

Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej	G-10.2 Sprawozdanie o działalności elektrowni cieplnej zawodowej <hr/> za 2021 r.	Agencja Rynku Energii S.A. Portal sprawozdawczy ARE www.are.waw.pl
Numer identyfikacyjny - REGON		Termin przekazania: zgodnie z PBSSP 2021 r.

Obowiązek przekazywania danych wynika z art. 30 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 955).

Zbierane na tym formularzu dane podlegają bezwzględnej ochronie zgodnie z zasadą tajemnicy statystycznej (art. 10 ustawy o statystyce publicznej).

Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni - stan na koniec roku / zmiany mocy zainstalowanej lub osiągalnej

Wyszczególnienie		Ilość	
0		1	
Wydajność kotłów energetycznych (t/h)	zainstalowana	01	
	osiągalna	02	
Moc kotłów energetycznych (MW)	osiągalna	03	
w tym kotłów na odnawialne źródła energii	osiągalna	04	
Moc kotłów ciepłowniczych (MW)	zainstalowana	05	
	osiągalna	06	
Moc osiągalna ciepła ogółem (MW)		07	
Moc osiągalna ciepła w skojarzeniu (MW)		08	
Moc elektryczna turbozespołów (MW)	zainstalowana	09	
	osiągalna	10	
Moc osiągalna elektrowni (MW)	brutto	11	
	netto	12	
Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej (MW)		13	
Moc cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej (MW)		14	
Moc cieplna zamówiona (MW)		15	

Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni - stan na koniec roku / zmiany mocy zainstalowanej lub osiągalnej (dok.)

Wyszczególnienie		Moc elektryczna (MW)			Moc cieplna osiągalna (MW)
		zainstalowana	osiągalna		
			brutto	netto	
0		2	3	4	5
Stan na początek roku		16			
Przyczyna zmiany (+) przyrost, (-) ubytek	I	17			
	K	18			
	L	19			
	M	20			
	O	21			

Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne

Wyszczególnienie				Jednostka miary	Ilość			
					w jednostce miary	w GJ		
0				1	2			
Zużycie paliw w kotłach energetycznych	Kod i nazwa paliwa	060	węgiel kamienny energetyczny	01	t			
		003	węgiel brunatny (lignit)	02				
		096	oleje opałowe lekkie	03				
		099	olej opałowy HSC - o wysokiej zawartości siarki ($\geq 1\%$) (ciężki olej opałowy)	04				
		098	olej opałowy LSC - o niskiej zawartości siarki ($< 1\%$) (ciężki olej opałowy)	05				
		064	oleje napędowe do silników (Diesla)	06				
		010	oleje napędowe do innych celów, pozostałe (paliwo żeglugowe)	07				
		013	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, wysokometanowy	08	tys.m ³			
		014	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, zaazotowany	09				
		017	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, z odmetanowania pokładów węgla (kopalń)	10				
		018	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, pozostały (np. towarzyszący ropie naftowej)	11				
		016	gaz koksowniczy	12				
		019	gaz wielkopieczowy	13				
		012	gaz skroplony (LPG) – propan i butan skroplone	14	t			
		079	paliwa odpadowe gazowe wytwarzane metodami przemysłowymi, inne niż gazy z ropy naftowej	15	GJ	X		
		025	biogaz	ze składowisk odpadów	16	tys.m ³		
		026		z oczyszczalni ścieków	17			
		029		rolniczy	18			
		124		z procesów termicznych	19			
		027		pozostały	20			
		095	biopaliwa stałe	biomasa leśna	21	t		
		030		uprawy energetyczne	22			
		033		odpady z rolnictwa	23			
		131		odpady zwierzęce	24			
		083		frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych	25			
		084		pozostałe paliwa stałe z biomasy	26			
		184		ług powarzelny	27			
		034	pozostałe odpady przemysłowe stałe i ciekłe	28				
		035	nieorganiczne stałe odpady komunalne	29				
		046	biopaliwa ciekłe (biopłyny) do celów energetycznych	30				
		023	ciepło w parze i gorącej wodzie wraz z ciepłem spalin (z zewnątrz)	31	GJ	X		
		X	w tym z biomasy i biogazu	32		X		
		X	inne paliwa	33		X		
		023	ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania	34		X		
		Razem energia chemiczna (w. 01+...+31 + 33)				35	X	
		z tego	na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej		36	X		
			na produkcję ciepła		37	X		

Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne (cd.)

Wyszczególnienie				Jednostka miary	Ilość			
					w jednostce miary	w GJ		
0					1	2		
Zużycie paliw przez turbiny gazowe oraz silniki wewnętrznego spalania	Kod i nazwa paliwa	096	oleje opałowe lekkie	38	t			
		064	olej napędowy do silników (Diesla)	39				
		010	oleje napędowe do innych celów, pozostałe (paliwo żeglugowe)	40				
		013	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, wysokometanowy	41	tys.m ³			
		014	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, zaazotowany	42				
		017	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, z odmetanowania pokładów węgla (kopalń)	43				
		018	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, pozostały (np. towarzyszący ropie naftowej)	44				
		016	gaz koksowniczy	45				
		019	gaz wielkopieczowy	46				
		012	gaz skroplony (LPG) – propan i butan skroplone	47	t			
		079	paliwa odpadowe gazowe wytwarzane metodami przemysłowymi, inne niż gazy z ropy naftowej	48	GJ	X		
		025	biogaz	ze składowisk odpadów	49	tys.m ³		
		026		z oczyszczalni ścieków	50			
		029		rolniczy	51			
		124		z procesów termicznych	52			
		027		pozostały	53			
		X	inne paliwa	54			X	
Razem energia chemiczna (w. 38 +...+ 54)				55	GJ	X		
z tego	na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej			56		X		
	na produkcję ciepła			57		X		
Zużycie paliw w kotłach ciepłowniczych	Kod i nazwa paliwa	060	węgiel kamienny energetyczny	58	t			
		003	węgiel brunatny (lignit)	59				
		096	oleje opałowe lekkie	60				
		099	olej opałowy HSC - o wysokiej zawartości siarki (≥ 1 %) (ciężki olej opałowy)	61				
		098	olej opałowy LSC - o niskiej zawartości siarki (< 1 %) (ciężki olej opałowy)	62				
		064	oleje napędowe do silników (Diesla)	63				
		010	oleje napędowe do innych celów, pozostałe (paliwo żeglugowe)	64				
		013	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, wysokometanowy	65	tys.m ³			
		014	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, zaazotowany	66				
		017	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, z odmetanowania pokładów węgla (kopalń)	67				
		018	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, pozostały (np. towarzyszący ropie naftowej)	68				
		016	gaz koksowniczy	69				
		019	gaz wielkopieczowy	70				
		012	gaz skroplony (LPG) – propan i butan skroplone	71	t			
		079	paliwa odpadowe gazowe wytwarzane metodami przemysłowymi, inne niż gazy z ropy naftowej	72	GJ	X		
		025	biogaz	ze składowisk odpadów	73	tys.m ³		
		026		z oczyszczalni ścieków	74			
		029		rolniczy	75			
		124		z procesów termicznych	76			
		027		pozostały	77			
		095	biopaliwa stałe	biomasa leśna	78	t		
		030		uprawy energetyczne	79			
		033		odpady z rolnictwa	80			
		131		odpady zwierzęce	81			
		083		frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych	82			
		084		pozostałe paliwa stałe z biomasy	83			
		184		ług powarzelny	84			
		034		pozostałe odpady przemysłowe stałe i ciekłe	85			
		035	nieorganiczne stałe odpady komunalne	86				
		046	biopaliwa ciekłe (biopłyny) do celów energetycznych	87				
		023	ciepło w parze i gorącej wodzie wraz z ciepłem spalin (z zewnątrz)	88	GJ	X		
		X	w tym z biomasy i biogazu	89		X		
		X	inne paliwa	90		X		
023	ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania	91	X					
Razem energia chemiczna (w. 58 +...+ 88 + 90)				92		X		

Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne (dok.)

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Ilość	
0			1		
Energia elektryczna	Produkcja energii elektrycznej brutto		93	MWh	
	w tym	w skojarzeniu (zgodnie z PN)	94		
		turbiny gazowe i silniki wewnętrznego spalania	95		
		z odnawialnych źródeł energii (biomasa i biogaz)	96		
		w tym	układy hybrydowe		97
			współspalanie		98
	Produkcja energii mechanicznej		99		
	Zużycie własne energii elektrycznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej		100		
	Zużycie własne energii mechanicznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej		101		
	Zużycie własne energii elektrycznej na produkcję ciepła		102		
	Zużycie własne energii elektrycznej na inne cele		103		
	Zakup na potrzeby elektrowni		104		
	w tym	na produkcję ciepła	105		
		na produkcję energii elektrycznej	106		
	Energia wprowadzona do sieci		107		
	w tym	400 kV i 220 kV	108		
		110 kV	109		
		SN	110		
Energia dostarczona bezpośrednio odbiorcom		111			
Obniżenie produkcji		112			
Ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach energetycznych			113	GJ	
z tego	na produkcję energii elektrycznej	114			
	na produkcję energii mechanicznej	115			
	na produkcję ciepła	116			
Ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach ciepłowniczych			117		
Produkcja ciepła netto	z kotłów energetycznych i z kotłów odzysknicowych turbin gazowych lub silników wewnętrznego spalania		118		
	z tego	z upustów i wylotów turbin i z kotłów odzysknicowych turbin gazowych lub silników wewnętrznego spalania	119		
		z kolektorów pary świeżej	120		
	z kotłów ciepłowniczych		121		
Razem (w. 118 + 121)			122		
Sprzedaż ciepła z własnej produkcji	z kotłów energetycznych		123		
	z kotłów ciepłowniczych		124		
Zatrudnienie			125	etaty	
Sprawność kotłów ciepłowniczych			126	%	
Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło elektrownia / elektrociepłownia (bez kotłów ciepłowniczych)			127	%	
Wskaźniki techniczno-ekonomiczne	energia paliwa na 1 kWh energii elektrycznej brutto lub mechanicznej		128	kJ/kWh	
	energia paliwa na 1 GJ energii cieplnej w kotłach energetycznych		129	MJ/GJ	
	energia paliwa na 1 GJ energii cieplnej w kotłach ciepłowniczych		130		
	wskaźnik zużycia energii elektrycznej i mechanicznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej		131	%	
Razem energia chemiczna paliwa na produkcję energii elektrycznej, mechanicznej i ciepła (bez kotłów ciepłowniczych) (w. 35 + w. 55)			132	GJ	
w tym	na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej (w. 36+ w. 56)		133		
	na produkcję ciepła (bez kotłów ciepłowniczych) (w. 37 + w. 57)		134		

Dział 4. Emisja pyłów i gazów. Uprawnienia do emisji CO₂

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Grupa emitorów					
0				1	2	3	4	5	6
Symbol emitora			01						
Węgiel kamienny	zużycie	02	t						
	średnia zawartość popiołu	03	%						
	średnia zawartość siarki	04							
	średnia wartość opałowa	05	kJ/kg						
	średnia zawartość kadmu	06	ppm						
	średnia zawartość ołowiu	07							
	średnia zawartość rtęci	08							
Węgiel brunatny	zużycie	09	t						
	średnia zawartość popiołu	10	%						
	średnia zawartość siarki	11							
	średnia wartość opałowa	12	kJ/kg						
	średnia zawartość kadmu	13	ppm						
	średnia zawartość ołowiu	14							
	średnia zawartość rtęci	15							
Paliwa ciekłe	zużycie	16	t						
	średnia wartość opałowa	17	kJ/kg						
	średnia zawartość siarki	18	%						
Paliwa gazowe	zużycie	19	tys m ³						
	średnia wartość opałowa	20	kJ/m ³						
Biomasa	zużycie	21	t						
	średnia zawartość popiołu	22	%						
	średnia zawartość siarki	23							
	średnia wartość opałowa	24	kJ/kg						
Biogaz	zużycie	25	tys.m ³						
	średnia wartość opałowa	26	kJ/m ³						
Inne paliwa	zużycie	27	GJ						
	średnia wartość opałowa (podać jednostkę)	28							
Średnia zawartość części palnych	w popiele lotnym uchwyconym	29	%						
	w żużlu	30							
Udział popiołu lotnego w odpadach			31						
Suma czasu pracy kotłów/urządzeń w grupie emitorów			32	h					
Osiągalna skuteczność urządzeń odpylających			33	%					
Procent siarki przechodzącej w SO ₂			34						
Emisja	pyłu	35	t						
	SO ₂	36							
	NO _x	37							
	CO	38							
	CO ₂	39	kg						
	kadmu	40							
	ołowiu	41							
rtęci	42								
Liczba urządzeń odpylających	E1	43	szt.						
	E2	44							
	E3	45							
	E4	46							
	E5	47							
	E6	48							
	E7	49							
	E8	50							
	MC	51							
	C	52							
	FT	53							
	In	54							

Dział 4. Emisja pyłów i gazów. Uprawnienia do emisji CO₂ (cd.)

