

MINISTERSTWO GOSPODARKI I PRACY pl. Trzech Krzyży 3/5, 00 - 507 Warszawa		
Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej	G - 10.2 Sprawozdanie o działalności podstawowej elektrowni ciepłej zawodowej	Agencja Rynku Energii S.A. 00 - 950 Warszawa 1, skr. poczt. 143
Numer identyfikacyjny - REGON		za 2004 r.
		Przekazać / wysłać w terminie do 31 marca

Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni - stan na koniec roku

Wyszczególnienie		Ilość	Do wykorzystania przez jednostki sprawozdawcze
1		1	2
Wydajność kotłów energetycznych (t / h)	zainstalowana	01	
	osiągalna	02	
Moc kotłów energetycznych (MW)	osiągalna	03	
Moc kotłów ciepłowniczych (MW)	zainstalowana	04	
	osiągalna	05	
Moc osiągalna ciepła ogółem (MW)		06	
Moc osiągalna ciepła w skojarzeniu (MW)		07	
Moc elektryczna turbozespołów (MW)	zainstalowana	08	
	osiągalna	09	
Moc osiągalna elektrowni (MW)	brutto	10	
	netto	11	
Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej (MW)		12	
Moc ciepła przy osiągalnej mocy elektrycznej (MW)		13	
Moc ciepła zamówiona (MW)		14	

Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni - zmiany mocy zainstalowanej lub osiągalnej (cd.)

Wyszczególnienie		Moc elektryczna (MW)			Moc ciepła osiągalna (MW)
		zainstalowana	osiągalna		
0			1	brutto	netto
Stan na początek roku		15			
Przyczyna zmiany (+) przyrost, (-) ubytek	I	16			
	K	17			
	L	18			
	M	19			
	O	20			

Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne - kotły energetyczne

Wyszczególnienie				Jedn. miary	Ilość			
					w jedn. miary	w GJ		
0					1	2		
Zużycie paliw w kotłach energetycznych	Kod i nazwa paliwa	60	węgiel kamienny do celów energetycznych	01	t			
		03	węgiel brunatny	02				
		96	olej opałowy lekki	03				
		99	olej opałowy ciężki wysokosiarkowy	04				
		98	olej opałowy ciężki niskosiarkowy	05				
		64	olej napędowy do szybkoobrotowych silników z zapłonem samoczynnym (paliwo dieslowe)	06				
		10	olej napędowy do silników średnio i wolnoobrotowych z zapłonem samoczynnym (paliwo żeglugowe)	07				
		13	gaz ziemny wysokometanowy	08	tys.m ³			
		14	gaz ziemny zaazotowany	09				
		16	gaz koksowniczy	10				
		19	gaz wielkopiecowy	11				
		12	gaz ciekły	12	t			
		15	gaz ziemny z odmetanowania pokładów węgla	13	tys.m ³			
		79	paliwa odpadowe gazowe	14	GJ	X		
		25	gaz gnilny z wysypisk odpadów	15		X		
		26	gaz gnilny z oczyszczalni ścieków	16		X		
		27	gaz gnilny pozostały	17		X		
		33	paliwa stałe z biomasy	18		X		
		36	paliwa ciekłe z biomasy	19		X		
		34	odpady przemysłowe stałe i ciekłe	20		X		
		35	odpady komunalne	21		X		
		95	drewno opałowe	22		t	X	
		23	ciepło w parze i gorącej wodzie (z zewnątrz)	23			X	
		23	ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania	24		X		
		Razem energia chemiczna (w.01+...+23)			25	GJ	X	
		z tego: na produkcję energii elektrycznej			26		X	
		w tym: w skojarzeniu			27		X	
		na produkcję ciepła			28		X	
		w tym: w skojarzeniu			29		X	

Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne - turbiny gazowe i agregaty silnikowe (cd.)

Wyszczególnienie				Jedn. miary	Ilość				
					w jedn. miary	w GJ			
0					1	2			
Zużycie paliw przez turbiny gazowe oraz silniki wewnętrznego spalania	Kod i nazwa paliwa	64	olej napędowy do silników z zapłonem samoczynnym (paliwo dieslowe)	30	t				
		10	olej napędowy do silników średnio i wolnoobrotowych z zapłonem samoczynnym (paliwo żeglugowe)	31					
		13	gaz ziemny wysokometanowy	32		tys.m ³			
		14	gaz ziemny zaazotowany	33					
		16	gaz koksowniczy	34					
		19	gaz wielkopieczowy	35					
				12	gaz ciekły	36	t		
				15	gaz ziemny z odmetanowania pokładów węgla	37	tys.m ³		
				79	paliwa odpadowe gazowe	38	GJ	X	
				25	gaz gnilny z wysypisk odpadów	39		X	
				26	gaz gnilny z oczyszczalni ścieków	40		X	
				27	gaz gnilny pozostały	41		X	
				Razem energia chemiczna (w.30+...+41)		42		X	
				z tego: na produkcję energii elektrycznej		43	X		
		na produkcję ciepła		44	X				

Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne - kotły ciepłownicze (cd.)

Wyszczególnienie				Jedn. miary	Ilość				
					w jedn. miary	w GJ			
0					1	2			
Zużycie paliw w kotłach ciepłowniczych	Kod i nazwa paliwa	60	węgiel kamienny do celów energetycznych	45	t				
		03	węgiel brunatny	46					
		96	olej opałowy lekki	47					
		99	olej opałowy ciężki wysokosiarkowy	48					
		98	olej opałowy ciężki niskosiarkowy	49					
		64	olej napędowy do szybkoobrotowych silników z zapłonem samoczynnym (paliwo dieslowe)	50					
				10	olej napędowy do silników średnio i wolnoobrotowych z zapłonem samoczynnym (paliwo żeglugowe)	51	tys.m ³		
				13	gaz ziemny wysokometanowy	52			
				14	gaz ziemny zaazotowany	53			
				16	gaz koksowniczy	54	t		
				19	gaz wielkopieczowy	55			
				12	gaz ciekły	56	tys.m ³		
				15	gaz ziemny z odmetanowania pokładów węgla	57			
				79	paliwa odpadowe gazowe	58	GJ	X	
				25	gaz gnilny z wysypisk odpadów	59		X	
				26	gaz gnilny z oczyszczalni ścieków	60		X	
				27	gaz gnilny pozostały	61		X	
				33	paliwa pozostałe z biomasy	62		X	
				36	paliwa ciekłe z biomasy	63		X	
				34	odpady przemysłowe stałe i ciekłe	64		X	
				35	odpady komunalne	65	X		
				95	drewno opałowe	66	t	X	
				23	ciepło w parze i gorącej wodzie (z zewnątrz)	67	GJ	X	
		23	ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania	68	X				
		Razem energia chemiczna (w.45+...+67)		69	X				

Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne (cd.)

