

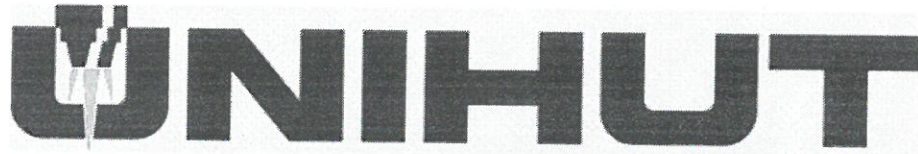
UNI HUT S.A.

ul. Jacka Jezierskiego 7, 31-983 Kraków

skrytka pocztowa 95

NIP 6780027057 tel.: +48 12 645 09 00

www.unihut.pl - 18 -



**Plan Rozwoju sieci elektroenergetycznej
Unihut S.A. w Krakowie
na lata 2025-2030**

2024

PREZES ZARZADU
Dyrektor Zarządzający

dr Bożena Boryczko

I. Informacje ogólne.

1. Charakterystyka ogólna firmy.

Podstawową działalnością firmy Unihut S.A. jest produkcja konstrukcji metalowych i ich części. „Unihut S.A.” prowadzi na niewielką skalę działalność koncesjonowaną w zakresie dystrybucji i obrotu energią elektryczną w oparciu o:

- a) przyznaną koncesję na dystrybucję energii elektrycznej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr PPE/97/9106/W/1/98/MS ważna do 31 grudnia 2030 r.,
- b) przyznaną koncesję na obrót energią elektryczną przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr OEE/98/9106/W/1/98/MS ważna do 31 grudnia 2030 r.,
- c) zatwierdzoną taryfę dla energii elektrycznej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr OKR.4211.15.2023.EŚ,
- d) wyznaczeniem Operatorem Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr DRE- 4711-170(16) 2010/2013/9106/BT ważną do 31 grudnia 2030 r.

2. Uwarunkowania Prawne;

Teren, na którym firma Unihut S.A. prowadzi działalność w zakresie obrotu i dystrybucji energii elektrycznej nie posiada perspektywicznego planu rozwoju przestrzennego i gospodarczego. Przyjmujemy więc, że obecny stan infrastruktury jest stanem stabilnym.

Ponadto na obszarze Operatora Systemu Dystrybucji Unihut S.A. (OSDn), operatorem OSDp jest Tauron Dystrybucja Sp. z o.o.

II. Obszar działania w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

1. Charakterystyka obsługiwanego rynku:

Firma UNIHUT S.A. „przejęła” działalność w zakresie dystrybucji i obrotu energią elektryczną od likwidowanej firmy „BUDOSTAL 8” wraz z pracownikami technicznymi (brygada elektryków posiadającą odpowiednie kwalifikacje i uprawnienia) oraz zapleczem technicznym związanym z eksploatowanymi sieciami rozdzielczymi z dniem 01.12.1997 r. Sieć elektroenergetyczną stanowią linie napowietrzne i kablowe 6kV biegnące na obrzeżach dawnej Huty Sendzimira w Krakowie (dziś Spółki ArcelorMittal Poland Oddział w Krakowie). Długość linii do ok. 20 km. Sieć zbudowana została w latach 50/70 ubiegłego stulecia i służyła głównie do zasilania inwestorskich obiektów budownictwa tymczasowego (dla potrzeb inwestycyjnych byłej Huty im. Lenina w Krakowie).

UNIHUT S.A. nie posiada własnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej. Całość energii elektrycznej dostarczana do 31 odbiorców przemysłowych (42 przyłączy) o mocy łącznej przyłączeniowej od 9 do 10 MWh i maksymalnym poborem mocy ok. 3,5MW.

2. Ogólna charakterystyka obsługiwanego sieci.

W skład sieci dystrybucyjnej wchodzi:

- 15 stacji transformatorowych SN-6/0,4 kV o mocy 75-1500 kVA,
- 19 odcinków linii napowietrznej o łącznej długości 9km,
- 23 odcinki linii kablowej długości 4, 5km,

Energia elektryczna do sieci dystrybucyjnej UNIHUT S.A. dostarczana jest z sieci rozdzielczej SN ArcelorMittal Poland przyłączami (6 przyłączy) z 5-ciu podstacji - 6kV tworzących 4 węzły zasilające.

