzięki podjętym działaniom Stacja Monitorowania Alarmów oraz Rejonowe Dyspozycje Mocy (RDM) otrzymają natychmiastowy sygnał przy próbie włamania, a dyspozytorzy będą mieli bezpośredni podgląd pracy stacji. Inwestycje Energa-Operator objęły również wiele projektów mających zapewnić rozwój spółki w obszarze innowacyjności. Wśród nich znalazły się m.in. Lokalny Obszar Bilansowania, Upgrid miejska sieć przyszłości, projekt wdrożenie systemu zarządzania źródłami wytwórczymi na północy kraju, SORAL, projekt SCADA DMS, automatyzacja sieci SN, TETRA czy budowa magazynu energii. Ważne były również zadania inwestycyjne związane z

przygotowaniem przyszłościowych dokumentacji projektowych o wartości około 120 mln zł, w szczególności dla istotnych linii i stacji w sieci WN oraz dla zadań w obszarze sieci SN, mających kluczowy wpływ na poprawę wskaźników SAIDI/SAIFI. Zlecenie przygotowania tych dokumentacji z wymaganym wyprzedzeniem pozwoli na skuteczniejszą realizację planu inwestycyjnego, zgodnie z planem rozwoju na lata 2017-2022, uzgodnionym z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki. Odnowienie floty samochodowej obejmuje wszystkie Oddziały Energa-Operator. W 2018 roku, oprócz wymiany wyeksploatowanych samochodów osobowych, które zostały wycofane z użycia, spółka zakupiła również pojazdy ciężarowe ze specjalistyczną zabudową oraz podnośniki przeznaczone do prac pod napięciem.

D. Wdrożenie FDIR

Zakres działania zakłada wdrożenie w wybranych ciągach SN funkcji „Fault Detection, Isolation & Restoration”, która umożliwi lokalizowanie w czasie rzeczywistym uszkodzenia sieci SN i jej rekonfigurację poprzez wyizolowanie uszkodzonych odcinków sieci oraz przywrócenie napięcia odbiorcom zasilanym z odcinków linii nie objętych uszkodzeniem. Główną korzyścią wynikającą z aplikacji powyższego rozwiązania jest poprawa wartości wskaźników SAIDI, SAIFI dla wybranych, rozległych i awaryjnych ciągów SN. Zakłada się, że czas przywrócenia zasilania odbiorców energii elektrycznej przez układ realizujący automatykę nie przekracza trzech minut. Pilotażowe rozwiązanie, które poprzedziło wdrożenie w innych miejscach sieci realizowane było w latach 2014-2018. Obecnie funkcjonalności te wdrażane są w trybie operacyjnym w strukturach wybranych OSD.

E. Wdrożenie Systemu Informacji o Sieci

Przedmiotem projektu jest wdrożenie w OSD Systemu Informacji o Sieci (SIS) jako kompleksowego rozwiązania informatycznego wspierającego działalność w zakresie zarządzania majątkiem sieciowym. W wyniku wdrożenia SIS procesy biznesowe związane z eksploatacją sieci będą realizowane w sposób jednolity w skali całej Spółki. Jednocześnie zapewni on dostęp do pełnej informacji o majątku sieciowym. System obejmować będzie następujące funkcjonalności:

- planowanie i realizacja zabiegów eksploatacyjnych,
- gospodarka urządzeniami,
- gospodarka nieruchomościami,

- ocena stanu technicznego,
- zarządzanie pracą brygad.

Wdrożenie projektu powinno pozwolić na:

- Poprawę efektywności działań w obszarze eksploatacji sieci,
- Optymalizację i zwiększenie efektywności kosztowej w obszarze eksploatacji sieci.

Projekt rozpoczęto w 2016 roku.

F. Realizacja zadań wynikających z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych

Projekty w tym zakresie uruchomiono w celu wdrożenia rozwiązań i produktów odpowiadających na wymagania stawiane przed OSD w Ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych²⁰⁸. Głównym celem jest wybudowanie infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych. Wybudowane stacje zostaną przekazane w użytkowanie wyznaczonemu przez Prezesa URE operatorowi ogólnodostępnych stacji ładowania. Projekt rozpoczęto w 2019 roku. Obecnie OSD są na etapie budowy lub oddania technicznego ogólnodostępnych punktów ładowania.

G. Projekt Metodologia i rozwiązania techniczne przypisywania odbiorców do stacji z punktu widzenia regulacji jakościowej (PPE – Punkt Poboru Energii)

Projekt miał za zadanie zapewnienie bieżącego dostarczania danych o lokalizacji odbiorców (PPE) wykorzystywanych do aktualizacji i prawidłowego wyznaczenia wskaźników SAIDI i SAIFI w Spółce w sposób zgodny z regułami określonymi w dokumencie „Regulacja jakościowa w latach 2016-2020 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych”. Jednym z istotnych elementów ich wyznaczenia jest określanie liczby odbiorców zasilanych z danej stacji transformatorowej. Dotychczas stosowany w OSD sposób określania tej liczby w oparciu o dane wprowadzane ręcznie do systemu bilingowego nie sprawdził się, szczególnie w zakresie ich bieżącej aktualizacji. Założono usprawnienie tego procesu poprzez zagregowanie danych

²⁰⁸ Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych; Dz.U. 2018 poz. 317 <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000317> dostęp na dzień 24.03.2022 r.

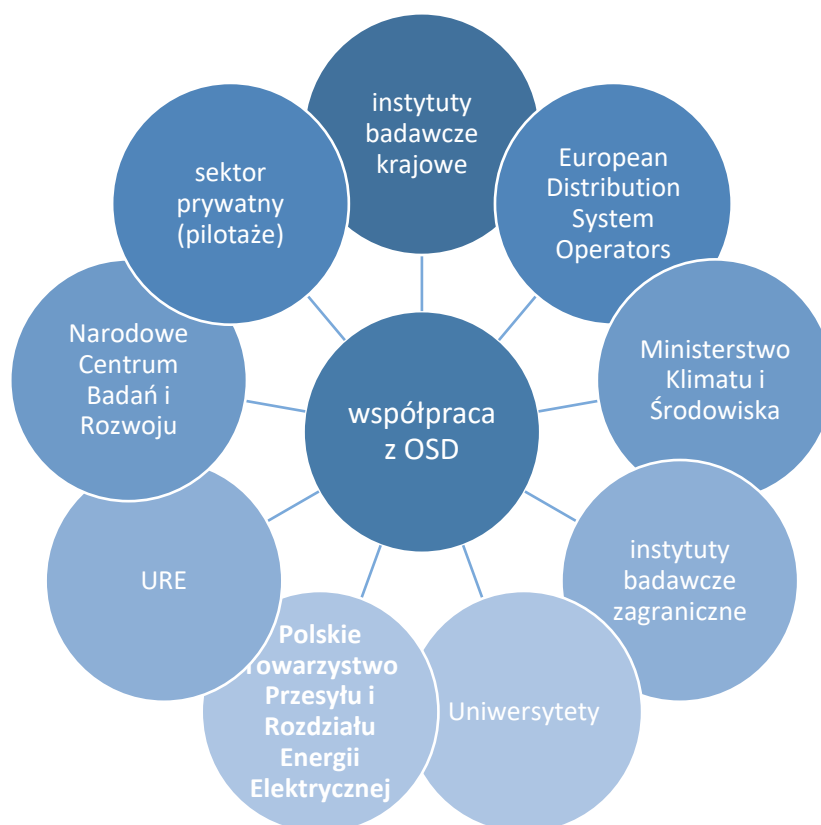
pozyskanych z zakończonej inwentaryzacji sieci nN wraz ze współrzędnymi geograficznymi układów pomiarowych pozyskiwanych podczas wykonywania planowych odczytów. Pośrednio, w wyniku prac projektowych pozyskano współrzędnych geograficznych wszystkich PPE w istotny sposób ułatwia wyznaczanie wyżej wymienionych wskaźników. Projekt był realizowany w latach 2016-2020 w strukturach wybranych OSD i został zrealizowany w pełnym zakresie.

H. Wdrożenie Technicznej Sieci Rozległej (TSR)

Celem wdrożenia Technicznej Sieci Rozległej jest budowa dedykowanej sieci teleinformatycznej obejmującej obszar działania OSD, dla zapewnienia funkcjonowania poniższych obszarów niezależnie od sieci publicznej (Internet) oraz ogólnej sieci komputerowej, poprzez:

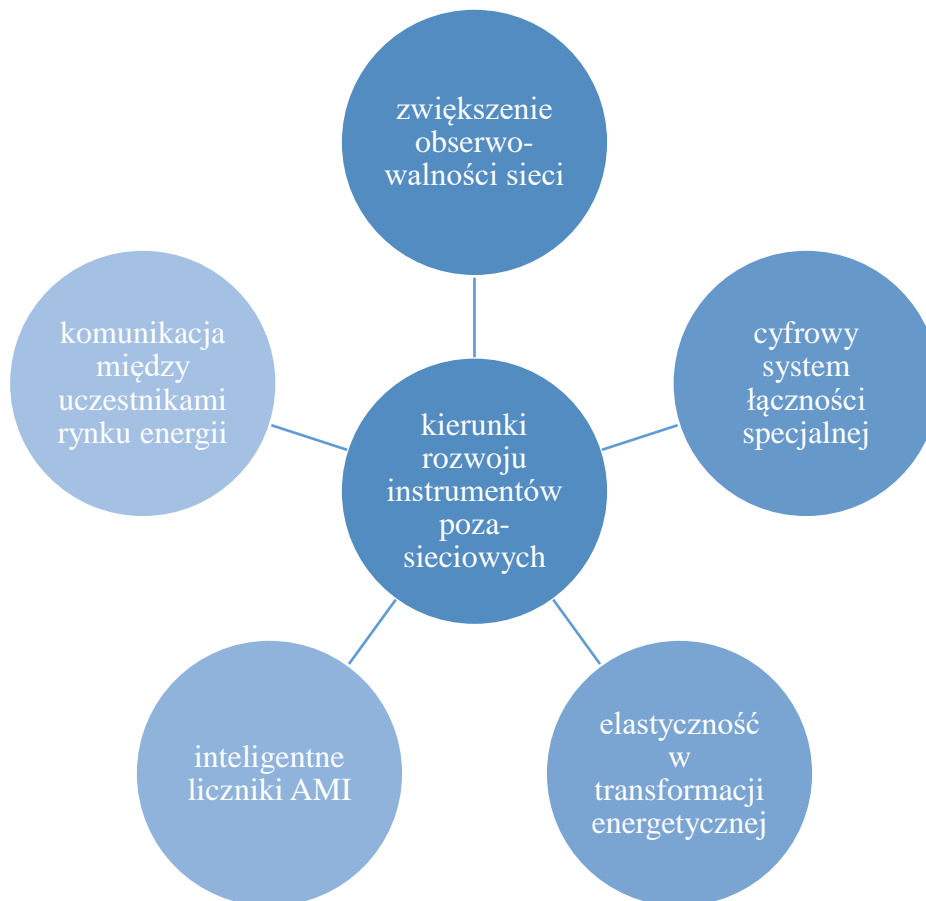
- zarządzanie ruchem sieci dystrybucyjnej na wszystkich szczeblach dysponowania tj. Centralnej Dyspozycji Mocy (CDM), Oddziałowej Dyspozycji Stacji (ODS) i Regionalnej Dyspozycji Mocy (RDM).
- nadzór nad urządzeniami telemechaniki obiektowej i automatyki elektroenergetycznej na stacjach GPZ, rozdzielniach SN.
- funkcjonowanie łączności dedykowanej służbom dyspozytorskim i brygadam w terenie (łączność stacjonarna i mobilna).
- zarządzanie TSR (protokoły zabezpieczające, uwierzytelnianie i autoryzacja administratorów).
- możliwość wykorzystania do transmisji danych pomiarowych ze stacji GPZ.

Powyższe jest niezbędne w funkcjonowaniu OSD na rynku, z uwagi na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, również dzięki wydzielonej sieci, znacznie bardziej odpornej na ataki cybernetyczne. Projekt rozpoczęty w 2015 roku, zapewnił opracowanie pełnej koncepcji wdrożenia i obecnie jest na etapie implementacji sprzętowej w wybranych OSD. Istotnym jest również obszar badawczo-naukowy reprezentowany przez OSD. Stanowi on bowiem podstawę do wdrażania różnego rodzaju przewagi technologicznej u podstaw funkcjonowania. Przykłady preferowanych aliansów w zakresie doskonalenia działalności OSD, przedstawiono na rysunku 94.



Rysunek 94. Przykład preferowanych aliansów w zakresie doskonalenia działalności OSD oraz rozwoju innowacji i działań B+R. Źródło: Opracowanie własne.

Ugruntowana współpraca na szczeblu naukowy pozwoli wypracowywać nowe rozwiązania technologiczne, jak również doskonalić podstawowe procesy zachodzące w OSD. Takie rozwiązanie gwarantują stabilny rozwoju na przyszłość, natomiast kierunki strategiczne dla OSD dla lat wykraczających poza rok 2022 należy analizować w kontekście wydarzeń obecnie następujących na świecie, a co istotniejsze w Europie. Najbliższe lata w zakresie inwestycji obszaru energetyki zawodowej będą nierozdzielnie związane z postępującą transformacją energetyczną krajów UE. W związku z tymi dynamicznymi przemianami główne kierunki pozasieciowe skupią się na aspektach, które przedstawiono na rysunku 95.



Rysunek 95. Perspektywy rozwoju instrumentów poza sieciowych. Źródło: Opracowanie własne.

Obserwowalność sieci wyrażana jest poprzez możliwości zbierania danych technicznych o stanie zasilania poszczególnych odbiorców lub miejsc transformacji, a także reagowania w przypadku występowania w niej zakłóceń. Poza wymiarem infrastrukturalnym, zainstalowanych w sieci czujników, łączników oraz innych urządzeń niezbędne jest zarządzanie nimi poprzez dedykowany system. To zadanie realizują systemy klasy SCADA (ang. Supervisory Control and Data Acquisition). W najbliższych latach konieczne będzie skoordynowanie i wykorzystanie możliwości związanych z wdrożeniem różnorodnych rozwiązań na potrzeby realizacji tego celu. Paszportyzacja sieci, wykorzystanie stacji bilansujących, liczników odczytu zdalnego, sensorów w głębi sieci, musi w niezawodny i jednolity sposób dostarczać danych do systemu SCADA. Obecnie OSD posiadają możliwości obserwacyjne i sterujące dla sieci WN oraz SN, wyzwaniem nadchodzących lat staje się wdrożenie systemu na poziomie niskiego napięcia. Takie wdrożenie stawia przez OSD szereg działań do zrealizowania z uwagi na wysoką dynamikę zmian w sieci niskiego napięcia oraz jej rozległością utrudniającą szybką identyfikację i obserwowalność.

Nowelizacja ustawy Prawo Energetyczne z dnia 20 maja 2021 r. wprowadziła obowiązek dla OSD instalacji liczników inteligentnych u 80% klientów do 2028 roku. W związku z tym, spółki obecnie przygotowują plany oraz zabezpieczyły środki inwestycyjne na realizację tego działania. Realizacja spowoduje nie tylko znaczące nakłady, biorąc pod uwagę konieczność wymiany ponad 2,8 mln liczników ale również wymusza opracowanie sposobu zarządzania pozyskiwanymi w przyszłości danymi. Na terenie OSD planowane jest dotrzymanie ustawowego obowiązku oraz zakłada się objęcie 100% klientów licznikami inteligentnymi do 2030 r., a to oznacza iż będzie on dziennie przetwarzał setki milionów odczytów nie tylko poziomu zużycia energii ale również szeregu parametrów o charakterze jakościowym. Z uwagi na bezpośrednie powiązanie z działalnością podstawową OSD oraz wymogami ustawy, działania z tym obszarem mają charakter strategiczny dla przedsiębiorstwa.

Zagadnienia związane z bezpieczeństwem systemów IT będą z najbliższym czasie priorytetem dla zapewnienia niezawodnych i niezakłóconych dostaw energii elektrycznej. Dotychczasowe doświadczenia pokazują wprost, iż sektor energetyki jest w znaczący sposób narażony na nową formę ataków cybernetycznych i jako taki, musi być w zestandaryzowany sposób zabezpieczony przed dostępem przez podmioty nieuprawnione. W 2020 roku Portugalski Energias de Portugal (EDP) został zaatakowany przez hakerów. W wyniku ataku ransomware, systemy spółki zostały zablokowane. W 2015 roku atak na sieć elektroenergetyczną Ukrainy spowodował odłączenie dostaw energii elektrycznej dla ponad 700 tys. klientów przez około 6 godzin. Ponadto, OSD realizując swoje działania w linii z założeniami Polityki Energetycznej PEP 2040 jest strategicznie zobligowana do realizacji tego zadania, gdyż w zakresie zagadnień horyzontalnych podkreśla ona znaczenie cyberbezpieczeństwa w sektorze energii, tj. zapewnienie właściwego poziomu bezpieczeństwa systemów informacyjnych służących do świadczenia kluczowych usług.