Wyszczególnienie			Jedn. miary	Ilość
0				1
Energia elektryczna	Produkcja brutto		70	MWh
	w tym:	w skojarzeniu	71	
		w tym: w pełnym skojarzeniu	72	
		w tym z wiersza 71 turbiny gazowe i silniki wewnętrzznego spalania	73	
		produkcja z biopaliw	74	
		Zużycie na produkcję energii elektrycznej	75	
	Zużycie na produkcję ciepła		76	
	Zużycie na inne cele		77	
	Zakup na potrzeby elektrowni		78	
	w tym: na produkcję ciepła		79	
	na produkcję energii elektrycznej		80	
	Energia wprowadzona do sieci		81	
	w tym:	400 i 220kV	82	
		110kV	83	
		SN	84	
Obniżenie produkcji		85		
Ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach energetycznych			86	GJ
z tego:	na produkcję energii elektrycznej	87		
	na produkcję ciepła	88		
	na produkcję innych rodzajów energii	89		
Ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach ciepłowniczych			90	
Produkcja ciepła netto	w skojarzeniu		91	
	bez skojarzenia z kotłów energetycznych		92	
	z kotłów ciepłowniczych		93	
	Razem (w. 92 + 93 + 94)		94	
Produkcja innych rodzajów energii			95	MWh
Zatrudnienie			96	osoby
Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, ciepło i inne rodzaje energii – elektrownia / elektrociepłownia			97	%
Wskaźniki techniczno-ekonomiczne	energia paliwa na 1 kWh energii elektrycznej brutto		98	kJ/kWh
	w tym: w skojarzeniu		99	
	energia paliwa na 1 GJ energii cieplnej		100	MJ/GJ
	wskaźnik zużycia własnego na produkcję energii elektrycznej		101	kJ/kWh

Dział 3. Dostawy paliwa

Wyszczególnienie		Jedn. miary	Podstawowe					Pozostałe	
			węgiel kamienny	węgiel brunatny	gaz ziemny	gaz koksowniczy	paliwa ciekłe		biopaliwa
0			1	2	3	4	5	6	7
Z kraju	ilość	01	t/tys.m ³						
	średnia wartość opałowa	02	kJ/kg						
	energia chemiczna	03	GJ						
	wartość paliwa zakupionego	04	tys. zł						
Z importu	ilość	05	t/tys.m ³						
	średnia wartość opałowa	06	kJ/kg						
	energia chemiczna	07	GJ						
	wartość paliwa zakupionego	08	tys. zł						

Dział 4. Bloki energetyczne, ciepłownicze i turbozespoły

Wyszczególnienie		Jedn. miary	Blok/turbozespół			
0			1	2	3	4
Numer bloku / turbozespołu		01				
Rodzaj bloku / turbozespołu		02				
Moc zainstalowana		03				
Moc osiągalna bloku (turbozespołu)	stan na koniec roku	elektryczna brutto	04	MW		
		elektryczna netto	05			
		cieplna	06			
Produkcja energii elektrycznej brutto	ogółem		07	MWh		
	w tym: w skojarzeniu		08			
	produkcja z biopaliw		09			
Zużycie własne na produkcję energii elektrycznej		10				
Produkcja ciepła		11	GJ			
w tym: w skojarzeniu		12				
Produkcja innych rodzajów energii		13	MWh			
Czas pracy bloku (turbozespołu)		14	h			
Godziny postoju z tytułu	remontów	15				
	awarii	16				
	rezerwy	17				
Energia chemiczna paliwa ogółem		18	GJ			
w tym: na produkcję energii elektrycznej		19				
Sprawność przemiany		20	%			

Dział 4. Bloki energetyczne, ciepłownicze i turbozespoły (cd.)

	Jedn. miary	Blok/turbozespół								
		0	5	6	7	8	9	10	11	12
01										
02										
03										
04	MW									
05										
06										
07	MWh									
08										
09										
10										
11	GJ									
12										
13	MWh									
14	h									
15										
16										
17										
18	GJ									
19										
20	%									

Dział 5. Sprzedaż ciepła z własnej produkcji

Wyszczególnienie	Jedn. 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	02	GJ						
Sprzedaż nośnika	03	m ³ lub t						
Oplaty za moc zamówioną	04	tys. zł						
Oplaty za ciepło	05							
Oplaty za sprzedaż nośnika	06							
Oплата zmienna za przesył	07		X	X	X			
Oплата stała za przesył	08		X	X	X			
Oплата abonamentowa	09							

Dział 6. Stan środków trwałych w układzie rodzajowym, w tys. zł

Symbol grupy	Nazwa grupy		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				
9	Ogółem (w. 01 + 02 + 03 + 05 + 08 do 12)	13				

Dział 7. Emisja pyłów i gazów

Wyszczególnienie		Jedn. miary	Grupa emitorów				
0			1	2	3	4	5
Numer emitora		01					
Węgiel	zużycie	02	t				
	średnia zawartość popiołu	03	%				
	średnia zawartość siarki	04					
	średnia wartość opałowa	05	kJ / kg				
	średnia zawartość kadmu	06					
	średnia zawartość ołowiu	07	ppm				
	średnia zawartość rtęci	08					
Paliwa ciekłe	zużycie	09	t				
	średnia wartość opałowa	10	kJ / kg				
	średnia zawartość siarki	11		%			
Paliwa gazowe	zużycie	12	tys m ³				
	średnia wartość opałowa	13	kJ / m ³				
Inne paliwa	zużycie	14	GJ				
	średnia wartość opałowa	15					
Średnia zawartość części palnych	w popiele lotnym uchwyconym	16	%				
	w żużlu	17					

Dział 7. Emisja pyłów i gazów (dok.)

Wyszczególnienie		Jedn. miary	Grupa emitorów				
0			1	2	3	4	5
Średnia zawartość CO ₂ w spalinach	18	%					
Udział popiołu lotnego w odpadach	19						
Suma czasu pracy kotłów w grupie emitorów	20	h					
Dyspozycyjność urządzeń odpylających	21	%					
Osiągalna skuteczność urządzeń odpylających	22						
Mechaniczna skuteczność odpylania elektrofiltrów	23						
Procent siarki przechodzącej w SO ₂	24						
Emisja	pyłu	25	t				
	SO ₂	26					
	NO ₂	27					
	CO	28					
	CO ₂	29					
	kadmu	30	kg				
	ołowiu	31					
	rtęci	32					
Liczba urządzeń odpylających	E1	33	szt.				
	E2	34					
	E3	35					
	E4	36					
	E5	37					
	E6	38					
	E7	39					
	E8	40					
	MC	41					
	C	42					
	FT	43					
	In	44					

Dział 7. Emisja pyłów i gazów (cd.)

Wyszczególnienie			Jedn. miary	Grupa emitorów						
0				1	2	3	4	5		
Ilość wyemitowanych spalin w warunkach rzeczywistych			45	mln m ³						
Ilość wyemitowanych suchych spalin w warunkach normalnych			46	mln Nm ³						
Wskaźniki zastosowane do obliczeń emisji	pył		47	g/ GJ						
	SO ₂		48							
	NO ₂		49							
	CO		50							
	CO ₂ (podać jednostki)		51							
Najwyższe stężenie	najwyższe średnie stężenie dla miesiąca / najwyższy wynik pomiarów okresowych	SO ₂	52	mg/ m ³						
		NO _x	53							
		pyłu	54							
		CO	55							
	najwyższe 48 -godzinne stężenie	SO ₂	56							
		NO _x	57							
		pyłu	58							
	najwyższe stężenie CO		59							
	liczba godzin przekroczenia dopuszczalnego stężenia SO ₂		60		h					
	najwyższe stężenie SO ₂ w okresie przekroczeń		61							
Wskaźniki emisji dopuszczalnej (z rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 18 września 2003 roku w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. 2003 r. Nr 163, poz. 1584))			pył	62	mg/ m ³					
			SO ₂	63						
			NO ₂	64						
Instalacja odsiarczania	M (mokra)	ilość instalacji	65	szt.						
		nr bloku / typ kotła	66							
	PS (półsucha)	ilość instalacji	67	szt.						
		nr bloku / typ kotła	68							
	S (sucha)	ilość instalacji	69	szt.						
		nr bloku / typ kotła	70							
	F (kocioł fluidalny)	ilość instalacji	71	szt.						
		nr bloku / typ kotła	72							
	skuteczność instalacji		73	%						
	wielkość zredukowanej emisji SO ₂		74	t						

Dział 7. Emisja pyłów i gazów (cd.)