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Grupa emitorów					
0				1	2	3	4	5	6
Wskaźniki zastosowane do obliczeń emisji CO ₂ (podać jednostkę)			55						
Najwyższe stężenie	najwyższe średnie stężenie dla miesiąca/najwyższy wynik pomiarów okresowych	SO ₂	56	mg/m ³					
		NO _x	57						
		pyłu	58						
		CO	59						
	najwyższe średnie 24 - godzinne stężenie	SO ₂	60						
		NO _x	61						
		pyłu	62						
	najwyższe średnie 48 - godzinne stężenie	SO ₂	63						
		NO _x	64						
		pyłu	65						
najwyższe stężenie CO			66						
liczba godzin przekroczenia dopuszczalnego stężenia SO ₂			67	h					
najwyższe stężenie SO ₂ w okresie przekroczeń			68						
Wskaźniki emisji dopuszczalnej	pył		69	mg/m ³					
		SO ₂	70						
		NO _x	71						
Instalacja odsiarczania	M (mokra)	ilość instalacji	72	szt.					
		numer bloku/typ kotła	73						
	PS (pólsucha)	ilość instalacji	74	szt.					
		numer bloku/typ kotła	75						
	S (sucha)	ilość instalacji	76	szt.					
		numer bloku/typ kotła	77						
	F (kocioł fluidalny)	ilość instalacji	78	szt.					
		numer bloku/typ kotła	79						
skuteczność instalacji			80	%					
wielkość zredukowanej emisji SO ₂			81	t					
Instalacja redukcji NO _x	palniki niskoemisyjne	ilość instalacji	82	szt.					
		numer bloku/typ kotła	83						
	modyfikacja układu spalania	ilość instalacji	84	szt.					
		numer bloku/typ kotła	85						
	kocioł / palenisko fluidalne	ilość instalacji	86	szt.					
		numer bloku/typ kotła	87						
	wir niskotemperaturowy	ilość instalacji	88	szt.					
		numer bloku/typ kotła	89						
	metoda katalityczna (SCR)	ilość instalacji	90	szt.					
		numer bloku/typ kotła	91						
	metoda niekatalityczna (SNCR)	ilość instalacji	92	szt.					
		numer bloku/typ kotła	93						
	spalanie gazu	ilość instalacji	94	szt.					
		numer bloku/typ kotła	95						
	spalanie oleju	ilość instalacji	96	szt.					
		numer bloku/typ kotła	97						
skuteczność instalacji			98	%					
redukcja emisji NO _x			99	t					

Dział 4. Emisja pyłów i gazów. Uprawnienia do emisji CO₂ (dok.)

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Grupa emitorów					
0				1	2	3	4	5	6
Liczba modernizacji urządzeń odpylających	wymiana elektrofiltru	100	szt.						
	instalacja lub modernizacja cyklonów/multicyklonów	101							
	instalacja filtrów tkaninowych	102							
	kondycjonowanie spalin	103							
	spalanie gazu	104							
	spalanie oleju	105							
Przydzielone uprawnienia do emisji CO ₂	na energię elektryczną	ilość	EUA						
	na ciepło	107							
Zakup uprawnień do emisji CO ₂	ilość	108	EUA						
	wartość	109	tys. zł						
Sprzedaż uprawnień do emisji CO ₂	ilość	110	EUA						
	wartość	111	tys. zł						
Charakterystyka emitora	ilość	112	szt.						
	rodzaj kotła	113							
	ilość	114	szt.						
	rodzaj kotła	115							
	ilość	116	szt.						
	rodzaj kotła	117							
	ilość	118	szt.						
	rodzaj kotła	119							
	ilość	120	szt.						
	rodzaj kotła	121							

Dział 5. Opłaty i kary za korzystanie ze środowiska oraz koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów, w tys. zł

Wyszczególnienie				Wartość	Wyszczególnienie				Wartość
0				1	0				1
Opłaty za	emisję do atmosfery	pyłu	01		Kary za	zanieczyszczenie powietrza		08	
		SO ₂	02			odprowadzanie ścieków do wód i ziemi		09	
		NO _x	03			inne		10	
		innych	04			Razem opłaty i kary (w. 01 do 10)		11	
	korzystanie z wód		05		Łączne koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów		12		
	odprowadzanie ścieków		06						
	składowanie odpadów		07						

Dział 6. Sprzedaż energii elektrycznej i usług systemowych

Wyszczególnienie				Ilość (MWh)	Wartość (tys. zł)	w tym akcyza (tys. zł)		
0				1	2	3		
Energia elektryczna	Kierunek sprzedaży	Kontrakty bezpośrednie	Operatorzy (OSP, OSD)	01		X		
			z tego	w ramach własnej grupy kapitałowej	02		X	
				poza własną grupę kapitałową	03		X	
			Przedsiębiorstwa obrotu		04		X	
			z tego	w ramach własnej grupy kapitałowej	05		X	
				poza własną grupę kapitałową	06		X	
			w tym z wiersza 04 w ramach bilansowania energii		07		X	
			w tym z wiersza 04 sprzedawca zobowiązany		08		X	
			Odbiorcy końcowi	posiadający umowy sprzedaży	na wysokim napięciu	09		
					na średnim napięciu	10		
					na niskim napięciu	11		
				posiadający umowy kompleksowe oraz odbiorcy zasilani bezpośrednio z sieci wytwórcy	na wysokim napięciu	12		
					na średnim napięciu	13		
					na niskim napięciu	14		
			Drobni dystrybutorzy lokalni (energia do odsprzedaży)	na wysokim napięciu	15		X	
				na średnim napięciu	16		X	
				na niskim napięciu	17		X	
			Giełda towarowa		18		X	
			w tym	sprzedaż na rynek chwilowy (spotowy)		19		X
				sprzedaż na rynek terminowy		20		X
			Zorganizowana platforma obrotu		21		X	
			Rynek bilansujący		22		X	
			Za granicę		23		X	
			Razem (w. 01+04+09+ ...+18+21+22+23)			24		
Usługi systemowe	RUS	Operacyjna rezerwa mocy		25		X		
		Udział w regulacji pierwotnej		26	X	X		
		Udział w regulacji wtórnej		27	X	X		
		Praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem		28	X	X		
		Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej		29	X	X		
	Usługa uruchomienia JG _{wa}		30	X	X			
	RUS w zakresie rezerwy interwencyjnej	Praca interwencyjna		31	X	X		
		Interwencyjna rezerwa zimna		32	X	X		
		Redukcja zapotrzebowania na polecenie OSP		33	X	X		
	Usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (usługa GWS)		34	X	X			
	Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego		35	X	X			
Razem przychody (energia elektryczna + usługi systemowe)			36	X				
w tym	energia kupowana na rynku bilansującym		37		X			
	energia kupowana z innych kierunków		38		X			
	w tym w ramach własnej grupy kapitałowej		39		X			
Ilość energii, o której mowa w art. 49a ust.5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.)				40	X	X		

Dział 7. Obrót energią elektryczną

Wyszczególnienie		Ilość (MWh)	Wartość (tys. zł)	w tym akcyza (tys. zł)	
0		1	2	3	
Zakup energii elektrycznej	na rynku bilansującym	01		X	
	na giełdzie towarowej	02		X	
	w tym	zakup na rynku chwilowym (spotowym)	03		X
		zakup na rynku terminowym	04		X
	zorganizowana platforma obrotu	05		X	
	z zagranicy	06		X	
	od przedsiębiorstw obrotu	07		X	
	z tego	w ramach własnej grupy kapitałowej	08		X
		poza własną grupę kapitałową	09		X
	w tym z wiersza 07 w ramach bilansowania energii	10		X	
	z pozostałych kierunków zakupu	11		X	
	Razem (w. 01+02+05+06+07+11)	12		X	
Sprzedaż energii elektrycznej	na rynku bilansującym	13		X	
	na giełdzie towarowej	14		X	
	w tym	sprzedaż na rynek chwilowy (spotowy)	15		X
		sprzedaż na rynek terminowy	16		X
	zorganizowana platforma obrotu	17		X	
	odbiorcy końcowi - posiadający umowy sprzedaży	WN + NN	18		
		SN	19		
		nN	20		
	za granicę	21		X	
	przedsiębiorstwa obrotu	22		X	
	z tego	w ramach własnej grupy kapitałowej	23		X
		poza własną grupę kapitałową	24		X
	w tym z wiersza 22 w ramach bilansowania energii	25		X	
	pozostali odbiorcy	26		X	
	Razem (w. 13+14+17+...+22+26)	27			

Dział 8. Wynik finansowy na energii elektrycznej według rodzajów działalności, w tys. zł

Wyszczególnienie		Wytwarzanie energii elektrycznej	Usługi systemowe	Dystrybucja /przeład energii elektrycznej	Obrót energią elektryczną	Razem energia elektryczna
0		1	2	3	4	5
Przychody ze sprzedaży		01				
Przychody ze sprzedaży praw majątkowych		02	X	X	X	
Przychody z tytułu pokrycia ujemnego salda		03	X	X	X	
Przychody z tytułu premii kogeneracyjnej lub kogeneracyjnej indywidualnej		04	X	X	X	
Przychody z tytułu premii gwarantowanej lub gwarantowanej indywidualnej		05	X	X	X	
Kwota różnicy ceny / Rekompensata finansowa*		06	X	X		
Koszty działalności własnej		07				
Koszty zakupu energii do odsprzedaży		08	X	X		
Koszty umorzonych praw majątkowych, opłaty zastępczej, koszty realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii		09	X	X		
Koszty sprzedaży		10				
w tym podatek akcyzowy		11	X			
Podatek akcyzowy od potrzeb własnych		12				
Koszty zarządu		13				
Razem koszty uzyskania przychodów (w. 07+08+09 +10+ 13)		14				
Wynik na sprzedaży (w. 01+...+06 - 14)		15				
Pozostałe przychody operacyjne		16				
w tym	przychody należne na pokrycie kosztów osieroconych wynikłych z likwidacji KDT (węgiel i gaz)	17				
	przychody należne na pokrycie kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem	18				
Pozostałe koszty operacyjne		19				
Przychody finansowe		20				
Koszty finansowe		21				
Wynik na działalności energetycznej (w. 15+16-19+20-21)		22				
W tym z wiersza 06 rekompensata finansowa*		23	X	X		

* Patrz objaśnienia.