Również zgodnie z PEP 2040 oraz z uwagi na konieczność zapewnienia cyberbezpieczeństwa, strategicznym działaniem dla OSD jest wdrożenie cyfrowego systemu łączności specjalnej. Dla zapewnienia łączności w sytuacjach kryzysowych wykorzystuje się systemy radiowe. Podstawą takich systemów były do niedawna rozwiązania typu TETRA, TETRAPOL i P25 czy DIGICOM 7, które są wąskopasmowymi sieciami radiowymi. Rozwiązania te zostały opracowane stosunkowo dawno (TETRA w 1995 r.) i skupiają się głównie wokół komunikacji głosowej. Ich możliwości w zakresie transmisji danych są bardzo ograniczone. Większość rozległych instalacji systemu TETRA miało miejsce w latach 2003-2012, a obecnie obserwuje się odchodzenie od wąsko- do szerokopasmowych rozwiązań sieci

łączności krytycznej. Od 2018 r. polski sektor energetyczny, gazowy i paliwowy posiada dedykowane pasmo w zakresie częstotliwości 450 MHz, które, zgodnie z nowelizacją ustawy Prawo Telekomunikacyjne, ma służyć zaspokojeniu potrzeb "realizacji zadań z zakresu łączności głosowej i transmisji danych do zarządzania sieciami przesyłu lub dystrybucji paliw gazowych, płynnych lub energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej", co pozwala na samodzielną realizację użycia systemów LTE (w tym LTE-M i NB-IoT). Zgodnie z założeniami, OSD dla zapewnienia bezpieczeństwa pracy, personelu, szybkości reakcji oraz dostaw dla klienta końcowego będzie musiał podjąć działania mające na celu wdrożenie tego typu systemu. W kontekście wspomnianej transformacji klimatycznej, głównie poprzez rozwój technologii informacyjnych oraz generacji rozproszonej, OSD mierzy się z nowym trendem, gdzie dotychczasowa, jednokierunkowy przepływ energii zostaje stopniowo wypierany przez dystrybucję dwukierunkową. To rodzi szereg nowych wyzwań wymagających stosowną modernizacją sieci oraz przebudowę procesów wewnętrznych OSD. Konieczność przyłączania coraz większej liczby nie tylko pasywnych odbiorców ale także aktywnych prosumentów w naturalny sposób wymusza zmianę podejścia do bieżącej działalności OSD.

a) Narzędzia zapewniające komunikację między OSD, a wytwórcami (i PSE)

Inteligentne opomiarowanie wraz z generacją rozproszoną powoduje konieczność opracowania i wdrożenia jednolitego, zestandaryzowanego sposobu komunikacji z wytwórcami na każdym poziomie napięcia w kooperacji z krajowym OSP. Rozwiązania te dotyczyć będą nie tylko możliwości „sterowania” tymi jednostkami ale również zapewnienia kontaktu na linii OSD-prosument dla zaspokojenia jego bieżących potrzeb.

b) Narzędzia zapewniające dotrzymanie parametrów jakościowych energii

Z uwagi na naturę fizyczną dystrybucji energii elektrycznej, postępujący trend rozwoju generacji rozproszonej (w tym w coraz większym stopniu generacji prosumenckiej) powoduje coraz większe problemy natury technicznej dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej. Z uwagi na powyższe konieczne jest poszukiwanie rozwiązań nie tylko z zakresu modernizacji i fizycznej przebudowy sieci ale także zwrócenie uwagi na nowe technologie, procesy i produkty na rynku. Obecnie zalicza się do nich możliwość wykorzystanie magazynów energii, usług elastyczności, optymalizacja majątku sieciowego. Ten postępujący trend będzie dominował w przyszłej działalności OSD. W myśl ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093) Polskie

Sieci Elektroenergetyczne zostały wyznaczone do pełnienia funkcji Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE). Celem działalności OIRE jest utworzenie i nadzorowanie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE)²⁰⁹. W CSIRE będą gromadzone oraz przetwarzane dane niezbędne między innymi do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, czy też dokonywania rozliczeń za jej sprzedaż oraz dostarczanie. Przewiduje się, że dzięki ujednoliceniu standardów informacji przetwarzanych w CSIRE, procesy zachodzące na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce zostaną usprawnione i przyspieszone. Operatorzy systemów dystrybucyjnych będą musieli dostosować sposób realizacji procesów rynku energii, swoje systemy, jak również zakres przetwarzanych danych pomiarowych do nowych standardów. Zmieni się również sposób udostępniania danych pomiarowych, które OSD będą zobligowani przekazywać do CSIRE. W znaczący sposób wpłynie to na modyfikację architektury systemów akwizycji oraz rozliczeń danych pomiarowych, a co za tym idzie będzie stanowiło strategiczne wyzwanie dla zapewnienia nie tylko bezpieczeństwa i poprawności danych ale też rozliczenia klientów końcowych. OSD podejmują już działania, które mają na celu dostosowanie ich systemów informatycznych do CSIRE.

²⁰⁹ <https://www.pse.pl/oire/informacje-ogolne> dostęp na dzień 23.03.2022 r.

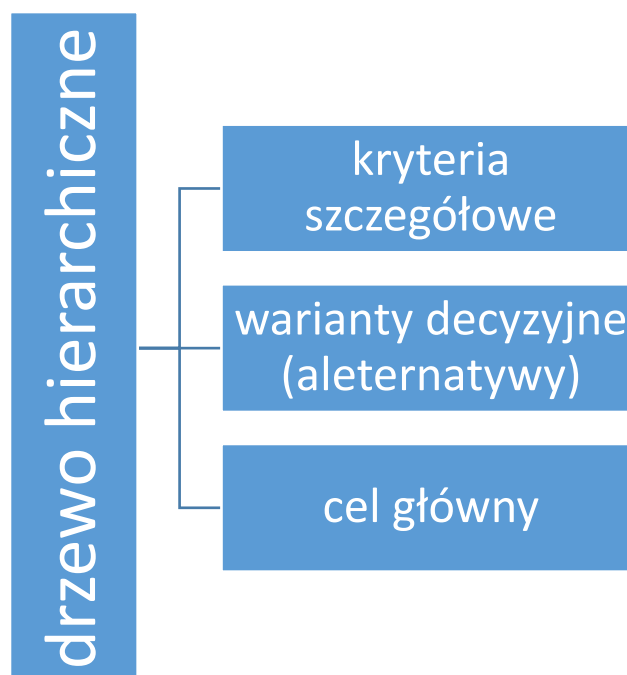
ROZDZIAŁ V

PREFEROWANE ROZWIĄZANIA ZARZĄDZANIA I WSKAZANIE POSTULOWANYCH KIERUNKÓW ROZWOJU

5.1 Metodologia badawcza

W świecie, którego złożoność gwałtownie rośnie, podejmowanie najlepszej decyzji staje się coraz bardziej wymagającym zadaniem dla menedżerów przedsiębiorstw, organizacji rządowych i wielu innych decydentów. W ostatnich latach szło to ramię w ramię z rozwojem tak zwanych metodologii analizy decyzji. Mianowicie, decydenci są bardziej niechętni podejmowaniu intuicyjnych decyzji opartych na uczuciach i przeczuciach, a zamiast tego wolą używać narzędzi analitycznych i ilościowych oraz opierać i analizować swoje decyzje na solidnych podstawach.

We współczesnej literaturze przedmiotu pojawiają się informacje na temat funkcjonowania rynku energii oraz jej obrotu w Polsce. Powszechnie dostępne są opinie, na temat całego sektora energetycznego, ale ze względu na bardzo specyficzną dziedzinę, nie znajduje się swoistego zestawienia OSD pod względem różnorodnych cech oraz w aktualnych zasobach nie istnieją propozycję ich klasyfikacji oraz rankingów względem siebie. Dlatego po analizie zasobów OSD w badanym okresie, Autor wykorzystuje metodykę badawczą oraz przedstawia propozycję takiego opracowania. Poniższa analiza jest odzwierciedleniem wielokryterialnym i składa się z kilku etapów. Pierwszym z nich jest weryfikacja problemu badawczego, a więc strukturalizacja problemu. W tym przypadku określa się cel wspomaganie decyzji oraz dokonuje dekompozycji problemu decyzyjnego w postaci hierarchicznej. W literaturze przedmiotu wskazuje się następujące poziomy hierarchii: cel główny, kryteria szczegółowe oraz warianty decyzyjne (alternatywy) – patrz rysunek 96.



Rysunek 96. Drzewo hierarchiczne metodologii badawczej. Źródło: Opracowanie własne.

Wiele metod wywodzących się z matematyki stosowanej i badań operacyjnych okazało się przydatnych, aby pomóc decydentom w podejmowaniu świadomych decyzji, a wśród tych metod są również takie, jak Proces Hierarchii Analitycznej (AHP ang. Analytic Hierarchy Process), który staje się użytecznym narzędziem do analizy decyzji. Metoda analitycznego procesu hierarchizacji jest jedną z propozycji rozwiązań w zakresie konstrukcji i zastosowania wielokryterialnych systemów oceny. Metoda ta, powstała w latach 70, ubiegłego wieku w Stanach Zjednoczonych²¹⁰. Mówiąc ogólnie, AHP to teoria i metodologia pomiaru względnego. W pomiarze względnym przedmiotem zainteresowania nie jest dokładny pomiar niektórych wielkości, ale raczej proporcje między nimi²¹¹.

W wyniku przeprowadzenia tegoż etapu powstaje tzw. drzewo hierarchiczne. Następnie wyznaczono wektor preferencji globalnych oraz lokalnych. Z tym etapem wiążą się zagadnienia w zakresie: budowy macierzy porównań parami, wyznaczanie wektora wag oraz ocena spójności macierzy porównań parami:

²¹⁰ A. Stabryła, *Praktyka projektowania systemów organizacyjnych przedsiębiorstwa*, wyd. Mfiles.pl Kraków 2015 s. 104.

²¹¹ M. Brunelli, *Introduction to the Analytic Hierarchy Process*, wyd. Springer, 2014 s. 5.

A. Macierz porównań parami

Punktem wyjścia dla tego etapu jest zbudowanie macierzy porównań parami A dla każdego kryterium K , określonego w ramach strukturalizacji problemu. Macierz tą przedstawiono następująco:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix}$$

gdzie:

$$a_{ij} = \frac{w_i}{w_j}; \quad i, j = 1, 2, \dots, n \quad \text{oraz} \quad a_{ii} = 1, \quad a_{ji} = a_{ij}, \quad a_{ij} \neq 0$$

Wyrazy a_{ij} są ocenami przewagi ważności elementu decyzyjnego i -tego nad j -tym. Macierze porównań parami są kwadratowe, ich wymiar określony jest przez liczbę elementów porównywanych na danym poziomie, a przekątna główna zawsze składa się z wartości, które wynoszą 1, gdyż każde kryterium porównuje się do siebie. W literaturze przedmiotu wymienia się fundamentalną skalę Saaty'ego, jako najpopularniejszą formę pozyskiwania ocen²¹²:

Tabela 30. 9-cio stopniowa skala Saaty'ego.

Wskaźnik istotności	Definicja	Objaśnienie
1	Jednakowa istotność	Dwa elementy jednakowo wnoszą wkład dla osiągnięcia celu
2	Słaba	Jeden element ma nieco większe znaczenie niż drugi
3	Umiarkowana przewaga	Osąd i doświadczenie nieznacznie preferują jeden czynnik nad drugim

²¹² T.L. Saaty; *Mathematical models for decision support*; wyd. Springer, Berlin, Heidelberg; 1988 r.; s. 109-121

4	Więcej niż umiarkowana	Jeden element ma istotnie większe znaczenie niż drugi
5	Silna przewaga	Osąd i doświadczenie preferują jeden czynnik nad drugim
6	Więcej niż silna	Osąd i doświadczenie znacząco preferują jeden czynnik nad drugim
7	Bardzo silna przewaga	Jeden czynnik jest bardzo silnie preferowany nad drugim; praktyka potwierdza tą przewagę
8	Więcej niż bardzo silna	Przewaga jednego czynnika nad drugim jest prawie całkowita, jednak istnieje choć jeden obszar w którym to zjawisko nie zachodzi
9	Absolutna przewaga	Przewaga jednego czynnika nad drugim jest absolutna; potwierdzona w najwyższym stopniu

Źródło: Opracowanie własne na podstawie T.L. Saaty; Mathematical models for decision support.

Ilość macierzy porównań parami, jakie należy utworzyć dla rozpatrywanego problemu oraz wymiary tych macierzy są uzależnione od struktury drzewa hierarchicznego. Ogólnie można założyć, iż należy utworzyć macierze porównań parami:

- dla poziomów od 2 do k , przy czym ilość macierzy dla poziomu k ($k=2, \dots, K$), równa się liczbie elementów poziomu $k-1$, a ich wymiar jest równy liczbie elementów na tym poziomie,
- dla porównania wszystkich elementów poziomu niższego względem kolejnych elementów poziomu wyższego.

Po utworzeniu macierzy porównań parami należy przystąpić do wyznaczenia wektora wag (priorytetów).

B. Metody wyznaczenia wektora wag

Do wyznaczenia wektora wag zastosowano metodę maksymalnej wartości własnej. Natomiast punktem wyjścia tej metody jest wykorzystanie własności macierzy porównań parami, mówiącej że i -ty wiersz macierzy porównań A jest odwrotnością i -tej kolumny ($i = 1, 2, \dots, n$), w związku z czym zachodzi równość:

$$\begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \dots \\ w_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} nw_1 \\ nw_2 \\ \dots \\ nw_n \end{bmatrix}$$

$$A * w = nw$$

gdzie w jest wektorem wag poszczególnych elementów struktury hierarchicznej. Nieznany wektor w obliczyć można przez rozwiązanie układu:

$$Aw = \lambda_{\max} w$$

gdzie: λ_{\max} - maksymalna wartość własna macierzy porównań rzędu n .

W celu wyznaczenia maksymalnej wartości własnej macierzy porównań należy:

1. Podzielić każdy element macierzy A przez sumę elementów kolumny, w której dany element się znajduje (normalizacja macierzy):

$$\bar{w}_{ij} = \frac{a_{ij}}{\sum_{i=1}^n a_{ij}}$$

2. Obliczyć wartości średniej dla każdego wiersza i kolumny nowootrzymanej macierzy:

$$w_i = \frac{\sum_{j=1}^n \bar{w}_{ij}}{n}, \quad w_j = \frac{\sum_{i=1}^n \bar{w}_{ij}}{n}, \quad i, j=1, \dots, n \quad (5)$$

3. Obliczyć maksymalną wartość własną macierzy:

$$\lambda_{\max} = \frac{1}{w_i} \sum_{j=1}^n a_{ij} w_j \quad (6)$$

C. Ocena spójności macierzy porównań parami

W ramach tego etapu dokonuje się oceny spójności macierzy porównań parami, która polega na określeniu następujących współczynników:

1. Indeks zgodności (nazywany także współczynnikiem niespójności), określający wiarygodność ocen pozyskanych od decydentów:

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \quad (7)$$

gdzie:

λ_{\max} - maksymalna wartość własna macierzy porównań A ,

n - liczba kolumn (wierszy) macierzy A .

2. Stosunek zgodności, wyrażony wzorem:

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (8)$$

Do wyznaczenia tego stosunku konieczna jest znajomość przypadkowego indeksu zgodności – RI.

Tabela 31. Wartości indeksu zgodności RI

N	1	2	3	4	5	6	7	8
RI	0	0	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41

Źródło: Opracowanie własne

Jeżeli indeks i stosunek zgodności są mniejsze od 0,1, można uznać oceny za zgodne. Natomiast w przypadku, gdy któryś z tych współczynników ma zbyt duże wartości proces oceny należy powtórzyć.

D. Agregacja wektora ocen cząstkowych

Agregacji dokonuje się za pomocą kryterium addytywnego, które wykorzystuje sumę ważoną:

$$U(A_i) = \sum_{j=1}^n w_j \cdot b_{ij} \quad (9)$$

gdzie:

$U(A_i)$ - wartość funkcji użyteczności i -tego wariantu decyzyjnego,

w_j - waga j -tego kryterium,

b_{ij} - wartość i -tej alternatywy ze względu na j -te kryterium

Ponadto, metody wielokryterialne wspomagania decyzji na podstawie powyższych informacji tworzą ranking rozważanych wariantów decyzyjnych w świetle przyjętych kryteriów, poprzez liniowe uporządkowanie od wariantu końcowego (najwyższa pozycja w rankingu) do najslabszego (najniższa pozycja rankingu). W klasycznych wersjach metod wielokryterialnych wagi kryteriów oraz elementy macierzy decyzyjnej są wyrażane za pomocą liczb rzeczywistych. Jednak złożoność dokonywanych wyborów, a z drugiej strony ich masowość (duża ilość decyzji, wybory mogą następować jeden po drugim) powoduje, że szczegółowa analiza i precyzyjna ocena sytuacji decyzyjnej może okazać się bardzo trudna²¹³. Wiele codziennych zadań w badaniach operacyjnych wiąże się z rozwiązywaniem skomplikowanych problemów optymalizacyjnych. Problemy tzw. *traveling salesman problem* (TSP), *the quadratic assignment problem* (QAP) oraz *the max-cut problem* są reprezentatywną próbą problemów optymalizacji kombinatorycznej (COP), w których badany problem jest całkowicie znany i statyczny²¹⁴. Dlatego na potrzeby opracowania, posiłkowano się również metodą Entropii, której zastosowanie miało doprowadzić do uporządkowania zmiennych użytych do modelowania. Pojęcie entropii jest starą koncepcją. Jej pierwsze wprowadzenie do termodynamiki przez Clausiusa sięga połowy XIX wieku. Później Boltzmann wyprowadził wyrażenie entropii w mechanice statystycznej.

²¹³ D. Kacprzak, *Rozmyta metoda SAW z wagami uzyskanymi za pomocą rozmytej entropii*, przegląd statystyczny Tom LXV, Zeszyt 1, 2018 s. 23.

²¹⁴ R. Rubinstein, D. Kroese, *The Cross-Entropy Method [...]*, wyd. Springer 2004, s. 5.

Entropia jest jednak również koncepcją nowoczesną. Tworząc teorię informacji w 1948, Shannon znalazł unikalną wielkość H , która mierzyła niepewność źródła informacji. Ze względu na podobieństwo formy matematycznej i znaczenia fizycznego, wielkość H jest również nazywana Entropią, podobnie jak wielkość S w termodynamice i mechanice statystycznej²¹⁵.