3. Charakterystyka odbiorców energii elektrycznej.

Z sieci Unihut-u pobiera energię elektryczną 31 odbiorców przemysłowych (42 przyłącza).

W roku 2023 ilość energii elektrycznej wynosiła:

- Dystrybucja 8 342,262 MWh,
- Sprzedaż 5 076,208 MWh,
- Zakup 5 379,004 MWh.

Maksymalna moc pobierana przez odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej wynosi ok. 3,5 MW.

Odbiorcy są zaopatrywani w energię elektryczną wg następującej taryfy:

10 - odbiorców – B21

2 - odbiorców – C22

23 - odbiorców – C21

7 - odbiorców – C11

III. Określenie przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną.

1. Planowane zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Obecnie notuje się spadek zużycia energii elektrycznej przez naszych odbiorców. Na przestrzeni ostatnich 3 lat spadek o ok. 12%.

Z prowadzonej korespondencji prowadzonej z naszymi odbiorcami energii elektrycznej, wynika, że w latach 2025-2030 zużycie energii elektrycznej przez nich pozostanie na niezmiennym poziomie.

2. Możliwość zwiększenia przesyłanej energii elektrycznej.

Sieć posiada 5 przyłączy z podstacji wewnętrznych 6 kV ArcelorMittal Poland O/Kraków. Z uwagi na to, że sieć budowana była jako obiekty tymczasowe, a także z uwagi na procesy restrukturyzacji w AMP prowadzące do likwidacji części infrastruktury, nie ma możliwości zwiększania istniejących mocy ani budowy nowych przyłączy o znacznych mocach. Istnieją jeszcze kilkunastoprocentowe rezerwy mocy dla zaspokojenia potrzeb istniejących odbiorców lub realizacji nowych przyłączy.

IV. Przedsięwzięcia w zakresie modernizacji sieci, rozbudowy albo budowy sieci oraz ewentualnych nowych źródeł energii elektrycznej, w tym również energii odnawialnej.

W związku z brakiem planu gospodarczego i przestrzennego obszaru, na którym znajduje się nasza sieć dystrybucyjna, oraz że istniejąca sieć była budowana kilkadziesiąt lat temu, jako tymczasowa, planowane są prace związane z utrzymaniem stanu technicznego na dotychczasowym poziomie. Strategiczną funkcję na terenie działania OSDn – Unihut S.A. pełni OSDp - Tauron Sp. z o.o.

Dla umożliwienia odbiorcom skorzystania z zasady TPA zrealizowano wymianę liczników energii elektrycznej na liczniki umożliwiające zdalny odczyt i przesyłanie danych pomiarowych, co umożliwia dogodną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.

Wykonano również dostosowanie liczników w węzłach zasilających do wymogów TPA, który umożliwi lepszą możliwość negocjacji cen zakupywanej energii elektrycznej. Planujemy też budowanie nowych przyłączy do nowych odbiorców na naszym terenie. Nowi odbiorcy mają do dyspozycji również alternatywne sieci ArcelorMittal i Tauron Dystrybucja, które częściowo się pokrywają.

W latach 2025 do 2030 planuje się:

- wymiana stanowiska słupowego na stację transformatorową na słupową,
- wymiana stanowisk słupowych (oporowe i czworak),
- wymiana liczników wraz z modułami komunikacyjnymi,
- wykonanie stacji bilansujących na transformatorach SN-nN,
- aktualizacja programu Skaden w zakresie wdrożenia systemu CSIRE,
- wymiana głowic kablowych,
- w miarę zgłoszeń wykonanie przyłączania nowych odbiorców (średnio 1 – 2 przyłączy w roku).

V. Przedsięwzięcia racjonalizujące zużycia paliw i energii odbiorców

Przyłączenie do sieci OSDn Unihut S.A. instalacji fotowoltaiki realizowanych przez odbiorców końcowych.