Dział 9. Koszty wg rodzajów działalności - układ kalkulacyjny, w tys. zł

Wyszczególnienie		Wytwarzanie energii elektrycznej	Rezerwa mocy	Pozostałe usługi systemowe	Wytwarzanie ciepła	Uzdatnianie nośnika ciepła
0		1	2	3	4	5
Koszty zmienne (w. 02 + 05 + 08 + 09 + 10 + 11 + 12)	01					
Paliwo produkcyjne	02					
w tym paliwo podstawowe	03					
w tym węgiel	04					
Koszty zakupu paliwa	05					
w tym koszty transportu zakupionego paliwa	06					
w tym węgiel	07					
Pozostałe materiały	08					
Koszty korzystania ze środowiska	09					
Koszty energii elektrycznej zakupionej	10					
Koszty energii elektrycznej z własnej produkcji zużytej na produkcję ciepła	11	X	X	X		
Koszty podgrzewania nośnika ciepła	12	X	X	X	X	
Koszty stałe (w. 14 + 16 + 18 + 20 + 21)	13					
Materiały i energia	14					
w tym na remonty	15					
Wynagrodzenia i świadczenia	16					
w tym dla wydziałów remontowych i pomocniczych	17					
Amortyzacja	18					
w tym dla wydziałów remontowych i pomocniczych	19					
Podatki i opłaty	20					
Pozostałe koszty	21					
w tym usługi obce	22					
Razem koszty wytworzenia (w. 01 + 13)	23					
w tym na remonty	24					
koszty wydziałów pomocniczych	25					

Dział 10. Środki otrzymane z programu pomocowego, w tys. zł*

Wyszczególnienie		Wartość	Wyszczególnienie		Wartość
0		1	0		1
Ilość energii objętej programem (w MWh)	01		Środki otrzymane na pokrycie kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem (w. 07 + w. 08)	06	
Środki otrzymane na pokrycie kosztów osieroconych (w.03+w.04)	02		Z tego	Środki otrzymane jako zaliczki na pokrycie kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem	07
Z tego	Środki otrzymane jako zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych	03		Środki otrzymane /zwrócone w ramach korekty kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem	08
	Środki otrzymane /zwrócone w ramach korekty kosztów osieroconych	04	Środki otrzymane narastająco od początku programu wykazane w wierszu 06	09	
Środki otrzymane narastająco od początku programu wykazane w wierszu 02	05				

* Patrz objaśnienia.

Dział 11. Wynik finansowy na ciepłe, w tys. zł

Wyszczególnienie		Ogółem	W tym działalność wytwórcza
0		1	2
Przychody ze sprzedaży	01		
Koszty działalności własnej	02		
Koszty ciepła zakupionego	03		
Koszty sprzedaży	04		
Koszty zarządu	05		
Razem koszty uzyskania przychodów (w. 02 + 03 + 04 + 05)	06		
Wynik na sprzedaży (w. 01 - 06)	07		
Pozostałe koszty	08		
Koszty finansowe	09		
Zakup ciepła przeznaczanego do obrotu [GJ]	10		X

Dział 12. Zobowiązania wynikające z działalności energetycznej, w tys. zł

Wyszczególnienie		Energia elektryczna	Ciepło
0		1	2
Długoterminowe	01		
z tego kredyty bankowe	02		
pozostałe	03		
Krótkoterminowe	04		

Dział 13. Stan środków trwałych według Klasyfikacji Środków Trwałych oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł

Symbol KŚT	Wyszczególnienie		Produkcja energii elektrycznej		Produkcja ciepła	
			wartość brutto	wartość netto	wartość brutto	wartość netto
0			1	2	3	4
0	Grunty	01				
1	Budynki i lokale	02				
2	Obiekty inżynierii lądowej i wodnej	03				
21	Rurociągi, linie telekomunikacyjne i elektroenergetyczne poniżej 0,5 atm lub równym 0,5 atm	04				
3	Kotły i maszyny energetyczne	05				
31	Kotły grzejne i parowe	06				
34	Turbozespoły i zespoły (agregaty) elektroenergetyczne wytwórcze i przetwórcze oraz reaktory jądrowe	07				
4	Maszyny, urządzenia i aparaty ogólnego zastosowania	08				
5	Specjalistyczne maszyny, urządzenia i aparaty	09				
6	Urządzenia techniczne	10				
7	Środki transportu	11				
8	Narzędzia, przyrządy, ruchomości i wyposażenie	12				
Ogółem (w. 01 + 02 + 03 + 05 + 08 do 12)		13				
Nakłady na środki trwałe		14		x		x
z tego	inwestycje odtworzeniowe	15		x		x
	inwestycje rozwojowe	16		x		x
	pozostałe	17		x		x

Dział 14. Łączny wynik na działalności energetycznej (energia elektryczna i ciepło), w tys. zł

Wyszczególnienie		Wartość
0		1
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	01	
Koszty działalności własnej	02	
Koszty zakupu energii elektrycznej i ciepła do odsprzedaży, koszty umorzonych praw majątkowych, opłaty zastępczej, koszty realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii	03	
Koszty sprzedaży	04	
Koszty zarządu	05	
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła (w. 02 + 03 + 04 + 05)	06	
Wynik na sprzedaży energii elektrycznej i ciepła (w. 01 - 06)	07	
Pozostałe przychody	08	
w tym przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO ₂	09	
Pozostałe koszty	10	
w tym koszty zakupu uprawnień do emisji CO ₂	11	
Wynik z uwzględnieniem pozostałych przychodów i kosztów (w. 07 + 08 - 10)	12	
Przychody finansowe	13	
w tym odsetki od przeterminowanych należności	14	
Koszty finansowe	15	
Wynik z uwzględnieniem przychodów i kosztów finansowych (w. 12 + 13 - 15)	16	

Dział 15. Sprzedaż ciepła z własnej produkcji

Wyszczególnienie	Jednostka miary	Do przedsiębiorstw dystrybucyjnych lub bezpośrednio odbiorcom wg nośnika			Z własnej sieci ciepłowniczej wg nośnika		
		woda grzewcza	woda technologiczna	para technologiczna	woda grzewcza	woda technologiczna	para technologiczna
0		1	2	3	4	5	6
Moc zamówiona (średnia)	01	MW					
Sprzedaż ciepła i sprzedaż ciepła w nośniku	02	GJ					
Oplaty za moc zamówioną	03	tys. zł					
Oplaty za ciepło i opłaty za sprzedaż nośnika	04						

Dział 16. Liczba umów oraz liczba odbiorców końcowych

Wyszczególnienie		Liczba umów		Liczba odbiorców końcowych		
		stan na początek okresu sprawozdawczego	stan na koniec okresu sprawozdawczego	WN	SN	nN
0		1	2	3	4	5
Umowy kompleksowe (według art. 5 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne)	01					
Umowy kompleksowe (według art. 5 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne)	02					
Umowy sprzedaży (według art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne)	03					

Uwaga: Dane finansowe w sprawozdaniu należy wykazywać w tys. zł z jednym miejscem po przecinku z wyjątkiem pozycji dotyczących cen i wskaźników, które należy wykazywać z dwoma miejscami po przecinku. Przed wypełnieniem należy przeczytać objaśnienia.

Proszę podać szacunkowy czas (w minutach) przeznaczony na przygotowanie danych dla potrzeb wypełnienia formularza	1	
Proszę podać szacunkowy czas (w minutach) przeznaczony na wypełnienie formularza	2	

.....
(imię, nazwisko i telefon osoby sporządzającej sprawozdanie)

.....
(imię, nazwisko i telefon osoby zatwierdzającej sprawozdanie)

Objaśnienia do formularza G-10.2

Objaśnienia dotyczą wzoru formularza za 2021 r.

Do sporządzania sprawozdania są zobowiązane poszczególne elektrownie ciepłne i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni, zaklasyfikowane według PKD 2007 do grupy 35.1 oraz do grupy 35.3, wybrane metodą doboru celowego.

Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni – stan na koniec roku / zmiany mocy zainstalowanej lub osiągalnej

Wiersze 17– 21 – należy podać przyrost (+) lub ubytek (-) mocy dla poszczególnych przyczyn zmiany:

- I - inwestycja (wprowadzenie do eksploatacji nowego urządzenia),
- K - korekta (dotyczy mocy osiągalnej i może być spowodowana wieloma przyczynami, np. likwidacją kotła współpracującego z turbinami, modernizacją turbozespołu itp.),
- L - likwidacja (likwidacja turbozespołu),
- M - modernizacja,
- O - zmiany organizacyjne.

Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne

Przez kotły energetyczne rozumie się kotły parowe o wysokich parametrach pary, z których para przegrzana jest wykorzystywana w turbinach parowych do napędu generatorów elektrycznych. Do kotłów energetycznych należy zaliczyć również kotły odzysknicowe turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania.

Wiersze 01–37 - zużycie paliw w kotłach energetycznych należy określić metodą bezpośrednią poprzez ustalenie ilości i średniej wartości opałowej.

Zużycie paliw określane metodą bezpośredniego pomiaru objętości (ilości) paliwa doprowadzonego do kotłów oraz własne pomiary jakości powinny być zgodne z ewidencją materiałową paliwa zakupionego i innych składowych bilansu ilościowego i jakościowego, tj. zapasów paliw, ubytków naturalnych, przerzutów i zużycia na inne cele. Wszelkie niezgodności pomiędzy wartością opałową paliw dostarczonych i przyjętych do rozliczenia zużycia powinny obciążać produkcję energii elektrycznej i ciepłej.

Zużyte paliwa należy wykazywać zgodnie z wykazem paliw przyjętym w sprawozdaniu.

Energia chemiczna paliwa wynika z ilości zużytego paliwa i średniej wartości opałowej.

Wzór obliczeniowy:

$$Q[GJ] = \frac{M \times Q_r}{1000}$$

gdzie:

M[t] - ilość zużytego paliwa,

$Q_r \left[\frac{kJ}{kg} \right]$ lub $\left[\frac{kJ}{m^3} \right]$ - wartość opałowa.

Wzór powinien być stosowany oddzielnie dla poszczególnych asortymentów i klas zużytego węgla, które mają różną wartość opałową, a następnie należy zsumować otrzymane wartości energii chemicznej.

W przypadku braku informacji o wartości opałowej zużytego gazu ziemnego wartość tę można wyznaczyć na podstawie ciepła spalania: wartość opałowa [kJ/m³] = 0,9 * ciepło spalania [kJ/m³]

Łączne zużycie energii chemicznej paliw obejmuje również energię chemiczną paliw użytą na uruchomienie urządzeń po przestojach oraz utrzymywanie urządzeń w rezerwie.

Podziału energii chemicznej paliw na produkcję energii elektrycznej, mechanicznej i cieplnej należy dokonywać według metody fizycznej opisanej w Polskiej Normie PN-93/M-35500.

W przypadku produkcji energii elektrycznej i ciepła w układzie kombinowanym, np. gazowo-parowym (turbina gazowa, kocioł odzysknicowy, turbina parowa), podziału energii chemicznej paliwa zużytego (w całym procesie) na produkcję energii elektrycznej lub na produkcję ciepła dokonuje się proporcjonalnie do ilości uzyskanych wyjściowych rodzajów energii (energii elektrycznej i ciepła).