Ostatnią składową w doborze metodologii jaką zastosowano, jest współczynnik korelacji Karla Pearsona, który mierzy ilościowo stopień skorelowania dwóch zmiennych x i y . Dla zbioru n par wartości x i y ²¹⁶. Innymi słowy, współczynnik ten określa poziom zależności liniowej między zmiennymi losowymi.

Wynik korelacji, można zatem interpretować jako silne, słabe, ujemne. Interpretacja taka jest jednak arbitralna i nie możemy jej traktować zbyt ściśle. Na przykład współczynnik równy 0,9 dla socjologów i ekonomistów oznacza silną korelację, a dla fizyków posługujących się wysokiej klasy pomiarami przy badaniu praw przyrody oznacza korelację słabą. Z drugiej strony poziom korelacji ma wpływ na czas życia korelacji²¹⁷.

²¹⁵ N. Wu, *The Maximum Entropy Method*, wyd. Springer, s. 10.

²¹⁶ J.K. Szarma, *Business Statistics*, wyd. Taj Press, 2009, s. 273.

²¹⁷ A. Buda, A. Jarynowski, *Life-time of correlations and its applications vol. 1*, Grudzień 2010, s. 24.

5.2 Wielokryterialny ranking Operatorów Systemów Dystrybucji

Poniżej zestawiono problematykę dotyczącą podjęcia oceny i klasyfikacji funkcjonowania OSD w Polsce, na podstawie przyjętych kryteriów (cech) badawczych.

A. Obliczenie wektora uporządkowania wariantów i ich interpretacja

Otrzymane wartości funkcji użyteczności szereguje się w ramach niniejszego etapu w wektor uporządkowania wariantów. Ewentualna analiza wrażliwości służy zbadaniu jaki wpływ będą miały zmiany czynników wpływających na spełnienie celu nadrzędnego.

Przeprowadzono modelowanie oparte na wielokryterialnych czynnikach determinujących funkcjonowanie OSD w kraju. Wykorzystując opisane powyżej metody badawcze, początkowo zaproponowano założenia dotyczące podziału parametrów w tabeli 33.

Tabela 32 Parametry badawcze

Cecha	Nazwa	Wskaźnik	Kategoria
C1	długość linii NN napowietrzne	-1	T
C2	długość linii NN kablowe	1	T
C3	długość linii NN razem	-1	T
C4	długość linii WN napowietrzne	-1	T
C5	długość linii WN kablowe	1	T
C6	długość linii WN razem	1	T
C7	długość linii SN napowietrzne	-1	T
C8	długość linii SN kablowe	1	T
C9	długość linii SN razem	1	T
C10	długość linii nn napowietrzne	-1	T
C11	długość linii nn kablowe	1	T
C12	długość linii nn razem	1	T
C13	liczba przyłączy	1	T
C14	długość przyłączy	1	T
C15	liczba stacji NN	1	T
C16	liczba stacji WN	1	T
C17	liczba stacji SN	1	T
C18	liczba transformatorów NN	1	T
C19	liczba transformatorów WN	1	T

C20	liczba transformatorów SN	1	T
C21	moc transformatorów NN	1	T
C22	moc transformatorów WN	1	T
C23	moc transformatorów SN	1	T
C24	liczba odbiorców przyłączonych do sieci	1	E
C25	Wolumen dystrybuowanej energii [MWh]	1	E
C26	liczba przyłączonych prosumentów	1	S
C27	liczba przyłączonych instalacji OZE	1	S
C28	moc przyłączonych instalacji OZE	1	S
C29	kwota inwestycji wydana na przyłączenie nowych odbiorców	-1	E
C30	kwota na przyłączenie nowych źródeł	-1	E
C31	kwota inwestycji na odtwarzanie majątku sieciowego	1	E
C32	pozostałe nakłady	1	E
C33	Kwota inwestycji traktowanych jako inwestycje w innowacje [mln zł]	1	E
C34	SAIDI na WN,SN i nn (nieplanowane+katastrofalne) [min/odb]	-1	T
C35	SAIDI na WN,SN i nn (planowane) [min/odb]	-1	T
C36	SAIFI na WN, SN i nn (nieplanowane+katastrofalne) [szt/odb]	-1	T
C37	SAIFI na WN, SN i nn (planowane) [szt/odb]	-1	T

Źródło: Opracowanie własne.

T – techniczne

E – ekonomiczne

S – sustainability

-1 –minimalizowanie wskaźnika

1 – maksymalizowanie wskaźnika

Dokonano korelacji rankingów pomiędzy poszczególnymi metodami wyznaczania wag (AHP i Entropia), wyrażone również współczynnikiem korelacji Pearsona dla dwóch zbiorów danych. W pierwszym przypadku metoda uwzględniała wszystkich OSD w Polsce, natomiast drugie ujęcie przedstawia tę korelację z wykluczeniem operatora Innogy – ze względu na specyfikę jego obszaru działania (wyłącznie Miasto Warszawa).

Ustalenie wag kryteriów: początkowo ustalono wagi głównych kryteriów eksperckich metodą AHP (patrz rysunek 34 i 35), a następnie utworzono macierz porównań (w parach) dla trzech wymiarów oceny.

Główne kryteria

G1 - T – techniczne

G2 - E – ekonomiczne

G3 - S - sustainability

Tabela 33. Ustalenie wag kryteriów z wykorzystaniem metody AHP.

	T	E	S
T	1	1/5	6
E	5	1	8
S	1/6	1/8	1

Źródło: Opracowanie własne.

Jednak ze względu na niespójność macierzy – wartość współczynnika Consistency Ratio CR = 0.17 zdecydowano się na przeddefiniowanie preferencji, dlatego wyznaczono nową macierz porównań

Tabela 34. Przedefiniowana macierz wag kryteriów z wykorzystaniem metody AHP.

	T	E	S
T	1	1/4	6
E	4	1	8

S	1/6	1/8	1
---	-----	-----	---

Źródło: Opracowanie własne.

Otrzymano CR = 0.12

który nadal wskazuje na niespójność. Jednakże w pewnych sytuacjach dopuszczalna jest większa niespójność danej macierzy (nawet na poziomie 0,15)²¹⁸. Dlatego aby optymalnie odwzorować preferencje decydentów pozostawiono proponowaną macierz porównań parami.

Wyznaczono wagi głównych kryteriów (tzw. ahp main weights):

	G1	G2	G3
Weights	0.2491	0.6910	0.0599

Zgodnie z powyższą macierzą, najwyższą wagę osiąga główne kryterium G2 (ekonomiczne), kolejno niższą ma G1 – techniczne, a najniższą G3 – sustainability. Otrzymane wartości wag głównych rozdystrybuowano zgodnie z modelem hierarchicznym po równo na kryteria podległe każdej grupie i otrzymano następujące wartości (tzw. ahp detailed weights):

Tabela 35. Kryteria szczegółowych wag AHP.

Ci	Weights	C12	0.0092	C24	0.0987
C1	0.0092	C13	0.0092	C25	0.0987
C2	0.0092	C14	0.0092	C26	0.0200
C3	0.0092	C15	0.0092	C27	0.0200
C4	0.0092	C16	0.0092	C28	0.0200
C5	0.0092	C17	0.0092	C29	0.0987
C6	0.0092	C18	0.0092	C30	0.0987
C7	0.0092	C19	0.0092	C31	0.0987
C8	0.0092	C20	0.0092	C32	0.0987
C9	0.0092	C21	0.0092	C33	0.0987
C10	0.0092	C22	0.0092	C34	0.0092
C11	0.0092	C23	0.0092	C35	0.0092

²¹⁸ Lawrence Bodin, Saul I. Gass. *On teaching the analytic hierarchy process*. „Computers & Operations Research”. Volume 30. 10, s. 1487–1497, 2003.

C36	0.0092
-----	--------

C37	0.0092
-----	--------

Źródło: Opracowanie własne.

Użyto metody normalizacji sum, i ocenę AHP: znormalizowaną macierz decyzyjną pomnożono przez wagi odpowiadające kryteriom – uzyskano macierz ważoną. Następnie przeprowadzono agregację macierzy ważonej – zsumowano jej wartości w wierszach otrzymując wartości funkcji użyteczności (utility function values) [utilities] dla każdej z alternatyw. Poniżej przedstawiono wartość funkcji użyteczności tj. wyniki AHP, dla wszystkich OSD w Polsce:

Symbole A1-A5 zostały przypisane do nazw alternatyw, nie zmieniają się:

A1 – Enea Operator

A2 – Energa Operator

A3 – PGE Dystrybucja

A4 – innogy Stoen Operator

A5 – Tauron Dystrybucja

Tabela 36. Zestawienie wartości funkcji użyteczności AHP, dla OSD w Polsce.

Ai	Name	2016	2017	2018	2019	2020
A1	ENEA Operator	0.1250	0.1330	0.1509	0.1202	0.1139
A2	ENERGA-Operator	0.1540	0.1504	0.1375	0.1378	0.1420
A3	PGE Dystrybucja	0.2070	0.2346	0.2235	0.2323	0.1802
A4	innogy Stoen Operator	0.2394	0.2391	0.2426	0.2625	0.3100
A5	TAURON-Dystrybucja	0.2654	0.2337	0.2362	0.2472	0.2540

Źródło: Opracowanie własne

Dla powyższych wyników, opracowano rankingi (klasyfikację):

Tabela 37 Ranking OSD.

Ai	Name	2016	2017	2018	2019	2020
A1	ENEA Operator	5	5	4	5	5
A2	ENERGA-Operator	4	4	5	4	4

A3	PGE Dystrybucja	3	2	3	3	3
A4	innogy Stoen Operator	2	1	1	1	1
A5	TAURON- Dystrybucja	1	3	2	2	2

Źródło: Opracowanie własne.

Z powyższej klasyfikacji, można zaobserwować, iż Stoen Operator jest liderem w latach 2017-2020 i tylko w roku 2016 jego klasyfikacja wynosiła drugie miejsce względem pozostałych OSD. Pozycję lidera Stoen zawiera jednak swoistej specjalizacji działania. Udział spółki w 2006 roku, w rynku dystrybucji energii wynosił niespełna 5,6%²¹⁹, a poszczególne obszary funkcjonowania wszystkich operatorów przedstawiono w poniższej tabeli 39.

Tabela 38. Zestawienie obszarów funkcjonowania OSD w Polsce.

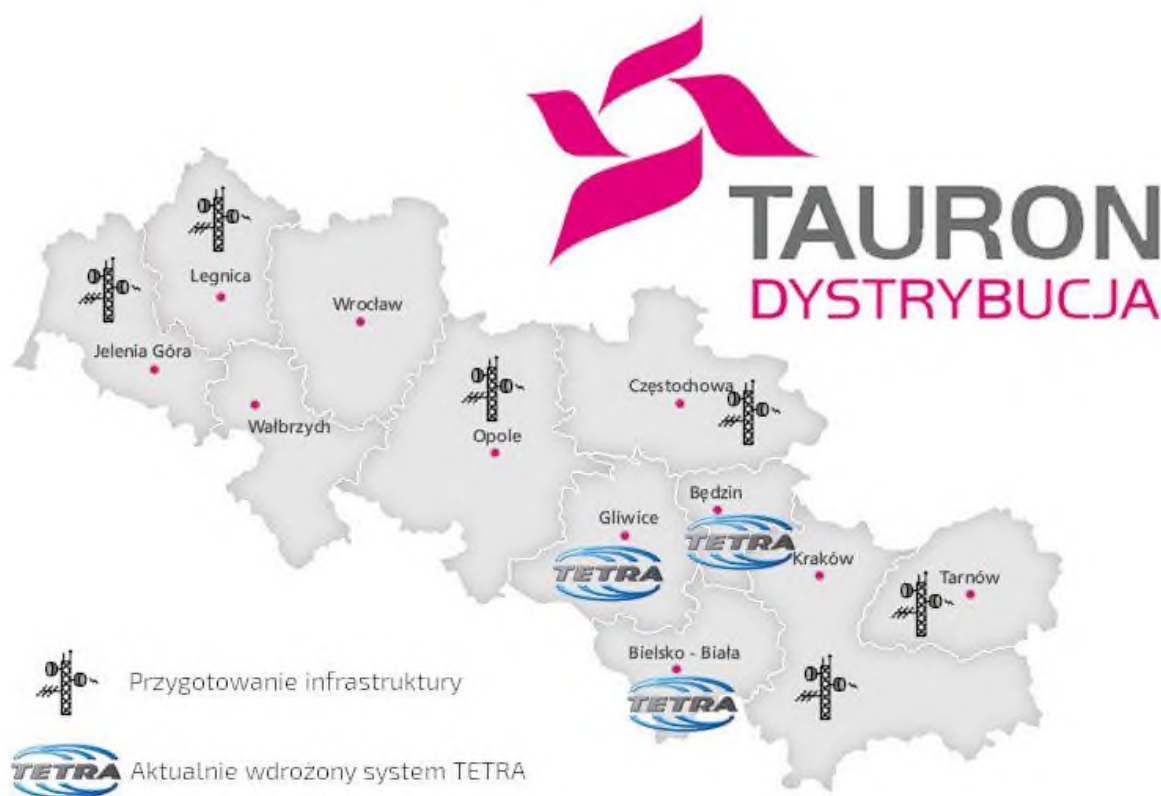
	ENEA Operator	ENERGA Operator	innogy Stoen Operator	PGE Dystrybucja	TAURON Dystrybucja
Powierzchnia [km ²]	58 174	74 854	494	122 443	57 108
Powierzchnia [%]	19%	24%	0,2%	39%	18%

Źródło: Opracowanie własne.

Do roku 2021 udział ten zwiększył się nieznacznie w porównaniu do pozostałych OSD, lecz nadal obszarem działalności jest miasto Warszawa. Dla takiego sytuowania, dominująca jest infrastruktura kablowa nad infrastrukturą napowietrzną, a więc występuje zdecydowanie mniejsze ryzyko występowania awarii wskutek oddziaływania środowiskowego niż w przypadku zasobów pozostałych OSD. Również poziom rozwinięcia technologicznego w mieście Warszawa nie jest bez znaczenia, gdyż nie wymusza on inwestycji w sieci na dużych odległościach oraz pozwala na łatwy dostęp dla zespołów energetycznych na potrzeby serwisów czy występowania awarii. Warto więc zwrócić uwagę na pozycję Tauron Dystrybucja oraz PGE Dystrybucja, którzy również zajmują wysoką klasyfikację. W przypadku tych OSD, ich obszary działania są zdecydowanie większe od Steon Operator. PGE Dystrybucja działa na obszarach województw Lubelskiego, Łódzkiego, Małopolskiego, Mazowieckiego, Opolskiego,

²¹⁹ <https://www.stoen.pl/> dostęp na dzień 04.01.2022 r.

Podkarpackiego, Podlaskiego, Śląskiego, Świętokrzyskiego, Warmińsko-Mazurskiego oraz Wielkopolskiego – co stanowi największy obszar działania OSD w Polsce. W rezultacie, liczba odbiorców oraz ilość dystrybuowanej energii jest znaczna. Analizując dane z tabeli 38, nasuwa się wniosek iż zdecydowanie największy obszar działania przypada na PGE Dystrybucja na poziomie 122 443 km², co stanowi dwukrotnie większy obszar w porównaniu do Tauron Dystrybucja oraz Enea Operator, natomiast powierzchnia Energa Operator stanowi około 60% całkowitej powierzchni funkcjonowania PGE Dystrybucja. Należy również zwrócić uwagę, na położenie Tauron Dystrybucja, dla którego obszar działania obejmuje tereny o dużym zagęszczeniu mieszkańców (aktualnie sprzedaż energii do 5,4 mln klientów)²²⁰ oraz główne zagłębie przemysłowe w kraju, co przedstawiono na rysunku 97.



Rysunek 97. Obszar funkcjonowania Tauron Dystrybucja. Źródło: <https://www.tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/operator-systemu-dystrybucyjnego> [dostęp na dzień 05.05.2022 r.].

²²⁰ <https://www.tauron.pl/tauron/bip/potencjal-grupy> dostęp na dzień 04.01.2022 r.

W 2015 roku, spółka Tauron Dystrybucja, dostarczyła blisko 50 TWh energii elektrycznej, co w tym okresie było największym wynikiem (Enea 17,9; Energa 21,5; PGE 33,4) i pozwoliło jej uzyskać odpowiednie wyniki finansowe (które nie stanowiły elementów badania).

Dlatego aby lepiej przedstawić zależności między OSD, które działają na większych obszarach, dokonano analizy, z wykluczeniem podmiotu Innogy Stoen:

Tabela 39 Zestawienie wartości funkcji użyteczności AHP, dla OSD w Polsce – z wykluczeniem Innogy Stoen.