VI. Przewidywany sposób finansowania inwestycji oraz przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów.

Środki finansowe potrzebne do realizacji zadań będą pochodzić ze środków własnych i w razie potrzeb kredytów bankowych. UNIHUT S.A. jest przedsiębiorstwem wielobranżowym, dlatego przychody z działalności koncesjonowanej nie limitują planów inwestycyjnych.

Nazwa Przedsiębiorstwa	UNIHUT S.A.
Adres	Jacka Jezierskiego 7
Kod pocztowy i miejscowość	31-983, Kraków

Osoba do kontaktu z URE:

Imię i nazwisko	Sławomir Zieliński
Telefon	48 502 438 701

I.1 Obszar działania przedsiębiorstwa**Tabela 1A**

Lp.	Województwo	Gmina	Opis
1	Małopolskie	Kraków	Obszar działania OSDn obejmuje tereny przemysłowe wokół huty ArcelorMittal Poland O/ Kraków. Obszar działania pokrywa się z OSDn ArcelorMittal Poland i OSD Tauron.

1. Dane osobowe osób fizycznych, gromadzone przez Prezesa URE są przetwarzane przez Prezesa URE, ul. Towarowa 25a, 00-869 Warszawa, który jest administratorem danych osobowych.
2. Dane osobowe są przetwarzane na podstawie art. 6 ust. 1 lit. c i e rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r. w sprawie ochrony osób fizycznych w związku z przetwarzaniem danych osobowych i w sprawie swobodnego przepływu takich danych oraz uchylenia dyrektywy 95/46/WE (ogólne rozporządzenie o ochronie danych) (RODO) (Dz. Urz. UE L 119 z 04.05.2016, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 127 z 23.05.2018, str. 2). Dane osobowe przetwarzane są w celu realizowania ustawowych obowiązków przez Prezesa URE i nie będą przekazywane do państw spoza Unii Europejskiej lub organizacji międzynarodowych.
3. W przypadku podania danych osobowych osoby wyznaczonej do kontaktu, obowiązku informacyjnego, o którym mowa w art. 14 RODO, o przetwarzaniu i zakresie przetwarzania przez Prezesa URE danych osobowych tej osoby, wobec tej osoby dokonuje składający wniosek, informując, że pełna treść klauzuli informacyjnej znajduje się na stronie internetowej URE.
4. Dane osobowe będą przechowywane przez okres wynikający z obowiązującego w Urzędzie Regulacji Energetyki Jednolitego Rzecznego Wykazu Akt oraz Instrukcji Kancelaryjnej.
5. Osoba fizyczna ma prawo do żądania od Prezesa URE dostępu do treści swoich danych osobowych, ich sprostowania oraz prawo do wniesienia skargi do krajowego organu nadzorczego – Prezesa Urzędu Ochrony Danych Osobowych.
6. Odbiorcami danych osobowych będą wyłącznie podmioty uprawnione do uzyskania danych osobowych na podstawie przepisów prawa.
7. Dane osobowe nie będą podlegały profilowaniu (zautomatyzowanemu przetwarzaniu polegającemu na wykorzystywaniu danych osobowych do oceny niektórych czynników osobowych osoby fizycznej).
8. W sprawach związanych z ochroną danych osobowych należy kontaktować się z Inspektorem Ochrony Danych za pośrednictwem maila na adres: iod@ure.gov.pl lub pisemnie, przesyłając korespondencję na adres: Urząd Regulacji Energetyki, ul. Towarowa 25a, 00-869 Warszawa, z dopiskiem: „Inspektor ochrony danych”.
9. Podanie danych osobowych jest obowiązkowe, gdyż wynika ze wskazanych powyżej podstaw prawnych.

I.2 Wykonane i planowane wielkości dotyczące: liczby odbiorców (w tym nowo przyłączonych), dostaw energii elektrycznej i mocy dla odbiorców przyłączonych do sieci elektroenergetycznej przedsiębiorstwa.

