



Warszawa, dnia 14 czerwca 2003 r.

**PREZES
URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI**

DTA-821/2661-E/3/2003/BT-S

DECYZJA

Na podstawie art. 47 ust. 1 i 2, art. 23 ust. 2 pkt 2 w związku z art. 30 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 1997 r. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555, Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424) oraz art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071, z 2001 r. Nr 49, poz. 509 oraz z 2002 r. Nr 113, poz. 984, Nr 153, poz. 1271 i Nr 169, poz. 1387)

po rozpatrzeniu wniosku

przedsiębiorstwa energetycznego

Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. z siedzibą w Warszawie,

zwanego dalej „Przedsiębiorstwem”,

zawartego w piśmie znak: ND/463/03 (wpływ do URE w dniu 7 kwietnia 2003 r.),
uzupełnionym pismem z dnia 22 kwietnia 2003 r. znak: NN/201/2003/w/SM oraz pismem
z dnia 28 kwietnia 2003 r. znak: NN/212/2003/w/SM

postanawiam

zatwierdzić, stanowiącą załącznik do niniejszej decyzji, taryfę dla energii elektrycznej
ustaloną przez Przedsiębiorstwo na okres, o którym mowa w § 6 ust. 1 rozporządzenia
Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania
i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1,
poz. 7), tj. na okres 12 miesięcy kalendarzowych, który rozpoczyna się od dnia 1 lipca 2003 r.

UZASADNIENIE

W dniu 7 kwietnia 2003 r. na wniosek Przedsiębiorstwa, posiadającego koncesję nr PEE/72/2661/U/1/98 z dnia 1 grudnia 1998 r. - na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej oraz nr OEE/74/2661/U/1/98 z dnia 1 grudnia 1998 r. - na obrót energią elektryczną, zostało wszczęte postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej, ustalonej przez to Przedsiębiorstwo.

Zgodnie z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje ustalają taryfy dla energii elektrycznej, które podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

W trakcie postępowania administracyjnego, na podstawie zgromadzonej dokumentacji ustalono, że Przedsiębiorstwo opracowało taryfę zgodnie z zasadami określonymi w art. 45 ustawy - Prawo energetyczne oraz z przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7), zwanego dalej „rozporządzeniem taryfowym”.

W szczególności taryfa zawiera elementy określone w § 5 ust. 1 i w § 7 ust. 2 i 3 rozporządzenia taryfowego, tj.:

- 1) poszczególne grupy taryfowe,
- 2) ceny energii elektrycznej,
- 3) stawki opłat abonamentowych,
- 4) stawki opłat za przyłączenie do sieci,
- 5) stawki opłat za usługi przesyłowe,
- 6) bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,
- 7) opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej,
- 8) warunki stosowania wymienionych cen i stawek opłat.

W cenach i stawkach opłat zawartych w taryfie zatwierdzonej niniejszą decyzją, uwzględnione zostały współczynniki korekcyjne X_n , o których mowa w § 26 ust. 2 rozporządzenia taryfowego, w wysokości adekwatnej do możliwości poprawy efektywności funkcjonowania Przedsiębiorstwa oraz zmiany warunków prowadzenia przez Przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności w roku obowiązywania taryfy.

Ceny i stawki opłat zaproponowane w taryfie przez Przedsiębiorstwo zostały skalkulowane na podstawie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności zaplanowanych na rok obowiązywania taryfy. Podstawą do określenia wielkości kosztów planowanych były koszty związane z działalnością koncesjonowaną, poniesione przez Przedsiębiorstwo w okresie sprawozdawczym.

W tym stanie rzeczy postanowiłem orzec, jak w sentencji.

POUCZENIE

1. Od niniejszej decyzji przysługuje odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie - sądu ochrony konkurencji i konsumentów, za moim pośrednictwem, w terminie dwutygodniowym od dnia jej doręczenia (art. 30 ust. 2 i 3 Prawa energetycznego oraz art. 479⁴⁶ pkt 1 i art. 479⁴⁷ § 1 Kodeksu postępowania cywilnego).
2. Odwołanie od decyzji powinno czynić zadość wymaganiom przepisanych dla pisma procesowego oraz zawierać oznaczenie zaskarżonej decyzji i wartości przedmiotu sporu, przytoczenie zarzutów, zwięzłe ich uzasadnienie, wskazanie dowodów, a także zawierać wnioski o uchylenie albo zmianę decyzji w całości lub w części (art. 479⁴⁹ Kodeksu postępowania cywilnego).
3. Stosownie do art. 47 ust. 3 pkt 1 w związku z art. 31 ust. 3 pkt 2 Prawa energetycznego, taryfa zostanie skierowana do ogłoszenia w „Biuletynie Branżowym Urzędu Regulacji Energetyki - Energia elektryczna”.
4. Stosownie do art. 47 ust. 4 Prawa energetycznego, Przedsiębiorstwo wprowadza taryfę do stosowania nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej publikacji.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki



dr Leszek Juchniewicz

Otrzymują:
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
ul. Mysia 2
00-496 Warszawa



**TARYFA DLA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
POLSKICH SIECI
ELEKTROENERGETYCZNYCH SA**

SPIS TREŚCI

1.	SŁOWNIK POJEĆ.....	
2.	POSTANOWIENIA OGÓLNE.....	
3.	STAWKI OPŁAT I WARUNKI ICH STOSOWANIA DLA PRZESYŁANIA I DYSTRYBUCJI ENERGI ELEKTRYCZNEJ	
3.1.	OGÓLNE ZASADY ROZLICZEŃ ZA ŚWIADCZONE USŁUGI PRZESYŁOWE.....	
3.1.1.	<i>Ogólne zasady rozliczania odbiorców</i>	
3.1.2.	<i>Zasady korygowania wystawionych faktur</i>	
3.2.	SZCZEGÓLWE ZASADY ROZLICZEŃ ZA ŚWIADCZONE USŁUGI PRZESYŁOWE.....	
3.2.1.	<i>Obliczanie miesięcznej opłaty za usługi przesyłowe</i>	
3.2.2.	<i>Obliczanie miesięcznej opłaty abonamentowej</i>	
3.3.	BONIFIKATY I UPUSTY ZA NIEDOTRZYMANIE STANDARDÓW JAKOŚCIOWYCH OBSŁUGI ODBIORCÓW	
3.4.	OPŁATY ZA NIELEGALNY POBÓR ENERGI ELEKTRYCZNEJ.....	
3.5.	ZASADY USTALANIA OPŁAT ZA PRZYŁĄCZENIE DO SIECI.....	
3.5.1.	<i>Opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej</i>	
3.5.2.	<i>Stawki opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej</i>	
3.6.	STAWKI OPŁAT I CENY ENERGI ELEKTRYCZNEJ	
3.6.1.	<i>Stawki opłat za usługi przesyłowe</i>	
3.6.2.	<i>Stawka abonamentowa</i>	
3.6.3.	<i>Roczna cena energii Cor</i>	
3.7.	TABELE 1, 2, 3.....	
4.	CENY, STAWKI OPŁAT I WARUNKI ICH STOSOWANIA DLA OBROTU ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ	
4.1.	ZASADY ROZLICZEŃ ZA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ	
4.1.1.	<i>Strefy czasowe</i>	
4.1.2.	<i>Warunki stosowania cen, opłat i bonifikat dla obrotu energią elektryczną</i>	
4.1.3.	<i>Zasady grafikowania Minimalnych Ilości Energii</i>	
4.2.	CENY, STAWKI OPŁAT I BONIFIKATY DLA OBROTU ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ	
4.2.1.	<i>Ceny energii elektrycznej</i>	
4.2.2.	<i>Stawka abonamentowa</i>	
4.2.3.	<i>Bonifikaty z tytułu rozliczania kosztów tzw. „taryfy pracowniczej”</i>	
4.3.	TABELE 4, 5.....	

1. SŁOWNIK POJĘĆ

Użyte w taryfie Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA określenia oznaczają:

- 1.1. **energia elektryczna czynna** – energia elektryczna pobierana lub wprowadzana do sieci przesyłowej, będąca iloczynem mocy czynnej i czasu jej wykorzystania;
- 1.2. **grafik handlowy** – dane handlowe pokazujące planowaną realizację umowy sprzedaży energii elektrycznej, w każdej godzinie doby handlowej;
- 1.3. **grafik obciążeń** – zbiór danych określających wielkość poboru lub wprowadzenia energii elektrycznej dla zbioru miejsc dostarczania, dla których sporządza się zbiór takich danych w poszczególnych godzinach;
- 1.4. **jednostka grafikowa** – zbiór miejsc dostarczania energii rynku bilansującego; jednostki grafikowe są określane przez poszczególnych uczestników rynku bilansującego w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego, zależnie od położenia miejsc dostarczania energii rynku bilansującego w sieci;
- 1.5. **kontrakt długoterminowy** – umowa zakupu energii elektrycznej zawarta przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA z podmiotami realizującymi inwestycje modernizacyjne i proekologiczne; wykaz kontraktów długoterminowych zawiera Tabela nr 5 zamieszczona w pkt 4.3;
- 1.6. **miejsce dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej (MD)** – punkt w sieci, do którego Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA jest zobowiązana dostarczać energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie, w umowie o świadczenie usług przesyłowych lub umowie sprzedaży energii elektrycznej;
- 1.7. **miejsce przyłączenia** – punkt w sieci, w którym przyłączy łączy się z siecią, określony w umowie o przyłączenie;
- 1.8. **minimalna ilość energii (MIE)** – kalkulacyjna ilość energii elektrycznej przyporządkowana odbiorcom Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, którzy są dostawcami energii sprzedawanej odbiorcom końcowym; dotyczy ilości energii elektrycznej pochodzącej z kontraktów długoterminowych;
- 1.9. **moc umowna** – moc czynna pobierana lub wprowadzana do sieci, która dla każdego MD jest zamawiana przez odbiorcę usług przesyłowych na okres taryfowy i zapisana w umowie o świadczenie usług przesyłowych lub umowie sprzedaży energii jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie jednej godziny;
- 1.10. **moc przyłączeniowa** – moc czynna planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci, określona w umowie o przyłączenie jako wartość maksymalna ze średnich wartości tej mocy w okresie 15 minut, służąca do zaprojektowania przyłączenia;
- 1.11. **odbiorca końcowy** – odbiorca, który całość kupowanej energii elektrycznej zużywa na własne potrzeby;
- 1.12. **odbiorca usług przesyłowych** – każdy, kto korzysta z usług przesyłowych świadczonych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA na podstawie umowy;

- 1.13. **odbiorca końcowy specjalny** – odbiorca, który w poprzednim roku kalendarzowym zużył nie mniej niż 500 GWh energii elektrycznej z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy przyłączeniowej, dla którego koszt energii elektrycznej stanowił nie mniej niż 20% kosztów produkcji;
- 1.14. **operator handlowy** – podmiot, który jest odpowiedzialny za dysponowanie jednostką grafików uczestnika rynku bilansującego w zakresie handlowym dysponujący energią elektryczną dostarczaną lub odbieraną przez jednostki grafikowe nie przyłączone do sieci oraz tworzący handlowe grafiki pracy jednostek grafikowych; operator handlowy dysponujący jednostkami grafikovymi, uczestnik rynku bilansującego typu przedsiębiorstwo obrotu lub Giełda Energii przekazuje handlowe grafiki pracy do operatora systemu przesyłowego lub właściwego operatora systemu dystrybucyjnego;
- 1.15. **operator systemu przesyłowego** – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci przesyłowej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
- 1.16. **operator systemu dystrybucyjnego** – przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy sieci rozdzielczej na obszarze kraju określonym w koncesji;
- 1.17. **plan rozwoju** – plan w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, uwzględniający miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gmin określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, sporządzany przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej dla obszaru swojego działania zgodnie z art. 16 ustawy;
- 1.18. **przyłącznie** – odcinek sieci służący do połączenia instalacji lub sieci jednego podmiotu z siecią;
- 1.19. **sieć przesyłowa** – sieć służąca do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV;
- 1.20. **sieć rozdzielcza** – sieć służąca do przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej, o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV;
- 1.21. **siła wyższa** – zdarzenie nagłe, nieprzewidywalne i niezależne od woli stron, uniemożliwiające w całości lub części wywiązanie się ze zobowiązań umownych, na stałe lub na pewien czas, któremu nie można zapobiec ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności stron; przejawami siły wyższej są w szczególności:
- a) klęski żywiołowe, w tym pożar, powódź, susza, trzęsienie ziemi, huragan, sadź,
 - b) akty władzy państwowej, w tym stan wojenny, stan wyjątkowy, embarga, blokady, itp.,
 - c) działania wojenne, akty sabotażu,

d) strajki powszechne lub inne niepokoje społeczne, w tym publiczne demonstracje, lokauty;

1.22. **warunki przyłączenia** – warunki określone przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, które powinien spełniać podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci przesyłowej.

