

POLITECHNIKA OPOLSKA
WYDZIAŁ INŻYNIERII PRODUKCJI I LOGISTYKI
KATEDRA ZARZĄDZANIA PROJEKTAMI



MGR INŻ. ALEKSANDRA OTAWA

Rozprawa doktorska

METODYKA PROWADZENIA
ANALIZ TECHNICZNO-EKONOMICZNYCH
DO WYZNACZANIA STRATEGII INWESTYCYJNEJ
W PRZEDSIĘBIORSTWACH
WYKORZYSTUJĄCYCH ŹRÓDŁA CIEPŁA

Promotor:

dr hab. inż. Waldemar Skomudek, prof. PO

Promotor pomocniczy:

dr inż. Anna Hnydiuk-Stefan

OPOLE, kwiecień 2019

SPIS TREŚCI

PODSTAWOWE OZNACZENIA	4
1. WPROWADZENIE.....	6
2. CELOWOŚĆ PRACY SKOJARZONEJ ŹRÓDEŁ CIEPŁA	11
2.1. Stosowane technologie energetyczne skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej	12
2.2. Paliwa stosowane w układach kogeneracyjnych.....	13
3. CEL, ZAKRES I TEZA PRACY	16
4. METODYKA I UNIWERSALNE MODELE MATEMATYCZNE Z CZASEM CIĄGŁYM POSZUKIWANIA EFEKTYWNEJ STRATEGII INWESTOWANIA W NOWO BUDOWANE SKOJARZONE ŹRÓDŁA CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ	17
4.1. Dyskontowe mierniki analizy efektywności ekonomicznej inwestycji w zapisach dyskretnym oraz z czasem ciągłym	18
4.2. Metodyka i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym poszukiwania efektywnej strategii inwestowania w skojarzone źródła ciepła i energii elektrycznej	23
4.3. Uniwersalne wykresy poszukiwania optymalnej strategii inwestowania w źródła ciepła.....	29
4.3.1. Analiza i dyskusja wyników obliczeń.....	30
5. METODYKA I UNIWERSALNE MODELE MATEMATYCZNE Z CZASEM CIĄGŁYM POSZUKIWANIA EFEKTYWNYCH STRATEGII INWESTYCYJNYCH DLA MODERNIZACJI ISTNIEJĄCYCH CIEPŁOWNI I ELEKTROCIEPŁOWNI.....	99
5.1. Metodyka i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym analizy efektywności techniczno-ekonomicznej modernizacji ciepłowni i elektrociepłowni	100
5.2. Analiza opłacalności ekonomicznej modernizacji istniejących ciepłowni	108
5.2.1. Analiza i ocena wyników przykładowych obliczeń opłacalności ekonomicznej modernizacji ciepłowni do elektrociepłowni węglowej	109

5.2.2. Analiza i ocena wyników przykładowych obliczeń opłacalności ekonomicznej modernizacji ciepłowni do jednopaliwowej elektrociepłowni gazowo-parowej	128
6. DOBÓR OPTYMALNEJ MOCY TURBOZESPOŁU GAZOWEGO DO ELEKTROCIEPŁOWNI GAZOWO-PAROWEJ DWUPALIWOWEJ W UKŁADZIE RÓWNOLEGLYM	149
6.1. Uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym doboru optymalnej mocy turbozespołu gazowego do dwupaliwowych elektrociepłowni gazowo-parowych	150
6.1.1. Bilanse energii elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym	154
6.1.2. Uniwersalne modele matematyczne dla układu z turbiną upustowo-przeciwprężną.....	156
6.1.3. Uniwersalne modele matematyczne dla układu z turbiną upustowo-kondensacyjną	161
6.2. Wyniki analiz	164
6.2.1. Elektrociepłownia z turbiną upustowo-kondensacyjną.....	165
6.2.2. Elektrociepłownia z turbiną przeciwprężną	172
6.3. Analiza wpływu parametrów techniczno-ekonomicznych na jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej z turbiną upustowo-kondensacyjną	176
7. WNIOSKI.....	193
BIBLIOGRAFIA.....	196
ZAŁĄCZNIKI.....	208