Podziału ilości paliwa zużytego w całym procesie na ilość paliwa zużytego na produkcję ciepła oraz ilość paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej w układzie kombinowanym dokonuje się proporcjonalnie do energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję uzyskanych rodzajów energii wyjściowej (energii elektrycznej i ciepła).

Energię mechaniczną produkowaną na wspólnym strumieniu pary z ciepłem należy traktować równorzędnie z energią elektryczną przeliczając ją na ekwiwalentną energię elektryczną w stosunku 1:1.

W celu obliczenia energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej należy zastosować następujący wzór:

$$Q_{be} = \frac{3,6 \times (A_{be} + A_{bm})}{3,6 \times (A_{be} + A_{bm}) + Q_u} \times Q_b \text{ [GJ]}$$

W celu obliczenia ilości paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej należy zastosować następujący wzór:

$$M_{be} = \frac{Q_{be}}{Q_b} \times M_b \text{ [jednostka naturalna]}$$

W celu obliczenia energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję ciepła należy zastosować następujący wzór:

$$Q_{bc} = \frac{Q_u}{3,6 \times (A_{be} + A_{bm}) + Q_u} \times Q_b \text{ [GJ]}$$

W celu obliczenia ilości paliwa zużytego na produkcję ciepła należy zastosować następujący wzór:

$$M_{bc} = \frac{Q_{bc}}{Q_b} \times M_b \text{ [jednostka naturalna]}$$

gdzie:

Q_{be} - energia chemiczna paliwa zużyta na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej [GJ],

Q_{bc} - energia chemiczna paliwa zużyta na produkcję ciepła [GJ],

Q_b - całkowite zużycie energii chemicznej paliwa [GJ],

Q_u - produkcja ciepła brutto [GJ],

A_{be} - produkcja energii elektrycznej brutto [MWh],

A_{bm} - produkcja energii mechanicznej (innych rodzajów energii) [MWh],

M_{be} - ilość paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej,

M_{bc} - ilość paliwa zużytego na produkcję ciepła,

M_b - całkowite zużycie paliwa.

Do podziału kosztów zmiennych pomiędzy energię elektryczną, mechaniczną i ciepło może być stosowana metoda podziału paliwa zwana metodą „elektrowni równoważnej” oraz w uzasadnionych przypadkach metoda własna.

Wiersz 31 – ciepło w parze i gorącej wodzie wraz z ciepłem spalin (z zewnątrz) jest to ciepło (energia) odzyskane i przejęte z innego procesu technologicznego niż wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, w innym niż elektrownia przedsiębiorstwie.

Wiersze 34 – ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania jest to ciepło odzyskane z turbin gazowych lub silników wewnętrznego spalania napędzających agregaty prądotwórcze. Ciepło to nie może być doliczane do energii wsadu przy obliczaniu sprawności całej elektrowni.

Turbiny gazowe są to turbiny cieplne, w których czynnikiem roboczym są gorące powietrze, spaliny lub inne gorące gazy (np. hel).

Silniki wewnętrznego spalania (silniki wysokoprężne) napędzają generatory prądotwórcze. Paliwem używanym w silnikach wysokoprężnych są oleje napędowe lub gaz.

Wiersze 38–57 - zasady wyliczania ilości paliw zużytych przez turbiny gazowe oraz silniki wewnętrznego spalania oraz energii chemicznej zawartej w paliwie są analogiczne jak w paliwie spalonym w kotłach energetycznych.

Przez kotły ciepłownicze rozumie się urządzenia wykorzystywane wyłącznie do produkcji ciepła. Są to kotły wodne zainstalowane do produkcji ciepła, którego nośnikiem jest woda, oraz kotły parowe wykorzystywane wyłącznie do celów ciepłownictwa.

Wiersze 58–92 –zasady wyliczania ilości paliw zużytych w kotłach ciepłowniczych oraz energii chemicznej zawartej w paliwie są analogiczne jak omówione w punkcie poprzednim.

Produkcja energii elektrycznej brutto (**wiersz 93**) jest to energia wytworzona przez generatory elektrowni i pomierzona na zaciskach tych generatorów.

Wiersz 94 – za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu należy uważać energię elektryczną wytworzoną w procesie skojarzonym (w tym w układach kombinowanych, gazowo-parowych) z wytwarzaniem ciepła wyznaczoną zgodnie z PN-93/M-35500.

W układach kombinowanych za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu należy uważać energię wytworzoną w generatorach napędzanych turbiną gazową oraz energię wytworzoną w skojarzeniu przez człon parowy. Energię elektryczną w skojarzeniu wytworzoną przez człon parowy układu kombinowanego należy wyznaczyć zgodnie z PN-93/M-35500.

W wierszu 95 należy podać produkcję energii elektrycznej turbin gazowych, agregatów napędzanych silnikami wewnętrznego spalania oraz w układzie kombinowanym, w którym człon parowy zasilany jest z kotłów odzysknicowych wykorzystujących ciepło turbin gazowych i agregatów.

W wierszu 96 należy podać ilość energii elektrycznej uzyskanej ze spalania biomasy/biogazu a **w wierszu 97** należy podać ilość energii elektrycznej wytworzonej w układach hybrydowych (zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. poz. 1229, z późn. zm.)).

Wiersz 98 – należy podać ilość energii elektrycznej wytworzonej ze spalania biomasy/biogazu w urządzeniach spalających jednocześnie te paliwa z innymi paliwami. Energię elektryczną wytworzoną z biomasy/biogazu należy obliczać jako część energii odpowiadającą udziałowi energii chemicznej tych paliw w całości energii chemicznej wszystkich paliw zużytych do produkcji energii elektrycznej.

Wiersz 111 – należy podać ilość energii elektrycznej z własnej produkcji dostarczonej bezpośrednio odbiorcom z własnej sieci elektroenergetycznej.

Wiersz 112 – w wierszu tym należy podać obniżenie produkcji energii elektrycznej spowodowane poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom.

Wiersze 113–117 – należy podać ilość ciepła przejętego przez parę i wodę w kotłach.

Ciepło przejęte w kotłach energetycznych paleniskowych i bezpaleniskowych (odzysknicowych) należy podzielić na następujące strumienie:

- ciepło na produkcję energii elektrycznej,
- ciepło na produkcję energii mechanicznej,
- ciepło na produkcję ciepła.

Ciepło na produkcję energii elektrycznej obejmuje ciepło zużyte do napędu turbozespołów elektrycznych oraz zużyte przez urządzenia pomocnicze związane z wytwarzaniem energii elektrycznej.

Ciepło przejęte przez parę na produkcję ciepła obejmuje ciepło oddane na cele technologiczne i grzewcze, powiększone o ciepło zużyte na potrzeby własne, związane z produkcją ciepła oraz straty w rurociągach i wymiennikach na obszarze elektrociepłowni lub ciepłowni.

Przez produkcję ciepła netto (**wiersze 118–122**) rozumie się ciepło wytworzone i oddane odbiorcom na potrzeby technologiczne i grzewcze oraz ciepło zużyte w elektrowni na potrzeby administracyjno–gospodarcze (niezwiązane z produkcją ciepła i energii elektrycznej).

Produkcja ciepła z kotłów energetycznych – należy podać ilość ciepła zmierzoną na wyjściu z kotła energetycznego.

Produkcja ciepła z kotłów ciepłowniczych jest to ciepło przejęte przez parę z kotłów paleniskowych i bezpaleniskowych (odzysknicowych), pomniejszone o zużycie własne, jak np. napędy parowe urządzeń pomocniczych, rozmrażanie lub podgrzewanie paliwa itp., oraz pomniejszone o straty ciepła w rurociągach i wymiennikach na obszarze ciepłowni, aż do punktu rozliczania się z odbiorcą.

W wierszach 123 i 124 - należy wykazać sprzedaż ciepła z własnej produkcji w kotłach energetycznych oraz w kotłach ciepłowniczych.

Wiersz 125 - należy podawać przeciętne zatrudnienie w elektrowni w przeliczeniu na pełne etaty.

Wiersz 126 - Sprawność kotłów ciepłowniczych - należy obliczyć jako iloraz ciepła wyprodukowanego w kotłach ciepłowniczych netto przez energię chemiczną paliwa zużytego na produkcję tego ciepła (w %).

Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło łącznie oblicza się według ogólnego wzoru:

$$\eta_b = (3,6 \times A_{be} + Q_u + 3,6 \times A_{bm}) / Q_b \times 100 [\%]$$

gdzie:

- A_{be} - produkcja brutto energii elektrycznej [MWh],
- Q_u - produkcja ciepła netto [GJ],
- A_{bm} - produkcja energii mechanicznej [MWh],
- Q_b - całkowite zużycie energii chemicznej paliwa [GJ].

Wyliczenia sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło łącznie należy dokonać w następujący sposób:

- **dla wiersza 127** – razem elektrownia/elektrociepłownia (bez kotłów ciepłowniczych) - sprawność przemiany energii chemicznej paliw w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło należy obliczyć według wzoru:

$$\eta = [3,6 \times \text{Dz.2w.93} + \text{Dz.2w.118} + 3,6 \times \text{Dz.2w.99}] / \text{Dz.2(w.35} + \text{w.55)} \times 100 [\%]$$

- dla jednostki wytwórczej obliczeń należy dokonać wg ogólnego wzoru:

$$\eta_b = [3,6 \times \text{Dz.3w.07} + \text{Dz.3w.12} + 3,6 \times \text{Dz.3w.08}] / \text{Dz.3w.17} \times 100 [\%]$$

Energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 kWh energii elektrycznej brutto (lub mechanicznej) (**wiersz 128**) oblicza się przez podzielenie energii chemicznej zużytej na produkcję energii elektrycznej (mechanicznej) przez produkcję energii elektrycznej brutto (mechanicznej).

Energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 GJ energii cieplnej oblicza się przez podzielenie energii chemicznej paliwa zużytej na produkcję ciepła przez produkcję ciepła netto.

Wskaźnik zużycia energii elektrycznej i mechanicznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej (**wiersz 131**) należy obliczać jako stosunek energii zużytej na produkcję energii do produkcji energii elektrycznej i mechanicznej brutto. Do zużycia własnego należy zaliczać również energię elektryczną zakupioną na produkcję energii elektrycznej wykazaną w wierszu 106. Wskaźnik należy wyliczać z dokładnością do 0,01 % (dwa miejsca po przecinku).

Dział 3. Bloki energetyczne, ciepłownicze i turbozespoły

Uwaga! W dziale tym należy dążyć do oddzielenia układów, w których dla potrzeb produkcji energii elektrycznej spala się tylko paliwa odnawialne (biomasę i biogaz), układów spalających tylko gaz od układów pozostałych (spalających węgiel, współspalających różne paliwa).

Dział obejmuje wybrane dane dla bloków, a w przypadku układów kolektorowych dla turbozespołów.

W poszczególnych wierszach kolumn należy wpisywać numer bloku lub turbozespołu, rodzaj bloku według kodu paliwa podstawowego (według wykazu zawartego w Dziale 2), moc znamionową (zainstalowaną).

Moc osiągalna brutto bloków i/lub turbozespołów powinna być zgodna z wierszem 10 Działu 1.

Produkcja energii elektrycznej brutto ogółem (**wiersz 07**) jest to energia elektryczna wytworzona przez blok lub turbozespoł i pomierzona na zaciskach generatora.