2. POSTANOWIENIA OGÓLNE

2.1. Niniejsza taryfa Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA uwzględnia postanowienia:

a) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 54, poz. 348 i Nr 158, poz. 1042, z 1998 r. Nr 94, poz. 594, Nr 106, poz. 668 i Nr 162, poz. 1126, z 1999 r. Nr 88, poz. 980, Nr 91, poz. 1042 i Nr 110, poz. 1255, z 2000 r. Nr 43, poz. 489, Nr 48, poz. 555 i Nr 103, poz. 1099, z 2001 r. Nr 154, poz. 1800 i 1802, z 2002 r. Nr 74, poz. 676, Nr 113, poz. 984 i Nr 135, poz. 1144 oraz z 2003 r. Nr 50, poz. 424), zwanej w dalszej części taryfy „ustawą”,

b) rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz zasad rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2001 r. Nr 1, poz. 7), zwanego w dalszej części taryfy „rozporządzeniem taryfowym”,

c) rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz. U. Nr 85; poz. 957), zwanego w dalszej części taryfy „rozporządzeniem przyłączeniowym”.

2.2. Taryfę stosuje się w rozliczeniach z odbiorcami i podmiotami stosownie do zakresu świadczonych usług i zawartych umów z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi SA, zwaną dalej PSE SA.

2.3. Niniejsza taryfa PSE SA, zwana dalej „Taryfą” określa rodzaje oraz wysokość:

a) stawek opłat za przyłączenie do sieci,

b) stawek opłat za usługi przesyłowe,

c) stawki opłaty abonamentowej,

d) bonifikat i upustów za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców,

e) opłat za nielegalny pobór energii elektrycznej,

f) ceny za energię elektryczną,

g) stawek bonifikat z tytułu rozliczania tzw. „taryfy pracowniczej”,

a także warunki ich stosowania.

2.4. Ustalone w Taryfie ceny i stawki opłat zawierają podatek od towarów i usług w wysokości 22%. Stawki opłat za przyłączenie do sieci oraz bonifikaty i upusty za

niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od towarów i usług. Opłaty za nielegalny pobór energii ustala się na podstawie zawartych w Taryfie, obowiązującej w dniu stwierdzenia nielegalnego poboru energii, cen i stawek opłat pomniejszonych o podatek od towarów i usług.

- 2.5. Ceny i stawki opłat zawarte w Taryfie zostały ustalone dla standardów jakościowych określonych w § 32 rozporządzenia przyłączeniowego.

3. STAWKI OPŁAT I WARUNKI ICH STOSOWANIA DLA PRZESYŁANIA I DYSTRYBUCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. Ogólne zasady rozliczeń za świadczone usługi przesyłowe

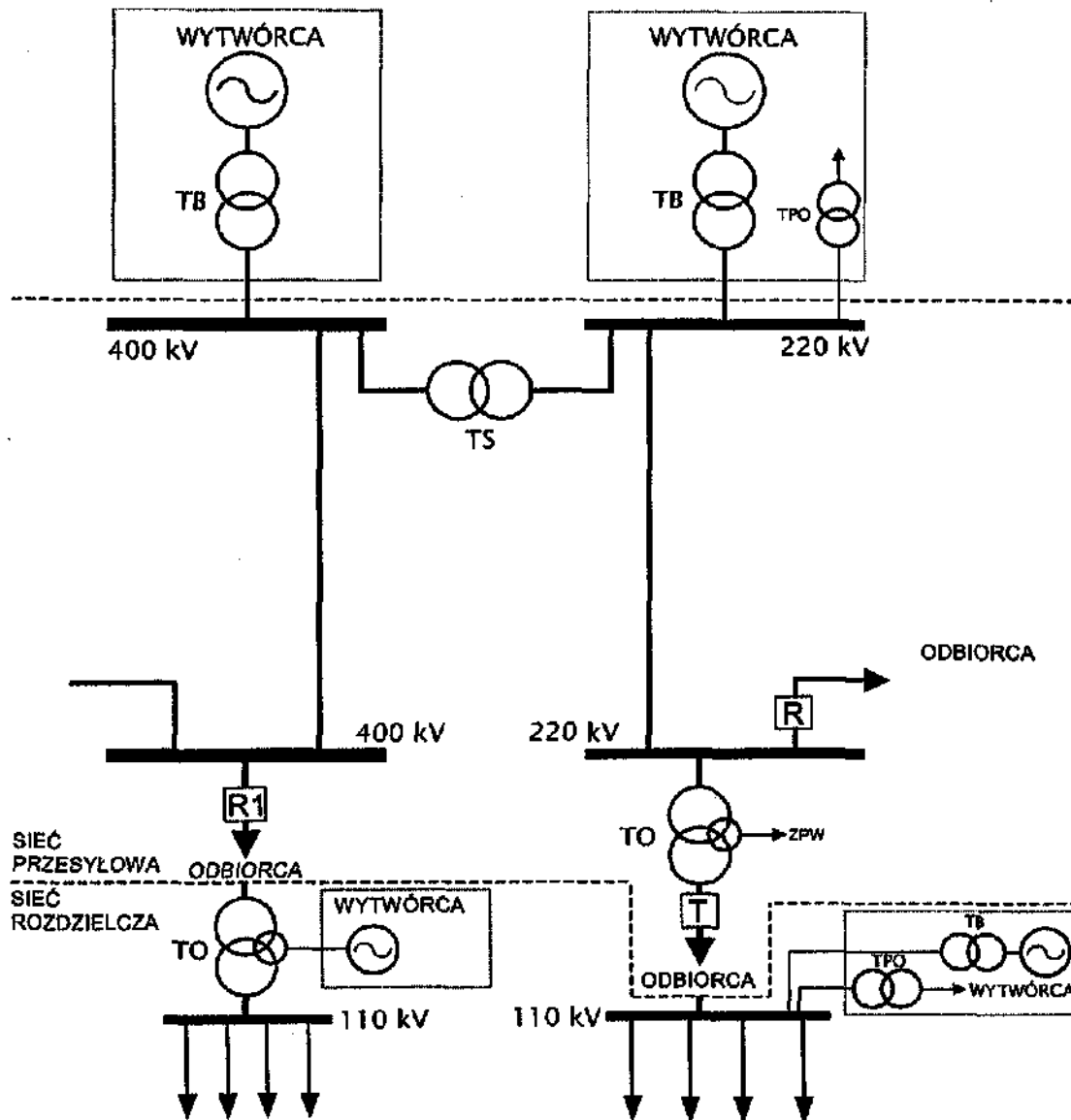
3.1.1. Ogólne zasady rozliczania odbiorców

- 3.1.1.1. Stawki opłat za usługi przesyłowe zwane dalej „stawkami przesyłowymi” stosuje się dla podmiotów korzystających z usług przesyłowych na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłowych.
- 3.1.1.2. Stawki przesyłowe związane z poszczególnymi usługami dzielą się na następujące stawki opłat:
- a) **stawki sieciowe** – za usługi przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej siecią przesyłową;
 - b) **stawkę systemową** – za usługi utrzymania jakości niezawodności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;
 - c) **stawkę rozliczeniową** – za usługi bilansowo-rozliczeniowe.
- 3.1.1.3. Stawkę opłaty abonamentowej stosuje się dla podmiotów korzystających z usług przesyłowych świadczonych przez PSE SA na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłowych.
- 3.1.1.4. Odbiorcy usług przesyłowych wnoszą do PSE SA opłatę obliczoną jako sumę opłat wg stawki abonamentowej i stawek przesyłowych.
- 3.1.1.5. Rozliczenia za świadczone usługi przesyłowe przeprowadza się w miesięcznych okresach rozliczeniowych.
- 3.1.1.6. Stawki przesyłowe kalkulowane są w podziale na:
- 3.1.1.6.1. **stawki sieciowe**, związane z usługą przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej siecią przesyłową, dotyczące podmiotów pobierających fizycznie (technicznie) energię elektryczną z sieci przesyłowej. Stawki sieciowe kalkulowane są dla odbiorców usług przesyłowych jako jednostrefowe, dwuczłonowe, z podziałem na:

- a) składnik stały stawki sieciowej dla odbiorców usług przesyłowych, wyrażony w zł/MW/rok;
 - b) składnik zmienny stawki sieciowej dla odbiorców usług przesyłowych, wyrażony w zł/MWh.
- 3.1.1.6.2. stawkę systemową dotyczącą wszystkich odbiorców usług przesyłowych i wyrażoną w zł/MWh, kalkulowaną jako jednoczłonowa, jednostrefowa, z uwzględnieniem podziału na składniki:
- a) jakościowy - przenoszący koszty utrzymania systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej,
 - b) rekompensujący - przenoszący koszty wynikające z rozliczeń za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła,
 - c) wyrównawczy - przenoszący koszty wynikające z nakładów inwestycyjnych, ponoszonych na przedsięwzięcia inwestycyjne, o których mowa w art. 45 ust. 1a ustawy,
- 3.1.1.6.3. stawkę rozliczeniową wyrażoną w zł/MWh i kalkulowaną jako jednoczłonowa, jednostrefowa, jednakową dla wszystkich odbiorców usług przesyłowych.
- 3.1.1.7. Stawka abonamentowa wyrażona jest w zł/MD/miesiąc i kalkulowana jest jako jednostrefowa, jednakowa dla wszystkich odbiorców usług przesyłowych.
- 3.1.1.8. Stawki sieciowe za usługi przesyłowe stosuje się w MD dla odbiorców usług przesyłowych w polu odpływowym rozdzielni najwyższych napięć (R lub/i R1) lub po dolnej stronie transformatora odbiorczego (T). Schemat MD został przedstawiony na Rysunku nr 1. Określenie MD dla każdego odbiorcy usług przesyłowych zamieszczono w Tabeli nr 2 w pkt 3.7.
- 3.1.1.9. Podstawą do naliczania opłaty wynikającej ze składnika stałego stawki sieciowej jest moc umowna, która dla każdego MD jest zamawiana przez odbiorcę usług przesyłowych na okres taryfowy i wartość jej zapisana jest w umowie o świadczenie usług przesyłowych.
- 3.1.1.10. Moc stanowiąca podstawę do naliczania składnika stałego opłaty przesyłowej wg stawki sieciowej w „roku obowiązywania taryfy” winna być zamawiana do końca miesiąca lutego każdego roku, w którym zaczyna się kolejny „rok obowiązywania taryfy”. Przy braku zamówienia i innych pisemnych uzgodnień, PSE SA do rozliczeń przyjmuje wielkość mocy umownej, wynikającą z umowy o świadczenie usług przesyłowych, obowiązującej ostatniego dnia ww. miesiąca.
- 3.1.1.11. Podstawą do naliczania miesięcznej należności wynikającej ze składnika zmiennego stawki sieciowej opłaty przesyłowej jest suma energii elektrycznej, pobranej w danym miesiącu z sieci przesyłowej we wszystkich MD odbiorcy usług przesyłowych.

Rysunek nr 1

MIEJSCA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA ODBIORCÓW KORZYSTAJĄCYCH Z USŁUGI PRZESYŁOWEJ SIECIĄ PRZESYŁOWĄ

**OZNACZENIA:**

R, R1, T – MIEJSCA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z SIECI PRZESYŁOWEJ

TB – TRANSFORMATOR BLOKOWY

TS – TRANSFORMATOR SPRZĘGAJĄCY

TO – TRANSFORMATOR ODBIORCZY

TPO – TRANSFORMATOR POTRZEB OGÓLNYCH WYTWÓRCY

ZPW – ZASILANIE POTRZEB WŁASNYCH STACJI

- 3.1.1.12. Podstawą do naliczania miesięcznej należności z tytułu opłaty przesyłowej wg stawki systemowej jest ilość energii elektrycznej pobranej przez odbiorcę usług przesyłowych oraz ilość energii przesłanej za granicę w danym miesiącu, zgodnie z pkt 3.2.1.1.3. Opłatą systemową dla energii przesyłanej za granicę obciążany jest podmiot posiadający z PSE SA stosowną umowę o świadczenie usługi przesyłowej.
- 3.1.1.13. Podstawą do naliczania miesięcznej należności z tytułu opłaty przesyłowej wg stawki rozliczeniowej jest ilość energii elektrycznej, określona w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego godzinowych grafikach obciążeń w danym miesiącu, zgodnie z pkt 3.2.1.1.4 oraz pkt 3.2.1.2 i 3.2.1.3.
- 3.1.1.14. Przez ilość energii określoną w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego grafikach obciążeń rozumie się przyjęte do realizacji przez operatora systemu przesyłowego ilości energii, zawarte w umowach sprzedaży.
- 3.1.1.15. Umowa o świadczenie usług przesyłowych określa opłaty z tytułu niedotrzymania warunków umowy.
- 3.1.1.16. Opłaty abonamentowe wyrażone są w zł/MD/miesiąc. Opłaty abonamentowe naliczane są miesięcznie w pełnej wysokości, niezależnie od dnia miesiąca, w którym nastąpiło zawarcie lub rozwiązanie umowy o świadczenie usług przesyłowych lub wprowadzenie/skreślenie aneksem do powyższej umowy danego MD.
- 3.1.1.17. PSE SA może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej do odbiorcy usług przesyłowych w przypadku, gdy odbiorca ten zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną lub świadczone usługi przesyłowe co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, mimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.
- 3.1.1.18. Za przekroczenie przez odbiorcę usług przesyłowych mocy umownej, określonej w umowie o świadczenie usług przesyłowych, pobierana jest od tego odbiorcy opłata dodatkowa w wysokości wyznaczonej według wzoru:

$$O_{d,i} = \frac{1}{6} \cdot S_{SVn} \cdot \sum_{j=1}^{l_{MD,i}} \sum_{k=1}^{l_j} (P'_{j,k} - P_j)$$

gdzie:

$O_{d,i}$ – opłata dodatkowa za przekroczenie mocy umownej przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych [zł],

S_{SVn} – składnik stały stawki sieciowej [zł/MW/rok]

$l_{MD,i}$ – liczba MD usług przesyłowych i-tego odbiorcy [-],

- t_g – czas mierzony w godzinach, w którym została przekroczona przez danego odbiorcę usług przesyłowych moc umowna w j–tym MD,
- P_j' – zmierzona moc pobrana przez danego odbiorcę usług przesyłowych w j–tym MD [MW],
- P_j – moc umowna w j–tym MD danego odbiorcy określona w umowie o świadczenie usług przesyłowych [MW].