Wyszczególnienie			Jedn. miary	Grupa emitorów					
0				1	2	3	4	5	
Instalacja redukcji NO _x	palniki niskoemisyjne	ilość instalacji	75	szt.					
		nr bloku / typ kotła	76						
	modyfikacja układu spalania	ilość instalacji	77	szt.					
		nr bloku / typ kotła	78						
	kocioł / palenisko fluidalne	ilość instalacji	79	szt.					
		nr bloku / typ kotła	80						
	wir niskotemperaturowy	ilość instalacji	81	szt.					
		nr bloku / typ kotła	82						
	metoda radiacyjna	ilość instalacji	83	szt.					
		nr bloku / typ kotła	84						
	spalanie gazu	ilość instalacji	85	szt.					
		nr bloku / typ kotła	86						
	spalanie oleju	ilość instalacji	87	szt.					
		nr bloku / typ kotła	88						
skuteczność instalacji		89	%						
redukcja emisji NO _x		90	t						
Liczba modernizacji urządzeń odpylających	wymiana elektrofiltru		91	szt.					
	instalacja lub modernizacja cyklonów / multicyklonów		92						
	instalacja filtrów tkaninowych		93						
	kondycjonowanie spalin		94						
	spalanie gazu		95						
	spalanie oleju		96						
Charakterystyka emitora	ilość		97	szt.					
	rodzaj kotła		98						
	ilość		99	szt.					
	rodzaj kotła		100						
	ilość		101	szt.					
	rodzaj kotła		102						
	ilość		103	szt.					
	rodzaj kotła		104						
	ilość		105	szt.					
	rodzaj kotła		106						

Dział 8. Pobór i wykorzystanie wód, w tys. m³

Pobór wód		Otwarte układy chłodzenia	Zamknięte układy chłodzenia	Inne cele przemysłowo-technologiczne	Cele bytowo-komunalne	Inne cele	Sprzedaż wód	Straty
0		1	2	3	4	5	6	7
Z ujęć własnych	podziemnych	01						
	powierzchniowych	02						
Inne źródła		03						
Zakup		04						

Dział 9. Ścieki, w tys. m³

Ścieki		Przemysłowo-technologiczne	Bytowo-komunalne	Z innych źródeł
0		1	2	3
Ścieki wytworzone (w. 02 + 03 + 04)		01		
oczyszczone		02		
nieoczyszczone	wody podgrzane z otwartych układów chłodzenia	03		
	pozostałe	04		
z poz.1 w tym odprowadzone do	wód powierzchniowych	05		
	kanalizacji miejskiej, przemysłowej	06		

Dział 10. Opłaty i kary za korzystanie ze środowiska, 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 ₂	03			inne	10		
		innych	04				11		
	korzystanie z wód		05		Razem opłaty i kary (w. 01 do 11)		12		
	odprowadzanie ścieków		06						
	składanie odpadów		07						

Dział 11. Wykorzystanie odpadów, w tys. t

Wyszczególnienie	Ilość niewykorzystana z lat poprzednich	Ilość uchwycona	Wykorzystanie przemysłowe				
			materiały budowlane	ilość uchwycona	budowa dróg	górnictwo	inne
0	1	2	3	4	5	6	7
Popiół	01						
Żużel	02						
Gips	03						

Dział 12. Koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów, w tys. zł

Wyszczególnienie	Kwota
0	1
Gospodarki wodnej	01
Gospodarki ściekowej	02
Urządzeń odpylania	03
Urządzeń odsiarczania	04
Urządzeń odpopielania	05
Koszty składowania odpadów	06

Dział 13. Sprzedaż energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych

Wyszczególnienie						Ilość (MWh)	Wartość (tys. zł)		
0						1	2		
Produkt, usługa	Energia elektryczna	Kierunek sprzedaży	Kontrakty bezpośrednie	PSE	01				
				w tym: kontrakty długoterminowe	02				
				w tym: kontrakty eksportowe	03				
				Spółki dystrybucyjne	04				
					05				
				Odbiorcy finalni	korzystający z zasady TPA	na wysokim napięciu	06		
						na średnim napięciu	07		
						na niskim napięciu	08		
					pozostali odbiorcy	na wysokim napięciu	09		
						na średnim napięciu	10		
						na niskim napięciu	11		
				Przedsiębiorstwa obrotu	12				
				Gielda	13				
				Rynek bilansujący	14				
	Razem (01 + 04 do 14)						15		
Regulacyjne usługi systemowe	rezerwy mocy	operacyjne	sekundowa i minutowa	16					
			godzinowa	17					
			odtworzeniowa	18					
		trwała	19						
	w tym: sprzedawane w ramach KDT						20		
	pozostałe usługi systemowe						21	X	
	w tym: sprzedawane w ramach KDT						22	X	
Razem przychody (energia elektryczna +RUS)						23	X		
w tym:	energia elektryczna z pełnego skojarzenia				24				
	energia elektryczna ze źródeł odnawialnych				25				
	w tym:	z produkcji własnej			26				
		sprzedaż odbiorcom finalnym			27				
	energia kupowana na rynku bilansującym				28				

Dział 14. Obrót energią elektryczną

Wyszczególnienie						Ilość (MWh)	Wartość (tys. zł)
0						1	2
Zakup energii elektrycznej	na rynku bilansującym				01		
	na giełdzie				02		
	od pozostałych dostawców				03		
	Razem (w. 01+ 02 + 03)				04		
	w tym:	energia elektryczna ze źródeł odnawialnych			05		
						06	
Sprzedaż energii elektrycznej	na rynku bilansującym				07		
	na giełdzie				08		
	odbiorcy finalni	WN + NN			09		
		SN			10		
		nN			11		
	w tym: energia elektryczna ze źródeł odnawialnych				12		
	pozostali odbiorcy				13		
Saldo obrotu (w. 04 - 07 - 08 - 09 - 10 - 11 - 13)						14	

Dział 15. Wynik finansowy na energii elektrycznej według rodzajów działalności, w tys. zł

Wyszczególnienie		Wytwarzanie energii elektrycznej, regulacyjne usługi systemowe	Dystrybucja energii elektrycznej	Obrót energią elektryczną	Razem energia elektryczna
0		1	2	3	4
Przychody ze sprzedaży	01				
Koszty działalności własnej	02				
Koszty zakupu energii do odsprzedaży	03				
Koszty sprzedaży	04				
w tym: podatek akcyzowy	05		x	x	
	06				
Koszty zarządu	07				
Razem koszty uzyskania przychodów (w. 02 + 03 + 04 + 07)	08				
Wynik na sprzedaży (w. 01 - 08)	09				
Pozostałe koszty	10				
Koszty finansowe	11				