Wiersz 12 – do produkcji ciepła należy zaliczyć łączną produkcję ciepła netto w kotłach energetycznych i w blokach ciepłowniczych. Musi zachodzić przy tym zależność:

$$\text{Dz.2 w.122} = \text{Dz.3 w.12} \sum \text{kol. (1-13)}$$

W przypadku potrzeb własnych dla kilku bloków lub turbozespołów należy dokonać podziału według algorytmu uznanego za najlepszy.

Godziny pracy - efektywny czas pracy wyrażony w godzinach. Jest to czas kalendarzowy pomniejszony o wszystkie przestoje bloku lub turbozespołu.

Godziny przestoju - jest to czas od zatrzymania do następnego uruchomienia.

Zużycie energii chemicznej paliwa ogółem należy określać z całej produkcji ciepła z kotłów energetycznych, w podziale na poszczególne bloki ciepłownicze bądź turbozespoły. Dla układów kolektorowych do wielkości zużycia energii chemicznej paliwa przez poszczególne turbozespoły należy doliczyć wielkość zapotrzebowania na ciepło oddawane bezpośrednio z kotłów energetycznych, np. do stacji redukcyjno-schładzających, z zastosowaniem odpowiednich algorytmów przeliczeniowych.

Energia chemiczna paliwa na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej - należy podać dla każdego bloku energię paliwa zużytą przez blok wyłącznie na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej.

Wiersz 19 – Liczba postojów turbozespołu – w wierszu tym należy podać fizyczną liczbę wszystkich rodzajów odstawień. W przypadku, gdy np. dwa odstawienia następują bezpośrednio po sobie, a drugie jest

efektem przeklasyfikowania pierwszego odstawienia na inny rodzaj odstawienia, należy je liczyć jako jeden postój.

Dział 4. Emisja pyłów i gazów. Uprawnienia do emisji CO₂

Dane dotyczące emisji pyłów i gazów należy podawać oddzielnie dla każdej grupy emitorów.

Należy dokonać podziału elektrowni na grupy emitorów w taki sposób, żeby można było opisać każdą grupę wspólnymi wskaźnikami emisji pyłów i gazów, np. odrębne grupy emitorów powinny stanowić kotły pyłowe, rusztowe, na różne paliwa itp.

Wiersz 01 – należy podać symbol emitora, do którego podłączone są instalacje urządzeń spalających, bądź inne instalacje ujęte w pozwoleniu zintegrowanym, z których następuje emisja.

Wiersze 02–15 - węgiel (kamienny lub brunatny) - należy podawać ilość zużytego węgla oraz jego parametry:

- zawartość popiołu w % z dokładnością do 0,01,
- zawartość siarki w % z dokładnością do 0,01,
- średnią wartość opałową w kJ/kg z dokładnością do 10 kJ,
- zawartość kadmu, ołowiu i rtęci w węglu w mg/kg (ppm) z dokładnością do 0,1.

Wyżej wymienione parametry należy określać według zasad przyjętych w umowie z dostawcą dla ustalenia ceny węgla.

Wielkości powinny być obliczone jako średnie ważone za okres roczny, a zużycie (wiersze 02 i 09) zgodne z Działem 2.

Wiersze 16–18 - paliwa ciekłe - należy podawać ilość zużytych paliw ciekłych oraz

- średnią wartość opałową w kJ/kg z dokładnością do 10 kJ,
- zawartość siarki w % z dokładnością do 0,01.

Średnia zawartość siarki powinna być średnią ważoną pomiarów wykonanych w okresie sprawozdawczym.

Wielkość zużycia (wiersz 16) powinna być zgodna z całkowitym zużyciem paliw ciekłych wynikającym z Działu 2.

Wiersze 19 i 20 - paliwa gazowe - należy podawać ilość zużytych paliw gazowych oraz średnią wartość opałową w kJ/m³ z dokładnością do 10 kJ.

Wiersze 21–24 - biomasa - należy podawać ilość zużytej biomasy oraz następujące parametry:

- zawartość popiołu w % z dokładnością do 0,01,
- zawartość siarki w % z dokładnością do 0,01,
- średnią wartość opałową w kJ/kg z dokładnością do 10 kJ.

Wiersze 25–26 - biogaz - należy podawać ilość zużytego biogazu oraz średnią wartość opałową w kJ/ m³ z dokładnością do 10 kJ.

Wiersze 27 i 28 – inne paliwa – należy wypełniać w przypadku zużycia innych paliw niż wyszczególnione (wiersze od 02 do 26).

Wiersze 29 i 30 - średnia zawartość części palnych - powinna wynikać z prowadzonych pomiarów części palnych w popiele lotnym i żużlu.

Wielkość średnia powinna być wyliczona jako średnia ważona ilości węgla, do której odnoszą się pomiary (dokładność do 0,01 %).

Wiersz 31 - udział popiołu lotnego w odpadach - należy podać w % udziału popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych, ustalonych na podstawie pomiarów bilansowych kotła.

Wiersz 32 - suma czasu pracy kotłów/urządzeń w grupie emitorów - należy podać rzeczywisty czas pracy kotłów, który powinien wynikać z ewidencji czasów przestoju kotłów/urządzeń i bilansu czasu kalendarzowego.

Wiersz 33 - osiągalna skuteczność odpylania urządzeń odpylających - powinny ją określać pomiary gwarancyjne lub przeprowadzone przez „Energopomiar” po modernizacji lub remoncie kapitalnym.

Uwaga! Wartość podana w tym wierszu nie powinna być niższa niż wskaźnik uchwycenia popiołu lotnego obliczony ze wzoru podanego poniżej. W przeciwnym razie nie ma spójności w podanych danych.

$$W_{up} = 100 \times [1 - A_w \times 100 / (X \times A_c)]$$

$$n_{gwz} \geq W_{up}$$

gdzie:

n_{gwz} – średnia osiągalna skuteczność odpylania,

W_{up} – wskaźnik uchwycenia popiołu lotnego [%],

A_w – emisja pyłu (wiersz 35),

X – udział popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych [%] (wiersz 31),

A_c – całkowita ilość odpadów paleniskowych.

Wiersz 34 - procent siarki przechodzącej w SO_2 - należy podać procentowy udział siarki zawartej w zużytym paliwie, która przechodzi w SO_2 :

- dla węgla kamiennego:

98 % - dla kotłów pyłowych z ciekłym odprowadzaniem żużla (dotyczy elektrociepłowni Zabrze),

96 % - dla kotłów pyłowych ze stałym odprowadzaniem żużla,

80 % - dla kotłów rusztowych,

- dla węgla brunatnego:

85 % - dla złoża turoszowskiego,

80 % - dla złoża bełchatowskiego,

75 % - dla złoża Konin z kopalniami Kazimierz i Józwin,

lub według indywidualnych pomiarów zatwierdzonych przez urząd wojewódzki.

Wiersze 35–42 - wartości emisji podawane w sprawozdaniu powinny odpowiadać wielkościom zawartym w prowadzonej ewidencji rodzajów i ilości zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza, przekazywanej wojewodzie (rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. z 2019 r. poz. 1806)).

Wiersz 35 - emisja pyłu może być obliczona z wzoru:

$$A_w = 0,9A \frac{X}{100} \times \frac{100 - n_{\acute{s}re}}{100 - q_p}$$

gdzie: $A = \frac{B \times p}{100}$

B - ilość zużytego węgla (t),

p - zawartość popiołu w węglu (%),

X - udział popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych (wiersz 31),

q_p - zawartość części palnych w uchwyconym popiele lotnym (wiersz 29),

$n_{\acute{s}re}$ - średnia eksploatacyjna skuteczność odpylaczy obliczona z wzoru:

- dla elektrofiltrów

$$n_{\text{śre}} = n_{\text{gwz}} - \mu \times \left(1 - \frac{D_o}{100}\right) \times (n_{\text{gwz}} - n_{\text{mśr}})$$

w którym:

n_{gwz} - średnia osiągalna skuteczność odpylania (%),

D_o - średnia dyspozycyjność odpylaczy (%),

μ - współczynnik korygujący dyspozycyjność:

- dla elektrofiltrów jednopolowych $\mu = 1,0$,
- dla elektrofiltrów dwupolowych μ określamy z normogramu 1,
- dla elektrofiltrów trójpolowych μ określamy z normogramu 2,
- dla elektrofiltrów czteropolowych μ określamy z normogramu 3,

$n_{\text{mśr}}$ - średnia mechaniczna skuteczność odpylania (z wyłączonymi zespołami zasilającymi)

- dla odpylaczy mechanicznych

$$n_{\text{śre}} = \frac{D_o}{100} \times n_{\text{gwz}}$$

Wiersz 36 - emisja SO₂ - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów lub obliczona ze wzoru:

$$E_{\text{SO}_2} = (B \times s_w \times \frac{K}{100} + M \times s_m) \times 2/10^2$$

gdzie:

B - ilość zużytego węgla (t),

M - ilość zużytych paliw płynnych (t),

s_w - zawartość siarki w węglu (%),

s_m - zawartość siarki w paliwach płynnych (%),

K - procent siarki przechodzącej w SO₂ (wiersz 34).

Wiersz 37 - emisja NO_x - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów.

Wiersz 38 - emisja CO - może być podawana na podstawie pomiarów zatwierdzonych przez urząd wojewódzki lub oszacowana na podstawie wzoru:

$$E_{\text{co}} = \frac{Q_B \times W_{\text{co}}}{10^6}$$

gdzie:

E_{co} - emisja CO (t),

Q_B - energia chemiczna zużytych paliw (GJ),

W_{co} - współczynnik emisji CO zależny od typu kotła, który wynosi dla:

- kotłów rusztowych - 121 (g/GJ),
- kotłów pyłowych węgla kamiennego - 14 (g/GJ),
- kotłów pyłowych węgla brunatnego - 300 (g/t),
- kotłów olejowych - 15 (g/GJ).

a po przeliczeniu według wzoru g/GJ:

$$\left[\frac{W_{\text{co}}}{Q_w^r} \right] \times 10^3$$

(Wskaźnik W_{CO} podano na podstawie opracowania OECD "Estimation of Greenhouse gas emissions and sinks" - 1991, a dla węgla brunatnego według Environmental Protection Agency, "Compilation of Air Pollutant Emission Factors", Volume 1).

Wiersz 39 – emisja CO_2 w odniesieniu do wytwórców energii elektrycznej uczestniczących w systemie handlu emisjami (rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz. U. z 2016 r. poz. 1503)) powinna zostać obliczona zgodnie z wytycznymi sporządzania raportów rocznych do KOBiZE. W pozostałych przypadkach emisję CO_2 należy wyznaczyć przyjmując określone wskaźniki emisyjności spalonych paliw w instalacji.

Wiersze 40–42 – emisja Cd, Pb, Hg – powinna być określana na podstawie wskaźników wynikających z pomiarów.

Wiersze 43–54 – liczba urządzeń odpylających - należy podać liczbę danego typu urządzeń, gdzie:

E1, 2, ..., 8 – oznacza odpowiednio elektrofiltry 1, 2, ..., 8 polowe;

Mc – multicyklon;

C – cyklon lub bateria cyklonów;

FT – filtr tkaninowy;

In – inne urządzenia odpylające.

Wiersz 55 – wskaźniki zastosowane do obliczenia emisji CO_2 – należy podać wartości wskaźników emisji pochodzących z pomiarów lub oszacowań (mg/Nm^3), na podstawie obliczeń (g/GJ), zarządzeń, literatury, które zostały zastosowane do obliczenia rocznej emisji zanieczyszczeń. W przypadku instalacji uczestniczących w systemie handlu emisjami podany wskaźnik powinien odpowiadać wskaźnikowi na podstawie którego została obliczona roczna emisja CO_2 w raporcie składanym do KOBiZE.