Podstawowe oznaczenia

A	– rata amortyzacji, [PLN]
b	– okres trwania budowy ciepłowni, elektrociepłowni, [lata]
CF	– przepływ pieniężny (<i>Cash Flow</i>), [PLN]
$DPBP$	– zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych (<i>Discounted Pay Back Period</i>), [lata]
$e_c, e_{gaz}, e_{pal}, e_{el}$	– jednostkowa cena ciepła, gazu ziemnego, węgla [PLN/GJ] i energii elektrycznej, [PLN/MWh]
$E_{el,R}$	– roczna produkcja netto energii elektrycznej w elektrociepłowni, [MWh]
$E_{ch,R}$	– roczne zużycie energii chemicznej paliwa w ciepłowni lub elektrociepłowni, [MWh]
F	– odsetki od środków inwestycyjnych,
IRR	– wewnętrzna stopa zwrotu (<i>Internal Rate of Return</i>), [1/a]
i	– jednostkowe (na jednostkę mocy) nakłady inwestycyjne,
J	– nakłady inwestycyjne, [PLN]
k_c	– jednostkowy koszt produkcji ciepła w ciepłowni lub elektrociepłowni, [PLN/GJ]
K_e	– roczne koszty eksploatacji ciepłowni lub elektrociepłowni, [PLN]
N	– kalkulacyjny okres eksploatacji ciepłowni lub elektrociepłowni, [lata]
N_{el}	– elektryczna moc brutto elektrociepłowni, [MW]
NPV	– wartość zaktualizowana netto (<i>Net Present Value</i>), [PLN]
p	– opłata za emisję szkodliwych produktów spalania do otoczenia, [PLN/kg]
p	– stopa podatku dochodowego od zysku brutto,
P	– podatek dochodowy od zysku brutto,
Q_R	– roczna produkcja netto ciepła w ciepłowni lub elektrociepłowni, [MJ]
$q_{rów}$	– optymalna moc turbozespołu gazowego,

r	– stopa dyskonta,
R	– rata spłaty kredytu,
S_R	– roczne przychody z eksploatacji ciepłowni lub elektrociepłowni,
t	– czas, [lata]
T	– wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji ciepłowni, elektrociepłowni, [lata]
u	– udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO ₂ ,
z	– współczynnik zamrożenia kapitału inwestycyjnego,
δ_{rem}	– stopa kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń),
ε_{el}	– wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrowni lub elektrociepłowni,
η	– sprawność,
ρ	– emisja szkodliwych produktów spalania do otoczenia, [kg/GJ]
σ_R	– roczny wskaźnik skojarzenia,
Δ	– symbol przyrostu,
τ	– roczny czas wykorzystania cieplnej mocy maksymalnej,
CHP	– źródła skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, <i>ang. Combined Heat and Power,</i>
OZE	– odnawialne źródła energii,
PES	– wskaźnik względnej oszczędności energii pierwotnej, <i>ang. Primary Energy Saving.</i>