Ai	2016	2017	2018	2019	2020
A1	0.2031	0.2163	0.2110	0.1787	0.1823
A2	0.2147	0.2162	0.2247	0.2073	0.2223
A3	0.2585	0.2780	0.2686	0.2814	0.2454
A5	0.3144	0.2803	0.2865	0.3233	0.3408

Źródło: Opracowanie własne.

oraz odpowiednio, dla powyższych wyników opracowano klasyfikację:

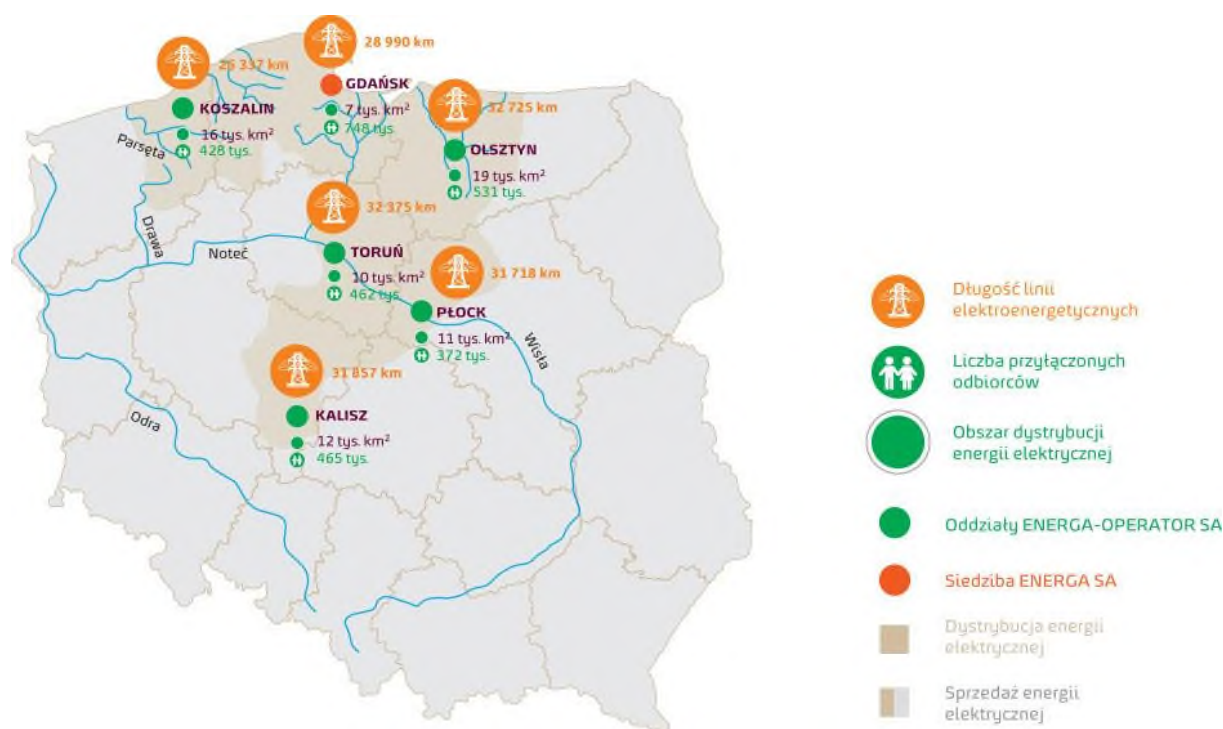
Tabela 40 Ranking OSD – z wykluczeniem Innogy Stoen.

Ai	2016	2017	2018	2019	2020
A1	4	3	4	4	4
A2	3	4	3	3	3
A3	2	2	2	2	2
A5	1	1	1	1	1

Źródło: Opracowanie własne

W powyższym przypadku, zdecydowanym liderem jest Tauron Dystrybucja, a miejsce za nim zajmuje spółka PGE. Ciekawym rezultatem są pozycje Energii oraz Enei,

które to w każdym kolejnym roku wymieniają się klasyfikacją na odpowiednio trzecim oraz czwartym miejscu. A więc ich udział w rynku wydaje się być na bardzo podobnym poziomie. Jak wynika z poniższej mapy, Energa Operator obejmuje obszary mn. in. nad morzem bałtyckim, i aglomeracją o dużym znaczeniu w jej obszarze jest trójmiasto (Gdańsk, Gdynia i Sopot), a więc punkt o dużym znaczeniu gospodarczym kraju, jednak w ostatnich czasach o zmieniającym się charakterze, z hubu przemysłowego tj. funkcjonującego portu morskiego na hub usługowy. Ponadto, jest to również kierunek atrakcyjny turystycznie, który również wymaga dużego zapotrzebowania w energię elektryczną (wysoka sezonowość). Jak wynika z ankiety przeprowadzonej przez portal Biznes Trójmiasto²²¹, aż 50% opowiedziało się za stanem, iż w przyszłości może całkowicie zabraknąć energii w tym obszarze, dlatego warto wcześniej rozsądnie zaplanować perspektywę energetyczną na te potrzeby. W obszarze Energa Operator, istnieje duży potencjał zasilania z odnawialnych źródeł, głównie wiatrowych – ze względu na geografie tego terenu. Z punktu widzenia obciążenia sieci, nie bez znaczenia jest również obszar Torunia, jednak warto zwrócić uwagę, iż sąsiadująca Bydgoszcz należy już do obszaru Enea Operator, co przedstawiono na rysunku 98.



Rysunek 98. Obszar funkcjonowania Energa Operator. Źródło: <https://energa-operator.pl/o-nas/o-firmie/kluczowe-dane/liczby> [dostęp na dzień 05.05.2022 r.].

²²¹ <https://biznes.trojmiasto.pl/Trzeba-zapewnic-energie-Pomorza-n154736.html> dostęp na dzień 17.03.2022 r.

Natomiast specyfikacją Enei jest obszar północno-zachodniej Polski. W tym obszarze również u podstaw istnieje, perspektywa rozwijania odnawialnych źródeł energii (szczególności wiatrowych), jednak warto zwrócić uwagę również na potencjał elektrowni wodnych, co przedstawiono na rys. X. Obszar Enei, jest stosunkowo mniejszy w porównaniu do pozostałych operatorów, a liczba ich klientów pod koniec 2020 r. stanowiła ok. 2,7 mln, co stanowiło 49% w porównaniu do PGE (5,5mln) w tym samym roku. Do większych aglomeracji należą aglomeracje Szczecina, Poznania, Bydgoszczy, Zielonej Góry czy Gorzowa Wielkopolskiego. Północno-zachodnia część kraju charakteryzuje się również silnymi zależnościami wynikającymi z sąsiadującymi Niemcami (patrz rysunek 99).



Rysunek 99. Obszar funkcjonowania Enea Operator. Źródło: <https://www.operator.enea.pl/oeneioperator/eneaoperator/onas/spolkawliczbach> [dostęp na dzień 05.05.2022 r.]

Następnie przeprowadzono badanie dla wag wyznaczonych metodą obiektywną Entropii (Entropy weighting method; Entropia):

B. Obiektywna technika wyznaczania wag metodą Entropii

Normalizacja macierzy polegająca na podzieleniu każdej kolumny, przez sumę jej elementów. Macierz decyzyjna zawiera m wierszy, które są liczbą alternatyw i n kolumn, które są liczbą kryteriów.

$$p_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sum_{i=1}^m x_{ij}}, i = 1, 2, \dots, m, j = 1, 2, \dots, n$$

Gdzie i oznacza kolejne alternatywy w wierszach, a j kolejne kryteria w kolumnach

- a. Pozwala to na obliczenie Entropii

$$E_j = -\frac{\sum_{i=1}^m p_{ij} \ln(p_{ij})}{\ln(m)}$$

W powyższym równaniu $p_{ij} \cdot \ln(p_{ij})$ jest ustawiane jako 0, jeśli $p_{ij} = 0$

- b. Obliczenie

$$d_j = 1 - E_j, (1 \leq j \leq n)$$

- c. Ostatecznie obliczenie wagi Entropii dla każdego kryterium j

$$w_j = \frac{d_j}{\sum_{j=1}^n d_j}$$

Pozwoliło to wyznaczyć wagi, na podstawie danych w macierzy decyzyjnej. Wagi dla wszystkich alternatyw z zestawu przedstawiono w tabeli 42.

Tabela 41. Wyznaczenie wag metodą Entropii.

Ci	Weights
C1	0.0538
C2	0.1425
C3	0.0531
C4	0.0195
C5	0.0082

C6	0.0184
C7	0.0256
C8	0.0077
C9	0.0169
C10	0.0285
C11	0.0121

C12	0.0210
C13	0.0251
C14	0.0322
C15	0.0811
C16	0.0155
C17	0.0166

C18	0.0673
C19	0.0149
C20	0.0169
C21	0.0663
C22	0.0116
C23	0.0086
C24	0.0114

C25	0.0135
C26	0.0212
C27	0.0212
C28	0.0200
C29	0.0142
C30	0.0382
C31	0.0106

C32	0.0076
C33	0.0424
C34	0.0111
C35	0.0112
C36	0.0103
C37	0.0035

Źródło: Opracowanie własne

oraz wagi dla zestawu alternatyw bez innowacji Steon Operator (dla których macierz decyzyjna się różni, więc wagi wyznaczone metodą obiektywną (Entropia) również ulegają zmianie, w przeciwieństwie do wag wyznaczonych AHP, które wyznaczane są przez decydenta a nie na podstawie macierzy decyzyjnej z danymi):

Tabela 42. Kryteria szczegółowych wag metodą Entropii – z wykluczeniem Innowacji Steon.

C _i	Weights
C1	0.0921
C2	0.1686
C3	0.0921
C4	0.0051
C5	0.0126
C6	0.0052
C7	0.0090
C8	0.0054
C9	0.0066
C10	0.0149
C11	0.0027

C12	0.0093
-----	--------

C13	0.0141
C14	0.0236
C15	0.1686
C16	0.0049
C17	0.0060
C18	0.1002
C19	0.0050
C20	0.0066
C21	0.0938
C22	0.0078

C23	0.0040
C24	0.0064
C25	0.0083

C26	0.0077
C27	0.0076
C28	0.0058
C29	0.0044
C30	0.0255
C31	0.0029
C32	0.0062
C33	0.0434

C34	0.0077
C35	0.0070
C36	0.0044
C37	0.0046

Dla proponowanych wag dla wszystkich alternatyw zbioru, przeprowadzono ocenę AHP, dla której wartości funkcji użyteczności przedstawiono w tabelach 44 i 45.

Tabela 43. Wyniki modelowania dla wszystkich alternatyw zbioru.

Ai	2016	2017	2018	2019	2020
A1	0.0667	0.0623	0.0701	0.0618	0.0558
A2	0.0890	0.0813	0.0801	0.0806	0.0730
A3	0.2508	0.1718	0.2339	0.2422	0.2139
A4	0.2414	0.2297	0.2420	0.4075	0.4400
A5	0.2119	0.3204	0.2324	0.2079	0.2173

Źródło: Opracowanie własne.

oraz utworzono odpowiednią klasyfikację:

Tabela 44. Ranking OSD II z wykorzystaniem metody Entropii.

Ai	2016	2017	2018	2019	2020
A1	5	5	5	5	5
A2	4	4	4	4	4
A3	1	3	2	2	3
A4	2	2	1	1	1
A5	3	1	3	3	2

Źródło: Opracowanie własne.

Następnie przeprowadzono badanie, dla zestawu alternatyw wykluczając innogy Stoen Operator, dla którego wartość funkcji użyteczności wyrażono w tabeli 46.

Tabela 45 Wyniki modelowania dla zbioru – z wyłączeniem Innogy Stoen.

Ai	2016	2017	2018	2019	2020
A1	0.0616	0.0552	0.0551	0.0501	0.0545
A2	0.0662	0.0581	0.0640	0.0581	0.0659

A3	0.4237	0.2203	0.4142	0.4319	0.4141
A5	0.2814	0.5048	0.2972	0.2886	0.2968

Źródło: Opracowanie własne.

oraz odpowiednio, utworzono rankingi:

Tabela 46 Ranking OSD z wykorzystaniem metody Entropii. – z wykluczeniem Innogy Stoen

Ai	2016	2017	2018	2019	2020
A1	4	4	4	4	4
A2	3	3	3	3	3
A3	1	2	1	1	1
A5	2	1	2	2	2

Źródło: Opracowanie własne.

W wyniki przeprowadzonych badań oraz proponowanych korelacji rankingów wyznaczonych z wagami wyznaczonymi metodą AHP (eksperckie) i z wagami obiektywnymi (Entropia). Korelacja zmierzona przy pomocy współczynnika korelacji Pearsona przedstawiono w tabeli 48 i 49.

Tabela 47 Korelacja Pearsona dla wskazanych współczynników – dla pełnego zestawu danych.

	2016	2017	2018	2019	2020
Corr coeff	0.6	0.7	0.8	0.9	1

Źródło: Opracowanie własne.

oraz

Tabela 48 Korelacja Pearsona dla wskazanych współczynników – z wyłączeniem Innogy Stoen.

	2016	2017	2018	2019	2020
Corr coeff	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8

Źródło: Opracowanie własne.

Rezultaty powyższej korelacji należy interpretować jako silną zależność pomiędzy jednostkami w całym rynku energetycznym, jednakże badanie przeprowadzone zostało dla podmiotów o bardzo specjalistycznej działalności podstawowej oraz wszystkie podmioty wykazują ugruntowaną pozycję w sektorze. Ponadto, w obszarze dystrybucji energii, występuje podział geograficzny całego kraju, co w naturalny sposób determinuje pewne aspekty funkcjonowania wybranych OSD. Do czynników które w badanym okresie mogą wpływać na proponowaną klasyfikację, zalicza się takie uwarunkowania jak bieżąca sytuacja makroekonomiczna w kraju, ceny energii czy praw majątkowych oraz uprawnień do emisji CO₂, popyt na energię, a także determinanty prawne. Analiza obejmowała okres pięciu lat tj. 2016-2020. Zdefiniowanie wag w dużym stopniu warunkuje powyższe wyniki oraz rankingi. Ustalenie kryteriów było procesem złożonym, wymagającym określonej wiedzy eksperckiej. Ponadto, należy uwzględnić naturalne determinanty które działają na OSD, które to stanowią podstawowe elementy ich funkcjonowania tj. np. obszar działania wybranego OSD w kraju. Wykorzystano również metodę wag Entropii, aby dokładniej przedstawić proponowane kryteria. Wskaźniki korelacji osiągnęły wysokie wartości, co potwierdza rzetelność przedstawionych wyników oraz całkowitej procedury badawczej. Dostrzega się również dalszą potrzebę (analizę porównawczą) z większą ilością obiektywnych technik definiujących początkowe wagi, dla wybranych kryteriów, lub zawężenie badanych kryteriów w celu dostrzeżenia potencjalnej szansy, na rozwój wybranego OSD lub zdefiniowania procesów, zagrażających poprawnemu funkcjonowaniu operatorów systemów dystrybucyjnych.

5.3 Perspektywy inwestowania polskich Operatorów Systemu Dystrybucyjnego

Jak przedstawiono w rozdziale pierwszym i drugim, przedsiębiorstwa typu OSD są to podmioty silnie regulowane, które dodatkowo, częściowo stanowią Skarb Państwa. Ponadto, działa na niewiele czynników środowiska wewnętrznego oraz zewnętrznego, warunkujące ich funkcjonowanie. Pierwszoplanowy wpływ na tworzenie polskiej strategii elektroenergetycznej ma kształt regulacji klimatyczno-energetycznych wspólnoty Unii Europejskiej, a więc aktualnie implementowana wizja dążenia do osiągnięcia pełnej neutralności klimatycznej Europy do roku 2050²²². W związku z realizacją ambicji dekarbonizacji UE, w grudniu 2020 r. Rada Europejska zatwierdziła wiążący unijny cel zakładający ograniczenie emisji netto gazów cieplarnianych do roku 2030 o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z roku 1990. Zwiększono tym samym dotychczas obowiązujący 40% cel redukcyjny. Nowa unijna ambicja została określona jako kolektywny cel dla całej Unii tj. realizowany na podstawie kontrybucji państw członkowskich, przy uwzględnieniu uwarunkowań krajowych, specyficznych punktów startowych, potencjału redukcyjnego, zasady suwerenności w kształtowaniu krajowego miksu energetycznego, konieczności zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego; w sposób możliwie najbardziej racjonalny pod względem kosztów celem zachowania przystępnych cen energii dla gospodarstw domowych oraz konkurencyjności UE, jak również uwzględniając zasadę sprawiedliwości i solidarności. Podążanie za dynamicznie przyspieszającymi trendami klimatyczno-energetycznymi UE będzie stanowić dla Polski znaczące wyzwanie transformacyjne²²³. Jednakże wizje rozwoju oraz umacniania pozycji rynkowej OSD, idą często w parze z bieżącą polityką krajową w zakresie sektora energetycznego. Analizując aktualne dokumenty odpowiedniej jednostki tj. Ministerstwa Klimatu i Środowiska – celem polityki energetycznej państwa jest zarówno zachowanie bezpieczeństwa energetycznego w kraju, ale również konkurencyjność i ciągła poprawa efektywności energetycznej wraz z rozwojem technologicznym. Wszystkie te inicjatywy mają również wpisywać się w myśl zrównoważonego rozwoju, co w XXI wieku stanowi ogromne wyzwanie. Działania te mają ograniczać negatywne wpływy na środowisko, nie stanowiąc jednocześnie barier dla optymalnego rozwoju mieszkańców kraju (patrz rysunek 100).

²²² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN> dostęp na dzień 17.01.2022 r.

²²³ Ibidem.