Wiersze 56–59 – należy wykazać najwyższe średnie stężenie SO_2 , NO_x oraz pyłu lub najwyższy wynik z pomiarów okresowych dla źródeł objętych obowiązkiem wynikającym z przepisów ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. 2020 poz. 1219, z późn. zm.) oraz właściwych jej aktów wykonawczych.

Wiersze 60–65 – należy wykazać najwyższe średnie 24-godzinne lub 48-godzinne stężenie SO_2 , NO_x oraz pyłu dla źródeł objętych obowiązkiem wynikającym z ustawy Prawo Ochrony Środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 r. oraz zgodnie z § 11 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

Wiersze 67–68 – liczba godzin przekroczeń dopuszczalnego stężenia SO_2 i najwyższe stężenie tego zanieczyszczenia występujące w czasie przekroczeń. Wiersze wypełniają jednostki posiadające źródła, o których mowa w § 11 ust. 13 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

Wiersze 69–71 – wskaźniki emisji dopuszczalnej – należy podać wskaźniki wynikające z decyzji o dopuszczalnej emisji lub rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

Wiersze 72–79 – w odpowiednich wierszach należy podać ilość instalacji odsiarczania spalin według rodzaju zastosowanej technologii oraz podać określenie bloku/kotła, na którym została zabudowana dana instalacja.

Wiersz 80 – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność odsiarczania spalin dla pracujących instalacji (%).

Wiersz 81 – wielkość zredukowanej emisji SO₂ - należy podać wielkość, o jaką emisja SO₂ zmniejszyła się w skali roku sprawozdawczego w wyniku działania instalacji odsiarczania w stosunku do całkowitej ilości wytworzonego dwutlenku siarki.

Wiersze 82–97 – w odpowiednich wierszach należy podać ilość pracujących instalacji redukcji tlenków azotu odpowiednio dla zastosowanej metody redukcji wraz z określeniem bloku/kotła, z którym związana jest dana instalacja (%).

Wiersz 98 – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność instalacji redukcji tlenków azotu.

Wiersz 99 – redukcja emisji NO_x – należy podać wielkość, o jaką emisja tlenków azotu zmniejszyła się w skali roku sprawozdawczego w wyniku działania instalacji.

Wiersze 100–105 – modernizacje urządzeń odpylających – należy podać rodzaj modernizacji urządzeń odpylających.

Wiersze 106–107 – należy wykazać liczbę przydzielonych na dany rok sprawozdawczy bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, odpowiednio na energię elektryczną i na ciepło.

Wiersze 108–111 – należy wykazać liczbę i wartość zakupionych uprawnień do emisji CO₂, dokonanych na pokrycie emisji, która wykroczyła poza przyznany limit w roku sprawozdawczym oraz liczbę i wartość sprzedanych uprawnień do emisji CO₂.

Wiersze 112–121 – charakterystyka emitora – należy podać ilość i rodzaj kotłów wchodzących w skład emitora zgodnie z przyjętymi oznaczeniami:

Kotły parowe:

OP - pyłowe
OR - rusztowe
OG - gazowe
OO - olejowe
OF - fluidalne
ORC - kotły oleju termalnego
OI - Inne

Kotły wodne:

WP - pyłowe
WR - rusztowe
WG - gazowe
WO - olejowe
WI - inne

Kotły przewidziane dla dwóch rodzajów paliw mogą mieć oznaczenia trzyliterowe, np.: OPG – pyłowo-gazowy.

Rodzaje turbin:

TG - gazowe
TK - kondensacyjne
TP - przeciwprężne
C - z wylotem lub wylotem i upustami ciepłowniczymi
UC - z wylotem ciepłowniczym i upustami przemysłowymi
UK - kondensacyjne z upustami przemysłowymi
UP - przeciwprężne z upustami przemysłowymi
CK - kondensacyjne z upustami ciepłowniczymi
UCK - kondensacyjne z upustami przemysłowymi i ciepłowniczymi
ORC - z kotłami oleju termalnego
TI - inne urządzenia, np. agregaty prądotwórcze, silniki spalinowe

Dział 5. Opłaty i kary za korzystanie ze środowiska oraz koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów, w tys. zł

Należy podawać opłaty wniesione w roku sprawozdawczym bez względu na to, jakiego okresu dotyczą:

- a) za odprowadzanie zanieczyszczeń do atmosfery,
- b) za odprowadzanie zanieczyszczeń do wód i ziemi.

Opłaty za zanieczyszczanie wód i ziemi obejmować powinny opłaty za ścieki w wodzie przemysłowej lub zużytej do celów bytowo-komunalnych oraz opłaty za pobraną wodę, które należy dodawać do pozycji 05.

Kary za zanieczyszczenie powietrza, naruszenie warunków poboru wody, odprowadzanie ścieków należy podawać w odrębnych pozycjach.

W **wierszu 12** należy podać łączne koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów.

Dział 6. Sprzedaż energii elektrycznej i usług systemowych

W dziale tym należy rozliczyć według kierunków sprzedaży energię elektryczną oraz sprzedaż usług systemowych, w tym rezerw mocy, wytwarzanych lub realizowanych za pomocą własnych urządzeń wytwórczych z uwzględnieniem zakupu na rynku bilansującym.

Przez kierunki sprzedaży energii elektrycznej rozumie się sprzedaż:

- według kontraktów bezpośrednich,
- na giełdzie energii elektrycznej,
- na zorganizowanej platformie obrotu,
- na rynku bilansującym,
- za granicę.

W **wierszu 01** należy wykazać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej do operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych na pokrywanie strat oraz na potrzeby własne stacji.

W **wierszu 04** należy wykazać sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstwa obrotu zdefiniowanego jako przedsiębiorstwo energetyczne, którego podstawową działalność gospodarczą stanowi handel hurtowy lub detaliczny energią. Przedsiębiorstwo obrotu nie posiada własnej sieci przesyłowej ani dystrybucyjnej.

Energię wykazywaną w wierszach 01 i 04 należy rozdzielić na dwa kierunki sprzedaży: w ramach własnej grupy kapitałowej i poza własną grupę kapitałową.

W **wierszu 07** należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej do przedsiębiorstw obrotu w ramach bilansowania energii.

W **wierszu 08** należy wykazać sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii do sprzedawcy zobowiązanego zgodnie z obowiązkiem określonym w art. 41 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, z późn. zm.).

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym oraz drobnym dystrybutorom lokalnym (energia do odsprzedaży) należy podzielić na dwie grupy:

1. posiadający umowy sprzedaży - odbiorcy kupujący energię elektryczną od wytwórcy na podstawie umowy sprzedaży
2. posiadający umowy kompleksowe (odbiorcy kupujący energię elektryczną na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i o świadczenie usług dystrybucji) oraz odbiorcy

kupujący energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży a zasilani bezpośrednio z sieci wytwórcy.

Drobni dystrybutorzy lokalni są to przedsiębiorstwa w części dokonujące zakupu energii na własny użytek (wykazywanej w wierszach 09–14) a w części (wykazanej w wierszach 15–17) dostarczające energię innym odbiorcom za pośrednictwem lokalnych sieci dystrybucyjnych. Sprzedaż energii do drobnych dystrybutorów lokalnych podlegającej dalszej odsprzedaży realizowana jest na podstawie ceny energii elektrycznej nie obciążonej kosztami obowiązkowego zakupu praw majątkowych OZEE oraz kosztami realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 264, z późn. zm.).

W wierszu 18 należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312).

W wierszu 21 należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej na zorganizowanej platformie obrotu prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Wiersz 22 – sprzedaż energii elektrycznej wynikająca z rozliczeń w ramach prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym.

W wierszu 23 należy podać ilość i wartość energii z produkcji własnej sprzedanej za granicę w ramach własnych kontraktów.

Wiersze 25–35 - podziału usług systemowych należy dokonać zgodnie z katalogiem usług systemowych przedstawionym w „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi”.

W wierszu 36 należy wykazać wartość sprzedaży energii elektrycznej oraz usług systemowych.

W wierszu 37 należy wydzielić z wiersza 36 (jednocześnie z wiersza 24) sprzedaż energii zakupionej na rynku bilansującym. Energię kupioną z innych kierunków należy wykazać w wierszu 38.

W kolumnie 1 (wiersze 37, 38) należy wykazywać dane dotyczące ilości energii elektrycznej zakupionej w celu wywiązania się z zobowiązań elektrowni w przypadku obniżenia produkcji z własnych jednostek wytwórczych. Wartość sprzedaży tej energii w kolumnie 2 należy wykazać bez względu na kierunek sprzedaży tej energii, a jej wartość należy wyliczać na podstawie średniej ceny sprzedaży we wszystkich kierunkach (bez sprzedaży odbiorcom końcowym bezpośrednio) lub innej metody przyjętej w przedsiębiorstwie.

W wierszu 40 należy podać łączną ilość energii elektrycznej, o której mowa w art. 49a ust. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Dział 7. Obrót energią elektryczną

Obrót energią elektryczną musi być prowadzony przez przedsiębiorstwo na podstawie uzyskanej na tę działalność koncesji.

Działalność pt. „Obrót energią elektryczną” występuje wówczas, gdy elektrownia lub elektrociepłownia kupuje energię elektryczną do odsprzedaży.

Dane wykazywane w tym dziale nie obejmują przypadków podawanych w wierszach 37, 38 Działu 6.

Z wolumenu obrotu energią elektryczną wykazaną w wierszach 07 i 22 należy wydzielić ilość i wartość energii kupionej bądź sprzedanej w ramach zintegrowanej grupy kapitałowej oraz poza własną grupę kapitałową.

Z wolumenu obrotu energią elektryczną należy wydzielić i wykazać odpowiednio w wierszu 10 i 25 ilość i wartość energii kupionej bądź sprzedanej w celu bilansowania energii.

Dział 8. Wynik finansowy na energii elektrycznej według rodzajów działalności, w tys. zł

Przy ustalaniu przychodów i kosztów obowiązują ogólne zasady rachunkowości, w tym zasada memoriałowa i współmierności.

W myśl zasady memoriałowej przychody zalicza się do osiągniętych i koszty do poniesionych w okresie ich wystąpienia, a nie w okresie, w którym dokonano zapłaty czy też poniesiono faktyczne wydatki. Zgodnie z zasadą współmierności uznaje się za koszty danego okresu sprawozdawczego te koszty, które są związane z przychodami tego okresu.

W **wierszu 02** należy uwzględnić również przychody (uzyskane oraz oszacowane) dotyczące praw majątkowych z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w okresie sprawozdawczym w instalacji odnawialnego źródła energii a także przychody ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej.

Wiersz 03 – przychody z tytułu pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, należne wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, który wygrał aukcję, wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, o którym mowa w art.70a ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, sprzedającemu energię elektryczną podmiotowi innemu niż sprzedawca zobowiązany.

W wierszach 04, 05 należy wykazać odpowiednio przychody z tytułu premii kogeneracyjnej, premii kogeneracyjnej indywidualnej, premii gwarantowanej i premii gwarantowanej indywidualnej należnej wytwórcom energii elektrycznej uczestniczącym w aukcyjnym systemie wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej czy w systemie wsparcia dla jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW na zasadach ujętych w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Wiersz 06 – Kwota różnicy ceny/rekompensata finansowa:

Za okres I półrocza 2019 r.- kwota różnicy ceny, o której mowa w art. 7 ust. 1 pkt. 1 ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw - rekompensata z tytułu obowiązku sprzedaży energii elektrycznej po cenach lub stawkach opłat za energię elektryczną określonych w art. 5 ust. 1 ustawy, obliczona zgodnie z § 3.1 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia (Dz. U. poz.1369). Należy również wykazać ewentualne korekty tej kwoty.