1. Wprowadzenie

Przyrost populacji ludzkiej i postępujący rozwój cywilizacyjny pociąga za sobą wzrost zapotrzebowania na energię. Łącznie oba te zjawiska stwarzają konieczność korzystania ze źródeł energii w sposób efektywny, a przy tym wpływający korzystnie na stan środowiska naturalnego. Źródła energii takie jak: energia słoneczna, wiatrowa, geotermalna, fal i pływów oraz energetyczne wykorzystanie biomasy chociaż cieszą się zainteresowaniem, to nie są jednak w stanie same zapewnić wymaganych ilości energii w sposób ciągły i stabilny [27, 43, 75, 104, 111,]. Są przy tym inwestycyjnie bardzo drogie. Pomimo ciągłego postępującego rozwoju tych technik jeszcze przez wiele lat energia elektryczna będzie wytwarzana głównie w elektrowniach i elektrociepłowniach spalających paliwa kopalne takie jak węgiel oraz paliwa ciekłe i gazowe [35, 100, 102, 135]. Biorąc pod uwagę ogólne niechętnie nastawienie przez społeczeństwo wobec energetyki jądrowej oraz politykę państw rozwijających się na rzecz rozwoju węglowych technologii wytwarzania energii, według ekspertyz Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA – *International Energy Agency*), w XXI wieku, węgle kamienny i brunatny oraz gaz ziemny nadal będą głównym źródłem energii dla większości sektorów gospodarki na całym świecie, szczególnie dla sektora elektroenergetycznego [35, 111, 117].

Mając na uwadze powyższe fakty należy poszukiwać alternatywnych możliwości produkcji energii, np. poprzez **skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej**, tzw. **kogenerację**. Skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej to proces, w którym energia pierwotna zawarta w paliwie jest jednocześnie w jednym procesie technologicznym zamieniana na dwa produkty: ciepło i energię elektryczną. Kogeneracja cechuje się bardzo wysoką sprawnością procesu – około 90%. Do produkcji tych samych ilości ciepła i energii elektrycznej zużywa się mniej paliwa niż w przypadku produkcji rozdzielonej. Wytwarzanie energii w skojarzeniu pozwala na bardziej efektywne wykorzystanie paliw i zmniejszenie globalnej emisji CO₂ do atmosfery. Rozwój kogeneracji jest zgodny z ideą zrównoważonego rozwoju energetycznego [19, 39, 23, 31, 68, 85, 123].

Polska jest jednym z nielicznych krajów, w których udział produkcji ciepła w układach skojarzonych w łącznej produkcji ciepła pochodzącego ze źródeł scentralizowanych kształtuje się na relatywnie wysokim poziomie. W 2014 roku

wyniósł on ok. 64% ciepła wytworzonego ogółem, co pozwala rocznie w skali kraju spalać o kilkanaście procent węgla mniej, co w liczbach bezwzględnych daje kilkanaście milionów ton [84]. Choć jest to liczba znacząca, to pozostaje jednak jeszcze bardzo duży zakres do wykorzystania przez kogenerację. Wykorzystanie kogeneracji jest konieczne, ponieważ zobowiązanie do redukcji gazów cieplarnianych przez polską gospodarkę, bazującą na energii elektrycznej wytwarzanej z węgla kamiennego i brunatnego, jest bardzo kosztowne, i prowadzi do jej dużego osłabienia [14, 151]. Należy przy tym podkreślić, że węgiel, którego zasoby w kraju są duże pozostanie dalej podstawowym paliwem w krajowym miksie energetycznym. Wielu specjalistów z branży energetycznej przychyli się do twierdzenia, że tak długo, jak długo nie będzie nowych stabilnych źródeł energii, to węgiel będzie gwarantował bezpieczeństwo i niezależność energetyczną Polski [42, 135]. Ważne jest zatem, aby politykę energetyczną w kraju prowadzić tak, aby ponosić jak najmniejsze koszty dostosowania się do unijnych wymogów klimatycznych [14]. Wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach wysokosprawnej kogeneracji ma sprzyjać budowie nowych, wysokosprawnych źródeł kogeneracyjnych oraz modernizacji istniejących.