Tabela 1B. Liczba odbiorców, wielkość dostaw energii elektrycznej i mocy: wykonanie i projekcja

Wyszczególnienie	2023 r. Wykonanie		2024 r. Szacunkowe wykonanie/Plan		2025 r. plan		2026 r. plan		2027 r. plan		2028 r. plan		2029 r. plan		2030 r. plan	
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	09	09	09	09	09	09	09
Napięcie najwyższe:																
liczba odbiorców końcowych w tym:	01	02	03	04	05	06	07	08	09	09	09	09	09	09	09	09
- nowych, przyłączonych w danym roku	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł
ilość dostarczonej energii*	03	04	05	06	07	08	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09
moc umowna**	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Napięcie wysokie																
liczba odbiorców końcowych w tym:	06	07	08	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09
- nowych, przyłączonych w danym roku	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł
ilość dostarczonej energii*	08	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09	09
moc umowna**	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Napięcie średnie																
liczba odbiorców końcowych w tym:	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
- nowych, przyłączonych w danym roku	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł
ilość dostarczonej energii*	3 100,00	3 193,00	3 100,00	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455
moc umowna**	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Napięcie niskie																
liczba odbiorców końcowych w tym:	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
- przyłączonych w danym roku	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł
ilość dostarczonej energii*	3 100,00	3 193,00	3 100,00	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455	2 455
moc umowna**	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Ogółem																
liczba odbiorców końcowych w tym:	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
- przyłączonych w danym roku	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł
ilość dostarczonej energii*	4 800,00	5 149,00	5 050,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00	5 100,00
moc umowna**	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
liczba odbiorców końcowych w tym:	397	40	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55
- przyłączonych w danym roku	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł	szł
ilość dostarczonej energii*	7 900,00	8 342,00	8 150,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00
moc umowna**	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
moc szczytowa***	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
	6,57	6,57	6,10	6,05	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35	6,35

Charakterystyka napięć przyjęta w projekcie planu:
niskie - napięcia niższe niż 1kV
średnie - napięcia od 1 kV do 60 kV
wysokie - napięcia 110 kV
najwyższe - napięcia wyższe niż 110 kV

*. ilość energii dostarczonej odbiorcom, bez potrzeb własnych, oraz bez wielkości produkcji źródeł przyłączonych do sieci spółki.
 **. zgodnie z §2 pkt.17 Rozporządzenia MKiS z dnia 23 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
 ***. wartość szczytowa zarejestrowana/prognozowana dla całego przedsiębiorstwa w dniu najwyższego zapotrzebowania na moc; w normalnym układzie pracy sieci.

II. Charakterystyka majątku przedsiębiorstwa w okresie objętym projektem planu rozwoju.
(dotyczy majątku służącego do dystrybucji energii elektrycznej)

II.1. Charakterystyka ilościowa

Tabela 2A		Charakterystyka ekonomiczna; stan 31 XII 2023 r.	
		wartość początkowa [tys. zł]	wartość netto [tys. zł]
Wyszczególnienie		02	03
01			
Linie elektroenergetyczne **	01	719	390
Napięcie najwyższe	02		
Napięcie wysokie	03		
Napięcie średnie	04	679	374
Napięcie niskie	05	39	16
Stacje elektroenergetyczne*	07	502	233
WN/SN:	08		
liczba	09		
SN/SN:	10		
liczba	11		
SN/nn:	12	502	233
liczba	13	14	
Transformatory sieciowe	14	31	
WN/SN:	15		
liczba	16		
moc [MVA]	17		
SN/SN:	18		
liczba	19		
moc [MVA]	20		
SN/nn:	21	31	
liczba	22	15	
moc [MVA]	23	10	
RAZEM majątek sieciowy (linie+stacje+transformat.)	24	1 252	623
Środki trwałe przypisane do działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej nie wymienione w w. 01-23	25	398	222
OGÓŁEM majątek DEE (w.24+25)	26	1 650	845

*- wpisać wartość stacji bez transformatorów, które należy wykazać w wierszach [15], [18] i [21].

** - wpisać wartość linii bez przyłączy (wiersze [01]-[05]).

II.2. Profile wiekowe podstawowych składników zainstalowanych w sieci dystrybucyjnej przedsiębiorstwa.

W zestawieniu należy ująć tylko te składniki majątku, które w dniu 31.12. 2023 r. były zainstalowane w sieci, tj. bez stanów magazynowych. Składniki majątku należy kwalifikować wg. parametrów konstrukcyjnych (nominalnych), a nie na podstawie aktualnego ich wykorzystania.