Dział 16. Koszty w układzie kalkulacyjnym, w tys. zł

Wyszczególnienie		Wytwarzanie energii elektrycznej i rezerwa mocy	Pozostałe regulacyjne usługi systemowe	Wytwarzanie ciepła	Uzdatnianie nośnika ciepła
0		1	2	3	4
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		
Koszty podgrzewania nośnika ciepła	12	X	X	X	
Koszty stałe (w. 14 + 16 + 18 + 20 + 21)	13				
Materiały	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 17. Wynik finansowy na działalności objętej kontraktem długoterminowym towarowym lub finansowym, w tys. zł¹⁾

Wyszczególnienie		Wartość	Wyszczególnienie		Wartość
0		1	0		1
Przychody ogółem (w. 02 do 04)	01		Koszty sprzedaży	08	
w tym: sprzedaż energii elektrycznej	02		Koszty zarządu	09	
rezerwy mocy	03		Razem koszty uzyskania przychodów (w. 05 do 09)	10	
pozostałych regulacyjnych usług systemowych	04		Wynik na działalności (w. 01 – 10)	11	
Koszty zmienne wytwarzania	05		Pozostałe koszty	12	
Koszty stałe wytwarzania	06		Koszty finansowe	13	
Koszty energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym	07		*) <i>Patrz objaśnienia!</i>		

Dział 18. Wynik finansowy na ciepło według rodzajów działalności, w tys. zł

Wyszczególnienie		Działalność wytwórcza		Działalność dystrybucyjna		Obrót ciepłem	Razem
		wytwarzanie ciepła	nośnik ciepła	przesyłanie i dystrybucja	obsługa handlowa odbiorców		
0		1	2	3	4	5	6
Przychody ze sprzedaży	01						
Koszty działalności własnej	02						
Koszty ciepła zakupionego	03	x	x				
Koszty sprzedaży	04						
Koszty zarządu	05						
Razem koszty uzyskania przychodów (w. 02 + 03 + 04 + 05)	06						
w tym: koszty K _{CS} ¹⁾	07		x	x	x	x	
Wynik na sprzedaży (w. 01- 06)	08						
Pozostałe koszty	09						
Koszty finansowe	10						
Zakup ciepła przeznaczonego do obrotu [GJ]	11	x	x	x	x		

* *patrz objaśnienia!***Dział 19. Zobowiązania wynikające z działalności energetycznej, w tys. zł**

Wyszczególnienie		Energia elektryczna	Ciepło
0		1	2
Długoterminowe	01		
z tego: kredyty bankowe	02		
w tym: środki trwałe w budowie zabezpieczone kontraktami długoterminowymi	03		
pozostałe	04		
w tym: środki trwałe w budowie zabezpieczone kontraktami długoterminowymi	05		
Krótkoterminowe	06		

Dział 20. 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 do odsprzedaży	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	
Pozostałe koszty	09	
Wynik z uwzględnieniem pozostałych przychodów i kosztów (w. 07 + 08 – 09)	10	
Przychody finansowe	11	
w tym: odsetki od przeterminowanych należności	12	
Koszty finansowe	13	
Wynik z uwzględnieniem przychodów i kosztów finansowych (w. 10 + 11 – 13)	14	

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 przeczytać objaśnienia!

Nazwisko, imię i telefon osoby,
która sporządziła sprawozdanie

Pieczętka imienna i podpis osoby
działającej w imieniu sprawozdawcy

(miejscowość i data)

OBJAŚNIENIA DO FORMULARZA G - 10.2 / za 2004 rok

Do sporządzania sprawozdania są zobowiązane poszczególne elektrownie ciepłone i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni, zaklasyfikowane według PKD do grupy 40.1 oraz do grupy 40.3 wybrane metodą doboru celowego.

Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni

Wiersze 16- 20 - 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.

Wiersze 01 - 24 - 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 :

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

gdzie :

B[t] - ilość zużytego paliwa,

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

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

Podziału energii chemicznej paliw na produkcję energii elektrycznej i ciepłej należy dokonywać wg metody fizycznej opisanej w Polskiej Normie PN-93/M-35500.

Wiersz 23 – ciepło w parze i gorącej wodzie (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 24 – 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 ciepłne, w których czynnikiem roboczym jest gorące powietrze, spaliny lub inne gorące gazy (np. hel).

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

Wiersze 30 - 44 - 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 45 - 69 - zasady wyliczania ilości paliw zużytych w kotłach ciepłowniczych oraz energii chemicznej zawartej w paliwie są analogiczne, jak omówione w punkcie poprzednim.

Wiersze 70 - 85 - dotyczą wytworzonej energii elektrycznej.

Produkcja brutto jest to energia elektryczna wytworzona przez generatory elektrowni i pomierzona na zaciskach tych generatorów.

W wierszu 73 należy podać produkcję energii elektrycznej turbin gazowych, agregatów napędzanych silnikami wewnętrznego spalania oraz w układzie kombinowanym.

Zużycie (własne) energii elektrycznej na potrzeby produkcji energii elektrycznej (w. 75), zużycie energii elektrycznej na produkcję ciepła (w. 76) oraz zużycie energii elektrycznej na inne cele (w. 77) obejmuje energię elektryczną zużyta z własnej produkcji.

Wiersz 85 – w wierszu tym należy podać obniżenie produkcji energii elektrycznej E_u , spowodowane poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom [w MWh], zgodnie z zapisem § 13 ust. 2 rozporządzenia taryfowego dla ciepła.

Wielkość ubytku produkcji energii elektrycznej należy określić na podstawie charakterystyki energetycznej typu ciepło-moc, odpowiadającej zależności funkcyjnej $Q = f(P)$ turbiny oraz wykonanego harmonogramu pracy jednostki wytwórczej w danym roku kalendarzowym.

Wiersze 86 - 95 – należy podać ilość ciepła przejętego przez parę i wodę w kotłach.

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

- ciepło na produkcję energii elektrycznej,
- ciepło na produkcję ciepła,
- ciepło na produkcję innych rodzajów energii.

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.

Przez produkcję ciepła netto rozumie się ilość ciepła przeznaczoną dla odbiorców na cele grzewcze i przemysłowe, łącznie z ciepłem zużywanym na te cele w przedsiębiorstwie, czyli do produkcji ciepła należy zaliczać również ciepło zużyte w przedsiębiorstwie na cele przemysłowe niezwiązane z produkcją energii elektrycznej i ciepła oraz na cele grzewcze pomieszczeń nieprodukcyjnych, tj. biura, stołówki, szkoły, przedszkola itp.

Produkcja ciepła w skojarzeniu jest to ciepło wytwarzane na parze wychodzącej z upustów i wylotów turbin parowych.

Produkcja ciepła bez skojarzenia z kotłów energetycznych jest to ciepło oddane na zewnątrz bezpośrednio z kotłów lub przez stacje redukcyjno-schładzające.