Wspieranie rozwoju kogeneracji jest jednym z priorytetów polityki energetycznej Unii Europejskiej. Dowodem na to jest wydana dyrektywa 2004/8/WE dotycząca promocji kogeneracji oraz przyjęta w 2012 r. przez Parlament Europejski dyrektywa 2012/27/UE. Dyrektywa ta dotyczy zwiększenia efektywności energetycznej i wzmocnienia promocji kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii. Wsparcie kogeneracji w Polsce to jedno z narzędzi realizacji polityki energetycznej Polski i Unii Europejskiej. Polska dostrzega efekty oraz korzyści płynące z rozwoju kogeneracji, dlatego w 2014 r. została podpisana nowelizacja Prawa energetycznego, która przedłużyła do końca 2018 r. system wsparcia dla wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w postaci certyfikatów. Od stycznia 2019 r. obowiązuje nowa ustawa o promowaniu energii elektrycznej z kogeneracji, która system oparty na świadectwach pochodzenia zastąpiła procedurą aukcyjną i systemem premiowym. Ustawa ma przede wszystkim wspierać budowę nowych wysokosprawnych źródeł kogeneracyjnych oraz modernizację istniejących. Ma także ograniczyć niekorzystne zjawiska środowiskowe, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła i energii elektrycznej, a także ma poprawić efektywność wykorzystania nośników energii właśnie poprzez rozwój kogeneracji. Do 2030 roku, zgodnie z celami „Polityki energetycznej Polski do 2030

roku”, ciepłownie zasilające scentralizowane systemy ciepłownicze polskich miast, mają być zastąpione źródłami kogeneracyjnymi [7, 8, 21, 98, 107, 155].

Inwestycje w technologii kogeneracji są zatem dla podmiotów wykorzystujących źródła ciepła jednym z możliwych kierunków rozwoju, który niesie ze sobą poprawę ekonomiki ich działalności oraz wzrost ich efektywności energetycznej oraz ekologicznej. Warunkiem uzyskania przez podmioty wykorzystujące źródła ciepła korzyści ekonomicznych, energetycznych oraz ekologicznych w wyniku inwestycji w wysokosprawną kogenerację jest dobór odpowiedniej technologii skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej. Technologia ta musi być dostosowana do specyfiki danego podmiotu i powinna prowadzić do uzyskania największej zyskowności, bowiem pozytywny efekt ekonomiczny w gospodarce rynkowej jest czynnikiem decydującym o celowości zastosowania danego rozwiązania technicznego i warunkuje tego typu decyzje inwestycyjne. Kryterium ekonomiczne jest bowiem nadrzędne wobec kryterium technicznego. Wybór najefektywniejszej ekonomicznie technologii kogeneracyjnej jest dla współczesnych podmiotów wykorzystujących źródła ciepła realnym wyzwaniem. Konieczne jest zatem opracowanie metodyki i uniwersalnych modeli matematycznych opisujących przestrzeń funkcyjną zjawisk techniczno-ekonomicznych zachodzących w procesach skojarzonego wytwarzania ciepła i elektryczności w celu ich analizy. Wychodząc naprzeciw tym wyzwaniom w niniejszej pracy został podjęty problem badawczy zdefiniowany jako poszukiwanie efektywnej strategii inwestycyjnej w podmiotach wykorzystujących źródła ciepła. Problem ten jest nie tylko ważnym i koniecznym do rozwiązania problemem studialnym, ale również zagadnieniem bardzo aktualnym mającym duże znaczenie utylitarne.

Strategie inwestycyjne to decyzje, które mają fundamentalny wpływ na kondycję finansową inwestorów. Oznaczają ponoszenie nakładów, wiążą na wiele lat środki przeznaczone na ich finansowanie, przynoszą efekty z pewnym opóźnieniem, charakteryzują się ryzykiem. Podejmując decyzję inwestycyjną należy w sposób niezwykle uważny przeanalizować każdy z rozważanych projektów inwestycyjnych w celu dokonania właściwej oceny i właściwego wyboru. Trwały rozwój podmiotu gospodarczego nie jest możliwy bez dobrze określonej strategii inwestycyjnej. Każda decyzja gospodarcza powinna być poprzedzona wnikliwymi badaniami w zakresie jej skutków ekonomicznych. Głębokie analizy poprzedzające podjęcie decyzji inwestycyjnych, wpływają na zmniejszenie ryzyka błędnej decyzji [15, 30, 64, 57, 139].