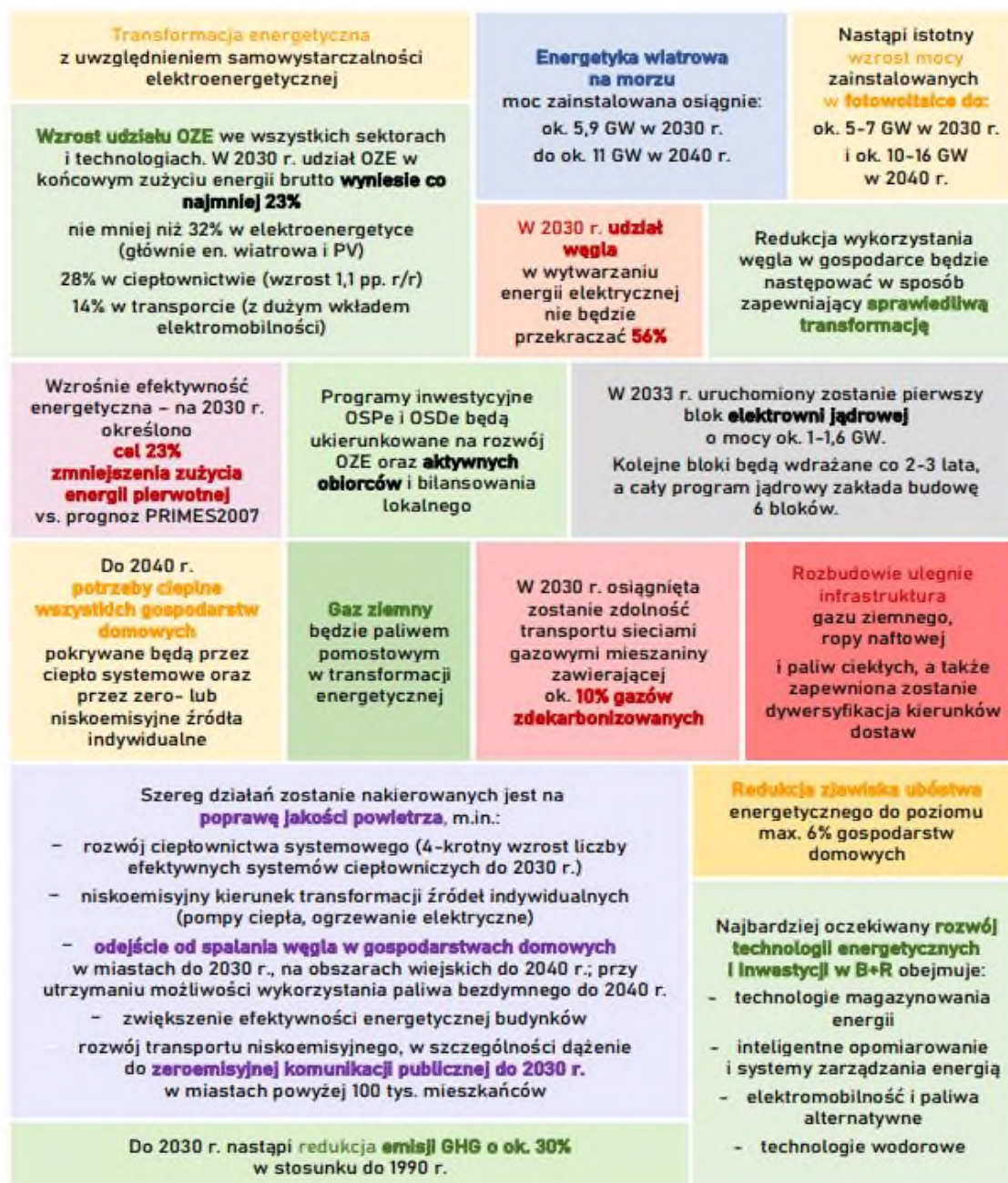


Rysunek 100. Wybrane wizje rozwoju oraz wyzwania dla OSD. Opracowanie własne na podstawie dokumentu Polityka energetyczna Polski do 2040 r.

Jak podkreślił Minister Klimatu i Środowiska - Michał Kurtyka - *zbudowanie nowego systemu energetycznego w najbliższych dwóch dekadach będzie największym wyzwaniem w sektorze energetycznym. To z jednej strony nadanie dynamiki dążeniu ku nisko- i zeroemisyjnej transformacji polskiej gospodarki, ale też konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego*²²⁴. [...] PEP2040 ma istotne znaczenie dla zaawansowanych prac nad Krajowym Planem Odbudowy, który stanowi podstawę do wydatkowania funduszy w ramach Instrumentu na rzecz Odbudowy i Wzmocnienia Odporności, a także planów sprawiedliwej transformacji i projektu Umowy Partnerstwa. PEP2040 wprowadzi Polskę na ścieżkę dążenia do gospodarki niskoemisyjnej, poprzez realizację sprawiedliwej transformacji energetycznej, rozwój OZE, poprawę efektywności energetycznej oraz poprawę jakości powietrza. Kwestie te stają się coraz ważniejsze dla obywateli. PEP2040 bierze pod uwagę również potrzeby tych grup zawodowych i regionów, które bez odpowiedniej interwencji poniosą niewspółmierny koszt transformacji. Dotyczy to przede wszystkim sektora węglowego i obywateli zagrożonych

²²⁴ <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> dostęp na dzień 17.01.2022 r.

ubóstwem energetycznym²²⁵. Zatem dokument zatwierdzony przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego, stanowi pewnego rodzaju kompas w zakresie transformacji energetycznej oraz kierunków rozwoju poszczególnych elementów w działalności przede wszystkim podmiotów odpowiedzialnych za dystrybucję energii w Polsce. Najważniejsze elementy PEP2040, przedstawiono na rysunku 101.



Rysunek 101. Kluczowe elementy Polityki Energetycznej Polski 2040 r. Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska

²²⁵ <https://www.gov.pl/web/klimat/wiadomosci> dostęp na dzień 17.01.2022 r.

Z powyższej infografiki, można wyciągnąć wniosek, iż zdecydowana większość kluczowych założeń stanowiących zmiany w perspektywie najbliższych ok. 20 lat – ściśle oddziałuje na funkcjonowanie OSD. Planowana jest rewolucja w zakresie dywersyfikacji źródeł wytwórczych, a przede wszystkim rozproszonych źródeł OZE, które w przyszłości stanowią mogą solidną podstawę zachowania bezpieczeństwa energetycznego kraju. Takie działania stanowiąc będą wyzwaniem w zakresie przyłączenia generowanej mocy do aktualnej sieci, która jak wynika z przeprowadzonej analizy, wymaga rok do roku znaczących nakładów inwestycyjnych. Również w zakresie zarządzania w czasie rzeczywistym nową siecią *dwukierunkową*, a więc prowadzić będzie do rozwoju narzędzi oraz infrastruktury smart i wymagać będzie tworzenia od podstaw nowych systemów kompleksowego sterowania. Perspektywa zmiany aktualnego wyglądu sektora, opierać się ma również na trzech zasadniczych filarach, które zestawiono w tabeli 30.

Tabela 49. Trzy filary PEP 2040

<i>I filar. Sprawiedliwa transformacja</i>	<i>II filar. Zeroemisyjny system energetyczny</i>	<i>III filar. Dobra jakość powietrza</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Transformacja rejonów węglowych • Ograniczenie ubóstwa energetycznego • Nowe gałęzie przemysłu związane z OZE i energetyką jądrową 	<ul style="list-style-type: none"> • Morska energetyka wiatrowa • Energetyka jądrowa • Energetyka lokalna i obywatelska 	<ul style="list-style-type: none"> • Transformacja ciepłownictwa • Elektryfikacja transportu • Dom z Klimatem

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska

Ponadto wpisując się w ramy PEP2040, wyodrębniono szereg celów szczegółowych (patrz rysunek 102), które w znaczącym stopniu już determinują funkcjonowanie OSD, natomiast ich dalszy rozwój w jeszcze większym zakresie wpłynie na transformację działania Operatorów:



Rysunek 102. Szczegółowe cele Polityki Energetycznej Polski. Opracowanie własne na podstawie dokumentu PEP2040

Powyższe składowe będą wdrażane w odmiennych ramach czasowych (nie przekraczając jednak bariery 2040 r.) a więc będą weryfikowane niezależnie od innych parametrów. Co więcej, wszystkie powyższe cele związane są ściśle z funkcjonowaniem OSD. Natomiast pomocniczymi wskaźnikami służącymi do weryfikacji powyższych założeń mają być: wytwarzanie energii z węgla (nie więcej niż 56 proc. udziału) do roku 2030, wzrost całkowitego udziału OZE w miksie energetycznym do 2030 roku do poziomu 23 proc, ograniczenie emisji GHG o ok. 30 proc, oraz zaimplementowanie energetyki jądrowej. W zakresie infrastrukturalnym, krajowa sieć przesyłowa (sieć o napięciu 400 i 220 kV) wraz ze znaczną częścią sieci dystrybucyjnej 110 kV pracuje w układzie sieci zamkniętej wielostronnie zasilanej. Jednym z kluczowych aspektów w procesie planowania rozwoju infrastruktury przesyłowej, zarówno na poziomie sieci NN jak i na poziomie sieci 110 kV, jest zapewnienie spójnego i skoordynowanego rozwoju całej sieci zamkniętej. Takie działanie pozwala na zapewnienie długookresowego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE oraz optymalne, z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego, zwymiarowanie potrzeb w zakresie rozbudowy sieci

na poszczególnych obszarach. Zagadnienie to jest ujęte w obowiązujących regulacjach prawnych, w tym m.in. w ustawie Pe oraz IRiESP (Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci – pkt. 3).). W szczególności, zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 5 ustawy Pe, OSP, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny, m.in., za współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów elektroenergetycznych oraz skoordynowania ich rozwoju. Ponadto, na podstawie art. 16 ust. 6 ustawy Pe, plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną sporządzane przez OSD uwzględniają odpowiednio plan rozwoju sporządzony przez OSP, a także na podstawie art. 9c ust. 3 pkt 4) OSD jest zobowiązany do współpracy z PSE w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju. Zintegrowane planowanie wymaga prowadzenia wielowariantowych analiz o charakterze iteracyjnym dla całej sieci zamkniętej uwzględniających zmieniające się uwarunkowania systemowe. W okresie poprzedzającym sporządzenie PRSP 2021-2030, w ramach współpracy pomiędzy PSE S.A. oraz OSD, wykonano szereg prac koncepcyjnych dla poszczególnych obszarów KSE dla horyzontu 2030 roku, uwzględniających aktualne uwarunkowania wpływające na potrzeby rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej 110 kV. Analizy dotyczące koncepcji pracy sieci zamkniętej NN i 110 kV na obszarach działania TAURON Dystrybucja S.A., PGE Dystrybucja S.A. oraz ENERGA Operator S.A. zakończono w roku 2019, natomiast zakończenie prac dla obszarów ENEA Operator Sp. z o.o. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. było planowane w 2020. Analizy te zostały zrealizowane przez niezależnych ekspertów z uwzględnieniem uzgodnionych przez operatorów założeń dotyczących przewidywanych uwarunkowań systemowych w poszczególnych obszarach determinujących potrzeby rozwoju sieci. Wyznaczają one potencjalne kierunki rozwoju, które należy uwzględnić w opracowywanych przez spółki układach pracy sieci 400, 220 i 110 kV oraz dokumentach planistycznych w zakresie rozbudowy lub modernizacji infrastruktury²²⁶. Na rysunku 103, zestawiono mapę przedstawiającą perspektywy inwestycyjne na najbliższe lata.

²²⁶ Raport Polskiej Sieci Elektroenergetycznej: *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030* s. 13-14.



Rysunek 103. Plany rozwoju sieci elektroenergetycznych na kolejne lata. Źródło: KSE

Dzięki powyższym inwestycjom w Polsce powstanie jeden z najnowocześniejszych systemów przesyłowych w Europie, który przez kolejne dziesięciolecia będzie istotnym filarem bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego oraz zapewni niezawodne działanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego²²⁷.

Z pewnością OSD powinni szukać szans w każdym z wymienionych celów szczegółowych, jednakże w dobie cyfryzacji potencjalną przewagą i rewolucją mogą okazać się inwestycje w zupełnie nowe rozwiązanie technologiczne. Do takich mogą należeć magazyny energii, dla których aktualna sytuacja prawna nieco się poprawiła w zakresie

²²⁷ <https://www.pse.pl/inwestycje/interaktywna-mapa-inwestycji> dostęp na dzień 23.03.2022 r.

wdrożenia takich rozwiązań na sieci przesyłowej. Ponadto, magazyny takie mogą posłużyć do magazynowania różnego rodzaju źródeł energetycznych, w tym np. wodoru. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych uznaje wodór ze źródeł odnawialnych za odnawialne źródło energii²²⁸. Przechodząc na grunt prawa krajowego, należy wskazać, że w ramach transpozycji przepisów Dyrektywy 2014/94 została wdrożona ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych w aktualnym stanie prawnym, zarówno infrastrukturę tankowania wodoru jak i pojazdy wodorowe pozostawia na marginesie regulacji w porównaniu do infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych jak również infrastruktury tankowania paliw gazowych, dlatego przepisy tylko w kilku miejscach odnoszą się do wodoru. Wynika to przede wszystkim z przepisów Dyrektywy 2014/94, które dają państwom członkowskim prawo do nieuwzględniania w krajowych politykach i przepisach infrastruktury tankowania wodoru, odmiennie niż w przypadku infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych i tankowania paliw gazowych – LNG i CNG. Analogiczną definicję paliw alternatywnych (tożsamą co do zakresu) do definicji zawartej w Dyrektywie 2014/94 zawiera art. 2 pkt 11 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych, gdzie za paliwa alternatywne zostały uznane paliwa lub energia elektryczna wykorzystywana do napędu silników pojazdów samochodowych lub jednostek pływających stanowiące substytut dla paliw pochodzących z ropy naftowej lub otrzymywanych w procesach jej przetwórstwa, w szczególności energię elektryczną, wodór, biopaliwa ciekłe, paliwa syntetyczne i parafinowe, sprężony gaz ziemny (CNG), w tym pochodzący z biometanu, skroplony gaz ziemny (LNG), w tym pochodzący z biometanu, lub gaz płynny (LPG). Wodór, na gruncie prawa krajowego, został więc uznany za jeden z rodzajów paliwa alternatywnego.

Należy także nadmienić o procedowanym projekcie ustawy o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych²²⁹, która wdraża przepisy dotyczące wodoru, głównie w zakresie wykorzystania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie (definicje operatora stacji wodoru, zmiana definicji pojazdu napędzanego wodorem, punktu bunkrowania i tankowania wodoru, wodoru, stacji ładowania wodoru, przepisy dotyczące eksploatacji stacji wodoru).

²²⁸ Dz. Urz. UE z 21.12.2018 L 328/82, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>

²²⁹ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12340506>.

- Magazyny energii elektrycznej

Kompleksowy zbiór regulacji dotyczących magazynowania energii elektrycznej wprowadziła do UPE nowelizacja z dnia 20 maja 2021 r.²³⁰, wprowadzająca także przepisy w zakresie magazynowania energii elektrycznej do ustawy OZE i innych ustaw. Ustawa weszła w życie w dniu 3 lipca 2021 roku. Zgodnie z art. 3 pkt 10k UPE magazyn energii elektrycznej to instalacja umożliwiającą magazynowanie energii elektrycznej i wprowadzenie jej do sieci elektroenergetycznej. Natomiast zgodnie z art. 3 pkt 59 UPE magazynowanie energii elektrycznej to przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączoną do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną. Techniczny proces w zakresie magazynowania paliw lub energii jest kwalifikowany jako proces energetyczny (art. 3 pkt 7 UPE). W przepisie art. 32 ust. 1 pkt w UPE, analogicznie jak ma to miejsce w sektorze gazu, magazynowanie energii elektrycznej objęto obowiązkiem uzyskania odrębnej koncesji, alternatywnej wobec koncesji na wytwarzanie. Zgodnie z tym przepisem, uzyskania koncesji będzie wymagało prowadzenie działalności gospodarczej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW. Określenie progu mocowego, dla którego niezbędne jest uzyskanie koncesji, jak wskazano w uzasadnieniu ustawy, wynika z potrzeby zagwarantowania pewności świadczenia usług na rzecz KSE przez magazyny energii elektrycznej o mocy większej niż 10 MW.

Ponadto, wprowadzono obowiązek rejestracji magazynów energii elektrycznej o mocy znamionowej większej niż 50 kW (art. 43g ust. 3 UPE). Ma to pozwolić na monitorowanie rozwoju magazynowania energii elektrycznej w skali całego kraju. Rejestr magazynów energii elektrycznej będzie prowadzony przez OSD w zakresie odpowiadającym ich obszarowi działania i będzie obejmował podstawowe parametry techniczne poszczególnych magazynów, w tym ich pojemność. Jak stanowi art. 7 ust. 3c UPE, wniosek o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej, oprócz informacji, o których mowa w ust. 3b²³¹, zawiera również informacje określające parametry magazynu energii elektrycznej, w szczególności łączną moc zainstalowaną elektryczną magazynu energii elektrycznej wyrażoną w kW, pojemność nominalną wyrażoną w kWh i sprawność magazynu energii

²³⁰ [http://orka.sejm.gov.pl/opinie9.nsf/nazwa/808_u/\\$file/808_u.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/opinie9.nsf/nazwa/808_u/$file/808_u.pdf).

²³¹ Wniosek o określenie warunków przyłączenia zawiera w szczególności oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, określenie nieruchomości, obiektu lub lokalu, o których mowa w ust. 3, oraz informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia wymagań określonych w art. 7a.

elektrycznej. Zgodnie z art. 7 ust. 2b UPE, umowa o przyłączenie do sieci magazynu energii elektrycznej, oprócz postanowień wskazanych w ust. 2²³², zawiera również postanowienia określające parametry magazynu energii elektrycznej, w szczególności łączną moc zainstalowaną elektryczną magazynu energii elektrycznej wyrażoną w kW, pojemność nominalną wyrażoną w kWh i sprawność magazynu energii elektrycznej. Dodatkowo, zgodnie z art. 7 ust. 3e UPE, do wniosku o określenie warunków przyłączenia magazynu energii elektrycznej podmiot dołącza dodatkowo dokument potwierdzający tytuł prawny podmiotu do korzystania

z nieruchomości, na której jest planowana inwestycja określona we wniosku. Za przyłączenie magazynu energii elektrycznej opłatę ustala się na podstawie jednej drugiej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia (art. 7 ust. 8 pkt 6 UPE).

W 2022 r. istnieją już pierwsze rozwiązania stanowiące majątek sieciowy OSD. Na rysunku 104, przedstawiono tego typu infrastrukturę.