W przypadku gdy dany odbiorca zasilany jest więcej niż z jednego MD, dla węzłów, w których w k–tej godzinie nie nastąpiło przekroczenie mocy umownej, przyjmuje się $P_j' = P_j$.

- 3.1.1.19. Opłata określona w pkt 3.1.1.18 nie zostanie naliczona dla danego odbiorcy usług przesyłowych, jeżeli przekroczenie mocy w danym MD spowodowane zostało na skutek:
- a) działania siły wyższej;
 - b) awaryjnego wyłączenia co najmniej jednego z MD, zasilającego tego odbiorcę usług przesyłowych;
 - c) wyłączenia urządzenia odbiorcy, dokonanego na polecenie PSE SA bez uprzedniego wystąpienia przez danego odbiorcę do PSE SA z wnioskiem o wyłączenie.
- 3.1.1.20. Za przekroczenie mocy umownej na warunkach określonych w pkt 3.1.1.18 PSE SA wystawi fakturę VAT będącą podstawą wniesienia opłaty dodatkowej za przekroczenie mocy umownej po 30 dniach od dnia zawiadomienia podmiotu korzystającego z usług przesyłowych o przekroczeniu, jeżeli podmiot ten nie złoży odwołania do PSE SA w terminie 30 dni od dnia zawiadomienia przez PSE SA o przekroczeniu mocy umownej.
- 3.1.1.21. Jeżeli miejsce dostarczenia odbiorcy usług przesyłowych znajduje się w stacji NN/110 kV, w której do szyn 110 kV przyłączone są jednostki wytwórcze, moc umowną oraz przekroczenie mocy umownej określa się przy założeniu pracy jednego generatora na poziomie jego minimum technicznego. W przypadku gdy do szyn rozdzielni 110 kV przyłączonych jest więcej niż jeden generator, moc umowną określa się przy założeniu pracy jednego generatora przyłączonego do szyn 110 kV, na poziomie jego minimum technicznego, przy czym przyjmuje się pracę generatora o najmniejszej wartości minimum technicznego z wszystkich przyłączonych do szyn rozdzielni 110 kV generatorów. Przekroczenie mocy umownej oblicza się jak w pkt 3.1.1.18. W sytuacji gdy w danej rozdzielni 110 kV nie pracuje żadna z jednostek wytwórczych odbiorca usług przesyłowych będzie obciążony opłatami za przekroczenie mocy umownej tylko wtedy, gdy różnica pomiędzy

mocą pobraną z sieci przesyłowej i najmniejszą wartością minimum technicznego z wszystkich przyłączonych generatorów będzie większa od mocy umownej.

- 3.1.1.22. Opłata rekompensująca, obliczana zgodnie z § 34, ust. 1 rozporządzenia taryfowego przez przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej kupujące energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, będzie płatna przez PSE SA na podstawie faktur VAT wystawianych przez te przedsiębiorstwa w miesięcznych okresach rozliczeniowych.
- 3.1.1.23. Energia potrzeb własnych stacji oraz energia klasyfikowana jako nielegalny pobór nie są uwzględniane w ilości energii, do której stosuje się stawkę systemową.

3.1.2. Zasady korygowania wystawionych faktur

- 3.1.2.1. W przypadku stwierdzenia błędów w pomiarze lub odczycie wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego, które spowodowały zawyżenie należności za pobraną energię elektryczną, PSE SA niezwłocznie dokonuje korekty odpowiednich faktur.
- 3.1.2.2. Korekta faktury w wyniku stwierdzenia nieprawidłowości, o których mowa w pkt 3.1.2.1, obejmuje cały okres rozliczeniowy lub okres, w którym występowały stwierdzone nieprawidłowości lub błędy.
- 3.1.2.3. Podstawą rozliczenia przy korekcie faktur jest wielkość błędu wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego.
- 3.1.2.4. Jeżeli określenie błędu, o którym mowa w pkt 3.1.2.3 nie jest możliwe, podstawę do obliczenia wielkości korekty stanowi średnia liczba jednostek energii elektrycznej za okres doby, obliczana na podstawie sumy jednostek energii elektrycznej prawidłowo wskazywanych przez układ pomiarowy w poprzednim okresie rozliczeniowym, pomnożona przez liczbę dni okresu, którego dotyczy korekta faktury. Przy ustalaniu wielkości korekty należy uwzględnić sezonowość poboru energii elektrycznej oraz inne udokumentowane okoliczności mające wpływ na wielkość poboru energii elektrycznej.
- 3.1.2.5. Jeżeli nie można ustalić średniego dobowego zużycia energii elektrycznej na podstawie okresu poprzedniego, podstawą ustalenia korekty jest wskazanie układu pomiarowo-rozliczeniowego z następnego okresu rozliczeniowego.
- 3.1.2.6. Nadpłata wynikająca z korekty rozliczeń podlega zaliczeniu na poczet płatności ustalonych na najbliższy okres rozliczeniowy, o ile odbiorca nie zażąda jej zwrotu.

3.2. Szczegółowe zasady rozliczeń za świadczone usługi przesyłowe

3.2.1. Obliczanie miesięcznej opłaty za usługi przesyłowe

3.2.1.1. Opłatę miesięczną za usługi przesyłowe, ponoszona przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych oblicza się według wzoru:

$$O_{\text{poi}} = O_{\text{ssi}} + O_{\text{sz}} + O_{\text{sy}} + O_{\text{roi}}$$

gdzie:

- O_{poi} – opłata przesyłowa i-tego odbiorcy usług przesyłowych, wyrażona w zł/miesiąc,
- O_{ssi} – opłata stała sieciowa wnoszona przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych, wyrażona w zł/miesiąc,
- O_{sz} – opłata zmienna sieciowa wnoszona przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych, wyrażona w zł/miesiąc,
- O_{sy} – opłata systemowa dla i-tego odbiorcy usług przesyłowych, wyrażona w zł/miesiąc,
- O_{roi} – opłata rozliczeniowa dla i-tego odbiorcy usług przesyłowych, wyrażona w zł/miesiąc.

3.2.1.1.1. Opłatę stałą sieciową wnoszoną przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych oblicza się według wzoru:

$$O_{\text{ssi}} = \frac{1}{12} \cdot S_{\text{svn}} \cdot P_i$$

gdzie:

- S_{svn} – składnik stały stawki sieciowej [zł/MW/rok],
- P_i – moc umowna i-tego odbiorcy usług przesyłowych [MW], obliczona według wzoru:

$$P_i = \sum_{j=1}^{l_{\text{MD}}} P_j$$

gdzie:

- P_j – moc umowna w j-tym MD i-tego odbiorcy usług przesyłowych,
- l_{MD} – liczba MD i-tego odbiorcy usług przesyłowych.

3.2.1.1.2. Opłatę zmienną sieciową wnoszoną przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych oblicza się według wzoru:

$$O_{\text{sz}} = S_{\text{zvn}} \cdot E_{\text{pi}}$$

gdzie:

- S_{zvn} – składnik zmienny stawki sieciowej [zł/MWh],

E_{pi} – ilość energii elektrycznej pobranej przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych [MWh], obliczonej według wzoru:

$$E_{pi} = \sum_{j=1}^{I_{MD}} E_{pj}$$

gdzie:

E_{pj} – ilość energii elektrycznej pobranej w j-tym MD przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych,

I_{MD} – liczba MD i-tego odbiorcy usług przesyłowych.

3.2.1.1.3. Opłatę systemową dla i-tego odbiorcy usług przesyłowych oblicza się według wzoru:

$$O_{syi} = k_{oi} \cdot S_{oS} \cdot E_{oi}$$

gdzie:

k_{oi} – współczynnik udziału odbiorcy usług przesyłowych w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony dla danego odbiorcy usług przesyłowych. Wartości współczynników zamieszczono w Tabeli nr 3 w pkt 3.7,

S_{oS} – stawka systemowa wyrażona w zł/MWh, obliczona według wzoru:

$$S_{oS} = S_{oSJ} + S_{oSs} + S_{oSsw}$$

gdzie:

S_{oSJ} – składnik jakościowy stawki systemowej [zł/MWh],

S_{oSs} – składnik rekompensujący stawki systemowej [zł/MWh],

S_{oSsw} – składnik wyrównawczy stawki systemowej [zł/MWh],

E_{oi} – ilość energii elektrycznej [MWh] określona dla poszczególnych odbiorców usług przesyłowych jako odpowiednio:

- pobrana przez odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci przesyłowej,
- ustalona dla odbiorców będących operatorami systemów dystrybucyjnych jako E_{or} , obliczona według wzoru:

$$E_{or} = E_{ozr} + E_{osr} + E_{okr}$$

gdzie:

E_{or} – ilość energii elektrycznej ustalona dla odbiorców będących operatorami systemów dystrybucyjnych [MWh],

E_{ozr} – ilość energii elektrycznej przesyłana za granicę poprzez sieć rozdzielczą, której ruch i eksploatację prowadzi dany operator systemu dystrybucyjnego [MWh],

E_{osr} – ilość energii elektrycznej pobierana przez odbiorców

końcowych specjalnych, przyłączonych do sieci rozdzielczej, której ruch i eksploatację prowadzi dany operator systemu dystrybucyjnego [MWh],

E_{okr} – ilość energii elektrycznej pobierana przez odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci rozdzielczej, której ruch i eksploatację prowadzi dany operator systemu dystrybucyjnego [MWh].

3.2.1.1.3.1. Oplatę systemową dla energii przesyłanej za granicę oblicza się według wzoru:

$$O_{syi} = k_{oi} \cdot S_{os} \cdot E_{oi}$$

gdzie:

k_{oi} – współczynnik udziału odbiorcy usług przesyłowych w pokrywaniu kosztów systemowych, ustalony dla przesyłu energii za granicę, zamieszczony w Tabeli nr 3 w pkt 3.7,

S_{os} – stawka systemowa wyrażona w [zł/MWh],

E_{oi} – ilość energii elektrycznej przesyłana za granicę [MWh].

3.2.1.1.4. Oplatę rozliczeniową dla i-tego odbiorcy usług przesyłowych oblicza się według wzoru:

$$O_{toi} = S_{pr} \cdot E_{zi}$$

gdzie:

S_{pr} – stawka rozliczeniowa [zł/MWh],

E_{zi} – ilość energii elektrycznej [MWh] zawarta w zgłoszonych przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych do operatora systemu przesyłowego godzinowych grafik obciążeń w danym miesiącu z uwzględnieniem uwagi zawartej w pkt 3.1.1.14.

3.2.1.2. Miesięczną opłatę przesyłową wnoszoną przez i-tego wytwórcę energii elektrycznej lub i-tego dostawcę energii elektrycznej przesyłanej z zagranicy oblicza się według wzoru:

$$O_{pwim} = S_{pr} \cdot E_{wim}$$

gdzie:

O_{pwim} – opłata przesyłowa i-tego wytwórcy energii elektrycznej lub dostawcy energii przesyłanej z zagranicy, w miesiącu m [zł],

S_{pr} – stawka rozliczeniowa [zł/MWh],

E_{wim} – ilość energii elektrycznej [MWh] określona w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego godzinowych grafik obciążeń w m-tym miesiącu przez i-tego wytwórcę energii elektrycznej lub dostawcę energii przesyłanej z zagranicy, z uwzględnieniem uwagi zawartej w pkt 3.1.1.14.