Finansowa opłacalność inwestycji uwzględniająca aspekty ryzyka i niepewności jest dla inwestora najważniejszym kryterium oceny. Odpowiedź na pytanie, jaki jest poziom opłacalności ekonomicznej inwestycji w źródła ciepła, i nie tylko, można uzyskać obliczając dla niej wartość mierników oceny efektywności ekonomicznej [15].

W **rozdziale 4** opracowania omówiono mierniki analizy efektywności ekonomicznej inwestycji oraz przedstawiono oryginalną metodykę i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym poszukiwania efektywnej strategii inwestowania w nowo budowane skojarzone źródła ciepła i energii elektrycznej. Metodyka „ciągła” została opracowana na Politechnice Opolskiej przez prof. Ryszarda Bartnika. Zastosowane modele matematyczne uwzględniają przy tym [8]:

- wpływ relacji cenowych pomiędzy węglem, gazem, ciepłem i elektrycznością na wybór technologii produkcji ciepła i energii elektrycznej gwarantującej najmniejsze koszty

oraz

- wpływ zmian w czasie powyższych relacji na ten wybór, a także zmian w czasie wartości jednostkowych oraz taryfowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego i co bardzo ważne, ceny zakupu wprowadzonych przez Unię Europejską, w ramach prowadzonej polityki energetyczno-klimatycznej, pozwoleń na emisję CO₂.

W **rozdziale 5** przedstawiono metodykę i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym analizy efektywności techniczno-ekonomicznej modernizacji istniejących już ciepłowni i elektrociepłowni. Opłacalność modernizacji istniejących ciepłowni i elektrociepłowni jest ważnym i koniecznym do rozwiązania problemem studialnym. Jego rozwiązanie jest możliwe za pomocą przedstawionych w niniejszej rozprawie metodyki i modeli matematycznych. Pozwalają one znaleźć odpowiedzi na pytania, kiedy i jak modernizować ciepłownie i elektrociepłownie aby uzyskać poprawę efektywności ekonomicznej ich pracy, poprawę ich stanu technicznego pozwalającą na ich dalszą, długoletnią eksploatację, poprawę ich całkowitej efektywności energetycznej, a w przypadku elektrociepłowni dodatkowo zwiększenie ilości produkowanej energii elektrycznej, przy niezmięnionej ilości produkowanego ciepła oraz aby nastąpiło ograniczenie emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego i dostosowanie ich poziomu do wymogów norm.

Jedną z technologii modernizacji już istniejących węglowych ciepłowni i elektrociepłowni, czyniącym je nowoczesnymi, jest ich konwersja do dwupaliwowych układów gazowo-parowych zasilanych węglem kamiennym i gazem ziemnym.

Problematyka ta została zaprezentowana w **rozdziale 6**, w którym została przedstawiona metodyka i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym doboru optymalnej mocy turbozespołu gazowego do dwupaliwowych elektrociepłowni gazowo-parowych. Przedstawiona w tym rozdziale oryginalna metodyka wyznaczania kosztów w funkcji mocy turbozespołu gazowego pozwala nie tylko na poszukiwanie optymalnej jego mocy, ale również na szeroką analizę efektów ekonomicznych oraz energetycznych pracy układów gazowo-parowych dwupaliwowych. W tym celu posłużono się rachunkiem różniczkowym, na co pozwalają zapisy ciągle przedstawionych w pracy modeli matematycznych.