Produkcja ciepła z kotłów ciepłowniczych jest to ciepło przejęte przez parę i wodę paleniskowych i bezpiecznych (odzyskowych), 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.

Wiersz 95 - ciepło na produkcję innych rodzajów energii jest to ciepło przeznaczone na przykład na produkcję energii mechanicznej.

Wiersz 96 - należy podawać średnie miesięczne zatrudnienie w elektrowni.

Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, ciepło oraz inne rodzaje energii łącznie oblicza się według ogólnego wzoru:

$$\eta_b = [3,6 \times A_b + Q_{cm} + 3,6 \times Q_m] / Q_b \times 100 [\%]$$

gdzie :

A_b - produkcja brutto energii elektrycznej [MWh],

Q_{cm} - produkcja ciepła [GJ],

Q_m - produkcja innych rodzajów energii, np. mechanicznej [MWh],

Q_b - energia chemiczna paliw zużytych na produkcję energii elektrycznej i ciepła [GJ],

Wyliczenia sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, ciepło oraz inne rodzaje energii łącznie dla poszczególnych pozycji wymienionej w formularzu należy dokonać w następujący sposób.

Dla wiersza 97 – razem elektrownia / elektrociepłownia (z pominięciem kotłów wodnych) - sprawność przemiany energii chemicznej paliw w energię elektryczną, ciepło oraz inne rodzaje energii należy obliczyć wg wzoru:

$$\eta = [3,6 \times Dz2w70 + Dz2(w91 + w92) + 3,6 \times Dz2w95] / Dz2(w25 + w42) \times 100 [\%]$$

Dla jednostki wytwórczej obliczeń należy zatem dokonać wg ogólnego wzoru:

$$\eta_b = [3,6 \times Dz4w07 + Dz4w11 + 3,6 \times Dz4w13] / Dz4w18 \times 100 [\%]$$

Wiersze 98 – 101 - energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 kWh energii elektrycznej brutto (w. 98) oblicza się przez podzielenie energii chemicznej zużytej na produkcję energii elektrycznej przez produkcję energii elektrycznej brutto.

Energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 kWh energii elektrycznej w skojarzeniu (w. 99) oblicza się przez podzielenie energii chemicznej paliwa zużytej na produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu przez produkcję energii elektrycznej w skojarzeniu.

Energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 GJ energii cieplnej (w. 100) oblicza się przez podzielenie energii chemicznej paliwa zużytej na produkcję ciepła przez produkcję ciepła.

Wskaźnik zużycia własnego na produkcję energii elektrycznej (w. 101) należy obliczać w stosunku do energii elektrycznej brutto. Do zużycia własnego należy zaliczać również energię elektryczną zakupioną na produkcję energii elektrycznej wykazaną w wierszu 80. Wskaźnik należy wyliczać z dokładnością do 0,01% (dwa miejsca po przecinku).

Dział 3. Dostawy paliwa

Wiersz 04 i 08 – w wartości paliwa nie należy uwzględniać kosztów transportu.

Dział 4. Bloki energetyczne i turbozespoły

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 wg kodu paliwa podstawowego (wg wykazu zawartego w dziale 2), moc znamionową (zainstalowaną).

Moc osiągalna brutto bloków i/lub turbozespołów (suma w. 04) powinna być zgodna z wierszem 09 działu 1.

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

Zużycie własne na produkcję energii elektrycznej (w. 10) jest to zużycie przez urządzenia potrzeb własnych, które są niezbędne do eksploatacji danego bloku lub turbozespołu.

Wiersz 11 – do produkcji ciepła należy zaliczyć łączną produkcję ciepła w kotłach energetycznych, w podziale na produkcję ciepła w blokach ciepłowniczych bądź w turbozespołach. Musi zachodzić przy tym zależność:

$$\text{Dz.2 (w.91+w.92)} = \text{Dz.4 w.11 } \Sigma \text{ kol. (1-12)}$$

W przypadku potrzeb własnych dla kilku bloków lub turbozespołów, należy dokonać podziału wg 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 - należy podać dla każdego bloku energię paliwa zużyłą przez blok wyłącznie na produkcję energii elektrycznej.

Dział 5. Sprzedaż ciepła z własnej produkcji

W dziale 5 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 5 nie należy wykazywać ciepła zużytego na terenie elektrowni rozliczanego wg jego kosztu wytworzenia.

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.

Moc zamówioną należy wykazywać jako wielkość średnioroczną dla okresu sprawozdawczego.

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 6. Stan środków trwałych w układzie rodzajowym, w tys. zł

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

Podział środków trwałych na produkcję energii elektrycznej i ciepłej należy podawać wg 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 wg cen zakupu z uwzględnieniem aktualizacji wyceny środków trwałych.

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

Dział 7. Emisja pyłów i gazów

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.

Wiersze 02 - 08 - 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 wg zasad przyjętych w umowie z dostawcą dla ustalenia ceny węgla.

Wielkości powinny być obliczone jako średnie ważone za okres roczny, a zużycie (wiersz 02) zgodne z działem 2.

Wiersze 09 - 11 - 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 09) powinna być zgodna z całkowitym zużyciem paliw ciekłych wynikającym z działu 2.

Wiersze 12 i 13 - paliwa gazowe - należy podawać ilość zużytych paliw gazowych oraz średnią wartość opałową w kJ/m³ z dokładnością do 10 kJ.

Wiersze 14 i 15 – inne paliwa – należy wypełniać w przypadku zużycia innych paliw niż wyszczególnione (wiersze od 02 do 13).

Wiersze 16 i 17 - 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 18 - średnia zawartość CO₂ w spalinach - należy obliczać jako średnią ważoną wielkości wyników analiz wykonywanych na potrzeby określenia CO₂.

W przypadku pomiaru na analizatorach O₂, zawartość CO₂ w spalinach należy obliczyć wg następujących wzorów :

- dla węgla kamiennego : CO₂ (%) = 18,9 - O₂ (%),
- dla węgla brunatnego : CO₂ (%) = 19,1 - O₂ (%),

gdzie O₂ - zawartość tlenu.

Wiersz 19 - udział popiołu lotnego w odpadach - należy podać w % udziału popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych, ustalonych na podstawie pomiarów bilansowych kotła.

Wiersz 20 - suma czasu pracy kotłów w grupie - należy podać rzeczywisty czas pracy kotłów, który powinien wynikać z ewidencji czasów przestoju kotłów i bilansu czasu kalendarzowego.

Wiersz 21 - dyspozycyjność urządzeń odpylających - należy podać średnioroczną dyspozycyjność urządzeń odpylających emitora.

Wiersz 22 - 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 25)

X – udział popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych [%] (wiersz 19)

A_c – całkowita ilość odpadów paleniskowych.

Wiersz 23 - mechaniczną skuteczność odpylania elektrofiltra - określa się po wyłączeniu zespołu zasilającego.

Wiersz 24 - procent siarki przechodzącej w SO_2 - należy podać procentowy udział siarki zawartej w użytym paliwie, która przechodzi w SO_2 :

- dla węgla kamiennego :

98% - dla kotłów pyłowych z ciekłym odprowadzaniem żużla (dot. Ec. Zabrze),

96% - dla kotłów pyłowych ze statym odprowadzaniem żużla,

80% - dla kotłów rusztowych,

- dla węgla brunatnego :

85% - dla złoża turowskiego,

80% - dla złoża bełchatowskiego,

75% - dla złoża Konin z kop. Kazimierz i Józwin,

50% - dla złoża Konin z kop. Goławice i Pątnów,

lub wg indywidualnych pomiarów zatwierdzonych przez Urząd Wojewódzki.