Tabela 2B

Lp.	Składnik majątku sieciowego	jedn. miary	Wiek składnika majątku sieciowego										RAZEM	Średnie dopuszczalne ze względu na technicznych okresy eksploatacji:	Średnie nakłady jednostkowe		
			[lata] 50 i więcej	[lata] 45 - 50	[lata] 40 - 45	[lata] 35 - 40	[lata] 30 - 35	[lata] 25 - 30	[lata] 20 - 25	[lata] 15 - 20	[lata] 10 - 15	[lata] 5 - 10				[lata] 0 - 5	
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	
1 + 2.	Linie elektroenergetyczne - napowietrzne i kablowe (RAZEM)	[km]	16					2				0	1		18	[lata]	[tys.zł/km; tys.zł/szt. tys.zł/MVA]
1.	Linie elektroenergetyczne - napowietrzne (RAZEM)	[km]	8					1							9		
1.1	NN	[km]															
1.2	WN	[km]															
1.3	SN	[km]	7,70					1,20							9		
1.4	nn	[km]															
2.	Linie elektroenergetyczne - kablowe (RAZEM)	[km]	8					0				0	1		10		
2.1	NN	[km]															
2.2	WN	[km]															
2.3	SN	[km]	8,08					0,20				0,27	0,45		9		
2.4	nn	[km]											0,40		0		
3.	Stacje elektroenergetyczne (bez transformatorów) - RAZEM	[szt.]	8			1		3	1			1			14	[lata]	[tys.zł/km; tys.zł/szt. tys.zł/MVA]
3.1.	WN/SN:	[szt.]															
3.2.	SN/SN:	[szt.]															
3.3.	SN/nn:	[szt.]	8,00			1,00		3,00	1,00			1,00			14		
3.4.	linie (w zaliczeniu do tabeli wymienić rodzaje tych stacji, podając dla każdego zakresu liczbę sztuk w poszcz. przedziałach wiekowych.)	[szt.]															
4.	Transformatory sieciowe przeładnia [RV/UV] - RAZEM	[MVA]	7			0		2	1			0			10		
4.1.	WN/SN:	[MVA]															
4.2.	SN/SN:	[MVA]															
4.3.	SN/nn:	[MVA]	6,55			0,20		2,03	1,40			0,25			10		
4.4.	linie (w zaliczeniu do tabeli wymienić rodzaje tych transformatorów, podając dla każdego rodzaju moc [MVA] w poszcz. przedziałach wiekowych)	[MVA]															

* - należy podać średnie nakłady jednostkowe danego składnika majątku określone na podstawie nakładów inwestycyjnych poniesionych przez Przedsiębiorstwo w ostatnich 2 latach poprzedzających opracowanie planu rozwoju.

III.1. Wykonane i planowane nakłady inwestycyjne w zakresie dystrybucji energii elektrycznej - Tabela 3A.