3.2.1.3. Miesięczną opłatę przesyłową wnoszoną przez i-te przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem energią elektryczną, nie przyłączone do sieci przesyłowej, a zgłaszające do operatora systemu przesyłowego godzinowe grafiki obciążeń w danym miesiącu, oblicza się według wzoru:

$$O_{pnim} = 0,5 \cdot S_{pr} \cdot (E_{snim} + E_{znim})$$

gdzie:

O_{pnim} – opłata przesyłowa i-tego przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną, w miesiącu m [zł],

S_{pr} – stawka rozliczeniowa [zł/MWh],

E_{snim} – ilość energii elektrycznej [MWh] określona jako odbierana w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego godzinowych grafikach obciążeń w miesiącu m, z uwzględnieniem uwagi zawartej w pkt 3.1.1.14,

E_{znim} – ilość energii elektrycznej [MWh] określona jako dostarczana w zgłoszonych do operatora systemu przesyłowego godzinowych grafikach obciążeń w miesiącu m, z uwzględnieniem uwagi zawartej w pkt 3.1.1.14.

3.2.2. Obliczanie miesięcznej opłaty abonamentowej

3.2.2.1. Miesięczną opłatę abonamentową oblicza się według wzoru:

$$O_{abi} = S_{ab} \cdot I_{MD,i}$$

gdzie:

O_{abi} – opłata abonamentowa wnoszona przez i-tego odbiorcę usług przesyłowych wyrażona w zł/miesiąc ,

S_{ab} – stawka abonamentowa [zł/MD/miesiąc],

$I_{MD,i}$ – liczba MD i-tego odbiorcy usług przesyłowych, zgodnie z Tabelami nr 1 i 2.

3.3. Bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

3.3.1. Upusty i bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców przysługują odbiorcy usług przesyłowych w przypadku gdy odbiorca ten pobierał moc nie większą od mocy umownej, przy współczynniku $\text{tg}\phi$ nie większym niż 0,4.

- 3.3.2. Bonifikaty i upusty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, określonych w umowie o świadczenie usług przesyłowych, w umowie sprzedaży energii elektrycznej lub Taryfie, przysługują odbiorcom na ich wniossek.
- 3.3.3. PSE SA obowiązana jest rozpatrzyć wniosek o udzielenie upustu w terminie 30 dni od dnia jego złożenia przez odbiorcę.
- 3.3.4. Za każdą niedostarczoną jednostkę energii elektrycznej odbiorcy usług przesyłowych przysługuje bonifikata w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej, określonej w pkt 4.2.1 dla danego odbiorcy usług przesyłowych, za okres, w którym wystąpiła przerwa. Ilość niedostarczonej energii elektrycznej w dniu, w którym miała miejsce przerwa, ustala się na podstawie poboru energii w odpowiednim dniu poprzedniego tygodnia, z uwzględnieniem czasu dopuszczalnych przerw określonych w umowie o przyłączenie, umowie o świadczenie usług przesyłowych lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej.
- 3.3.5. Wysokość bonifikaty i upustu za niedotrzymanie poziomu napięcia w danym okresie doby, zależnie od wartości odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych, oblicza się według wzorów:
- 3.3.5.1. Jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych nie przekracza 10%, odbiorcy usług przesyłowych przysługuje upust w wysokości:

$$W_{UT} = \left(\frac{U}{10\%} \right)^2 \cdot A_T \cdot C_T$$

gdzie:

- W_{UT} – wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [zł],
 U – wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych [%],
 A_T – ilość energii elektrycznej dostarczona odbiorcy w danym okresie doby, wyrażona w jednostkach energii,
 C_T – cena energii elektrycznej określona według pkt 4.2.1 Taryfy dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia przekraczające wartości graniczne, wyrażona w złotych za jednostkę energii.

- 3.3.5.2. Jeżeli wartość odchylenia napięcia od dopuszczalnych wartości granicznych przekracza 10%, odbiorcy przysługuje upust uwzględniający bonifikatę w łącznej wysokości:

$$W_{UT} = A_T \cdot C_T + b_{\pi} \cdot t_T$$

gdzie:

- W_{UT} – wysokość upustu dla odbiorcy w danym okresie doby [zł],
 A_T – ilość energii elektrycznej dostarczona odbiorcy w danym okresie doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia przekraczające wartości graniczne, wyrażona w jednostkach energii,

- C_T – cena energii elektrycznej, określona zgodnie z pkt 4.2.1 Taryfy dla danego okresu doby, w którym nastąpiło odchylenie napięcia przekraczające wartości graniczne, wyrażona w złotych za jednostkę energii,
- b_{T} – ryczałtowa stawka bonifikaty za niedotrzymanie poziomu napięcia w dopuszczalnych granicach, wyrażona w złotych na jednostkę czasu i wynosząca 100 zł/h,
- t_T – łączny czas niedotrzymania poziomu napięcia w dopuszczalnych granicach [h].

- 3.3.6. W przypadku niedotrzymania przez PSE SA standardów jakościowych obsługi odbiorców, wysokości opłat z tego tytułu, o ile umowa sprzedaży energii elektrycznej lub umowa o świadczenie usług przesyłowych nie stanowi inaczej, ustala się w następujący sposób:
- 3.3.6.1. za nieprzyjęcie zgłoszeń lub reklamacji od odbiorcy – 15,18 zł;
 - 3.3.6.2. za nieuzasadnioną zwłokę w usuwaniu zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci – 75,91 zł;
 - 3.3.6.3. za odmowę udzielenia odbiorcom na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej, przerwanych z powodu awarii sieci – 7,59 zł;
 - 3.3.6.4. za niepowiadomienie w formie indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka telekomunikacji, co najmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostawie energii elektrycznej, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV zł – 151,83 zł;
 - 3.3.6.5. za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z tygodniowym wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o zamierzonej zmianie nastawień w automatyce zabezpieczeniowej i innych parametrach mających wpływ na współpracę ruchową z siecią – 75,91 zł;
 - 3.3.6.6. za niepoinformowanie na piśmie, co najmniej z trzyletnim wyprzedzeniem, odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, o konieczności dostosowania instalacji do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu mocy zwarcia i innych warunków funkcjonowania sieci – 151,83 zł;
 - 3.3.6.7. za nieuzasadnioną odmowę odpłatnego podjęcia stosownych czynności w sieci, w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania przez odbiorcę lub inny podmiot prac w obszarze oddziaływania tej sieci – 75,91 zł;

- 3.3.6.8. za nieudzielenie na żądanie odbiorcy informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf - 7,59 zł;
- 3.3.6.9. za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, za każdy dzień zwłoki - 2,28 zł.

3.4. Opłaty za nielegalny pobór energii elektrycznej

- 3.4.1. W przypadku nielegalnego poboru energii elektrycznej z sieci przesyłowej bez zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych lub umowy sprzedaży energii elektrycznej, za każdą jednostkę tak pobranej energii elektrycznej PSE SA obciąża pobierającego opłatami za nielegalnie pobraną energię elektryczną w wysokości pięciokrotności cen energii elektrycznej oraz stawek opłat przesyłowych określonych w pkt 3.6.1 i 4.2.1 niniejszej Taryfy dla tej grupy odbiorców usług przesyłowych. Podstawą naliczania opłat jest rzeczywista, pomierzona ilość energii elektrycznej w okresie, w którym nastąpił jej nielegalny pobór. Nośnikiem opłaty przesyłowej w składniku stałym jest moc przyłączeniowa, określona w umowie o przyłączenie.
- 3.4.2. W przypadku nielegalnego dostarczenia energii elektrycznej do sieci przesyłowej bez zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłowych lub umowy sprzedaży energii elektrycznej, za każdą jednostkę tak wprowadzonej energii elektrycznej PSE SA obciąża dostarczającego opłatami za nielegalnie dostarczoną energię elektryczną w wysokości pięciokrotności ceny energii elektrycznej określonej w pkt 3.6.3 niniejszej Taryfy. Za ilość energii elektrycznej będącej podstawą naliczania ww. opłaty przyjmuje się rzeczywistą, pomierzoną ilość energii elektrycznej w okresie, w którym nastąpiło jej nielegalne dostarczenie lub wynikającą z iloczynu mocy przyłączeniowej i czasu nielegalnego dostarczania.
- 3.4.3. W przypadku pobierania przez odbiorcę usług przesyłowych energii elektrycznej niezgodnie z warunkami umowy sprzedaży, umowy o przyłączenie do sieci lub umowy o świadczenie usług przesyłowych, za każdą jednostkę tak pobranej energii elektrycznej i mocy czynnej PSE SA obciąża pobierającego opłatami w wysokości dwukrotności cen energii elektrycznej oraz stawek opłat przesyłowych określonych w pkt 3.6.1 i 4.2.1 niniejszej Taryfy. Opłaty oblicza się dla każdego miesiąca, w którym nastąpił pobór energii elektrycznej niezgodnie z umową. Podstawą naliczania opłat jest rzeczywista, pomierzona ilość energii elektrycznej w okresie, w którym nastąpił jej nielegalny pobór. Nośnikiem opłaty przesyłowej w składniku stałym jest moc umowna, określona w umowie o świadczenie usług przesyłowych.
- 3.4.4. Opłaty, o których mowa w pkt 3.4.1 - 3.4.3 oblicza się dla całego nie objętego przedawnieniem udowodnionego okresu pobierania lub dostarczania energii elektrycznej.

3.5. Zasady ustalania opłat za przyłączenie do sieci

3.5.1. Opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej

3.5.1.1. Stawki opłat za przyłączenie do sieci stosuje się dla podmiotów przyłączanych do sieci przesyłowej na podstawie umowy o przyłączenie.

3.5.1.2. Opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej kalkulowane są według poniższych zasad.

3.5.1.2.1. Dla podmiotów nie posiadających własnych jednostek wytwórczych.

Podstawą obliczenia opłaty za przyłączenie do sieci jest stawka bazowa opłaty za przyłączenie oraz zestaw współczynników przeliczeniowych, wartościujących elementy przyłączy i elementy sieci w odniesieniu do tej stawki. Stawka bazowa jest jednoczłonowa i wyrażona w zł/km.

Stawka bazowa opłaty za przyłączenie określona jest na podstawie jednej czwartej średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinka linii jednotorowej 400 kV o długości 1 km. Szczegółowe zestawienie wszystkich elementów przyłączy i sieci oraz współczynników przeliczeniowych, wartościujących elementy przyłącza i sieci, odniesionych do jednostkowego kosztu linii zawiera *Katalog elementów przyłączy*. Katalog jest dostępny w departamencie właściwym do spraw taryf PSE SA.

3.5.1.2.2. Dla podmiotów posiadających własne jednostki wytwórcze.

Opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej ustalana jest indywidualnie na podstawie całości nakładów inwestycyjnych niezbędnych dla przyłączenia podmiotu do sieci przesyłowej. Nakłady inwestycyjne określone są w umowie o przyłączenie do sieci przesyłowej.

3.5.1.3. Sposób określania opłaty za przyłączenie dla podmiotów nie posiadających własnych jednostek wytwórczych jest następujący: na podstawie wniosku o przyłączenie do sieci przesyłowej, w uzgodnieniu z wnioskodawcą i po wykonaniu niezbędnych analiz określa się: rodzaj przyłączenia, rodzaj elementów wchodzących w skład przyłącza i zabezpieczeń oraz niezbędnej rozbudowy sieci wraz z zakresem inwestycji, obejmującej infrastrukturę ogólną, związaną z przyłączeniem. Tak określone elementy z uwzględnieniem przeliczeniowych współczynników wartościujących A_v , A_z , B_v i C_v , o których mowa w pkt 3.5.1.2.1, przelicza się na bazowe elementy przyłącza. Suma bazowych elementów przyłącza reprezentuje zakres przyłącza, obejmujący elementy rozdzielni, linii i transformatorów.