Wiersze 25 – 32 - 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 26 czerwca 2003 r. – Dz.U. 2003 Nr 113, poz. 1075, załącznik nr 2).

Wiersz 25 - emisja pyłu może być obliczona z wzoru :

$$A_w = 0,9A \frac{X}{100} \times \frac{100 - n_{\text{śre}}}{100 - q_p}$$

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 19),

q_p - zawartość części palnych w uchwyconym popiele lotnym (wiersz 16),

$n_{\text{śre}}$ - 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 wyłączon. zespół. zasilającymi) - wiersz 23 :

- dla odpylaczy mechanicznych

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

Wiersz 26 - emisja SO_2 - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów lub obliczona z 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 SO_2 (wiersz 24).

Wiersz 27 - emisja NO_2 - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów

Wiersz 28 - 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),

a po przeliczeniu wg wzoru :

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

otrzymamy wskaźnik wyrażony w g/GJ,

- kotłów olejowych - 15 (g/GJ).

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

Wiersz 29 - emisja CO_2 - może być obliczana z wzoru :

$$E_{\text{CO}_2} = \frac{\sum(Q_B \times W_{\text{CO}_2} \times 0,99)}{1000}$$

gdzie :

- E_{CO_2} - emisja CO_2 z poszczególnych zużytych paliw lub kotłów (t),
- Q_B - energia chemiczna paliwa (GJ),
- w_{CO_2} - wskaźnik emisji CO_2 , który wynosi dla :

- kotłów parowych węgla kam.- 94,6 kg/GJ),
- kotłów wodnych węgla kam. -84,6 (kg/GJ),
- węgla brunatnego - 101,2 (kg/GJ),
- oleju opałowego - 77,4 (kg/GJ),
- oleju napędowego - 74,07(kg/GJ),
- paliw gazowych - 56,10 (kg/GJ),

0,99 – współczynnik dla węgla utlenionego w procesie spalania.

(Współczynniki podano na podstawie pracy T. Bełdowskiego i D. Laudyna „Badanie emisji CO₂ w aglomeracji warszawskiej”, *Energetyka* 4/93 oraz opracowania M. J. Grubba, Londyn 1989).

Wiersze 30 – 32 – emisja Cd, Pb, Hg – powinna być określana na podstawie wskaźników wynikających z pomiarów.

Wiersz 33 – 44 – liczba urządzeń odpylających - należy podać liczbę danego typu urządzeń wg następujących oznaczeń:

- E_n - elektrofiltr (n – liczba pól),
- np : 3 × E₂ - oznacza 3 elektrofiltry dwupolowe,
- Mc – multicyklon,
- C - cyklon lub bateria cyklonów,
- FT – filtr tkaninowy,
- In - inne urządzenia odpylające.

Wiersz 45 – ilość wyemitowanych spalin – należy podać całkowitą objętość wyemitowanych w ciągu roku gazów spalinowych.

Wiersz 46 – ilość wyemitowanych suchych spalin w warunkach normalnych – należy podać ilość suchych gazów odlotowych o temperaturze 273 K i ciśnienia 101.3 kPa, przy zawartości tlenu w gazach odlotowych ze spalania paliw stałych – 6%, paliw ciekłych i gazowych – 3%.

Wiersze 47 – 51 – wskaźniki zastosowane do obliczenia emisji – należy podać wartości wskaźników emisji (oszacowanych na podstawie obliczeń, zarządzeń, literatury), które zostały zastosowane do obliczenia rocznej emisji zanieczyszczeń.

Wiersze 52 – 55 – wskaźniki najwyższych stężeń substancji zanieczyszczających dla miesiąca lub wskaźniki najwyższych wyników pomiarów okresowych – jednostki, w których prowadzone są ciągłe pomiary stężeń substancji zanieczyszczających podają najwyższe średnie stężenie zanieczyszczeń dla miesiąca, obliczone zgodnie z § 12 ust. 1 pkt 3a rozporządzenia Ministerstwa Środowiska z dnia 4 sierpnia 2003 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. 2003 Nr 163, poz. 1584), inne jednostki wpisują najwyższe wyniki pomiarów okresowych.

Wiersze 56 – 59 – wskaźniki najwyższych stężeń substancji zanieczyszczających obliczone dla faktycznych godzin pracy źródła każdego dnia kalendarzowego, dla poprzednich dwóch dni kalendarzowych, zgodnie z § 12 ust. 1 pkt 3b rozporządzenia Ministerstwa Środowiska z dnia 4 sierpnia 2003 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. 2003 Nr 163, poz. 1584) - dziewięćdziesiąty siódmy percentyl dla SO₂ i pyłu oraz dziewięćdziesiąty piąty percentyl dla NO_x i CO - uwzględniając również § 15 ust. 4 niniejszego rozporządzenia. Wiersze wypełniane są tylko przez jednostki, w których prowadzone są ciągłe pomiary stężeń substancji zanieczyszczających.

Wiersze 60 – 61 – liczba godzin przekroczeń dopuszczalnego stężenia SO₂ i najwyższe stężenie tego zanieczyszczenia występujące w czasie przekroczeń. Wiersze wypełniają jednostki powiązane technologicznie z kopalniami węgla brunatnego, o których mowa w § 12 ust. 6 rozporządzenia Ministerstwa Środowiska z dnia 4 sierpnia 2003 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. 2003 Nr 163, poz. 1584).

Wiersze 62 – 64 wskaźniki emisji dopuszczalnej – należy podać wskaźniki wynikające z decyzji o dopuszczalnej emisji lub rozporządzenia Ministerstwa Środowiska z dnia 4 sierpnia 2003 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. 2003 Nr 163, poz. 1584).

Wiersze 65 - 72 – w odpowiednich wierszach należy podać ilość instalacji odsiarczania spalin wg rodzaju zastosowanej technologii oraz podać określenie bloku / kotła, na którym została zabudowana dana instalacja.

Wiersz 73 – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność odsiarczania spalin dla pracujących instalacji.

Wiersz 74 – 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 75 - 88 – 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 89 – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność instalacji redukcji tlenków azotu.

Wiersz 90 – redukcja emisji NO₂ – należy podać wielkość o jaką emisja tlenków azotu zmniejszyła się w skali roku sprawozdawczego w wyniku działania instalacji.

Wiersze 95 - 96 – modernizacje urządzeń odpylających – należy podać rodzaj modernizacji urządzeń odpylających.

Wiersze 97 - 106 – charakterystyka emitora – należy podać ilość i rodzaj bloków / kotłów wchodzących w skład emitora.

Dział 8. Pobór i wykorzystanie wody, w tys. m³

Należy podać ilości wody pobranej i wykorzystywanej w zakładzie na cele przemysłowo-technologiczne, bytowo-komunalne niezależnie od tego, czy woda użytkowana jest po uzdatnieniu, czy bez.