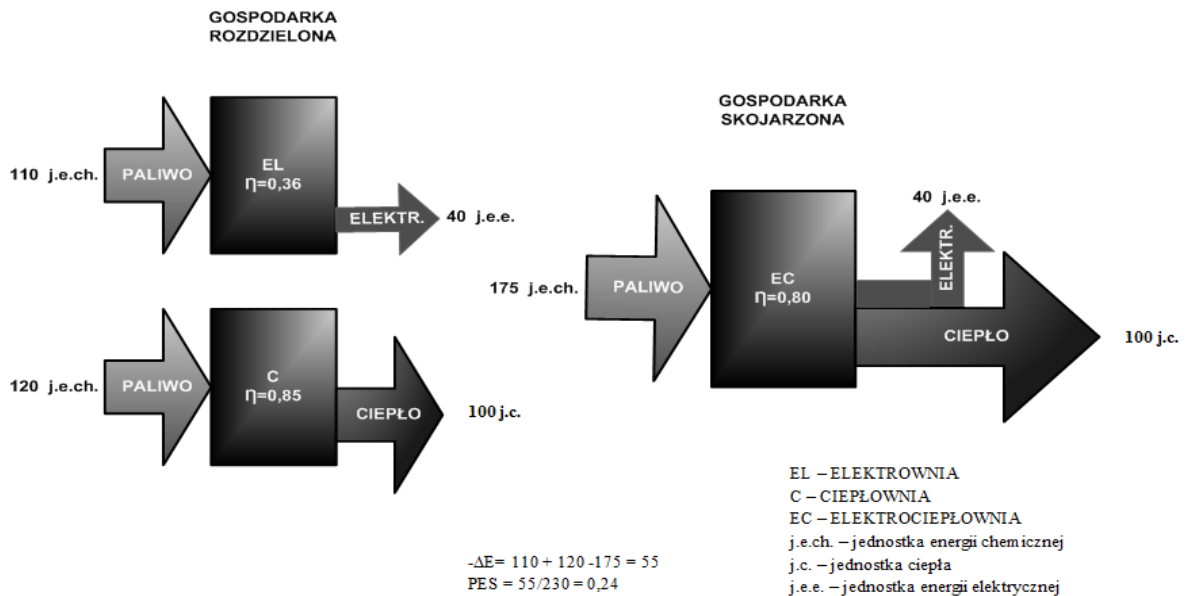
Rozdział 7 poświęcono podsumowaniu przeprowadzonych analiz i przedstawiono kluczowe wnioski płynące z rozprawy.

Podsumowując, w dysertacji przedstawiono metodykę oraz uniwersalne modele matematyczne w zapisie z czasem ciągłym, które umożliwiają prowadzenie analiz techniczno-ekonomicznych dla prezentacji efektywnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła. Zaprezentowana metodyka jest innowacyjnym podejściem do wykonywania szczegółowych analiz techniczno-ekonomicznych procesów inwestycyjnych w przedsiębiorstwach wykorzystujących źródła ciepła. Otrzymane za pomocą przedstawionej metodyki i modeli matematycznych wyniki wielowariantowych obliczeń opracowano w postaci uniwersalnych wykresów, które pozwalają na dobór efektywnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła.

2. Celowość pracy skojarzonej źródeł ciepła

Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej mimo tego, że już od lat 50. ubiegłego wieku było bardzo mocno promowane w Polsce, szczególnie przez Politechnikę Śląską w Gliwicach przez m.in. nieżyjącego już Profesora Jana Szarguta, jest w dalszym ciągu perspektywiczną technologią. Jest współczesną tendencją światową, jej rozwój jest zagadnieniem bardzo aktualnym i ma bardzo istotne znaczenie dla polskiego, i nie tylko, ciepłownictwa, energetyki zawodowej i przemysłowej.

Układy produkujące ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu określane są mianem: **CHP** (z angielskiego: *Combined Heat and Power*) oraz **KWK-Anlagen** (z niemieckiego: *Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*) [36, 115]. Stosowanie kogeneracji prowadzi do wzrostu sprawności wykorzystania energii chemicznej paliw pierwotnych [31, 45, 98, 134]. Na rysunku 2.1. przedstawiono możliwe do osiągnięcia korzyści w układzie kogeneracyjnym. Na rysunku 2.1 zostało pokazane, że sto jednostek ciepła i czterdzieści jednostek energii elektrycznej wytwarzanych w ciepłowni o sprawności 0,85 i w elektrowni kondensacyjnej o sprawności 0,36 wymaga zużycia 230 jednostek energii chemicznej paliw pierwotnych. Te same ilości jednostek ciepła i energii elektrycznej można pozyskać w elektrociepłowni o sprawności 0,80 kosztem zużycia 175 jednostek energii chemicznej paliw pierwotnych [19, 134].