3.5.1.4. Opłatę za przyłączenie, o której mowa w pkt 3.5.1.3, wyznacza się ze wzoru:

$$O_{ps} = S_1 \left[(k_{io} + k_{ij}) \cdot \left(\sum_{i=1}^p (np_i \cdot Az_i) + \sum_{i=1}^l (n_i \cdot Av_i) \right) + k_{ut} \cdot \sum_{i=1}^m (d_i \cdot Cv_i) + \sum_{i=1}^n (m_i \cdot Bv_i) \right] + k_d$$

gdzie:

S_1 – stawka bazowa odniesiona do jednostki długości odcinka linii [zł/km],

k_{io} – współczynnik infrastruktury ogólnej [–],

k_{ij} – współczynnik infrastruktury jakościowej [–],

Av – współczynnik przeliczeniowy, wartościujący elementy rozdzielni [km/szt],

Az – współczynnik przeliczeniowy, wartościujący rodzaje zabezpieczeń [km/szt],

k_{ut} – współczynnik utrudnień terenowych [–],

Cv – współczynnik wartościujący odcinki linii [–],

Bv – współczynnik przeliczeniowy, wartościujący transformatory [km/szt],

p – liczba przyłączy wykorzystanych do realizacji przyłączenia użytkownika [–],

np_i – liczba przyłączy, dla których stosuje się ten sam przeliczeniowy współczynnik Az wartościujący rodzaje zabezpieczeń [szt],

l – liczba elementów przyłącza wykorzystanych do realizacji przyłączenia użytkownika [–],

n_i – liczba elementów przyłącza, dla których stosuje się współczynnik typu Av (elementy rozdzielni) [szt],

m – liczba linii elektroenergetycznych wybudowanych w celu rozbudowy sieci o takim samym napięciu, jak napięcie na którym następuje przyłączenie [–],

d_i – długość i -tej linii przesyłowej, liczona od miejsca przyłączenia do miejsca rozgraniczenia własności instalacji, urządzeń lub sieci, dla której stosuje się współczynnik typu Cv [km],

n – liczba transformatorów zainstalowanych w celu rozbudowy sieci o takim samym napięciu, jak napięcie, na którym następuje przyłączenie [–],

m_i – liczba elementów przyłącza, do których stosuje się współczynniki typu Bv (transformatory) [szt],

k_d – pozostałe nakłady poniesione w związku z wykonaniem prac projektowych i geodezyjnych, uzgodnieniem dokumentacji, uzyskaniem pozwoleń na budowę oraz jako opłaty związane z zajęciem terenu. Ww. nakłady określone są indywidualnie w zależności od lokalizacji oraz

działań podjętych w ramach inwestycji i obliczane są na podstawie jednej czwartej nakładów rzeczywistych, poniesionych przez PSE SA na realizację ww. czynności.

- 3.5.1.5. Opłatę dla przyłączanego podmiotu nie posiadającego własnych jednostek wytwórczych za budowę odcinków sieci i stacji służących do przyłączenia podmiotów i określonych w planie rozwoju, kalkuluje się na podstawie zasad określonych w pkt 3.5.1.3 i 3.5.1.4.
- 3.5.1.6. W przypadku gdy budowa przyłącza i budowa lub rozbudowa sieci, w zakresie niezbędnym do przyłączenia podmiotu nie posiadającego własnych jednostek wytwórczych nie jest przewidywana w planie rozwoju, opłatę za przyłączenie kalkuluje się na podstawie indywidualnych, rzeczywistych nakładów na realizację przyłączenia na warunkach określonych w umowie o przyłączenie.
- 3.5.1.7. W przypadku gdy realizacja wniosku o przyłączenie podmiotu nie posiadającego własnych jednostek wytwórczych wymaga zastosowania elementów przyłącza i sieci innych niż wymienione w Katalogu elementów przyłączy, zaś inwestycje związane z przyłączeniem określone są w planie rozwoju, opłata za przyłączenie ustalana jest na podstawie jednej czwartej średniorocznych rzeczywistych nakładów inwestycyjnych lub na warunkach określonych w umowie o przyłączenie, z zachowaniem zasady określonej w pkt 3.5.1.5.
- 3.5.1.8. Stawki opłat i przeliczeniowe współczynniki wartościujące obowiązują dla aparatury o wytrzymałości na prądy zwarciove: 50 kA dla urządzeń 400 kV i 40 kA dla urządzeń 220 kV oraz 110 kV.
- 3.5.1.9. PSE SA pobiera opłatę za wydanie warunków przyłączenia do sieci przesyłowej z chwilą wydania warunków przyłączenia do sieci przesyłowej. W przypadku podmiotów nie posiadających jednostek wytwórczych opłata powyższa równa jest 10 % opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej skalkulowanej zgodnie z zasadami określonymi w pkt 3.5.1.3 i 3.5.1.4 oraz według stawek i współczynników zamieszczonych w pkt 3.5.2, dla pozostałych podmiotów stanowi 10% nakładów inwestycyjnych, o których mowa w pkt 3.5.1.2.2.
- W przypadku wykonania przyłączenia do sieci przesyłowej zgodnie z wydanymi warunkami przyłączenia, opłata za wydanie warunków przyłączenia zaliczana jest w poczet opłaty za przyłączenie do sieci.
- W przypadku rezygnacji podmiotu z podpisania umowy o przyłączenie po wydaniu warunków przyłączenia do sieci przesyłowej, podmiot ten otrzymuje zwrot wpłaconej opłaty za wydanie warunków przyłączenia, pomniejszonej o koszty poniesione przez PSE SA w związku z rozpatrzeniem wniosku o przyłączenie.

- 3.5.1.10. Opłata za przyłączenie podmiotu nie posiadającego własnych jednostek wytwórczych może być kalkulowana w oparciu o stawki i z zasady wynikające z niniejszej Taryfy lub na podstawie jednej czwartej rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia. Sposób rozliczeń opłaty za przyłączenie określa się w umowie o przyłączenie.
- 3.5.1.11. Podpisanie umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych oraz ich finansowania (ze złożeniem przez podmiot przyłączany do sieci wymaganych przez PSE SA gwarancji finansowych włącznie) przez strony, na zasadach określonych w tej umowie.
- 3.5.1.12. Podmiot rezygnujący z istniejącego przyłącza ponosi całkowite koszty budowy przyłącza wraz z kosztami finansowymi oraz całkowite koszty likwidacji przyłącza, pomniejszone o wniesione do PSE SA opłaty za przyłączenie.
- 3.5.1.13. Podmiot rezygnujący z przyłączenia po podpisaniu umowy o przyłączenie wnosi jednorazowo opłatę w wysokości pokrywającej całkowite koszty poniesione przez PSE SA, związane z budową przyłącza wraz z kosztami finansowymi i ewentualnymi kosztami zerwania kontraktów z wykonawcami, poniesione przez PSE SA do dnia rezygnacji oraz całkowite koszty likwidacji istniejących elementów przyłącza.

3.5.2. Stawki opłat za przyłączenie do sieci przesyłowej

- 3.5.2.1. Stawki stosuje się do podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci przesyłowej lub zamierzających zmienić istniejące warunki przyłączenia.
- 3.5.2.2. Stawka bazowa opłaty za przyłączenie, o której mowa w pkt 3.5.1.2.1 wynosi:

Stawka opłaty	Netto
S_1 [zł/km]	248 657,50

- 3.5.2.3. Współczynniki przeliczeniowe A_v , A_z , B_v i C_v wartościujące elementy przyłączy i sieci wykorzystywane w obliczaniu opłaty za przyłączenie określone są na podstawie średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę poszczególnych elementów przyłączy.

Współczynniki A_v wartościujące elementy rozdzielni [km/szt]			
Elementy rozdzielni	400 kV	220 kV	110 kV
Wyłącznik	0,453254	0,255470	0,121142
Odłącznik	0,153282	0,060983	0,036260

Odłącznik z 1 nożem uziemiającym	0,194487	0,073345	0,046149
Odłącznik z 2 nożami uziemiającymi	0,224155	0,085706	0,055215
Uziemnik	0,081586	0,039557	0,023487
Przekładnik prądowy 1 fazowy	0,080762	0,053566	0,031316
Przekładnik napięciowy 1 fazowy	0,082410	0,048622	0,029668
Przekładnik kombinowany (u,i)	0,142569	0,101364	0,046974
Odgromnik 1 fazowy	0,039557	0,017306	0,009889

Współczynniki Az wartościujące rodzaje zabezpieczeń [km/szt]			
Rodzaj przyłącza	400 kV	220 kV	110 kV
Pole liniowe	0,824098	0,815857	0,387326
Pole transformatorowe	0,782893	0,774652	0,477977
Pole linii blokowej	0,884138	0,884138	–
Pole sprzegłowe	0,741688	0,815857	0,370844
Zabezpieczenie szyn zbiorczych i URW ^{*)}	Koszty rzeczywiste		

^{*)} dla układów zabezpieczeń szyn zbiorczych i układu rezerwy wyłącznikowej (URW) nie stosuje się wartości typowych ze względu na indywidualność rozwiązań

Współczynniki Bv wartościujące transformatory [1/km]	
400/110 kV, 330 MVA	10,008301
400/220 kV, 500 MVA	13,256936
400/220 kV, 500 MVA z regulacją skośną	19,073750
220/110 kV, 160 MVA	4,715591

Współczynniki Cv wartościujące linie	bez światłowodu	ze światłowodem
Linia jednotorowa 400 kV	1,000000	1,031728
Linia dwutorowa 400 kV	1,666666	1,698394
Linia jednotorowa 220 kV	0,716666	0,748394
Linia dwutorowa 220 kV	1,166666	1,198394
Linia światłowodowa w przew. odgromowym	0,031728	

Współczynnik infrastruktury ogólnej		Współczynnik utrudnień terenowych	
Moc przyłączeniowa P (przy $\cos\varphi=1$) [MW]	k_{io} [-]	Rodzaj terenu ¹⁾	k_{ut} [-]

do 160	3,25	Łatwy	1
160 ÷ 320	2,86	Średnio trudny	1,5
Powyżej 320 ²⁾	$2,5 - 0,005 * (P - 320) / 10$	Trudny	1,8

¹⁾ za teren trudny trasy linii uważa się skrzyżowanie z rzeką, jeziorem oraz teren górzysty i bagnisty.

²⁾ zmiana współczynnika k_{ij} następuje co 10 MW powyżej 320 MW mocy przyłączeniowej. Wartość minimalna tego współczynnika wynosi 2,0. W przypadku gdy moc zwarciova wymagana przez przyłączany podmiot w miejscu przyłączenia jest wyższa od mocy zwarciovej, wyznaczonej w normalnej konfiguracji sieci przesyłowej, współczynnik k_{ij} zostaje powiększony o wartość współczynnika infrastruktury jakościowej k_{ij} , wyznaczonego wg wzoru:

$$k_{ij} = 1 - \frac{S_{zn}}{S_{zw}}$$

gdzie:

k_{ij} – współczynnik infrastruktury jakościowej,

S_{zn} – moc zwarciova wyznaczona w normalnej konfiguracji sieci [GVA],

S_{zw} – moc zwarciova wymagana w miejscu przyłączenia [GVA].

3.6. Stawki opłat i ceny energii elektrycznej

3.6.1. Stawki opłat za usługi przesyłowe

3.6.1.1. Stawki sieciowe

3.6.1.1.1. Składnik stały stawki sieciowej

Stawka opłaty	Netto	VAT	Brutto
S_{swn} [zł/MW/rok]	72 901,04	16 038,23	88 939,27

3.6.1.1.2. Składnik zmienny stawki sieciowej

Stawka opłaty	Netto	VAT	Brutto
S_{zvn} [zł/MWh]	3,40	0,75	4,15

3.6.1.2. Stawka systemowa

Stawka opłaty	Netto	VAT	Brutto
S_{os} [zł/MWh]	36,87	8,11	44,98

3.6.1.2.1. Składnik jakościowy stawki systemowej

Stawka opłaty	Netto	VAT	Brutto
S _{osj} [zł/MWh]	11,20	2,46	13,66

3.6.1.2.2. Składnik rekompensujący stawki systemowej

Stawka opłaty	Netto	VAT	Brutto
S _{oss} [zł/MWh]	1,67	0,37	2,04

3.6.1.2.3. Składnik wyrównawczy stawki systemowej

Stawka opłaty	Netto	VAT	Brutto
S _{osw} [zł/MWh]	24,00	5,28	29,28

3.6.1.3. Stawka rozliczeniowa

Stawka opłaty	Netto	VAT	Brutto
S _{pr} [zł/MWh]	0,30	0,07	0,37

3.6.2. Stawka abonamentowa

Stawka opłaty	Netto	VAT	Brutto
S _{ab} [zł/MD/m-c]	4 300,50	946,11	5 246,61

3.6.3. Roczna cena energii Cor

Roczna cena energii, o której mowa w § 31 ust. 2 i § 34 ust. 1 rozporządzenia taryfowego, stosowana w rozliczeniach między przedsiębiorstwami zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, kupującymi energię elektryczną wytwarzaną w skojarzeniu a operatorem systemu przesyłowego w celu obliczania opłaty rekompensującej.