Dział 9. Ścieki, w tys. m³

Pod pojęciem ścieki wytworzone (w. 01) należy rozumieć wszystkie rodzaje ścieków technologicznych i komunalnych, łącznie ze ściekami wykorzystywanymi w zakładzie, np. do układu hydraulicznego odpopielania.

Ścieki odprowadzane są to ścieki wychodzące na zewnątrz zakładu do kanalizacji miejskiej, przemysłowej oraz do wód powierzchniowych.

Pod pojęciem ścieki oczyszczone (w. 02) rozumie się ścieki przechodzące przez oczyszczalnie mechaniczne, chemiczne lub biologiczne, niezależnie od stopnia oczyszczenia.

Przez ścieki nieoczyszczone (w. 03 i 04) należy rozumieć różnicę pomiędzy ogólną ilością ścieków wytworzonych a ściekami oczyszczonymi. W wierszu 03 należy wykazać ilość wód podgrzanych z otwartych układów chłodzenia, a w wierszu 04 pozostałe ścieki nieoczyszczone.

Dział 10. Opłaty i kary za korzystanie ze środowiska, 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.

Dział 11. Wykorzystanie odpadów, w tys. t

W kol. 2 należy wykazać ilość odpadów uchwyconą w roku sprawozdawczym.

Pod pojęciem popiół lotny (w. 01) rozumie się cząstki uchwycone w elektrofiltrach lub cyklonach.

Pod pojęciem żużel (w. 02) rozumie się :

- żużel granulowany, tj. powstały w paleniskach granulacyjnych,
- żużel topiony, tj. żużel pochodzący z kotłów na ciekły żużel,
- żużel paleniskowy, tj. żużel powstały w kotłach rusztowych.

Ilość całkowitą odpadów (A_c) należy obliczać zgodnie z wzorem :

$$A_c = 0,9A + B_{pz}$$

gdzie :

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

$$B_{pz} = \frac{0,9A}{100} \times \left[\frac{X \times q_p}{100 - q_p} + \frac{Y \times q_z}{100 - q_z} \right]$$

oznaczenia :

B - ilość zużytego paliwa (t),

p - zawartość popiołu w węglu (%),

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

Y - 100 - X,

q_p - średnia zawartość części palnych w uchwyconym popiele lotnym (%),

q_z - średnia zawartość części palnych w żużlu (%).

Ilość uchwyconą (A_u) należy obliczać wg wzoru:

$$A_u = A_c - A_w$$

Pod pojęciem gipsu rozumie się odwodniony do wilgotności poniżej 10% gips dwuwodny ($\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$) z mokrej instalacji odsiarczania, gotowy do sprzedaży lub do składowania.

Kierunki wykorzystania odpadów należy określać wg kierunku własnego wykorzystania lub celu określonego przez odbiorcę :

- a) materiały budowlane – wykorzystanie odpadów do produkcji betonu komórkowego, gipsu budowlanego, kruszyw i betonu kruszywowego, ceramiki budowlanej itp.,
- b) cement - wykorzystanie popiołu do produkcji cementu,
- c) budowa dróg - wykorzystanie do utwardzania dróg, niwelacji terenu, budowy obwałowań, składowisk,
- d) inne - wszystkie pozostałe cele, w szczególności sprzedaż innym jednostkom popiołu lub żużla, bez wyszczególniania celu nabycia.

Dział 12. Koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów, w tys. zł

Koszt eksploatacji urządzeń gospodarki wodnej (w. 01) obejmuje koszty eksploatacji i utrzymania ujęć wody, kanałów i rurociągów doprowadzających wodę, zbiorników, pompowni, stacji uzdatniania wody itp.

Koszt eksploatacji gospodarki ściekowej (w. 02) powinien obejmować koszty eksploatacji i utrzymania kanalizacji ściekowej urządzeń do unieszkodliwiania i oczyszczania ścieków, pompowni i przepompowni, kolektorów odprowa-

dzających, zbiorników retencyjno-dozujących i akumulacyjnych, wyposażenia oczyszczalni w aparaturę pomowo-kontrolną.

Koszt eksploatacji urządzeń odpylania (w. 03) powinien obejmować koszty utrzymania i eksploatacji cyklonów, multicyklonów, elektrofiltrów, komór osadczycy. Przyjmuje się, że urządzenia odpylania kończą się na oleju zsympowym elektrofiltra, odżuźlaczu i wentylatorze spalin.

Urządzenia odpowielania (w. 05) stanowią dalszy ciąg urządzeń odpylania w kierunku zagospodarowania popiołu i żużla, aż do składowiska.

Koszty składowania odpadów (w. 06) są to koszty związane z utrzymaniem składowiska, działaniami przeciwko pyleniu plus rekultywacja składowiska łącznie z opłatami i karami za składowanie.

Dział 13. Sprzedaż energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych

W dziale tym należy rozliczyć według kierunków sprzedaży energię elektryczną oraz sprzedaż regulacyjnych usług systemowych, w tym rezerw mocy, wytwarzanych lub realizowanych za pomocą własnych urządzeń wytwórczych z uwzględnieniem zakupu na rynku bilansującym oraz energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii zakupionej w celu wywiązania się z obowiązku zakupu.

Przez kierunki sprzedaży energii elektrycznej rozumie się sprzedaż:

- wg kontraktów bezpośrednich,
- na giełdzie energii elektrycznej,
- na rynku bilansującym.

W sprzedaży energii elektrycznej wg kontraktów należy odrębnie wykazywać kontrakty długoterminowe - sprzedaż w ramach kontraktów długoterminowych (wiersze 02, 20, 22) dotyczą wyłącznie kontraktów określonych w art. 45 ust. 1a ustawy - Prawo energetyczne.

W ramach sprzedaży energii należy wydzielić w wierszu 03 ilość oraz wartość energii sprzedawanej w tzw. kontraktach eksportowych.

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom finalnym należy podzielić na dwie grupy:

1. dla odbiorców korzystających z zasady TPA, kupujących energię elektryczną od wytwórcy
2. dla odbiorców zasilanych bezpośrednio z sieci wytwórcy tzw. odbiorców taryfowych.

W wierszu 23 należy wykazać wartość sprzedaży energii elektrycznej (z produkcji własnej i zakupu na rynku bilansującym oraz zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w ramach obowiązku zakupu) oraz regulacyjnych usług systemowych.

W wierszu 24 należy wykazać ilość i wartość energii elektrycznej odkupywanej od wytwórcy w ramach obowiązkowego zakupu energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

W wierszu 25 należy wykazać ilość i wartość dla energii elektrycznej odkupywanej od wytwórcy w ramach obowiązkowego zakupu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

W wierszu 26 należy wykazać ilość i wartość sprzedanej energii elektrycznej wyprodukowanej w procesie wspólnego spalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami (do energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii należy zaliczyć część energii odpowiadającą procentowemu udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu w całości energii chemicznej zużytych paliw).

W wierszu 27 należy wykazać ilość i wartość sprzedanej energii elektrycznej odbiorcom finalnym wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, z produkcji własnej i zakupu.

W wierszu 28 należy wydzielać z wiersza 23 (jednocześnie z wiersza 15) sprzedaż energii zakupionej na rynku bilansującym.

W kolumnie 1 należy wykazywać dane dotyczące ilości energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym niezbędnej dla pokrycia 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 finalnym bezpośrednio) lub innej metody przyjętej w przedsiębiorstwie.