Za okres II półrocza 2019 r. rekompensata finansowa – jest to rekompensata przysługująca przedsiębiorstwom energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną za okres od dnia 1 lipca 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r., o której mowa w art. 7 ust. 1b ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, obliczona zgodnie z § 7.1 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia. Należy również wykazać ewentualne korekty tej kwoty. Wielkość należnej kwoty rekompensaty finansowej należy wykazać również **w wierszu 23**.

Koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, usług systemowych, tzn. rezerw mocy i pozostałych usług systemowych są to koszty wytworzenia tych produktów odniesione do sprzedaży. Powinny być wyliczane według następującego wzoru:

$$K_w = K_z^j \times E_s + K_s^j \times [E_s + RM_s] + K_{vs}$$

gdzie:

K_w - koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, rezerwy mocy i pozostałych usług systemowych [tys. zł],

K_z^j - jednostkowy koszt zmienny wytworzenia energii elektrycznej [zł/MWh],

K_s^j - jednostkowy koszt stały wytworzenia energii elektrycznej i rezerwy mocy [zł/MWh],

E_s - ilość sprzedanej energii elektrycznej [MWh],

RM_s - sprzedana rezerwa mocy [MWh],

K_{vs} - koszty świadczenia usług systemowych [tys. zł].

Jednostkowy koszt zmienny K_z^j wytworzenia energii elektrycznej oblicza się jako:

gdzie:

$$K_z^j = \frac{K_z}{E_n} \times 1000$$

K_z - koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej [tys. zł],

E_n - produkcja energii elektrycznej netto [MWh] {G-10.m (suma dla roku) Dział 1 suma kolumn 1, 4 - 10 (wiersz 04 – wiersz 06)}.

Jednostkowy koszt zmienny K_z^j jest taki sam dla energii elektrycznej sprzedanej i zużytej w elektrowni.

Jednostkowy koszt stały dla energii elektrycznej i rezerw mocy K_s^j oblicza się jako:

gdzie:

$$K_s^j = \frac{K_s}{E_n + RM_s} \times 1000$$

K_s - koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej i rezerwy mocy [tys. zł],

RM_s, E_n - jak wyżej.

Jednostkowy koszt stały K_s^j jest jednakowy dla sprzedanych: energii elektrycznej i rezerwy mocy oraz energii elektrycznej zużytej w elektrowni (produkcja ciepła, inne cele).

W kolumnie 1 w wierszu 08 – koszt zakupu energii do odsprzedaży - należy wykazać wartość energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym lub z innych kierunków wykazanej w Dziale 6.

W wierszu 09 należy wykazać:

- koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tj. koszty uzyskania świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego przedstawionych przez przedsiębiorstwo energetyczne do umorzenia Prezesowi URE i umorzonych decyzją Prezesa URE celem realizacji powyższego obowiązku lub wartość uiszczonej opłaty zastępczej),
- koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, tj. koszty realizacji przedsięwzięcia lub przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego lub koszty uzyskania świadectw efektywności energetycznej przedstawionych przez przedsiębiorstwo energetyczne do umorzenia Prezesowi URE i umorzonych decyzją Prezesa URE celem realizacji powyższego obowiązku lub wartość uiszczonej opłaty zastępczej).

Powyższe koszty obejmują: wartość zakupionych praw majątkowych, wartość „własnych” praw majątkowych wynikających z ww. świadectw pochodzenia (tj. praw majątkowych otrzymanych z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w OZE), wartość „własnych” praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej, będących potwierdzeniem planowanej do zaoszczędzenia ilości energii finalnej, o których mowa w art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej a także koszty związane z ich zakupem, dokonaniem zmian w rejestrze świadectw oraz umorzeniem, a także koszty poniesionej opłaty zastępczej.

Do kosztów sprzedaży energii elektrycznej (**wiersz 10**) należy zaliczać przede wszystkim podatek akcyzowy oraz m.in. opłaty przesyłowe, o ile przedsiębiorstwo takie ponosi.

Podział kosztów zarządu pomiędzy rodzaje działalności wyszczególnione w tabeli powinien być dokonywany wg klucza obowiązującego w przedsiębiorstwie.

Przyjęte zasady podziału kosztów powinny być stosowane niezmiennie w sposób ciągły zgodnie z ustawą z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2019 r. poz. 351, z późn. zm.).

Wiersz 12 - należy wykazać wielkość podatku akcyzowego płaconego z tytułu zużycia energii elektrycznej na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej. Pozycja ta nie wpływa na wielkość osiągniętego wyniku finansowego na energii elektrycznej.

Wynik finansowy na sprzedaży stanowi różnicę pomiędzy przychodami a kosztami uzyskania przychodów.

Przychody wykazywane w **wierszu 17** stanowią środki należne za dany kwartał, wypłacane w czterech ratach przez Zarządcę Rozliczeń S.A. w formie zaliczki na poczet pokrycia kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 1874), w terminach o których mowa w art. 22 tej ustawy, skorygowane o szacowaną korektę.

Wiersz 19 - należy wykazać pozostałe koszty operacyjne oraz straty nadzwyczajne związane z działalnością w zakresie energii elektrycznej (i ciepła).

Są to te pozycje pozostałych kosztów operacyjnych, które można przypisać do działalności energetycznej i które wpływają na wynik finansowy na tej działalności, w szczególności są to:

- odpisy aktualizujące należności od dłużników (z wyjątkiem związanych z operacjami finansowymi),
- odpisane należności przedawnione, umorzone i nieściągalne, na które nie dokonano wcześniej odpisów aktualizujących ich wartość,
- koszty postępowania sądowego i egzekucyjnego od dochodzonych roszczeń i należności z działalności operacyjnej,
- jednorazowe odszkodowania z tytułu wypadków przy pracy i chorób zawodowych.

Wiersz 21 - w tej pozycji należy wykazywać sumę następujących elementów kosztów finansowych:

1. Koszty zachowania płynności płatniczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło (m.in. koszty obsługi kredytów i pożyczek zaciąganych na ten cel).
2. Koszty związane z modernizacją i rozwojem przedsiębiorstwa w zakresie działalności energetycznej oraz związane z inwestycjami z zakresu ochrony środowiska.
3. Koszty z tytułu ściągania należności.

4. Ujemne różnice kursowe z działalności operacyjnej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło.

Przez obrót energią elektryczną rozumie się zakup energii elektrycznej z przeznaczeniem do odsprzedaży.

Przez dystrybucję/przesył energii elektrycznej rozumie się transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi/przesyłowymi w celu ich dostarczenia odbiorcom.

Dział 9. Koszty według rodzajów działalności – układ kalkulacyjny, w tys. zł

Koszty wytworzenia energii elektrycznej, rezerw mocy, świadczenia usług przesyłowych i wytworzenia ciepła należy wykazywać w układzie kalkulacyjnym podanym na kwestionariuszu. Przyjęty układ kalkulacyjny kosztów dzieli koszty na zmienne i stałe według poniższych zasad.

Do kosztów zmiennych należy zaliczać:

- koszty paliwa wraz z kosztami zakupu,
- koszty pozostałych materiałów eksploatacyjnych (wraz z kosztami ich transportu), jak: chemikalia, oleje, smary, addytywy w procesie odsiarczania itp.,
- koszty korzystania ze środowiska (wraz z kosztami transportu odpadów), tj. opłaty za korzystanie z powietrza, wody i ziemi (łącznie z opłatami za składowanie odpadów paleniskowych).

Koszty stałe obejmują:

- materiały przeznaczone na remonty oraz inne, jeżeli nie są zaliczane do kosztów zmiennych; należy zaliczać całość kosztów materiałów zużywanych w ramach działalności energetycznej (bez części, która wchodzi w skład kosztów zarządu),
- wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników,
- amortyzację,
- podatki i opłaty,
- pozostałe koszty.

Wynagrodzenia i świadczenia obejmują poza wynagrodzeniami następujące rodzaje kosztów:

- składki z tytułu: ubezpieczeń społecznych, na fundusz pracy oraz fundusz gwarantowanych świadczeń pracowniczych,
- odpisy na zakładowy fundusz świadczeń socjalnych,
- świadczenia rzeczowe z zakresu BHP, posiłki regeneracyjne, środki czystości,
- wydatki na odzież ochronną i roboczą,
- szkolenie i doksztalcanie pracowników,
- ekwiwalent za pranie odzieży roboczej i używanie narzędzi i sprzętu stanowiącego własność pracownika,
- inne.

Do kosztów stałych wytwarzania należy zaliczyć podatki i opłaty, jeżeli nie są zaliczone do kosztów zarządu.

Do pozostałych kosztów należy zaliczać składniki kosztów nieobjęte pozycjami wymienionymi, jak np. usługi obce.

Koszty remontów (**wiersz 24**) grupują wszystkie pozycje kosztów działalności operacyjnej, tj. materiały wraz z zakupem, płace i narzuty na płace, amortyzację sprzętu i transportu technologicznego, obce usługi remontowe.

Koszty remontów obejmują remonty budynków, maszyn i urządzeń oraz innych środków trwałych, zaliczanych do miejsc powstawania kosztów wytworzenia energii elektrycznej i ciepłej, wykonywanych przez własne służby wydziałów pomocniczych lub podstawowych, jak i inne jednostki.

Koszty wydziałów pomocniczych (**wiersz 25**) obejmują działalność niezaliczoną do działalności podstawowej, jak np.:

- wydziały transportu i sprzętu zmechanizowanego,
- wydziały budowlane i naprawcze,
- wydział utylizacji odpadów paleniskowych.

Koszty energii elektrycznej z własnej produkcji, zużytej na produkcję ciepła (**wiersz 11**), należy ustalać według zasady przyjętej do obliczania kosztów działalności własnej dla energii elektrycznej i rezerw mocy, tzn. według wzoru:

$$K_{E/C} = (K_z^j + K_s^j) E_c$$

gdzie:

$K_{E/C}$ - koszt energii elektrycznej z własnej produkcji zużytej na produkcję ciepła [tys. zł],

K_z^j, K_s^j - zgodnie z objaśnieniami do Działu 9,

E_c - ilość energii elektrycznej z własnej produkcji zużyta na produkcję ciepła [MWh].

W gospodarce skojarzonej podziału kosztów pomiędzy energię elektryczną i ciepłą należy dokonywać następująco:

- koszty paliwa dzielić proporcjonalnie do podziału energii chemicznej paliwa uzyskanego metodą elektrowni równoważnej lub innej przyjętej w przedsiębiorstwie (sprawozdanie G-10.m, Dział 2).
Jeżeli w sprawozdaniu G-10.1k metody te nie są wykazywane, przyjmuje się, że podział kosztów paliwa odbywa się proporcjonalnie do podziału paliwa „metodą fizyczną”,
- koszty zmienne dzielić proporcjonalnie do podziału kosztów paliwa,
- koszty stałe należy dzielić „metodą zaangażowania mocy”. Istotą tej metody jest określenie udziału podstawowego ogniwa wytwórczego, tj. kotłowni, w uzyskaniu mocy osiągalnej elektrycznej lub ciepłej (maksymalnej trwałej mocy).