Cena	Netto	VAT	Brutto
C _{or} [zł/MWh]	120,00	26,40	146,40

3.7. Tabele 1, 2, 3

Tabela nr 1. Zestawienie i symbole poszczególnych odbiorców usług przesyłowych

Symbol odbiorcy	Nazwa odbiorcy usług przesyłowych
D01	STOEN SA
D02	ZAKŁAD ENERGETYCZNY WARSZAWA TEREN SA
D03	ŁÓDZKI ZAKŁAD ENERGETYCZNY SA
D04	ZAKŁAD ENERGETYCZNY ŁÓDZ TEREN SA
D05	ZAKŁAD ENERGETYCZNY PŁOCK SA
D06	ZAKŁAD ENERGETYCZNY BIAŁYSTOK SA
D07	LUBELSKIE ZAKŁADY ENERGETYCZNE „LUBZEL” SA
D08	ZAMOJSKA KORPORACJA ENERGETYCZNA SA
D09	RZESZOWSKI ZAKŁAD ENERGETYCZNY SA
D10	ZAKŁADY ENERGETYCZNE OKRĘGU RADOMSKO-KIELECKIEGO S.A.
D11	ZAKŁAD ENERGETYCZNY CZĘSTOCHOWA SA
D12	BESKIDZKA ENERGETYKA SA
D13	GÓRNOŚLĄSKI ZAKŁAD ELEKTROENERGETYCZNY SA
D14	BĘDZIŃSKI ZAKŁAD ELEKTROENERGETYCZNY SA
D15	ZAKŁAD ENERGETYCZNY OPOLE SA
D16	ZAKŁAD ENERGETYCZNY KRAKÓW SA
D17	ZAKŁAD ENERGETYCZNY TARNÓW SA
D18	ENERGETYKA KALISKA SA
D20	ZAKŁAD ENERGETYCZNY JELENIA GÓRA SA
D21	ZAKŁAD ENERGETYCZNY WROCŁAW SA
D22	GRUPA ENERGETYCZNA ENEA SA
D24	ZAKŁAD ENERGETYCZNY WAŁBRZYCH SA
D26	ZAKŁAD ENERGETYCZNY LEGNICA SA
D27	ELBLĄSKIE ZAKŁADY ENERGETYCZNE SA
D28	ZAKŁAD ENERGETYCZNY TORUŃ SA
D30	ZAKŁAD ENERGETYCZNY SŁUPSK SA
D31	GDĄSKA KOMPANIA ENERGETYCZNA SA
D32	ZAKŁAD ENERGETYCZNY SA W OLSZTYNIE
D33	ZAKŁAD ENERGETYCZNY KOSZALIN SA
D34	HUTA STALI Sp. z o.o.
D35	HUTA „ZAWIERCIE” S.A.
D36	ZAKŁADY KOKSOWNICZE „PRZYJAŹN”
D00	Przedsiębiorstwo obrotu energią elektryczną
W00	Wytwórca energii elektrycznej
I00	Dostawca energii elektrycznej z zagranicy

W rozumieniu Taryfy, za operatorów systemów dystrybucyjnych uważa się odbiorców usług przesyłowych określonych symbolami od D01 do D33

Tabela nr 2. Miejsca dostarczania energii elektrycznej z sieci przesyłowej (MD) przyporządkowane odbiorcom usług przesyłowych

Symbol odbiorcy	Nazwa węzła	MD
D01	Mory	T
D01	Mory (Towarowa)	R
D01	Mościska	T
D02	Piaseczno	T
D02	Ostrołęka	R1
D02	Miłosna	T
D03	Pabianice	T
D03	Janów	T
D03	Zgierz	T
D04	Piotrków	T
D04	Sochaczew	T
D04	Rogowiec	R
D04	Trębaczew	T
D05	Płock	T
D05	Podolszyce	T
D06	Ełk	T
D06	Narew	T
D07	Abramowice	T
D07	Lublin	T
D07	Puławy	R1
D08	Zamość	T
D08	Mokre	T
D08	Chełm	T
D09	Rzeszów	T
D09	Boguchwała	T
D09	Połaniec	T
D09	Chmielów	T
D09	Stalowa Wola	R1
D09	Krosno Iskrzynia	T
D10	Kozienice	T
D10	Rożki	T
D10	Kielce Piaski	T
D10	Radkowice	T
D10	Ostrowiec	T
D11	Wrzosowa	T
D11	Aniołów	T
D12	Komorowice	T

Symbol odbiorcy	Nazwa węzła	MD
D12	Poreba	T
D13	Kopanina	T
D13	Halemba	R1
D13	Moszczenica	T
D13	Bieruń	T
D13	Wielopole	T
D13	Katowice	T
D13	Rokitnica	T
D13	Czeczot	R1
D14	Tuczna	T
D14	Jamki	T
D14	Łągisza	T
D14	Łońnice	T
D14	Siersza	R1
D15	Groszowice	T
D15	Blachownia	R1
D15	Kędzierzyn	R1
D15	Dobrzeń	T
D16	Lubocza	T
D16	Wanda	T
D16	Skawina	R1
D17	Klikowa	T
D17	Klikowa	R
D17	Tarnów	T
D18	Pątnów	T
D18	Adamów	T
D18	Konin	R1 (T)
D18	Ostrów	T
D20	Mikułowa	T
D20	Cieplice	T
D21	Pasikowice	T
D21	Klecina	T
D22	Gorzów	T
D22	Plewiska	T
D22	Krzewina	T
D22	Czerwonak	T
D22	Poznań Południe	T
D22	Leszno	T
D22	Dolna Odra	R1
D22	Morzyczyn	T

Symbol odbiocy	Nazwa węzła	MD
D22	Glinki	T
D22	Police	R1
D22	Leśniów	T
D22	Jasiniec	T
D22	Bydgoszcz Zachód	T
D24	Świebodzice	T
D24	Boguszów	T
D24	Ząbkowice	T
D26	Czarna	T
D26	Polkowice	T
D26	Żukowice	T
D28	Włocławek Azoty	T
D28	Toruń Elana	T
D28	Grudziądz	T
D30	Żydowo	T
D30	Słupsk	T
D31	Gdańsk Błonia	T
D31	Żarnowiec	T
D31	Gdańsk	T
D32	Olsztyn Mątki	T
D32	Olsztyn	T
D33	Dunowo	T
D34	Huta Stali	R1
D35	Huta „Zawiercie”	R1
D36	Zakłady Koksownicze „Przyjaźń”	R1

Tabela nr 3. Współczynniki udziału w pokrywaniu kosztów systemowych

Wyszczególnienie / Symbol odbiorcy	Wartość współczynnika k_{01}
Energia przesyłana za granicę	0,10000
Odbiorca końcowy specjalny	0,10000
Odbiorca końcowy	1,09755
D01	1,09755
D02	1,09755
D03	1,09755
D04	1,09755
D05	1,09755
D06	1,09755
D07	1,09755
D08	1,09755
D09	1,09755
D10	1,09755
D11	1,09755
D12	1,09755
D13	0,95092
D14	0,98071
D15	1,09755
D16	1,09755
D17	1,09755
D18	0,83368
D20	1,09755
D21	1,09755
D22	1,09755
D24	1,09755
D26	1,09755
D27	1,09755
D28	1,09755
D30	1,09755
D31	1,09755
D32	1,09755
D33	1,09755
D34	1,09755
D35	1,09755
D36	1,09755

4. CENY, STAWKI OPŁAT I WARUNKI ICH STOSOWANIA DLA OBROTU ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ

4.1. Zasady rozliczeń za energię elektryczną

4.1.1. Strefy czasowe

Energia elektryczna rozliczana jest w trzech strefach doby o zróżnicowanych czasach trwania, w sezonie jesiennie–zimowym (zima) i wiosennie–letnim (lato), jak w podanej tabeli:

Strefy czasowe		Godziny trwania stref doby	
		od 1 kwietnia do 30 września	od 1 października do 31 marca
		LATO	ZIMA
1.	szczyt przedpołudniowy	7 ⁰⁰ – 13 ⁰⁰	7 ⁰⁰ – 13 ⁰⁰
2.	szczyt popołudniowy	19 ⁰⁰ – 22 ⁰⁰	16 ⁰⁰ – 21 ⁰⁰
3.*)	pozostałe godziny doby	13 ⁰⁰ – 19 ⁰⁰ 22 ⁰⁰ – 7 ⁰⁰	13 ⁰⁰ – 16 ⁰⁰ 21 ⁰⁰ – 7 ⁰⁰

* Dni świąteczne, soboty i niedziele w całości zaliczane są do strefy 3.

4.1.2. Warunki stosowania cen, opłat i bonifikat dla obrotu energią elektryczną

4.1.2.1. Taryfa dotyczy odbiorców, którzy kupują energię elektryczną od PSE SA w wysokości MIE, zestawionych w Tabelicy nr 4, zamieszczonej w pkt 4.3.

4.1.2.2. Fizyczny pobór energii elektrycznej jest dokonywany w MD, określonych w umowie o świadczenie usług przesyłowych.

4.1.2.3. Przy sprzedaży MIE, stosuje się ceny energii elektrycznej zróżnicowane w trzech strefach doby, w wysokości określonej w pkt 4.2.1.

4.1.2.4. Przy sprzedaży energii elektrycznej do spółek dystrybucyjnych stosuje się bonifikaty z tytułu rozliczenia kosztów tzw. taryfy pracowniczej, których stawki dla poszczególnych spółek dystrybucyjnych zawarte są w pkt 4.2.3. Miesięczne stawki bonifikat stosuje się w przypadku zakupu energii elektrycznej przez odbiorcę w wielkości nie mniejszej od MIE.

4.1.2.5. W rozliczeniach za energię elektryczną stosuje się dodatkowo stawkę opłaty abonamentowej, przeliczoną na jedno MD, wyrażoną w zł/MD/m-c i zawartą w pkt 4.2.2. Miesięczna opłata abonamentowa dla odbiorcy jest iloczynem ww. stawki oraz liczby MD danego odbiorcy, określonych w umowie, zgodnie z Tabelą nr 2 zamieszczoną w pkt 3.7.

- 4.1.2.6. Za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców w rozliczeniach za energię elektryczną PSE SA udziela bonifikat i upustów zgodnie z pkt 3.3 Taryfy.
- 4.1.2.7. Opłaty z tytułu niedotrzymania warunków umów określa umowa sprzedaży energii elektrycznej między odbiorcą a PSE SA.
- 4.1.2.8. Okresy rozliczeniowe i warunki płatności określa umowa sprzedaży energii elektrycznej. Przy sprzedaży MIE, okresy te nie powinny być dłuższe niż dekada.
- 4.1.2.9. Za przekroczenie terminu płatności faktur za energię elektryczną, za każdy dzień opóźnienia nalicza się odsetki ustawowe.

4.1.3. Zasady grafikowania Minimalnych Ilości Energii

- 4.1.3.1. Wielkości MIE dla poszczególnych spółek dystrybucyjnych w poszczególnych miesiącach i strefach doby, określone w Tabeli nr 4, nie podlegają korekcie w trakcie obowiązywania Taryfy PSE SA, o ile Prezes URE nie postanowi inaczej.
- 4.1.3.2. Dostawa MIE dla każdej godziny danego miesiąca realizowana jest zgodnie z grafikami handlowymi, opracowanymi na podstawie krzywych całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną, w roku taryfowym poszczególnych spółek dystrybucyjnych. Grafiki handlowe stanowią integralną część umów sprzedaży energii.
- 4.1.3.3. Istnieje możliwość zmiany grafików handlowych MIE (o których mowa w pkt 4.1.3.2) w ramach określonych w Taryfie miesięcznych ilości dla poszczególnych stref doby (Tabela nr 4). Korekty godzinowego rozkładu MIE muszą być zawarte w przedziale $\pm 5\%$ w stosunku do wielkości dla danej godziny, wynikających z grafiku handlowego, opracowanego zgodnie z pkt 4.1.3.2. Korygowanie ilości energii w danej godzinie miesiąca musi być skompensowane równoczesną zmianą ilości w innej godzinie tej samej strefy tego miesiąca. Oznacza to, że skorygowany grafik nie może się różnić w żadnej godzinie o więcej niż $\pm 5\%$ w stosunku do grafiku handlowego opracowanego zgodnie z pkt 4.1.3.2.
- 4.1.3.4. Korekta grafiku handlowego MIE może być zgłoszona do operatora handlowego PSE SA, najpóźniej do godziny 12 w dobie $n-2$, przed dniem n , którego będzie ona dotyczyć.
- 4.1.3.5. Potwierdzona przez operatora handlowego PSE SA korekta grafiku handlowego MIE będzie podstawą zgłoszeń umowy sprzedaży energii operatorowi systemu przesyłowego w dniu $n-1$, przez strony umowy sprzedaży energii.

W przypadku braku akceptacji ze strony operatora handlowego PSE SA dla wnioskowanej przez spółkę dystrybucyjną korekty grafiku, obowiązuje grafik handlowy MIE opracowany zgodnie z pkt 4.1.3.2. Operator handlowy PSE SA nie może odmówić wnioskowanej korekty grafiku handlowego MIE, jeśli korekta spełni wymagania formalne wynikające z pkt 4.1.3.3.