Rysunek 104. Przykład infrastruktury magazynów energii w zasobach OSD. Źródło: opracowanie własne

²³² Umowa o przyłączenie do sieci powinna zawierać co najmniej postanowienia określające: termin realizacji przyłączenia, wysokość opłaty za przyłączenie, miejsce rozgraniczenia własności sieci przedsiębiorstwa energetycznego i instalacji podmiotu przyłączanego, zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia, wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów, harmonogram przyłączenia, warunki udostępnienia przedsiębiorstwu energetycznemu nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia, przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie paliw gazowych lub energii, ilości paliw gazowych lub energii przewidzianych do odbioru, moc przyłączeniową, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie, oraz okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

Innowacyjnym rozwiązaniem będzie również wdrożenie technologii wodorowych jako nowego źródła OZE. Wodór może bowiem stanowić alternatywę dla bateryjnych rozwiązań, w postaci którego będzie można przechowywać energię w dłuższym okresie czasu. Ponadto, na polskim rynku energetycznym nie istnieją instalacje wodorowego bufora energetycznego wykorzystującego nadwyżki energii elektrycznej powstające w sieci dystrybucji OZE służącego do stabilizacji pracy elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych poprzez wyrównanie krzywej obciążenia i poprawę parametrów sieciowych. Pierwsze projekty naukowe z tematyki wodorowej realizowane w Polsce dotyczą opracowania zbiorników na wodór do zastosowań w pojazdach oraz przygotowania hubów wodorowych na potrzeby zasilania pojazdów. W innych krajach pojawiają się pierwsze takie systemy. Potencjał technologii wodorowych dostrzegło już kilka państw na świecie. Najbardziej zaawansowane prace prowadzi się w Japonii, za nią podążają USA, Niemcy i Norwegia. Pojazdy na wodór zyskują popularność. Rząd w Oslo planuje, że do 2030 r. po norweskich ulicach będzie jeździć milion samochodów napędzanych w ten sposób. Republika Federalna Niemiec chce, aby za dekadę na terenie ich kraju działało co najmniej tysiąc stacji wodorowych. Aktualnie, prototypy rozwiązań wodorowych w Polsce, stanowią duże wyzwanie technologiczne, dotyczy przede wszystkim zbudowania prototypu systemu, który będzie testowany w przewidywanych dla niego warunkach. Takie rozwiązania muszą składać się z kilku kluczowych podzespołów, które należy zintegrować istniejącym systemem elektroenergetycznym (bazującym na konwersji energii elektrycznej na wodór). Wyzwanie technologiczne może zatem stanowić łączenie: elektrolizera, systemu sprężania wodoru, zbiornika magazynowego oraz systemu konwersji wodoru na energię użytkową oraz systemu informatycznego i systemu automatyki do zarządzania pracą instalacji, zapewniającego jego automatyczną i efektywną pracę.

Wdrożenie takich instalacji musi być poprzedzone doбором parametrów pracy systemu (moc i wydajność produkcji wodoru, pojemność zbiorników wodoru, moc ogniwa paliwowego) umożliwiających uzyskanie wydajnej i stabilnej pracy całej instalacji, ale również wykonaniem (obliczeniem) kompletnego bilansu energetyczno-procesowego instalacji bufora energetycznego, wykonaniem symulacji pracy całej instalacji i wyznaczeniem wpływu na parametry sieci elektroenergetycznej, m.in. krzywe obciążenia, a więc w efekcie wyznaczeniem wpływu pracy systemu bufora energetycznego na prawidłowe funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej. Aktualnie tego typu rozwiązania są bardzo kosztowne i OSD powinny analizować perspektywę wdrożenia takich instalacji w sprzyjających uwarunkowaniach rynkowych.

Podsumowanie

Sektor energetyczny odgrywa kluczową rolę zarówno dla bezpieczeństwa krajowego jak również dla funkcjonowania pozostałych gałęzi gospodarczych w kraju. Ponadto, jest on w dużym stopniu regulowany pomimo wielu dynamicznych zmian. Transformacja energetyczna która dokonuje się w bieżących latach, będzie determinować funkcjonowanie pozostałych sektorach gospodarczych w jeszcze większym stopniu niż miało to miejsce jeszcze kilkanaście lat temu. W dysertacji dokonano dogłębnej analizy funkcjonowania OSD na rynku energii oraz w sektorze. Wypełniono lukę badawczą, zestawiając korelację wielokryterialnych parametrów funkcjonowania tych podmiotów w Polsce, na przestrzeni analizowanych lat. Należy jednak pamiętać, iż pewne determinanty wywodzą się z naturalnego monopolu geograficznego w którym funkcjonują te przedsiębiorstwa.

Ponadto, na rynku energii pojawiają się nowe podmioty po stronie popytu, które w znaczący sposób wpływają na działanie przedsiębiorstw takich jak OSD, a jednocześnie wpływają na niezawodność sieci energetycznych. Ten dynamicznie zmieniający się krajobraz sektora, stwarza nowe wyzwania operacyjne dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego zarówno na poziomie masowym, jak i dystrybucyjnym. Nowa rola OSD w zmieniającym się rynku energii, może stawić czoła tym wyzwaniom, jednocześnie kreując przestrzeń dla przyszłej, w pełni zintegrowanej sieci smart, która w przyszłości będzie podstawą kompleksowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w której to różni interesariusze będą implementować nowe rozwiązania i czerpać z nich potencjalne korzyści. Takie rozwiązania pozwolą na monitorowanie bardzo wielu parametrów sieciowych oraz pozwolą na wymianę informacji w czasie rzeczywistym, niezbędnych do stałego podnoszenia poziomu niezawodności sieci energetycznych. Ponadto, inteligentne sieci są kluczową innowacją w zakresie systemów elektroenergetycznych, które mogą sprawić, by dzisiejsza infrastruktura mogła sobie radzić z wyzwaniami niezawodnego i wydajnego systemu dostawy energii elektrycznej (z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii).

Procedura badawcza przeprowadzona w ramach rozprawy doktorskiej przebiegła zgodnie z nakreślonym planem. Cel pracy tj. wskazanie pożądanych kierunków zarządzania rozwojem Operatorów Systemu Dystrybucyjnego w Polsce, w kontekście zwiększenia niezawodności ich sieci elektroenergetycznej został osiągnięty. Wyznaczono również pomocnicze cele badawcze, do których należało opracowanie charakterystyki potencjałów rozwojowych OSD oraz analiza zasobów którymi dysponują, określenie rang OSD w Polsce, dokonanie analizy kierunków inwestycyjnych oraz struktur organizacyjnych, jak również

wskazanie głównych czynników otoczenia zewnętrznego, mających wpływ na funkcjonowanie tych podmiotów w kraju. Sformułowane wnioski stały się niezbędnym materiałem do opracowania klasyfikacji OSD w Polsce. Aby wykonać zadanie, które zostało zapisane w postaci celu głównego, Autor dokonał dogłębnego przeglądu materiałów źródłowych pochodzących z przedsiębiorstw pełniących funkcję OSD w Polsce oraz literatury krajowej i zagranicznej. Rezultaty tej korelacji należy interpretować jako silną zależność pomiędzy jednostkami w całym rynku energetycznym, jednakże badanie przeprowadzone zostało dla podmiotów o bardzo specjalistycznej działalności podstawowej. Co więcej, wszystkie podmioty wykazują ugruntowaną pozycję w sektorze. Ponadto, w obszarze dystrybucji energii, występuje podział geograficzny całego kraju, co w naturalny sposób determinuje pewne aspekty funkcjonowania wybranych OSD. Do czynników które w badanym okresie mogą wpływać na proponowaną klasyfikację, zalicza się takie uwarunkowania jak bieżąca sytuacja makroekonomiczna w kraju, ceny energii czy praw majątkowych oraz uprawnienia do emisji CO₂, popyt na energię, a także determinanty prawne. Zdefiniowanie wag w dużym stopniu warunkuje powyższe wyniki oraz rankingi. Ustalenie kryteriów było procesem złożonym, wymagającym określonej wiedzy eksperckiej. Ponadto, należy uwzględnić naturalne determinanty które działają na OSD, które to stanowią podstawowe elementy ich funkcjonowania tj. np. obszar działania wybranego OSD w kraju. Wykorzystano również metodę wag Entropii, aby dokładniej przedstawić proponowane kryteria. Wskaźniki korelacji osiągnęły wysokie wartości, co potwierdza rzetelność przedstawionych wyników oraz całkowitej procedury badawczej. Dostrzega się również dalszą potrzebę (analizę porównawczą) z większą ilością obiektywnych technik definiujących początkowe wagi, dla wybranych kryteriów, lub zawężenie badanych kryteriów w celu dostrzeżenia potencjalnej szansy, na rozwój wybranego OSD lub zdefiniowania procesów, zagrażających poprawnemu funkcjonowaniu operatorów systemów dystrybucyjnych. Sformułowana hipoteza badawcza mówiąca o tym, że największe OSD w Polsce prowadzą indywidualną politykę zarządzania rozwojem, dążąc do niezawodności sieci elektroenergetycznej została potwierdzona. Dostrzega się jednak obszary wspólne związane z inwestycjami sieciowymi.

Należy zatem dokonać dalszej analizy pod kątem zarządzania ryzykiem w wybranych OSD, których podstawowa działalność w każdym segmencie narażona jest na ryzyka, a ich materializacja może w istotny, niekorzystny sposób wpłynąć na ciągłość działania poszczególnych jednostek, ich sytuację finansową oraz zdolność do realizacji wytyczonych celów strategicznych. Świadomość tych zagrożeń wymaga utrzymania, wykorzystania

i ciągłego udoskonalania sformalizowanego i zintegrowanego systemu zarządzania ryzykiem (ERM).

Ponadto, w dysertacji zaproponowano szereg rozwiązań które mogą mieć istotne znaczenie względem przyszłego funkcjonowania OSD oraz zaproponowano różne formy poprawy jakości działania poszczególnych obszarów Operatorów. Jest to jednak proces długi i wymaga odpowiednich nakładów finansowych, potencjalnie większych niż do tej pory OSD przeznaczali na rozwój swoich zasobów. Szczególnie inwestycje te mogą być znaczne, w początkowych etapach badań nad rozwojem technologii oraz w pierwszych fazach jej wdrożenia i integracji na sieci. Proces ten wydaje się być jednak nieunikniony i pozwoli otworzyć się OSD, na nowe ścieżki rozwoju swoich usług.

Aby dokonać pełnej analizy zagadnienia, wykorzystano wybrane metody badawcze, do których należały:

- g) Analiza literatury przedmiotu – zarys teoretyczny podstaw podjętego tematu.
- h) Badania porównawcze – analiza założonego celu ze stanem rzeczywistym.
- i) Analiza przypadków – szczegółowe rozważania wybranych sytuacji w związku z badanym zjawiskiem.
- j) Metody matematyczno-statystyczne – analiza danych pochodzących ze źródeł pierwotnych i wtórnych.
- k) Analiza logiczna – w celu przedstawienia wyników, interpretacji problemu badawczego oraz znalezienia rozwiązania drogą indukcji i dedukcji.
- l) Badania własne – próba opracowania własnej, modelowej koncepcji zarządzania dla wskazanego przypadku.

Podjęcie tej tematyki badawczej podyktowane było nie tylko faktem, iż sektor energetyczny jest kluczowym sektorem w gospodarce i warunkuje funkcjonowanie pozostałych gałęzi w gospodarce krajowej, ale także próbą stworzenia rankingu największych OSD w Polsce. Problematyka perspektyw zarządzania i rozwoju OSD jest tematyką aktualną. Do tej pory w literaturze przedmiotu zagadnienia związane ze stworzeniem swoistego rankingu Operatorów Systemu Dystrybucyjnego, w kontekście realizowanych przez te przedsiębiorstwa strategii rozwojowych, wciąż wydawało się być zagadnieniem marginalizowanym i jednocześnie trudnym do określenia – dlatego też poniższe opracowanie ma za zadanie wypełnienie luki badawczej w tym zakresie.

Aktualnie, połączenie wiedzy z zakresu zarządzania systemami elektroenergetycznymi oraz informatyki jest kluczem dla rozwoju nowych kompetencji w nowej dziedzinie edukacji.

Rozwój techniczny w obszarze przyszłych sieci dystrybucyjnych obejmuje pewne aspekty interdyscyplinarne i wymaga współpracy różnych kierunków studiów np. energetyka, informatyka, ekonomia, prawo i inne nauki społeczne, dlatego tak ważne jest odpowiednie zarządzanie inwestycjami strategicznymi, mającymi na celu dalszy rozwój podmiotów jakimi są OSD w sektorze energetycznym. Rozprawa doktorska stanowi rozwiązanie ważnego oraz aktualnego problemu, z którymi spotykają się wszystkie przedsiębiorstwa w sektorze energetycznym pełniące funkcję OSD w Polsce.

Przygotowana dysertacja stanowi połączenie podsumowania wiedzy teoretycznej z rozwiązaniami praktycznymi. Postulowane w pracy rozwiązania problemu badawczego odnoszą się do ważnych aspektów funkcjonowania sektora energetycznego oraz zachowania bezpieczeństwa energetycznego kraju. W ramach rozprawy wskazano, że intensywnie realizowane inwestycje, w ostatnim okresie w polskich OSD stanowią wyzwanie w perspektywie ewolucji sektora energetycznego.

Rozbudowane podejście do badań, dało podstawę do weryfikacji przyjętej hipotezy i przedstawiania perspektyw rozwoju OSD w Polsce. Rozprawa prezentuje oryginalne i praktyczne podejście do analizy skuteczności realizacji inwestycji sieci elektroenergetycznych oraz nie sieciowych w strukturach OSD, co przekłada się na stałą poprawę parametrów niezawodności sieci.

Bibliografia

1. Agencja Rynku Energii
2. Agencja Rynku Energii; Ocena statystyczna stanu elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych – Etap II; Warszawa 2021 r. s. 7
3. Albinowski S., Energochłonność gospodarki – zmiany w okresie transformacji i projekcie do 2020 r. ; opracowanie dla Urzędu Regulacji Energetyki, Warszawa listopad 1999 r.
4. allegro.pl
5. Antoszkiewicz J., Techniki menadżerskie. Skuteczne zarządzanie firmą, Poltext Warszawa 2000 r. s. 33
6. Art. 46 ust 1 pkt 3 ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz.U. z 2006 r. Nr 155, poz. 1095 z późn. zm.)
1. Art. 55 Ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (Dz.U. z 2019 r. poz. 1145)
7. Asgarpoor S., Mathine M.: Reliability evaluation of distribution systems with nonexponential down times. "IEEE Transactions on Power System" 1997 r., s. 579–584.
8. Asgarpoor S., Mathine M.J.: Distribution system reliability evaluation with aging equipment. "Electric Power Systems Research" 1995 r., Issue 2, Vol. 33, s. 133–137.
9. Asgarpoor S.: Reliability Evaluation of Equipment and Substations with Fuzzy Markov Processes. IEEE Transactions On Power Systems, Sierpień 2010, Wyd. 25, Nr. 3, s. 1319–1328.
10. Bałtowski M.; Wprowadzenie do nauki o przedsiębiorstwie, DIFIN 2007 r. s. 36
11. Białasiewicz M.; Rozwój przedsiębiorstw. Zarządzanie i diagnoza; wyd. Naukowe Uniwersytetu Szczecińskiego, Szczecin 2004 r. s. 15
12. Biehl D., The contribution of infrastructure to regional development: final report, wyd. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 1991 s. 41
13. Bieleń S.; Geopolityczne myślenie o ładzie międzynarodowym, s. 32.
14. Billewicz K.; Problematyka bezpieczeństwa informatycznego w inteligentnych sieciach; 2011 r.
15. Brunelli M.; Introduction to the Analytic Hierarchy Process, wyd. Springer, 2014 s. 5
16. Brzeziński M., Wprowadzenie do nauki o przedsiębiorstwie, Difin, Warszawa 2007 r.

17. Buda A., Jarynowski A., Life-time of correlations and its applications vol. 1, Grudzień 2010, s. 24
18. Chen Whei-Jen: Master Data Management for SaaS Applications. IBM, 2014.
19. Chmielniak T.; Technologie energetyczne [...]; Wyd. Politechnika Śląska Gliwice, 2004 r.
20. Chmielniak T.; Technologie energetyczne, PWN Warszawa 2018 r. s. 63
21. Chojnacki A., Świerczewski Z., Koszty strat u dystrybutorów energii elektrycznej spowodowane zawodnością stacji elektroenergetycznych SN/nN. „Energetyka” 2010, nr 3, s. 149–157.
22. Chojnacki A.; Analiza niezawodności eksploatacyjnej elektroenergetycznych sieci dystrybucyjnych. Kielce 2013. s. 138-139.
23. Chojnacki A.; Analiza niezawodności wybranych urządzeń stacji transformatorowo-rozdzielczych SN/nN. Energetyka 2011, nr 7, s 399-407
24. Chrzan K.L., Winter H.J., Lambrecht J., Problemy związane z eksploatacją izolatorów kompozytowych. „Energetyka” 2008, nr 6, s. 412–415.
25. David J. Collis and Cynthia A. Montgomery, Harvard Business Review: Competing on Resources, 2020 s.3
26. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity
27. Dołęga W.; Standardy i protokoły komunikacyjne systemów sterowania i nadzoru w stacjach elektroenergetycznych; Automatyka w Energetyce nr 9; 2015 r.
28. Drożdż W.; B. Pilecki, D. Ciężki oraz M. Sroka; Operator Systemu Dystrybucyjnego na współczesnym rynku elektroenergetycznym; Uniwersytet Szczeciński – Rozprawy i Studia 1231; Szczecin 2021; s. 50
29. Drożdż W.; Infrastruktura transportu przesyłowego jako element polityki bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej i Polski, wyd. Polskie Towarzystwo Ekonomiczne, Szczecin 2013 r. s. 11
30. Drożdż W.; R. Miśkiewicz, J. Pokrzywniak, F. Elżanowski; Urban electromobility – in the context of industry 4.0; wyd. Adam Marszałek, Toruń, s.21
31. Drożdż W.; Zeszyty naukowe Nr 102; Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN; Kraków 2018
32. Drucker P.F.; Zarządzanie w XXI wieku, Muza SA, Warszawa 2000 r. s 11.