Dział 14. Obrót energią elektryczną

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

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

Dział 15. Wynik finansowy na energii elektrycznej według rodzajów działalności, w tys. zł

Przy ustalaniu przychodów i kosztów obowiązują ogólne zasady rachunkowości, w tym zasada realizacji (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 (określone przez zasadę realizacji).

Koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, regulacyjnych usług systemowych, tzn. rezerw mocy i pozostałych usług systemowych są to koszty wytworzenia tych produktów odniesione do sprzedaży.

Koszty wytworzenia sprzedanej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych (koszty działalności własnej – wiersz 02 kol. 1) 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 regulacyjnych 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 oblicza się jako:

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

gdzie:

- K_z - koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej [tys. zł]
- E_n - produkcja energii elektrycznej netto [MWh] {G - 10.m (suma dla kwartału) Dz. 1, kol. 1 (w. 04 – w. 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 rezerwy mocy K_s^j oblicza się jako:

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

gdzie:

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

RM_s, E_n - jak wyżej

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

W kolumnie 1 w wierszu 03 – koszt zakupu energii do odsprzedaży - należy wykazać wartość energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym, wykazanej w dziale 13 w wierszu 28 oraz wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii zakupionej w celu wywiązania się z obowiązku zakupu.

Do kosztów sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach należy zaliczać przede wszystkim 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 o rachunkowości.

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

Wiersz 10 - 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:

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

- 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 11 - 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 energii elektrycznej rozumie się działalność polegającą na przesyłaniu i rozdziale energii elektrycznej za pomocą własnej sieci i urządzeń rozdzielczych.

Dział 16. Koszty w układzie kalkulacyjnym, w tys. zł

Koszty wytworzenia energii elektrycznej, rezerw mocy, świadczenia usług przesyłowych i wytworzenia ciepła należy wykazywać w układzie kalkulacyjnym podanym na formularzu. 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 itd.,
- 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 gwarancyjnych świadczeń społecznych,
- odpisy na zakładowy fundusz świadczeń socjalnych,
- dopłaty do biletów na dojazdy do pracy,
- świadczenia rzeczowe z zakresu BHP, posiłki regeneracyjne, środki czystości,
- wydatki na odzież ochronną i roboczą,
- szkolenie i dokształcanie 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 dla 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 14
 E_c - ilość energii elektrycznej z własnej produkcji zużyta na produkcję ciepła [MWh]

Rachunek kosztów powinien być przeprowadzony w skali kwartalnej. 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 G10.1k Dział 9). 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 cieplnej (maksymalnej trwałej mocy).

W gospodarce skojarzonej osiągalna (maksymalna) moc elektryczna najczęściej nie występuje równocześnie z osiągalną (maksymalną) mocą cieplną. 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 cieplnej niezbędnej do osiągnięcia maksymalnej mocy elektrycznej i maksymalnej mocy cieplnej.

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 cieplnej kotłowni, a następnie dokonać podziału wg 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 4, w. 12 należy wykazać koszt podgrzewania nośnika jako jedną łączną pozycję.

Dział 17. Wynik finansowy na działalności objętej kontraktem długoterminowym towarowym lub finansowym, w tys. zł

Dotyczy jednostek posiadających kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej określone w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne; również dla kontraktów dostosowanych aneksem do realizacji jako umowa finansowa.

Koszty wytworzenia w podziale na stałe i zmienne należy podać według ogólnie obowiązujących podziałów w odniesieniu do energii sprzedanej.

Dział 18. Wynik finansowy na ciepłe według rodzajów działalności, w tys. zł

W dziale tym należy wykazać rachunek wyników na ciepłe w podziale na rodzaje prowadzonej działalności.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi wyłącznie działalność wytwórczą, **posiada tylko koncesję na wytwarzanie ciepła**, wówczas 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 napełnienia oraz uzupełnienia ubytków nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej i instalacjach odbiorców.

Przychody z tytułu opłat za nośnik należy wykazywać tylko w kolumnie 2 wierszu 01.

Koszty przygotowania wody dla potrzeb napełniania oraz uzupełniania ubytków nośnika ciepła w podziale na koszty zmienne i stałe należy wykazać w kolumnie 2.

Dane wykazywane w kolumnie 1 nie mogą zawierać wielkości dotyczących sprzedaży i przygotowania nośnika ciepła.

Wiersz 07 – dotyczy (zgodnie z § 13 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz.U. Nr 184, poz.1902)) jednostek wytwórczych, gdzie wytwarzanie energii elektrycznej odbywa się nie w pełnym skojarzeniu z produkcją ciepła. W pozycji tej należy wykazywać (wyłącznie w kolumnie 1 i odpowiednio kolumnie 6) dla przedsiębiorstw, które posiadają wyłącznie bloki energetyczne lub ciepłownicze, koszty stałe i zmienne eksploatacji członu ciepłowniczego bloku (wymyenniki, pompy obiegowe, rury itp.) oraz część kosztów ogólnych przedsiębiorstwa energetycznego, przypadających na człon ciepłowniczy, ustalonych według przyjętej w przedsiębiorstwie metody podziału kosztów wspólnych.

W przedsiębiorstwach energetycznych, w których zainstalowane są bloki energetyczne (także bloki ciepłownicze) oraz kotły ciepłownicze, do kosztów K_{cs} poza kosztami wymienionymi powyżej, zalicza się również łączne koszty wytwarzania, magazynowania i przetwarzania ciepła z kotłów ciepłowniczych. Koszty K_{cs} zawierają zatem te elementy, które w przypadku elektrociepłowni, czyli wytwarzania zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła, można przypisać wyłącznie wytwarzaniu ciepła. Ponieważ jak podano zawierają one elementy kosztów sprzedaży i kosztów zarządu, należy je wydzielać z wiersza "Razem koszty uzyskania przychodów" (wiersz 06).

Jeżeli przedsiębiorstwo wytwarza i dostarcza odbiorcom ciepło za pośrednictwem własnej sieci ciepłej, **posiada koncesję na wytwarzanie i dystrybucję ciepła**, wówczas rozlicza dwie działalności:

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

Przychody z działalności przesyłowej i dystrybucyjnej są to opłaty za usługi przesyłowe oraz opłaty abonamentowe, przy czym są one na formularzu podzielone pomiędzy kolumnę 3 (opłaty przesyłowe) i kolumnę 4 (opłaty abonamentowe).

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

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

W kolumnie 4 należy podać przychody z tytułu opłat abonamentowych oraz koszty handlowej obsługi odbiorców, których nie mogą zawierać dane wykazywane w kolumnie 3.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi dystrybucję ciepła zakupionego od innych przedsiębiorstw własną siecią ciepłą, część ciepła wytwarza we własnych obiektach wytwórczych oraz prowadzi obrót ciepła, **posiada koncesje na wytwarzanie, przesył i dystrybucję oraz obrót ciepłem**, wówczas rozlicza 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.

W wierszu 11 – należy podawać ilość ciepła zakupionego z przeznaczeniem do odsprzedaży.

Dział 19. 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 20. 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 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.

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.

W wierszu 11 – 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,
- odsetki od przeterminowanych należności.