4.2. Ceny, stawki opłat i bonifikaty dla obrotu energią elektryczną

4.2.1. Ceny energii elektrycznej

Strefy doby		Ceny w zł/MWh		
		Cena netto	Podatek VAT	Cena brutto
1.	szczyt przedpołudniowy	145,66	32,05	177,71
2.	szczyt popołudniowy	225,43	49,59	275,02
3.	pozostałe godziny doby	98,50	21,67	120,17

4.2.2. Stawka abonamentowa

Stawka opłaty	Netto	VAT	Brutto
S_{ab} [zł/MD/m-c]	524,42	115,37	639,79

4.2.3. Bonifikaty z tytułu rozliczania kosztów tzw. „taryfy pracowniczey”

Miesięczne stawki bonifikat do kwoty należności za energię elektryczną.

Symbol odbiorcy	Spółki Dystrybucyjne	Stawka bonifikat netto	Podatek VAT	Stawka bonifikat brutto
		zł/m-c	zł/m-c	zł/m-c
D01	STOEN Stołeczny ZE SA	237 361	52 219	289 580
D02	ZE Warszawa Teren SA	232 499	51 150	283 649
D03	Łódzki ZE SA	259 048	56 991	316 039
D04	ZE Łódź Teren SA	179 932	39 585	219 517
D05	ZE Płock SA	98 134	21 589	119 723
D06	ZE Białystok SA	104 498	22 990	127 488
D07	Lubelskie ZE LUBZEL SA	105 906	23 299	129 205
D08	Zamojska KE SA	78 396	17 247	95 643
D09	Rzeszowski ZE SA	249 093	54 800	303 893
D10	ZEORK SA	274 545	60 400	334 945
D11	ZE Częstochowa SA	110 736	24 362	135 098
D12	Beskidzka Energetyka SA	147 661	32 485	180 146
D13	Górnośląski ZE SA	494 549	108 801	603 350
D14	Będziński ZE SA	330 164	72 636	402 800
D15	ZE Opole SA	135 780	29 872	165 652
D16	ZE Kraków SA	354 839	78 065	432 904
D17	ZE Tarnów SA	84 961	18 691	103 652
D18	Energetyka Kaliska SA	337 698	74 294	411 992
D20	ZE Jelenia Góra S.A.	153 444	33 758	187 202
D21	ZE Wrocław SA	298 952	65 769	364 721
D22	ENEA SA	634 999	139 700	774 699
D24	ZE Wałbrzych S.A.	72 204	15 885	88 089
D26	ZE Legnica S.A.	32 801	7 216	40 017
D27	Elbąskie ZE SA	29 305	6 447	35 752
D28	ZE Toruń S.A.	67 253	14 796	82 049
D30	ZE Słupsk S.A.	42 657	9 385	52 042
D31	ENERGA Gdańska KE SA	202 502	44 550	247 052
D32	ZE SA w Olsztynie	32 872	7 232	40 104
D33	ZE Koszalin S.A.	33 880	7 454	41 334

4.3. Tabele 4, 5

Tabela nr 4. Minimalne ilości energii elektrycznej przyporządkowane odbiorcom energii z PSE SA (spółki dystrybucyjne)

Symbol odbiorcy	Wyszczególnienie	Minimalne Ilości Energii w podziale na strefy w MWh												VI	od VII '2003 do VI 2004
		VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V			
		2003	2003	2003	2003	2003	2003	2004	2004	2004	2004	2004			
D01	STOEN SA	227 934	221 894	241 327	288 857	295 160	340 329	346 629	296 735	300 936	256 295	232 925	232 136	3 281 157	
	strefa 1	49 505	45 039	52 238	61 305	56 457	65 635	68 026	59 735	64 331	53 418	46 718	49 619	672 026	
	strefa 2	24 021	22 164	27 337	51 340	49 801	57 528	58 627	50 855	54 830	26 520	22 046	22 849	467 918	
D02	strefa 3	154 408	154 691	161 752	176 212	188 902	217 166	219 976	186 145	181 775	176 357	164 161	159 668	2 141 213	
	ZE Wa-wa Teren SA	211 463	208 315	211 351	254 313	270 450	291 598	306 065	264 329	269 894	232 609	221 480	208 329	2 950 196	
	strefa 1	42 081	42 121	42 293	51 117	51 115	48 114	58 152	49 932	51 145	42 614	41 616	36 219	556 519	
D03	strefa 2	21 569	22 924	24 485	47 048	49 763	45 635	54 878	46 416	46 206	24 075	22 458	20 174	425 631	
	strefa 3	147 813	143 270	144 573	156 148	169 572	197 849	193 035	167 981	172 543	165 920	157 406	151 936	1 968 046	
	Ładzki ZE SA	105 060	107 449	120 549	142 261	154 343	163 924	171 889	155 490	155 646	130 146	114 869	107 714	1 629 040	
D04	strefa 1	23 918	21 699	26 568	31 341	28 832	31 507	33 589	30 954	32 987	27 538	23 475	23 602	336 010	
	strefa 2	11 107	10 640	14 038	26 927	26 147	28 217	29 688	26 791	28 550	14 052	11 327	10 804	238 288	
	strefa 3	70 035	75 110	79 945	83 993	99 364	104 200	108 312	97 745	94 109	88 556	80 067	73 308	1 054 742	
D05	ZE Łódź Teren SA	134 659	132 464	139 006	149 120	148 478	157 511	156 625	135 143	148 637	134 385	129 206	126 189	1 691 423	
	strefa 1	25 746	22 553	26 642	28 991	24 856	28 064	27 776	24 774	29 020	25 046	22 141	22 964	308 573	
	strefa 2	12 069	11 088	13 945	24 164	21 747	25 152	24 414	20 864	26 072	13 344	10 606	11 020	214 485	
D06	strefa 3	96 844	98 823	98 419	95 965	101 875	104 295	104 435	89 505	93 545	95 995	96 459	92 205	1 168 365	
	ZE Plock SA	95 460	92 260	90 050	92 626	90 237	96 325	94 172	85 057	87 840	85 341	83 001	88 609	1 080 978	
	strefa 1	19 784	16 665	18 574	19 209	16 108	18 137	18 007	16 616	18 540	17 051	15 631	17 646	211 968	
D07	strefa 2	9 774	8 734	10 203	17 085	15 142	17 051	16 469	14 985	16 103	9 087	7 922	8 731	151 286	
	strefa 3	65 902	66 861	61 273	56 332	58 987	61 137	59 696	53 456	53 197	59 203	59 448	62 232	717 724	
	ZE Białystok SA	132 577	135 464	139 094	157 078	154 507	173 357	171 383	154 633	151 162	132 134	127 452	127 994	1 755 755	
D08	strefa 1	28 223	25 068	28 733	32 457	27 118	32 463	32 211	29 761	31 663	26 556	24 045	25 824	344 122	
	strefa 2	14 314	13 478	16 150	30 044	25 845	30 756	30 275	27 596	28 747	14 218	12 545	13 018	256 986	
	strefa 3	90 040	96 918	94 211	94 577	101 544	109 138	108 817	97 276	90 757	91 360	90 862	89 152	1 154 647	
D09	LZE LUBZEL SA	106 001	105 277	110 401	118 054	133 035	136 543	154 338	133 865	135 267	123 426	117 013	117 794	1 491 014	
	strefa 1	22 016	17 873	22 208	23 983	22 972	24 382	28 071	24 752	27 409	23 846	21 048	23 104	281 664	
	strefa 2	11 174	9 716	12 255	21 457	21 766	22 647	25 417	22 103	24 396	12 872	11 037	11 394	206 234	
D10	strefa 3	72 811	77 688	75 938	72 614	88 297	89 514	100 850	87 010	83 462	86 708	84 928	83 296	1 003 116	
	Zamojska KE SA	85 000	87 429	89 250	100 250	99 572	112 932	111 107	97 143	100 676	88 643	82 572	82 572	1 137 186	
	strefa 1	17 512	15 351	17 800	20 179	17 000	20 176	20 332	18 075	20 342	17 568	14 978	16 229	215 342	
D11	strefa 2	8 730	8 451	10 202	18 661	16 604	19 826	19 483	16 715	17 846	9 448	7 639	8 119	161 724	
	strefa 3	58 758	63 627	61 248	61 450	65 968	72 930	71 292	62 353	62 488	61 627	59 955	58 224	759 920	

Tabela nr 4 c.d.

Symbol odbiorcy	Minimalne Hości Energii w podziale na strefy w MWh											od VII '2003 do VI 2004		
	Wyszczególnienie		VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III		IV	V
		2003	2003	2003	2003	2003	2003	2003	2004	2004	2004	2004	2004	2004
D09	Rzeszowski ZE SA	132 024	139 534	137 091	151 846	142 902	158 660	153 096	136 030	143 433	133 586	132 562	129 059	1 679 823
	strefa 1	27 949	24 402	28 444	31 506	26 472	30 218	30 162	27 619	30 398	27 190	25 022	26 018	335 400
	strefa 2	13 585	12 708	15 047	27 269	24 566	27 882	27 606	24 476	25 950	13 735	12 374	12 483	237 681
	strefa 3	90 490	92 424	93 600	93 071	91 864	100 560	95 328	83 935	87 085	92 661	95 166	90 558	1 106 742
D10	ZEORK SA	146 443	144 486	153 924	175 997	169 422	190 285	180 327	152 549	170 079	149 231	141 852	140 278	1 914 873
	strefa 1	29 813	25 583	31 181	34 969	29 569	34 320	32 802	28 295	34 074	29 173	24 999	27 822	362 600
	strefa 2	14 704	13 284	16 538	30 599	26 815	31 362	29 621	25 252	29 036	15 167	12 988	13 162	258 528
	strefa 3	101 926	105 619	106 205	110 429	113 038	124 603	117 904	99 002	106 969	104 891	103 865	99 294	1 293 745
D11	ZE Częstochowa SA	70 823	71 448	75 232	81 180	83 674	91 952	92 532	83 361	87 209	77 727	73 777	70 824	959 679
	strefa 1	14 586	12 972	15 190	16 384	14 140	16 918	17 244	15 827	17 551	14 944	13 493	13 895	183 144
	strefa 2	7 198	6 608	8 112	14 344	12 684	15 469	15 163	13 517	15 208	7 855	6 763	6 786	129 707
	strefa 3	49 039	51 868	51 930	50 452	56 850	59 565	60 125	53 957	54 450	54 928	53 521	50 143	646 828
D12	Beskidzka Era SA	101 367	95 345	104 384	110 421	106 154	116 343	120 538	109 580	113 961	103 975	99 757	97 793	1 279 618
	strefa 1	22 532	18 815	22 911	24 162	20 407	23 137	24 101	22 621	25 131	22 142	20 164	20 845	266 968
	strefa 2	10 667	9 257	11 632	20 448	18 040	20 463	20 979	19 197	20 844	10 896	9 734	9 810	181 967
	strefa 3	68 168	67 273	69 841	65 811	67 707	72 743	75 458	67 762	67 986	70 937	69 859	67 138	830 683
D13	Górnosławski ZE SA	262 919	256 987	277 766	320 080	309 305	352 126	348 989	316 150	307 724	288 887	269 784	260 451	3 571 148
	strefa 1	53 834	46 332	56 443	64 974	54 869	65 121	65 153	60 499	63 249	56 741	49 642	51 565	688 422
	strefa 2	26 479	23 454	29 279	56 293	48 843	57 338	57 128	51 911	53 506	28 877	24 936	25 039	483 083
	strefa 3	182 606	187 201	192 044	198 813	205 593	229 667	226 688	203 740	190 969	203 269	195 206	183 847	2 399 643
D14	Bedziński ZE SA	103 926	101 103	104 211	115 118	111 606	121 068	122 227	115 447	115 556	111 868	105 335	104 278	1 331 735
	strefa 1	18 963	17 710	19 316	20 813	17 858	19 037	19 519	19 940	19 616	18 947	16 771	18 513	227 003
	strefa 2	9 434	8 804	10 473	19 203	17 190	18 514	18 521	17 824	18 031	10 943	9 027	9 796	167 760
	strefa 3	75 529	74 589	74 422	75 102	76 558	83 517	84 187	77 683	77 909	81 970	79 537	75 969	936 972
D15	ZE Opole S.A.	99 462	103 569	109 753	117 611	124 708	126 484	131 806	120 653	126 078	112 288	104 938	99 259	1 376 609
	strefa 1	20 208	18 479	22 190	23 878	21 685	23 366	24 998	22 930	25 814	21 984	18 904	19 395	263 831
	strefa 2	9 851	9 391	11 729	20 722	20 131	21 677	22 302	20 045	22 409	11 567	9 594	9 594	188 849
	strefa 3	69 403	75 699	75 834	73 011	82 892	81 441	84 506	77 678	77 855	78 737	76 440	70 433	923 929
D16	ZE Kraków SA	181 471	175 642	188 639	216 368	232 924	273 799	280 140	245 473	246 155	206 981	179 266	175 643	2 682 501
	strefa 1	38 664	32 862	39 308	44 161	40 584	49 717	50 499	45 712	49 294	40 992	33 980	35 717	501 490
	strefa 2	19 154	17 042	20 923	39 612	37 512	44 996	45 955	40 857	43 679	31 379	17 415	17 651	366 175
	strefa 3	123 653	125 738	128 408	132 595	154 828	179 086	183 686	158 904	153 182	144 610	127 871	122 275	1 734 830
D17	ZE Tarnów SA	49 415	52 925	53 790	57 586	56 688	60 764	64 651	57 041	59 951	54 307	51 844	51 694	678 656
	strefa 1	10 116	9 397	10 759	11 548	9 842	10 676	11 753	10 605	11 967	10 411	9 288	9 975	126 337
	strefa 2	5 024	4 879	5 785	10 209	9 119	9 930	10 727	9 514	10 539	5 400	4 736	4 924	90 786
	strefa 3	34 275	38 649	37 246	35 829	37 727	40 158	42 171	36 922	37 445	38 496	37 820	36 795	453 533

Tabela nr 4 c.d.