W gospodarce skojarzonej osiągalna (maksymalna) moc elektryczna najczęściej nie występuje równocześnie z osiągalną (maksymalną) mocą ciepłą. W tym wypadku dla określenia zaangażowania mocy kotłów w wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła konieczne jest stworzenie umownego kotła zastępczego, którego moc będzie sumą mocy ciepłej niezbędnej do osiągnięcia maksymalnej mocy elektrycznej i maksymalnej mocy ciepłej.

Jeśli urządzenia, rozumiane jako wspólne miejsca powstawania kosztów, pracują na rzecz kotłowni wspólnej i kotłowni wyodrębnionej, to podział kosztów stałych będzie dwustopniowy. W pierwszym etapie należy podzielić koszty stałe między kotłownię wspólną i kotłownię wyodrębnioną wg kryterium mocy osiągalnej ciepłej kotłowni, a następnie dokonać podziału według zasad przyjętych dla kotłowni wspólnej.

Uwaga! Koszty wytwarzania ciepła nie obejmują kosztów pozyskania i uzdatniania nośnika ciepła, natomiast powinny obejmować koszty jego podgrzewania. W kolumnie 5, wiersz 12 należy wykazać koszt podgrzewania nośnika jako jedną łączną pozycję.

Dział 10. Środki otrzymane z programu pomocowego, w tys. zł

W dziale należy wykazać środki otrzymane jako zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych otrzymanych/zwróconych w ramach programu pomocowego po likwidacji kontraktów długoterminowych.

W wierszu 01 należy wpisać produkcję całej elektrowni, która będzie sukcesywnie pomniejszana o produkcję z jednostek wytwórczych, gdy wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę wytwórczą poniesionych od dnia 1 stycznia 2005 r. przekroczy 100% wartości księgowej netto tej jednostki na dzień 1 stycznia 2005 r. dla jednostek wytwórczych należących do wytwórcy (odpowiednio do art. 33 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej).

Jako środki otrzymane na pokrycie kosztów osieroconych należy wykazać należne zaliczki na pokrycie tych kosztów, które były wypłacone za dany kwartał sprawozdawczy niezależnie od terminu, w którym faktycznie zostały wypłacone.

Dział 11. Wynik finansowy na ciepło, w tys. zł

W dziale tym należy wykazać rachunek wyników na ciepło z wyodrębnieniem działalności wytwórczej.

Jeżeli przedsiębiorstwo prowadzi wyłącznie działalność wytwórczą, **posiada koncesję tylko na wytwarzanie ciepła**, przychody z tej działalności będą stanowić należne od odbiorców:

- 1) opłaty za zamówioną moc cieplną,
- 2) opłaty za ciepło,
- 3) opłaty za nośnik ciepła dostarczony w celu napelnienia oraz uzupełnienia ubytków nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej i instalacjach odbiorców.

Jeżeli przedsiębiorstwo wytwarza i dostarcza odbiorcom ciepło za pośrednictwem własnej sieci cieplnej, **posiada koncesję na wytwarzanie i dystrybucję ciepła**, wówczas w kolumnie 1 należy uwzględnić następujące działalności:

- 1) wytwarzanie,
- 2) przesył i dystrybucję ciepła.

Przychody z działalności przesyłowej i dystrybucyjnej są to opłaty za usługi przesyłowe oraz opłaty abonamentowe.

Koszty działalności przesyłowej są to koszty własne wg miejsc powstawania oraz koszty ciepła zużytego na potrzeby własne sieci cieplnej (straty ciepła w sieci).

Kosztem zmiennym działalności przesyłowej i dystrybucyjnej jest koszt ciepła zużytego na potrzeby sieci cieplnej (straty w sieci cieplnej).

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi dystrybucję ciepła zakupionego od innych przedsiębiorstw własną siecią cieplną, część ciepła wytwarza we własnych obiektach wytwórczych oraz prowadzi obrót ciepła, **posiada koncesje na wytwarzanie, przesył i dystrybucję oraz obrót ciepłem**, wówczas w kolumnie 1 uwzględnia trzy działalności: wytwarzanie ciepła, przesył i dystrybucję ciepła, obrót ciepłem.

Przychody z działalności obrotowej będą to należne od odbiorców opłaty za moc i ciepło oraz nośnik ciepła – zakupione z zewnątrz, powiększone opłaty za obsługę odbiorców, którym dostarczane jest ciepło zakupione.

Koszty działalności obrotowej składać się będą z:

- kosztu zmiennego, którym będzie wartość mocy, ciepła i nośnika zakupionego do odsprzedaży,
- kosztu stałego, którym będą koszty własnej działalności „obrot” w układzie kalkulacyjnym.

Dział 12. Zobowiązania wynikające z działalności energetycznej, w tys. zł

W dziale tym należy wykazywać poziom zobowiązania wynikającego z działalności operacyjnej i inwestycyjnej w odniesieniu do energii elektrycznej i ciepła.

Należy wykazywać stan zobowiązania na koniec okresu sprawozdawczego.

Dział 13. Stan środków trwałych według Klasyfikacji Środków Trwałych oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł

Należy podać wartość ewidencyjną (brutto) oraz wartość netto środków trwałych według obowiązującej klasyfikacji GUS.

Podział środków trwałych na produkcję energii elektrycznej i ciepłej należy podawać według następujących zasad:

- a) wydzielić środki trwałe związane bezpośrednio z produkcją energii elektrycznej lub ciepłej,
- b) środki trwałe wspólne podzielić kluczem przyjętym do podziału kosztów stałych.

Kolumny 1 i 3 - wartość ewidencyjna (brutto) jest to wartość według cen zakupu z uwzględnieniem aktualizacji wyceny środków trwałych.

Kolumny 2 i 4 - wartość netto jest to wartość ewidencyjna pomniejszona o umorzenie.

W wierszu 14 należy wykazać wartość nakładów na budowę lub (i) wartość zakupu środków trwałych (w tym także niewymagających montażu lub instalacji) wraz z kosztami ponoszonymi przy ich nabyciu, wartość nakładów na wytworzenie środków trwałych we własnym zakresie, koszty dostosowania środka trwałego do użytkowania, koszty montażu, wartość nakładów na ulepszenie istniejących środków trwałych, w tym również na ulepszenie obcych środków trwałych oraz pełną wartość nakładów na środki trwałe nabyte na mocy umowy o leasing. Wielkość poniesionych nakładów inwestycyjnych należy podzielić według następujących kryteriów klasyfikacyjnych:

- inwestycje odtworzeniowe – polegające na zastępowaniu zużytych lub przestarzałych urządzeń nowymi w celu zapobieżenia procesowi starzenia się majątku,
- inwestycje rozwojowe – mające na celu zwiększenie potencjału produkcyjnego w znaczeniu wydajności parku maszynowego lub służące wdrażaniu do produkcji nowych wyrobów, lepiej zaspokajających istniejące potrzeby potencjalnych nabywców,
- inwestycje pozostałe.

Wielkości dotyczące nakładów na środki trwałe należy wykazywać zgodnie z zasadami stosownymi przy wypełnianiu analogicznych pozycji Sprawozdania o przychodach, kosztach i wyniku finansowym oraz o nakładach na środki trwałe, o symbolu F-01/I-01.

Dział 14. Łączny wynik na działalności energetycznej (energia elektryczna i ciepło), w tys. zł

Dział ten obejmuje rachunek wyników na całej działalności związanej z wytwarzaniem, dystrybucją i obrotem energią elektryczną i ciepłem prowadzonej w ramach jednostki sprawozdawczej.

W wierszu 01 należy uwzględnić również przychody ze sprzedaży praw majątkowych, z tytułu pokrycia ujemnego salda, premii kogeneracyjnej, premii kogeneracyjnej indywidualnej, premii gwarantowanej czy premii gwarantowanej indywidualnej oraz kwot różnicy ceny.

W wierszu 08 należy wykazać pozostałe przychody operacyjne oraz zyski nadzwyczajne związane z działalnością w zakresie wytwarzania oraz, o ile są prowadzone, dystrybucji i obrotu energią elektryczną i ciepłem.

W szczególności (obok zysków nadzwyczajnych) sumę następujących pozycji pozostałych przychodów operacyjnych:

- otrzymane odszkodowania i kary umowne,
- odpisane przedawnione lub umorzone zobowiązania, z wyjątkiem zobowiązań bezwarunkowo umorzonych w wyniku postępowania naprawczego lub układowego, które zwiększają kapitał własny,
- zmniejszenie odpisów aktualizujących należności z działalności operacyjnej,
- sprzedaż uprawnień do emisji CO₂ (**wiersz 09**).

Koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ (**wiersz 11**) należy zaliczyć do pozostałych kosztów.

Wiersz 13 – pozycja ta obejmuje przychody finansowe związane z wytwarzaniem, obrotem i dystrybucją energii elektrycznej i ciepła:

- odsetki od środków pieniężnych uzyskiwanych w działalności związanej z wytwarzaniem i ewentualnie z obrotem i dystrybucją energii elektrycznej i ciepła,
- odsetki od przeterminowanych należności.

Dział 15. Sprzedaż ciepła z własnej produkcji

W Dziale należy wykazać sprzedaż ciepła z własnej produkcji.

Jeżeli jednostka sprawozdawcza posiada koncesję tylko na wytwarzanie ciepła, wówczas sprzedaż ciepła należy wykazywać w kolumnach „do przedsiębiorstw dystrybucyjnych”.

Jeżeli jednostka sprawozdawcza posiada również koncesje na przesył i dystrybucję ciepła i dostarcza ciepło do odbiorców własną siecią, sprzedaż ciepła należy wykazywać w kolumnach „z własnej sieci ciepłowniczej”.

Może wystąpić również przypadek dostawy ciepła zarówno do przedsiębiorstw dystrybucyjnych, jak również dla odbiorców z własnej sieci ciepłowniczej.

Uwaga! W Dziale nie należy wykazywać ciepła zużytego na terenie elektrowni rozliczanego według jego kosztu wytworzenia.

Moc zamówioną należy wykazywać jako wielkość średnioroczną dla okresu sprawozdawczego.

Sprzedaż ciepła należy wykazywać w podziale na grupy odbiorców w zależności od rodzaju nośnika ciepła:

- woda grzewcza - ciepło w wodzie grzewczej i użytkowej (ciepło na cele centralnego ogrzewania i ciepłej wody),
- ciepło w wodzie technologicznej – na potrzeby gospodarcze,
- ciepło w parze technologicznej – na potrzeby gospodarcze.

Jeżeli ciepło jest sprzedawane do przedsiębiorstw dystrybucyjnych, przychody za ciepło będą składać się z opłat:

- za moc zamówioną,
- za dostarczone ciepło,
- za sprzedaż nośnika.

Jeżeli nośnikiem ciepła jest woda, ilość nośnika jest wykazywana w m³, natomiast ilość pary jest liczona w tonach (t).

Jeżeli elektrownia lub elektrociepłownia dostarcza ciepło własną siecią ciepłowniczą, przychody za ciepło będą zawierały dodatkowo:

- opłaty za przesył,
- opłatę abonamentową.

Dział 16. Liczba umów oraz liczba odbiorców końcowych

W dziale należy wykazać liczbę umów kompleksowych zawartych zgodnie z art. 5 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz.833, z późn. zm.) (**wiersz 01 i 02**), oraz liczbę umów sprzedaży zawartych zgodnie z art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (**wiersz 03**).

W kolumnach 3–5 należy wykazać liczbę odbiorców końcowych, do których realizowana jest sprzedaż energii elektrycznej wykazywana w Działach 6 i 7.