Lp	Wyszczególnienie	Przedstawiane nakłady inwestycyjne należy podać w cenach bieżących										Razem nakłady w latach od 2025 do 2030 [tys.zł]
		Nakłady inwestycyjne wykonane [tys.zł]		Nakłady inwestycyjne planowane w latach:						Nakłady inwestycyjne wykonane / plan [tys.zł]		
		2023 r.	2024 r.	2025 r.	2026 r.	2027 r.	2028 r.	2029 r.	2030 r.	2024 r.	2030 r.	
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11		
	Nakłady w zakresie DEE ogółem (A+B+C)	256,00	1 150,31	350,00	38,00	88,00	108,00	88,00	88,00	88,00	810,00	
A.	Nakłady związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię: (rozbudowa sieci / nowe środki trwałe / w związku z przyłączaniem nowych odbiorców; wzmocnienie sieci w związku z przyłączeniem nowych odbiorców; wzmocnienie sieci w związku z ogólnym wzrostem zapotrzebowania na moc i energię)											
A.1.	linie wraz z przyłączami - napięcia od średnich do najwyższych											
A.2.	linie wraz z przyłączami - napięcia niskie											
A.3.	stacje (transformatory, budynki stacyjne, wyłączniki, odłączniki, rozłączniki, przekładniki itp. oraz urządzenia towarzyszące: automatyka zabezpieczeniowa i systemowa, dławiki przeciwzwarciowe, układy telemechaniki itp.)											
A.4.	liczniki i układy pomiarowe i instalowane u nowych odbiorców finansowane przez przedsiębiorstwo											
B.	Nakłady nie związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię: (wymiana i planowe modernizacje wyeksploatowanych urządzeń)	176,00	70,92	160,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	410,00	
B.1.	linie	176,00	70,92	160,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	250,00	
B.2.	transformatory			160,00							160,00	
B.3.	stacje (bez transformatora) (budynki stacyjne, wyłączniki, odłączniki, rozłączniki, przekładniki itp. oraz urządzenia towarzyszące: automatyka zabezpieczeniowa i systemowa, dławiki przeciwzwarciowe, układy telemechaniki itp.)											
B.4.	liczniki i układy pomiarowe wymieniane u odbiorców na koszt przedsiębiorstwa											
C.	Nakłady inwestycyjne pozostałe, nie ujęte w pkt. A i B:	80,00	1 079,40	190,00	38,00	38,00	58,00	38,00	38,00	38,00	400,00	
C.1.	Łączność (świetłowody, urządzenia ETN, linie i centrale telefoniczne, modemy itp. - przeznaczone na potrzeby sterowania, zdalnej transmisji danych, telemechaniki, łączności głosowej itp.)											
C.2.	Pomiary (liczniki - z wyłączeniem wykazanych w wierszach [06] i [11], sumatory, koncentratory danych i urządzenia towarzyszące)			140,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	38,00	330,00	
C.3.	Informatyka (opracowywanie, systemy dyspozytorskie i sterowania pracą sieci itp.)	80,00		50,00							50,00	
C.4.	Budynki i budowle (poza wymienionymi w pkt. A.3. i B.3.)											
C.5.	Przygotowanie inwestycji											
C.6.	Zakup gotowych dóbr inwestycyjnych* w tym: - środki transportu - obsługa klienta											
C.7.	Inne (wymienić - Budynki przygotowania elektrycznego) (Wymiana głowic kablowych 4 szt.)		1 079,40		20,00						20,00	

* - podać wartość dóbr inwestycyjnych nie ujętych w pozostałych pozycjach

III.2. Informacje finansowe.

III.2. Źródła i struktura finansowania nakładów inwestycyjnych poniesionych w ramach

Tabela 3B

(tys.zł)

Wyszczególnienie	Wykonanie 2023	Szacunkowe wykonanie/plan 2024	2025-2030						
			04	05	06	07	08	09	
01	02	03	04	05	06	07	08	09	
Nakłady inwestycyjne DEE ogółem*	256,00	1 150,31	350,00	88,00	88,00	108,00	88,00	88,00	
Źródła finansowania nakładów:	256,00	1 150,31	350,00	88,00	88,00	108,00	88,00	88,00	
amortyzacja majątku DEE	45,98	79,51	113,28	88,00	88,00	108,00	88,00	88,00	
opłaty za przyłączenie									
zysk netto DEE									
kredyt bankowy									
środki unijne									
udziały obce									
środki własne (np. zyski z lat poprzednich, amortyzacja z lat poprzednich, itp)**									
inne (wymienić): środki własne	210,02	1 070,80	236,72						
	0,01	0,01	0,01						
			-0,00						

* - pozycja "Nakłady inwestycyjne DEE ogółem:" powinny mieć taką samą wartość jak pozycja "Źródła finansowania nakładów:"

** - w pozycji tej należy wymienić źródła pochodzenia środków własnych (podstawowym źródłem finansowania inwestycji powinny być odpisy amortyzacyjne - poz. 03, zysk z działalności dystrybucyjnej - poz. 05 oraz opłaty za przyłączenie - poz. 04, pozostałe źródła finansowania powinny stanowić dodatkowe źródło finansowania działalności inwestycyjnej).