Symbol odbiorcy	Wyszczególnienie	Minimalne Ilości Energii w podziale na strefy w MWh												od VII '2003 do VI 2004
		VII 2003	VIII 2003	IX 2003	X 2003	XI 2003	XII 2003	I 2004	II 2004	III 2004	IV 2004	V 2004	VI 2004	
D18	En. Kaliska SA	118 605	119 666	119 061	130 594	131 969	143 156	144 386	129 136	137 280	125 272	118 795	116 034	1 533 954
	strefa 1	24 829	21 762	24 198	26 928	23 597	26 643	26 859	24 816	27 957	24 649	21 570	23 206	297 014
	strefa 2	11 882	11 074	13 045	22 560	21 123	23 857	23 645	20 855	24 231	12 956	10 749	10 970	206 945
D20	strefa 3	81 894	86 830	81 818	81 106	87 249	92 656	93 884	83 465	85 092	87 667	86 476	81 858	1 029 995
	ZE Jelenia Góra SA	45 112	44 181	48 736	55 698	59 014	62 752	62 381	55 042	50 913	44 951	45 868	43 117	617 765
	strefa 1	9 472	8 988	9 640	11 314	10 835	10 967	11 779	10 555	9 267	8 483	8 741	7 470	117 511
D21	strefa 2	4 423	4 424	5 085	9 666	9 725	9 956	10 508	9 407	7 824	4 306	4 258	3 498	83 080
	strefa 3	31 217	30 769	34 011	34 718	38 454	41 829	40 894	35 080	33 822	32 162	32 869	32 147	417 174
	ZE Wrocław SA	119 344	124 752	134 031	144 821	162 120	177 632	177 670	150 869	158 301	142 910	127 157	124 474	1 744 081
D22	strefa 1	26 030	24 806	27 462	30 535	32 424	31 974	35 534	30 174	31 660	30 011	25 431	26 140	352 181
	strefa 2	12 436	12 433	14 449	26 165	29 181	28 422	31 981	27 156	26 911	15 720	12 716	12 447	250 017
	strefa 3	80 878	87 513	92 120	88 121	100 515	117 236	110 155	93 539	99 730	97 179	89 010	85 887	1 141 883
D24	ENEA SA	576 978	582 324	610 588	682 619	710 918	749 165	766 998	677 996	714 712	627 639	579 439	561 209	7 840 566
	strefa 1	123 716	110 815	128 358	144 575	129 734	144 845	148 804	134 351	150 852	127 702	111 475	115 915	1 571 142
	strefa 2	58 458	54 335	66 624	121 265	114 794	126 453	128 700	113 791	125 426	63 765	52 994	53 992	1 080 337
D26	strefa 3	394 804	417 174	415 606	416 779	466 450	477 867	489 494	429 854	438 434	436 172	414 960	391 293	5 188 887
	ZE Wałbrzych SA	56 874	56 438	61 080	70 228	74 111	83 439	84 485	75 347	76 930	65 466	57 287	56 047	817 722
	strefa 1	13 032	11 462	13 763	15 605	14 120	16 387	16 741	15 322	16 881	14 004	11 756	12 309	171 382
D27	strefa 2	5 834	5 406	6 805	12 856	12 297	14 374	14 337	12 743	13 699	6 760	5 410	5 456	115 977
	strefa 3	38 008	39 570	40 512	41 767	47 694	52 668	53 407	47 282	46 350	44 702	40 121	38 282	530 363
	ZE Legnica SA	45 073	43 364	46 564	51 954	49 671	50 209	53 364	46 898	50 166	46 984	45 883	46 084	576 214
D28	strefa 1	8 830	8 144	8 656	10 297	9 095	8 756	10 241	8 939	9 366	8 828	8 493	8 369	108 014
	strefa 2	4 286	4 033	4 354	8 858	8 022	7 481	8 901	7 696	8 062	4 417	4 166	4 060	74 336
	strefa 3	31 957	31 187	33 554	32 799	32 554	33 972	34 222	30 263	32 738	33 739	33 224	33 655	393 864
D29	Elbląskie ZE S.A.	43 590	43 287	41 648	47 394	46 315	47 581	50 098	44 320	47 407	42 913	38 275	41 588	534 408
	strefa 1	8 864	8 485	8 504	9 755	8 103	8 845	9 549	8 565	9 327	8 244	6 722	8 057	103 020
	strefa 2	4 342	4 181	4 172	8 272	6 970	7 831	8 344	7 411	7 983	4 284	3 446	3 983	71 219
D30	strefa 3	30 384	30 621	28 972	29 367	31 242	30 905	32 197	28 344	30 097	30 387	28 107	29 548	360 169
	ZE Toruń S.A.	100 501	113 161	112 361	121 028	121 078	133 015	133 704	115 976	113 228	100 270	105 753	107 392	1 377 447
	strefa 1	20 796	20 323	22 923	24 930	21 310	24 909	25 048	22 239	23 043	19 576	19 309	21 110	265 516
D31	strefa 2	10 116	10 322	12 167	21 266	18 906	22 021	21 798	18 981	19 481	10 003	9 613	10 209	184 883
	strefa 3	69 589	82 516	77 271	74 832	80 862	86 085	86 858	74 756	70 704	70 691	76 811	76 073	927 048
	ZE Słupsk S.A.	48 191	48 793	49 872	54 175	57 048	63 317	65 610	58 701	61 071	53 074	48 880	48 169	656 892
D32	strefa 1	10 775	9 655	11 013	12 080	10 913	12 665	13 040	11 959	13 406	11 198	9 854	10 479	137 037
	strefa 2	4 727	4 510	5 502	9 707	9 151	10 639	10 864	9 771	10 567	5 325	4 327	4 387	89 477
	strefa 3	32 689	34 628	33 357	32 388	36 984	40 013	41 706	36 971	37 098	36 551	34 699	33 294	430 378

Tabela nr 4 c.d.

Symbol odbiorcy	Wyszczególnienie	Minimalne Ilości Energii w podziale na strefy w MWh												od VII '2003 do VI 2004
		VII 2003	VIII 2003	IX 2003	X 2003	XI 2003	XII 2003	I 2004	II 2004	III 2004	IV 2004	V 2004	VI 2004	
D31	ENERGA S.A.	148 281	148 801	156 323	178 185	195 075	210 883	216 687	191 444	195 985	168 680	152 316	144 565	2 107 195
	strefa 1	32 569	28 609	33 351	38 380	35 558	38 889	41 444	37 282	41 100	33 333	29 422	30 282	420 219
	strefa 2	14 687	13 945	17 275	31 795	31 166	34 679	35 884	31 740	34 050	16 534	13 471	13 291	288 317
D32	strefa 3	101 025	106 247	105 697	108 010	128 351	137 285	139 359	122 422	120 835	118 813	109 423	100 992	1 398 459
	ZE SA w Olsztynie	80 505	83 567	87 355	91 646	90 835	97 318	96 283	82 068	88 675	81 652	77 841	76 069	1 833 834
	strefa 1	17 896	16 265	19 064	19 937	17 196	19 082	19 152	16 613	19 260	17 184	15 432	16 052	213 133
	strefa 2	8 336	8 153	9 991	17 196	15 482	17 250	16 928	14 507	16 395	8 767	7 436	7 569	148 010
	strefa 3	54 273	59 149	58 300	54 513	58 157	60 986	60 203	50 968	53 020	55 701	54 973	52 448	672 691
D33	ZE Koszalin SA	58 891	56 878	59 390	63 208	68 064	73 258	72 804	66 613	64 698	61 591	56 537	54 599	756 531
	strefa 1	12 484	10 577	12 387	13 166	12 005	13 676	13 633	12 655	13 315	12 106	10 677	10 948	147 629
	strefa 2	5 956	5 309	6 617	11 274	10 838	12 311	12 029	10 871	11 426	6 247	5 112	5 125	103 115
	strefa 3	40 451	40 992	40 386	38 768	45 221	47 271	47 142	43 087	39 957	43 238	40 748	38 526	505 787
	RAZEM MIE	3 687 949	3 686 803	3 872 837	4 340 356	4 449 383	4 854 685	4 930 576	4 353 049	4 479 570	3 983 223	3 721 634	3 639 945	50 000 000
	strefa 1	774 743	692 812	800 117	898 479	804 774	898 626	934 219	842 117	917 965	791 479	700 797	729 289	9 785 417
	strefa 2	374 337	350 747	424 219	776 305	729 310	809 717	831 170	733 847	788 007	408 519	346 845	350 178	6 923 201
	strefa 3	2 538 869	2 643 244	2 648 491	2 665 572	2 915 299	3 146 342	3 165 187	2 777 085	2 773 598	2 783 225	2 673 992	2 560 478	33 291 382

Tabela nr 5. Wykaz kontraktów długoterminowych

Lp	Strona Kontraktu Długoterminowego	Zakres inwestycji w Kontrakcie
1	EC Bielsko Biała	Budowa nowego bloku z kotłem fluidalnym.
2	El. Turów	Modernizacja bloków: – bl. 1–6 wymiana kotłów na kotły fluidalne; – bl. 8–10 modernizacja.
3	EC Zielona Góra	Budowa nowego bloku skojarzonego.
4	El. Jaworzno III	Modernizacja wszystkich bloków Elektrowni oraz budowa dwóch IOS – mokrych na czterech blokach.
5	El. Łaziska bl. 1 i 2	Modernizacja i budowa IOS – pól suchej na bl. 1 i 2.
6	El. Połaniec bl. 5 – 8	Modernizacja bl. 5, 6, 7, 8 z IOS – mokrej.
7	El. Łagisza bl. 6 i 7	Modernizacja bl. 6 i 7 wraz z budową IOS – pól suchej. Instalacja ciepłownicza na bl. 7.
8	El. Kozienice bl. 6 i 7	Modernizacja bl. 6 i 7 – wymiana części NP turbiny, modernizacja kotłów i wymiana palników.
9	El. Siersza bl. 3 i 6	Modernizacja bl. 3 i 6 wraz z budową IOS – mokrej.
10	El. Dolna Odra bl. 1 i 2	Modernizacja bl. 1 i 2 wraz z budową IOS – mokrej.
11	EC Gorzów	Budowa bloku parowo-gazowego
12	El. Konin układ kolektorowy	Modernizacja układu kolektorowego w El. Konin wraz z budową IOS – mokrej.
13	El. Opole bl. 1–4	Budowa bloków 3 i 4 wraz z budową IOS – mokrej na bl. 1–4.
14	El. Łaziska bl. 9–12	Modernizacja bl. 9–12 wraz z budową IOS na tych blokach.
15	ZEC Poznań	Dokończenie budowy bloku skojarzonego nr 3 w EC Karolin.
16	EC Katowice	Budowa nowego bloku skojarzonego z kotłem fluidalnym.
17	El. Siersza bl. 1 i 2	Modernizacja bl. 1 i 2 i budowa kotłów fluidalnych.
18	El. Kozienice bl. 2 i 4	Modernizacja bloków 2 i 4.
19	El. Patnów II bl. 7 i 8	Przebudowa bloków 7 i 8 mazutowych.
20	EC Żerań	Budowa dwóch kotłów fluidalnych.
21	EC Nowa Sarzyna	Budowa bloku parowo-gazowego z członem ciepłowniczym.
22	EC Pomorzany	Modernizacja bl. 1 i 2 oraz budowa IOS metodą radiacyjną.
23	El. Bełchatów bl. 1–12	Modernizacja bloków 1–12.
24	EC Lublin – Wrotków	Budowa bloku gazowo-parowego.
25	El. Kozienice bl. 9 i 10	Modernizacja bl. 9 i 10 wraz z budową IOS – mokrej.
26	EC Kraków	Modernizacja bloków 1 – 4.
27	El. Dolna Odra bl. 7 i 8	Modernizacja bloków wraz z budową IOS.
28	EC Rzeszów	Budowa bloku gazowo-parowego.
29	Import ze Szwecji	Budowa połączenia kablowego ze stacjami przekształtnikowymi.
30	EC Chorzów ELCHO	Budowa dwóch bloków opalanych węglem kamiennym.
31	ZEG	Budowa bloku gazowo-parowego.