Rys. 2.1. Schematy konwersji energii chemicznej na energię elektryczną i ciepłą w trybie gospodarki rozdzielnej i skojarzonej [134]

Zmniejszenie zużycia energii chemicznej paliw pierwotnych (ΔE) uzyskane dzięki realizacji skojarzonej gospodarki ciepłno-energetycznej wynosi 55 jednostek. Wartość wskaźnika względnej oszczędności energii pierwotnej (oznaczonego na rysunku 2.1 symbolem „PES” - *Primary Energy Saving*) wynosi 24% [134]. Różnica zużycia paliwa na korzyść układu skojarzonego, czyli oszczędność paliwa w stosunku do układów niezależnych (rozdzielonych), stanowi główny efekt ekonomiczny gospodarki skojarzonej. Zmniejszenie zużycia paliw pierwotnych wiąże się także z równoczesnym ograniczeniem szkodliwych emisji i z możliwością osiągnięcia konkretnych korzyści ekologicznych. Najwyższe wartości PES uzyskuje się dla układów o wysokich wartościach rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R [38].

2.1. Stosowane technologie energetyczne skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej

Możliwe w praktyce do zastosowania technologie energetyczne skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej to [56, 86, 90, 128, 151, 152, 120, 122]:

- układy parowe z turbozespołami parowymi upustowo-kondensacyjnymi lub upustowo-przeciwprężnymi (układy z turbinami przeciwprężnymi mają zastosowanie wyłącznie w elektrociepłowniach przemysłowych, w których potrzeby na ciepło grzejne są na stałym poziomie przez cały rok),
- hierarchiczne układy gazowo-parowe jednopaliwowe (wartość rocznego wskaźnika skojarzenia dla tych układów pracujących zgodnie z rocznym uporządkowanym wykresem zapotrzebowania na ciepło grzejne jest największa, wynosi ok. $\sigma_R \cong 4$),
- układy gazowo-parowe dwupaliwowe,
- układy z turbozespołem gazowym i wymiennikiem ciepła *spaliny-woda sieciowa* (układy te z uwagi na wysoki koszt gazu ziemnego i oleju opałowego oraz brak „części parowej”, jak to jest w hierarchicznych układach gazowo-parowych jednopaliwowych, nie mają w praktyce uzasadnienia zarówno technicznego, jak i ekonomicznego),
- układy z silnikami spalinowymi tłokowymi (moc cieplna elektrociepłowni z silnikami tłokowymi wynosi co najwyżej kilku megawatów; silniki są

stosowane w praktyce tam, gdzie jest do dyspozycji gaz z odmetanowania kopalń lub biogaz np. z wysypisk śmieci),