33. Dyrekcja Generalna ds. Energii (Komisja Europejska), Czysta energia dla wszystkich Europejczyków, 2019 r.
34. Dz. U. 2018 poz. 317 ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych z dnia 11 stycznia 2018 r.
35. Dz. Urz. UE z 21.12.2018 L 328/82, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>
36. Dz.U. 2004 nr 173 poz. 1807; Ustawa z dnia 2 lipca 2004 r. dostęp na dzień 10.11.2021 r.
37. Dz.U. 2007 nr 93 poz. 623 Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego
38. Dz.U. 2018 poz. 1560 Ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa
39. Dz.U.1997 nr 54 poz. 348 art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r
40. FasiECKA O.; Kradzieże i dewastacje infrastruktury sieciowej, wyd. Energia Elektryczna, Listopad 2013 r.
41. Ficoń K., Logistyka techniczna, Infrastruktura logistyczna, Warszawa 2009, s. 73
42. Gładys H., Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym, WNT Warszawa 1999 r
43. Główny Urząd Statystyczny <https://stat.gov.pl/metainformacje/slownik-pojec/pojecia-stosowane-w-statystyce-publicznej/470,pojecie.html> [stan na dzień 19.03.2020 r.]
44. Główny Urząd Statystyczny; Efektywność wykorzystania energii w latach 2009-2019
45. Główny Urząd Statystyczny; Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć, Warszawa 2006, s. 28
46. Główny Urząd Statystyczny; Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć, Warszawa 2006, s. 29
47. Gołemska E.: Transport w logistyce, Kompendium wiedzy o logistyce, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa – Poznań 2019, s. 114.
48. Gorynia M.; Strategie zagranicznej ekspansji przedsiębiorstw; Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2007 r. s. 14.
49. Górzynski J, Efektywność energetyczna w działalności gospodarczej; PWN, Warszawa 2017, s. 40.

50. Griffin R.; Podstawy zarządzania organizacjami, PWN 2012, Warszawa, s. 31
51. Gupta P; Strategiczna karta wyników firm usługowych, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2010 r.
52. Hill Ch.W. L, Jones G.R, Strategic Management: An Integrated Approach [...], Boston 1998, s.
53. Home Scrum Guides, www.scrumguides.org [stan na dzień 16.03.2020 r.]
54. <http://e-elektryczna.pl/technika-i-technologie/systemy-dyspozytorskie/> dostęp na dzień 18.01.2022 r.
55. [http://orka.sejm.gov.pl/opinie9.nsf/nazwa/808_u/\\$file/808_u.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/opinie9.nsf/nazwa/808_u/$file/808_u.pdf)
56. <http://raportroczy.energa.pl/pl/zarzadzanie-ryzykiem/obszary-ryzyka/> dostęp na dzień 23.03.2022 r.
57. <http://www.ptpiree.pl/opracowania/inne> dostęp na dzień 29.12.2021 r.
58. <http://www.smartgrid.agh.edu.pl/index.php/component/content/article/84-smgrid-rozne/104-inteligentne-systemy-elektroenergetyczne-ang-smart-grid> dostęp na dzień 29.12.2021 r.
59. http://www.supernat.pl/wyklady/plk/i_37_2_Microsoft_Word_-_Pojecie_przedsiębiorstwa.pdf [dostęp na dzień 14.11.2020 r.]
60. <https://amiplus.tauron-dystrybucja.pl/o-amiplus/inteligentne-liczniki> dostęp na dzień 23.03.2022 r.
61. <https://biznes.trojmiasto.pl/Trzeba-zapewnic-energie-Pomorzu-n154736.html> dostęp na dzień 17.03.2022 r.
62. <https://energa-operator.pl/>
63. <https://energa-operator.pl/o-nas/o-firmie/kluczowe-dane/liczby>
64. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32003L0054> dostęp na dzień 15.01.2022 r.
65. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN> dostęp na dzień 17.01.2022 r.
66. <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12340506>.
67. <https://lexlege.pl/prawo-energetyczne/art-16/> Dz.U.2021.0.716 t.j. - Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne dostęp na dzień 24.03.2022 r.

68. <https://lexlege.pl/prawo-energetyczne/art-16/>; Dz.U.2021.0.716 t.j. - Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne dostęp na dzień 24.03.2022 r.
69. <https://lexlege.pl/prawo-energetyczne/art-23/> Dz.U.2021.0.716 t.j. - Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne dostęp na dzień 24.03.2022 r.
70. <https://pgedystrybucja.pl/aktualnosci>
71. https://pl.wikipedia.org/wiki/Napi%C4%99cie_znamionowe [dostęp na dzień 11.12.2021 r]
72. <https://raport.tauron.pl/ryzyko/zarzadzanie-ryzykiem/strategia-zarzadzania-ryzykiem/> dostęp na dzień 23.03.2022 r.
73. <https://raportroczny2019.csr.enea.pl/pl/dzialalnosc-grupy/zarzadzanie-ryzykiem/> dostęp na dzień 20.03.2022 r.
74. <https://rejstry.ure.gov.pl/o/15> dostęp na dzień 25.06.2021 r.
75. <https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/> [stan na dzień 23.03.2020 r.]
76. <https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/> [stan na dzień 23.03.2020 r.]
77. <https://rynek-energii-elektrycznej.cire.pl/st,33,201,tr,69,0,0,0,0,osd.html> (stan na dzień 01.11.2019 r.)
78. <https://sip.lex.pl/akty-prawne/dzu-dziennik-ustaw/prawo-energetyczne-16798478/art-23> Dz.U.2021.716 dostęp na dzień 20.03.2022 r.
79. <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/produkt-krajowy-brutto-w-2013-r-szacunek-wstepny,2,3.html> dostęp na dzień 22.02.2022 r.
80. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html> [dostęp na dzień 21.07.2021 r.]
81. <https://www.edsoforsmartgrids.eu/policy/eu-steering-initiatives/smart-grid-task-force/> dostęp na dzień 29.12.2021 r.
82. <https://www.elektro.info.pl/artukul/sieci-elektroenergetyczne/156908,systemy-zarzadzania-dystrybucja-energii-w-energetyce-rozproszonej>
83. <https://www.elektro.info.pl/ebooki/156272,e-wydanie-elektro-info-3-2020> dostęp 03.01.2022 r.
84. <https://www.energy.gov/oe/office-electricity> dostęp na dzień 29.12.2021 r.
85. <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski> dostęp na dzień 17.01.2022 r.
86. <https://www.hbs.edu/about/history/Pages/default.aspx> [dostęp na dzień 15.02.2012 r.]

87. <https://www.hellermanntyton.pl/produkty/technologie-zelowa/relifix-v31.5/435-00650#downloadsanchor>
88. <https://www.iec.ch/homepage> [dostęp na dzień 02.07.2021 r.]
89. <https://www.iec.ch/homepage> [dostęp na dzień 20.02.2022 r.]
90. <https://www.operator.enea.pl/>
91. <https://www.operator.enea.pl/oeneioperator/eneaoperator/onas/spolkawliczbach>
92. <https://www.prince2.com/pl/prince2-methodology> dostęp na dzień 10.01.2022 r.
93. <https://www.pse.pl/inwestycje/interaktywna-mapa-inwestycji> dostęp na dzień 23.03.2022 r.
94. <https://www.pse.pl/obszary-dzialalnosci/krajowy-system-elektroenergetyczny/plan-sieci-elektroenergetycznej-najwyzszych-napiec/istniejaca> [dostęp na dzień 02.04.2021 r.]
95. <https://www.pse.pl/oire/informacje-ogolne> dostęp na dzień 23.03.2022 r.
96. <https://www.stoen.pl/> dostęp na dzień 04.01.2022 r.
97. <https://www.strunobet.pl/oferta/stacje-i- stanowiska-slupowe/napowietrzne-linie-sredniego-i-niskiego-napiecia-lsns-3550/#1449235030828-034f288f-885b>
98. <https://www.strunobet.pl/oferta/stacje-i- stanowiska-slupowe/napowietrzne-linie-sredniego-i-niskiego-napiecia-lsns-3550/#1449235030828-034f288f-885b>
99. <https://www.tauron.pl/tauron/bip/potencjal-grupy> dostęp na dzień 04.01.2022 r.
100. <https://www.tauron-dystrybucja.pl/>
101. <https://www.tauron-dystrybucja.pl/o-spolce/operator-systemu-dystrybucyjnego>
102. <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/zasady-zwrotu-z-kapita> dostęp na dzień 23.03.2022 r.
103. <https://zpe.gov.pl/a/przewodniki-i-izolatory-pradu-elektrycznego-przeplyw-pradu-w-przewodnikach/DnAc0NGh6>
104. International Electrotechnical Commission.
105. IRENA, Future Role of DSO Innovation Landscape Brief, 2019
106. Janasz K., Janasz W., Koziół W., Szopik-Depczyńska K.; Zarządzanie strategiczne, Koncepcje, Metody, Strategie, wyd. Difin SA, Warszawa 2010 r. s. 10
107. Janasz W.; Kapitał w strategicznym zarządzaniu przedsiębiorstwem; wyd. Difin, Warszawa 2007 r. s. 32

108. Janik W.; *Przedsiębiorczość i przedsiębiorstwo*, wyd. Wyższa Szkoła Przedsiębiorczości i Administracji w Lublinie 2004 r. s. 47
109. Kacprzak D., *Rozmyta metoda SAW z wagami uzyskanymi za pomocą rozmytej entropii*, przegląd statystyczny Tom LXV, Zeszyt 1, 2018 s. 23
110. Karlof B.; *Strategia biznesu, koncepcje i modele*; Biblioteka Menadżera i Bankowca, Warszawa 1992 r. s 81
111. Koćwin L., *Wprowadzenie. Makrootoczenie międzynarodowe przedsiębiorstwa jako czynnik rozwoju*, w: *Przedsiębiorstwo w otoczeniu międzynarodowym*, Oficyna Wydawnicza Uniwersytetu Zielonogórskiego, Zielona Góra 2006, s. 13.
112. Kowalski Z.; *Niezawodność zasilania odbiorców energii elektrycznej*. Wyd. Politechniki Łódzkiej, Łódź 1992
113. Koziarski S.; *Przekształcenia infrastruktury transportowej w Polsce*, wyd. UO, Opole 2010 s. 127
114. Krawiec F.; *Energia* – wyd. Difin Warszawa 2012 r. s. 213
115. Krawiec F.; *Energia* – wyd. Difin Warszawa 2012 r. s. 93
116. Krupski R.; *Planowanie strategiczne w warunkach niepewności*; *Prace naukowe Wałbrzyskiej Wyższej Szkoły Zarządzania i Przedsiębiorczości*, Wałbrzych 2017 r. s 149-150
117. Kubacka H., *Zarządzanie przepływem partii produktowych w rurociągach transgranicznych. Modelowanie sprawnego działania*, rozprawa doktorska (maszynopis), Uniwersytet Ekonomiczny w Poznaniu, Poznań 2014, s. 84.
118. Kucharska A., *Transformacja energetyczna – wyzwania dla Polski wobec doświadczeń krajów Europy Zachodniej*, PWN Warszawa 2021, s. 64
119. Kujszczyk S., *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. t. 1*, PWN, Warszawa 1994.
120. Kujszczyk S.: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze. t. 1*, PWN, Warszawa 1994.
121. Kuran Z., Skrodzki S., Tomczak E.: *Zabezpieczenia szyn i układy rezerwy wyłącznikowej w stacjach 110 kV/SN*. „Wiadomości elektrotechniczne” 2011, nr 9, s. 21–24.
122. Kwoka J., *Power Structure: Ownership, Integration and Competition in the US Electricity Industry*, Kluwer Academic Boston 1996 r.

123. Lachiewicz S., Matejun M.: Ewolucja nauk o zarządzaniu, Wydawnictwo Oficyna a Walters 2012, Kluwer business, Warszawa, s. 106
124. Lawrence Bodin, Saul I. Gass. On teaching the analytic hierarchy process. „Computers & Operations Research”. Volume 30. 10, s. 1487–1497, 2003.
125. Li Tao, Chen Lin, Tang Ying, The Research on Financial Management of Group Company based on Enterprise Resource Planning, International Conference on Information and Financial Engineering, School of business and management North China Electric Power University Beijing, 2010 r. China s. 461
126. Lynch R.; Strategic Management 8th Edition, W: Pearson; 2018 r. s 25
127. Marchesnay M.; Zarządzanie strategiczne; wyd. Poltext 1994; s. 41
128. Matusiak B.; Modele biznesowe na nowym, zintegrowanym rynku energii; Wyd. Uniwersytet Łódzki, Łódź 2013 r. s. 80
129. Matusiak B.; Innowacje i transfer technologii. Słownik pojęć. Warszawa: Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości, 2011, s. 160
130. Michaels R.; Vertical Integration and Restructuring of the US Electrical Industry – Policy Analysis; 2006 r.
131. Mikucki O.; Energochłonność jako czynnik nowoczesnej gospodarki; wyd. Czysta Energia, 2005 r.
132. Ministerstwo Klimatu i Środowiska
133. N SEP-E-004 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe. Projektowanie i budowa
134. N. Wu, The Maximum Entropy Method, wyd. Springer, s. 10
135. Nowakowski R., Miks paliwowym elementem strategii przedsiębiorstwa energetycznego; ENERGY POLICY JOURNAL 2015, tom 18 zeszyt 4 s. 64
136. Nowakowski R.; Miks paliwowym elementem strategii przedsiębiorstwa energetycznego; ENERGY POLICY JOURNAL 2015, tom 18 zeszyt 4 str. 63
137. Olejnik B., Łowczowski K., Techniczne metody poprawy współczynników SAIDI oraz SAIFI stosowane w sieci dystrybucyjnej; Poznań University of Technology Academic Journals Electrical Engineering numer 86, 2016 r.
138. Olszewski L.; Strategiczne sektory w rozwoju współczesnej gospodarki narodowej, Prawnicza i Ekonomiczna Biblioteka Cyfrowa, Wrocław 2012, s. 546.
139. Parnell J.A.; Strategic management theory and practice 4th edition; Sage Publication, California 2013 r. s17

140. PN-98/E-051001 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami roboczymi gołymi.
141. PN-E-05100-2 Elektroenergetyczne linie napowietrzne. Projektowanie i budowa. Linie prądu przemiennego z przewodami w izolacji oraz przewodami w osłonie izolacyjnej.
142. Polskie Sieci Elektroenergetyczne pse.pl
143. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej PTPiREE Raport 2015
144. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej PTPiREE Raport 2016
145. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej PTPiREE Raport 2017
146. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej PTPiREE Raport 2018
147. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej PTPiREE Raport 2019
148. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej PTPiREE Raport 2020
149. Poradnik inżyniera elektryka. t. 3, WNT, Warszawa 2011.
150. Porter M.E.; Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors, The Free Press, Nowy Jork, 1998 r. s 32
151. Rahimi F., Mokhtari S., A new distribution system operator construct; Open Acces Technology International, Minneapolis, 2014, s. 3
152. Rakowska A.; Kable elektroenergetyczne średniego napięcia o izolacji XLPE – doświadczenia eksploatacyjne. VI Sympozjum „Problemy eksploatacji układów izolacyjnych wysokiego napięcia EUI’97”, s. 291–296, Zakopane 1997.
153. Raport Akademii Analiz i Mediów Think Paga; Nowy model opłat jakościowych sposobem na niezawodne dostawy energii elektrycznej; Warszawa 2015 r.
154. Raport Polski Sieci Elektroenergetycznych: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 s. 13-14

155. Regulacja jakościowa w latach 2018-2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych; Warszawa 2019 r.
156. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Dziennik Ustaw Nr 189, poz. 1126, 12 września 2011
157. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4.05.2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw Nr 93
158. Rubinstein R., Kroese D.; The Cross-Entropy Method [...], wyd. Springer 2004, s. 5
159. Saaty T.L.; Mathematical models for decision support; Springer, Berlin, Heidelberg; 1988 r.; s. 109-121
160. Słownik języka polskiego PWN, red. L. Drabik i E. Sobol, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2018, s. 188.
161. Sozański J.: Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego. WNT, Warszawa 1990
162. Sozański J.: Niezawodność zasilania energią elektryczną. WNT, Warszawa 1982
163. Stabryła A., Podstawy organizacji i zarządzania. Podejścia i koncepcje badawcze, Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego, Kraków 2012, s. 36
164. Stabryła A., Praktyka projektowania systemów organizacyjnych przedsiębiorstwa, wyd. Mfiles.pl Kraków 2015 s. 104
165. Stabryła A.; Podstawy organizacji i zarządzania, Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego, Kraków 2012, s. 32
166. Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020; Warszawa 2015 r.
167. Strategia Regulacji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych na lata 2016-2020; Warszawa 2015 r.
168. Świątek S.J., Kazirodek P.; Systemy zarządzania dystrybucją energii w energetyce rozproszonej
169. Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych – Części 3-10. stan na dzień 03.01.2022 r.