Tabela nr 4. Zadania inwestycyjne

1	2	3	4	5	6	7
Lab.	Nazwa zadania inwestycyjnego	Localizacja	Wartość projektowana (MVA)	Rok rozpoczęcia realizacji / rok zakończenia	Zakres realizacji (opis)	UWAGI / inne informacje
I. Zadania inwestycyjne związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię						
H. Zadania inwestycyjne nie związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię						
III. Inwestycje pozostałe						
III.1. Łącznie						
1	Wymiana stanowicka słupowego na stację transformatorową uasilpowa	Kraków		2025		160
2	Wymiana stanowicka słupowych (oporniki i transformator)			2026-2030		230
III.2. Pomiar						
III.3. Informacja						
1	Wymiana liczników 10 szt.	Kraków		2025	Zakup oraz montaż liczników zdalnego odczytu wraz z urządzeniami komunikacyjnymi	37
2	Wymiana modułów komunikacji 10 szt.			2025		23
3	Stacje bilansujące (opracowanie i instalacja) 6 szt.			2025		80
4	Wymiana modułów komunikacji 31 szt.			2026-2030		118
III.4. Budżet i budżet						
1	Administracja i utrzymanie	Kraków		2025	Aktualizacja zwięzła z dostosowaniem programu do procesów ESRE	50
III.5. Urządzenie inwestycji						
III.6. Akty gotowych do inwestycji						
III.7. Inne						
1	Wymiana głowic kablowych 4 szt.	Kraków		2020		20

* W kolumnie [7] należy wskazać:
 - przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci,
 - przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami elektroenergetycznymi innych państw,
 - inne.

2. Data, w której przedsięwzięcie planuje prowadzić inwestycja, nie jest w planie rozwoju na lata 2025-2030, gdyż planowane zadanie inwestycyjne było prowadzone w latach objętych wycenianym planem rozwoju na 2021, 2022 i będzie kontynuowane w latach objętych przedmiotowym planem rozwoju na 2027, 2029 oraz w latach następujących tj. 2031, co oznacza, że data realizacji wykracza poza ramy planu.

Tabela 5. Plan wybranych wielkości finansowych i innych.

Lp.	Wykonanie 2023	Szacunkowe wykonanie/ plan 2024	Plan							
			2025	2026	2027	2028	2029	2030		
	tys. zł									
1	Wartość księgowa majątku służącego DEE	1 650,13	3 051,45	3 139,45	3 227,45	3 335,45	3 423,45	3 511,45		
	a) BRUTTO (wartość początkowa)	845,26	2 081,42	2 040,76	1 990,24	1 949,88	1 881,08	1 837,09		
	b) NETTO	45,98	113,28	128,67	138,52	148,37	156,80	131,99		
2	Amortyzacja majątku służącego do działalności energetycznej DEE	256,00	1 150,31	88,00	88,00	108,00	88,00	88,00		
3	Nakłady inwestycyjne na DEE nowe	176,00	70,92	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00		
	a) związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię	80,00	1 079,40	38,00	38,00	58,00	38,00	38,00		
	b) nie związane ze wzrostem zapotrzebowania na moc i energię									
	c) pozostałe									
4	Przychód określony zgodnie z Rozporządzeniem MG w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną dotyczący DEE	3 172,95	3 900,00	4 000,00	4 100,00	4 200,00	4 300,00	4 400,00		
5	Zysk brutto (strata) z działalności energetycznej DEE	-436,43	10,00	15,00	20,00	25,00	30,00	35,00		
6	Zysk netto (strata) z działalności energetycznej DEE	-353,51	8,10	12,15	16,20	20,25	24,30	28,35		
7	Opłaty za przyłączenie									
8	Kredyty inwestycyjne na działalność energetyczną DEE - wartość bilansowa na dany rok (wartość wszystkich kredytów na koniec danego roku):									
9	Kredyty inwestycyjne na działalność energetyczną DEE - wartość zaciągniętego kredytu w danym roku:	8 342,00	8 150,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00	8 200,00
10	Ilość dostarczonej energii elektrycznej	42,00	40,00	43,00	43,00	43,00	43,00	43,00	43,00	43,00
11	Liczba odbiorców* - zgodna z definicją zawartą w ustawie Prawo Energetyczne									

* - w przypadku, gdy liczba odbiorców nie jest równa liczbie odbiorców końcowych należy zamieścić stosowny komentarz pod tabelą