170. Szarma J.K., Business Statistics, wyd. Taj Press, 2009, s. 273
171. Szymański W.; Globalizacja, wyzwania i zagrożenia; wyd. Difin, Warszawa 2001 r. s 63
172. Trompenaars F, Coebergh P.H., 100+ Management Models: How to Understand and Apply the World's Most Powerful Business Tools, Oxford Wielka Brytania 2014; s. 19
173. Urbanowski-Sojkin, Banaszyk, Witczak, Zarządzanie strategiczne przedsiębiorstwem; Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne 2007 r. s. 23.
174. Urbanyi-Popiołek I., Podstawy organizacji i ekonomiki transportu – wybrane zagadnienia, [w:] I. Urbanyi-Popiołek (red.), Ekonomiczne i organizacyjne aspekty transportu, Wydawnictwo Uczelniane Wyższej Szkoły Gospodarki, Bydgoszcz 2013
175. URE
2. Ustawa o swobodzie działalności gospodarczej z dnia 2 lipca 2004 r. Dz.U. z 2013 r. poz. 672
176. Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia – (Dz. U. 2020. poz. 833)
177. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Dz.U. z 2017 r. poz. 220
178. Ustawa z dnia 10.04.2019 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne
179. Ustawa z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy — Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2005 r. nr 62, poz. 552).
180. Wasiak I., ELEKTROENERGETYKA W ZARYSIE Przesył i rozdział energii elektrycznej, Politechnika Łódzka, Łódź 2010 r.
181. Wasik I. Elektroenergetyka w zarysie, przesył i rozdział energii elektrycznej; Łódź 2010
182. Wasik. I: Elektroenergetyka w zarysie, przesył i rozdział energii elektrycznej, wyd. Politechnika Łódzka, 2010 Łódź. s 118-122
183. Wira, R. Zybert, Laboratorium z inżynierii wysokonapięciowej, 2003 r. s. 98
184. Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć, Warszawa 2006
185. Ziębik A., Szega M, Stanek W., Systemy energetyczne a środowisko, wyd. Politechniki Śląskiej, Gliwice 2015 r. s. 349

Spis tabel

Tabela 1. Funkcje zarządzania.

Tabela 2 Przykłady definicji pojęcia zarządzanie strategiczne w literaturze.

Tabela 3 Składowe wybranych kierunków i szkół zarządzania.

Tabela 4. Różnice wynikające z zarządzania strategicznego i zarządzania przez priorytety.

Tabela 5 Zestawienie istoty celu w przedsiębiorstwach.

Tabela 6. Zestawienie założeń teorii liberalnej i realizmu.

Tabela 7. Bariera wejścia w działalności charakterystycznej dla operatorów systemów dystrybucji.

Tabela 8. Pierwotne i wtórne nośniki energii objęte bilansem krajowym.

Tabela 9. Dynamika zmian energochłonności PKB (%/rok).

Tabela 10. Wybrane składowe zużycia energii w gospodarstwach domowych wg. kierunków użytkowania [%].

Tabela 11. Różnice pomiędzy infrastrukturą gospodarczą i społeczną.

Tabela 12 Stary i nowy podział sieci elektroenergetycznych w Polsce.

Tabela 13. Wybrane aspekty infrastrukturalne sieci elektroenergetycznej.

Tabela 14. Korelacja linii SN w latach 2018-2020.

Tabela 15. Korelacja stacji SN w latach 2018-2020.

Tabela 16. Cechy systemu elektroenergetycznego.

Tabela 17. Poszczególne rodzaje przerw w dostawie energii do odbiorcy.

Tabela 18. Struktura mocy zainstalowanej w KSE w latach 2018-2020 [MW]..

Tabela 19. Korelacja parametrów SAIDI oraz SAIFI planowanych oraz nieplanowanych w latach 2011-2014.

Tabela 20. Struktura sieci kablowych [km] w zasobach OSD w Polsce, w okresie 2015-2020.

Tabela 21. Stacje elektroenergetyczne największych OSD w Polsce.

Tabela 22. Transformatory - liczba i moc.

Tabela 23. Cele końcowe dla wybranych wskaźników do 2025 roku.

Tabela 24. Wartości graniczne dla wybranych wskaźników jakościowych.

Tabela 25. Analiza PESTEL dla Obszarów Dystrybucji.

Tabela 26. Analiza SWOT dla Obszarów Dystrybucji.

Tabela 27. Propozycje definicji pojęcia Smart City.

Tabela 28. Potencjalne procesy zarządcze na rzecz procesów inwestycyjnych w OSD.

Tabela 29. Model ryzyk wg. Enea Operator.

Tabela 30. 9-cio stopniowa skala Saaty'ego .

Tabela 31. Wartości indeksu zgodności RI.

Tabela 32. Parametry badawcze

Tabela 33. Ustalenie wag kryteriów z wykorzystaniem metody AHP.

Tabela 34. Przedefiniowana macierz wag kryteriów z wykorzystaniem metody AHP.

Tabela 35. Kryteria szczegółowych wag AHP.

Tabela 36. Zestawienie wartości funkcji użyteczności AHP, dla OSD w Polsce.

Tabela 37. Ranking OSD.

Tabela 38. Zestawienie obszarów funkcjonowania OSD w Polsce.

Tabela 39. Zestawienie wartości funkcji użyteczności AHP, dla OSD w Polsce – z wykluczeniem Innogy Stoen.

Tabela 40. Ranking OSD – z wykluczeniem Innogy Stoen.

Tabela 41. Wyznaczenie wag metodą Entropii.

Tabela 42. Kryteria szczegółowych wag metodą Entropii – z wykluczeniem Innogy Stoen.

Tabela 43. Wyniki modelowania dla wszystkich alternatyw zbioru.

Tabela 44. Ranking OSD II z wykorzystaniem metody Entropii.

Tabela 45. Wyniki modelowania dla zbioru – z wyłączeniem Innogy Stoen.

Tabela 46. Ranking OSD z wykorzystaniem metody Entropii. – z wykluczeniem Innogy Stoen

Tabela 47. Korelacja Pearsona dla wskazanych współczynników – dla pełnego zestawu danych.

Tabela 48 Korelacja Pearsona dla wskazanych współczynników – z wyłączeniem Innogy Stoen.

Tabela 49. Trzy filary PEP 2040

Spis rysunków

Rysunek 1 Podział zasobów w przedsiębiorstwie

Rysunek 2. Otoczenie przedsiębiorstwa.

Rysunek 3 Otoczenie przedsiębiorstwa wraz z podsystemami i ich składowymi.

Rysunek 4 Struktura procesów w przedsiębiorstwie z uwzględnieniem zasobów wejściowych i wyjściowych.

Rysunek 5. Mapa procesów metodyki Agile

Rysunek 6. Składniki procesu strategicznego

Rysunek 7 Trzy poziomy zarządzania w projekcie, zgodnie z metodyką PRINCE2

Rysunek 8 Mapa procesów zarządzania z uwzględnieniem etapów i poziomów zarządzania projektem.

Rysunek 9. System energetyczny i jego podsystemy

Rysunek 10. Organizacja przedsiębiorstwa energetycznego przed 1 lipca 2007 roku

Rysunek 11. Funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych od 1 lipca 2007 roku

Rysunek 12. Otoczenie wewnętrzne i zewnętrzne przedsiębiorstwa energetycznego

Rysunek 13. Podział sektora energetycznego.

Rysunek 14 Najwięksi Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego energii oraz obszar ich działania w Polsce

Rysunek 15. Struktura zarządzania podsystemem elektroenergetycznym

Rysunek 16. Struktura finalnego zużycia energii w Polsce wg. nośników. Korelacja lat 2009 oraz 2019

Rysunek 17. Całkowite zużycie energii pierwotnej i finalne zużycie energii w latach 2009-2019

Rysunek 18. Struktura finalnego zużycia energii w Polsce wg. sektorów. Korelacja lat 2009 oraz 2019.

Rysunek 19. Ceny oleju napędowego i benzyny. Korelacja 2009-2019. Źródło Główny Urząd Statystyczny

Rysunek 20. Zużycie finalne energii w gospodarstwach domowych wg nośników. Korelacja 2009-2019

Rysunek 21. Systemy transportu przesyłowego.

Rysunek 22. Układ sieciowy otwarty: a) promieniowy oraz b) magistralny i c) magistralny rozgałęziony.

Rysunek 23. Układ sieciowy zamknięty: a) magistralny dwustronnie zasilany, b) układ pętlowy, c) układ oczkowy

Rysunek 24. Plan istniejącej sieci przesyłowej najwyższych napięć.

Rysunek 25. Rola Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Rysunek 26. Obiekt techniczny jako podsystem w środowisku podsystemów w systemie społeczno – gospodarczym.

Rysunek 27. Rodzaje przewodów linii napowietrznych SN: a) budowa linki wielodrutowej jednometalowej; b) przekrój linki jednometalowej 7-drutowej; c) przekrój linki jednometalowej 19-drutowej; d) e) przekrój linek stalowo-aluminiowych; f) przekrój przewodu w wykonaniu przeciwdrganiowym (1-druły stalowe, 2- druty aluminiowe).

Rysunek 28. Izolator ceramiczny stosowany w instalacjach wysokiego napięcia, np. trakcjach kolejowych.

Rysunek 29. Konstrukcje słupów drewnianych na szczudłach żelbetowych: a) słup przelotowy; b) słup przelotowy strzałkowy; c) słup odporowy (1 – słup drewniany, 2 – szczudła żelbetowe, 3 – poprzeczniki)

Rysunek 30. Konstrukcje słupów żelbetowych linii średniego napięcia

Rysunek 31. Rzeczywisty wygląd słupa linii SN – słup rozgałęźny przelotowo-krańcowy.

Rysunek 32. Kabel z izolacją rdzeniową: a) przekrój kabla, b) rozkład pola elektrycznego (1 – żyła kabla, 2 – izolacja papierowa nasyciona, 3 – wypełnienie, 4 – izolacja rdzeniowa, 5 – powłoka ołowiowa, 6 – osłona włóknista, 7 – pancierz stalowy).

Rysunek 33. Kabel z żyłami ekranowanymi: a) przekrój kabla, b) rozkład pola elektrycznego (1 – żyła kabla, 2 – izolacja papierowa nasyciona, 3 – ekran z papieru przewodzącego lub półprzewodzącego, 4 – wypełnienie, 5 – taśma elastyczna, 6 – powłoka ołowiana, 7 – taśma papierowo-jutowa, 8 – pancierz stalowy, 9 – osłona zewnętrzna).

Rysunek 34. Przykładowa mufa kablowa.

Rysunek 35. Przekrój przewodu nN - aluminiowy, izolowany czterożyłowy typu ASXS_n.

Rysunek 36 Izolatory w sieci nN: a) izolator liniowy stojący LSP, 1 – porcelana, 2 – podkładka, 3 – kit siarkowy, 4 – podkładka, 5 – trzon prosty, 6 – podkładka; b) izolator liniowy stojący LSD 1 – porcelana, 2 – trzon prosty.

Rysunek 37. Konstrukcje wsporcze w liniach nN: a) słup drewniany, b) słup żelbetowy ALA, c) słup żelbetowy DANA, d) słup żelbetowy typu ŻN pojedynczy, e) słup żelbetowy zbliźniaczony, f) słup żelbetowy z odciążką, g) słup żelbetowy z podporą, h) słup żelbetowy rozkraczny; 1- słup drewniany; 2- szczudła żelbetowe; 3 – poprzeczniki; 4 – słup żelbetowy; 5 – pacholek; 6 – kotwa.

Rysunek 38. Rozmieszczenie szklanych izolatorów na sieci dystrybucyjnej

Rysunek 39. Głowica wewnętrzne do przewodów o ekranowanej izolacji gumowej, z 3 żyłami roboczymi oraz z 3 żyłami ochronnymi.

Rysunek 40. Rodzaje przyłącza napowietrznego nN: a) dościenne, b) ze stojakiem dachowym (sztycą), c) ze słupem przy budynku i podejściem wykonanym kablem nN, d) wykonane przewodem izolowanym samonośnym lub z wykorzystaniem linki nośnej ; 1- zasilany obiekt, 2 – lina napowietrzna, 3- słup rozgałęźny, 4 – podejście wykonane przewodem kablem izolowanym, 5 – samonośna linia napowietrzna izolowana.

Rysunek 41. Struktura systemów zarządzania energią.

Rysunek 42. Organizacja sieci tradycyjnej

Rysunek 43. Lokalizacja pięciu obszarowych dyspozycji mocy w Polsce. Stan na dzień 03.01.2022 r.

Rysunek 144. System łączności dyspozytorskiej Energa-Operator.

Rysunek 45. System łączności dyspozytorskiej NCER Energa OZE SA.

Rysunek 46. Proces zarządzania minimalizowaniem skutków awarii.

Rysunek 47 . Struktura wiekowa wybranych elementów sieci dla pięciu największych Operatorów w 2017 r.

Rysunek 48. Liczba łączników z telesterowaniem w latach 2011-2017

Rysunek 49. Wskaźnik SAIDI dla wybranych OSD w latach 2018-2021

Rysunek 50 Wskaźnik SAIDI dla wybranych OSD w latach 2018-2021.

Rysunek 51. SAIDI dla wybranych krajów UE w latach 2011-2013. Wskaźniki obliczone jako suma przerw planowanych i nieplanowanych (z uwzględnieniem przerw katastrofalnych).

Rysunek 52. Wskaźnik SAIFI dla wybranych krajów UE w latach 2011-2013. Wskaźniki obliczone jako suma przerw planowanych i nieplanowanych (z uwzględnieniem przerw katastrofalnych)

Rysunek 53. Podstawowe grupy narastania kosztów, związanych ze skutkami przerw w dostawach energii.

Rysunek 54. Ilość dystrybuowanej energii w latach 2015-2019 dla pięciu OSD w Polsce

Rysunek 55. Produkcja oraz zużycie energii elektrycznej w Polsce [TWh] w latach 2011-2019

Rysunek 56. Krajowa produkcja energii elektrycznej w 2019 r. [GWh].

Rysunek 57. Liczba przyłączonych klientów w latach 2015-2019 r.

Rysunek 58. Całkowita liczba odbiorców dla 5 największych OSD w Polsce w latach 2015-2020.

Rysunek 59. Całkowita długość linii elektroenergetycznych NN [km], w Polsce w latach 2015-2020.

Rysunek 60. Długość linii elektroenergetycznych WN [km], w Polsce w latach 2015-2020.

Rysunek 61. Długość linii elektroenergetycznych SN [km], w Polsce w latach 2015-2020.

Rysunek 62. Długość linii elektroenergetycznych nn [km], w Polsce w latach 2015-2020.

Rysunek 63. Struktura implementacji regulacji jakościowej 2018-2025.

Rysunek 64. Metodyka wyznaczania punktu startowego oraz KPI dla regulacji jakościowej.

Rysunek 65. Produktywność energii pierwotnej [zł/kgoe] w latach 2000-2018.

Rysunek 66. Czynniki determinujące przemiany energetyki.

Rysunek 67. Struktura tradycyjnego przedsiębiorstwa elektroenergetycznego.

Rysunek 68. Potencjalna strategia biznesowa OSD.

Rysunek 69. Schemat procesu analizy sytuacyjnej w przedsiębiorstwie.

Rysunek 70. Rodzaje modyfikacji krzywych obciążeń sieci.

Rysunek 71. Mapa celów w perspektywie Właściciela.

Rysunek 72. Mapa celów w perspektywie Klienta.

Rysunek 73. Perspektywa zarządzania procesami w mapie celów strategicznych (1/2).

Rysunek 74. Perspektywa zarządzania procesami w mapie celów strategicznych (2/2).

Rysunek 75. Obszary rozwiązań ICT dla OSD.

Rysunek 76. Miejsce OSD w nowym kształcie rynku energii.

Rysunek 77. Najważniejsze nurty technologiczne w działalności OSD.

Rysunek 78. Podstawowe korzyści wynikające z nowej roli OSD.

Rysunek 79. Sieć przyszłości smart grid.

Rysunek 80. Potencjalny schemat sieci rozproszonych.

Rysunek 81. Zarządzanie przepływem energii, komunikacja w sieci energetyki zawodowej i rozproszonej,

Rysunek 82. Schemat organizacyjny Enea Operator Sp. z o.o.

Rysunek 83. Schemat organizacyjny PGE Dystrybucja.

Rysunek 84. Schemat organizacyjny Tauron Dystrybucja.

Rysunek 85. Schemat organizacyjny Energa Operator

Rysunek 86. Postulowane ryzyka przez OSD.

Rysunek 87. Wykrywalność zdarzeń dewastacji i kradzieży infrastruktury energetycznej w latach 2010/2011.

Rysunek 88. Mapa incydentów dewastacji i kradzieży infrastruktury energetycznej w poszczególnych województwach w roku 2016.

Rysunek 89. Poziom inwestycji OSD w roku 2016 r.

Rysunek 90. Poziom inwestycji OSD w roku 2017 r.

Rysunek 91. Poziom inwestycji OSD w roku 2018.

Rysunek 92. Poziom inwestycji OSD w roku 2019.

Rysunek 93. Podsumowanie inwestycji OSD, w latach 2016-2019

Rysunek 94. Przykład preferowanych aliansów w zakresie doskonalenia działalności OSD oraz rozwoju innowacji i działań B+R.

Rysunek 95. Perspektywy rozwoju instrumentów poza sieciowych.

Rysunek 96. Drzewo hierarchiczne metodologii badawczej.

Rysunek 97. Obszar funkcjonowania Tauron Dystrybucja.

Rysunek 98. Obszar funkcjonowania Energa Operator.

Rysunek 99. Obszar funkcjonowania Enea Operator.

Rysunek 100. Wybrane wizje rozwoju oraz wyzwania dla OSD.

Rysunek 101. Kluczowe elementy Polityki Energetycznej Polski 2040 r.

Rysunek 102. Szczegółowe cele Polityki Energetycznej Polski.

Rysunek 103. Plany rozwoju sieci elektroenergetycznych na kolejne lata.

Rysunek 104. Przykład infrastruktury magazynów energii w zasobach OSD.