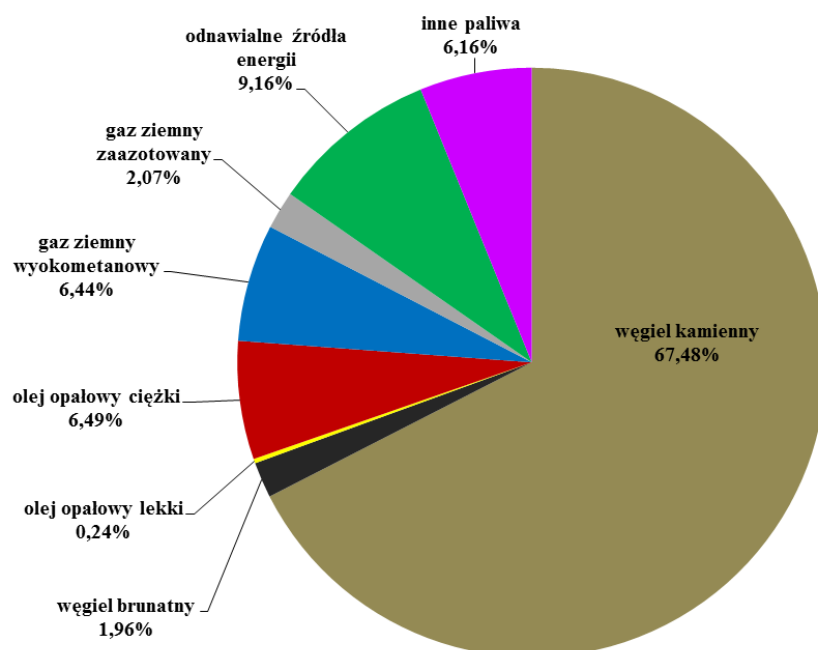
- układy *ORC* (ang. *Organic Rankine Cycle*; z uwagi na bardzo wysokie jednostkowe nakłady inwestycyjne, $i \cong 6,5$ PLN/MW, a także na małą wartość wskaźnika skojarzenia, $\sigma_R \cong 0,1$, nie mają w praktyce uzasadnienia technicznego i ekonomicznego).

2.2. Paliwa stosowane w układach kogeneracyjnych

Rynek paliw w Polsce jest w dalszym ciągu silnie zdominowany przez węgiel – zarówno w przypadku produkcji energii elektrycznej, jak i ciepła. W zdecydowanej większości elektrociepłowni paliwem podstawowym jest węgiel kamienny. Pozostałe paliwa praktycznie nie odgrywają większej roli [14, 48, 74, 113, 131].

Na rysunku 2.2 została pokazana struktura zużycia paliw do produkcji ciepła. W kogeneracji węgiel kamienny stanowi w tej strukturze 67,48%, gaz ziemny tylko ok. 8,51%, a resztę zajmują olej opałowy i zasoby energetyki odnawialnej [14, 157].

ZUŻYCIE PALIW DO PRODUKCJI CIEPŁA W KOGENERACJI



Rys. 2.2. Struktura paliw zużywanych do produkcji ciepła w 2017 r. [157]

W tabeli 2.1 przedstawiono średnią cenę ciepła wytworzonego z różnych rodzajów paliw. W ostatnich latach ceny ciepła nieznacznie spadały. Jednak prognozuje się, że rosnące ceny paliw i uprawnień do emisji CO₂ przełożą się na wzrost cen ciepła w najbliższych latach [153, 154, 157].

Tabela. 2.1. Średnia cena ciepła (bez usługi przesyłowej) wytworzonego z różnych rodzajów paliw [157]

Rodzaj paliwa	Średnia cena ciepła [zł/GJ]			
	2014	2015	2016	2017
Węgiel kamienny	36,96	37,70	37,43	37,06
Węgiel brunatny	25,84	26,42	26,58	26,34
Olej opałowy lekki	102,07	84,77	77,25	63,70
Olej opałowy ciężki	38,02	37,63	39,55	34,54
Gaz ziemny wysokometanowy	61,45	55,41	53,27	50,56
Gaz ziemny zaazotowany	41,18	40,16	40,59	41,86
Biomasa	39,60	40,94	41,40	41,21
Inne odnawialne źródła energii	40,95	37,48	36,75	34,49

Jak wynika z dokumentu pt.: „Założenia polityki energetycznej Polski do 2050 roku” poziom wykorzystania gazu ziemnego w kraju w określonym horyzoncie czasu ma zdecydowanie wzrosnąć. Wzrost zainteresowania paliwami gazowymi ze względu na szereg ich zalet powinien się utrzymać, o ile na przeszkodzie nie staną ich wysokie ceny. W 2020 roku w zależności od rozpatrywanego wariantu wzrostu gospodarczego, oczekiwany udział gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej wyniesie 9–16%. Takie prognozy pozwalają optymistycznie spojrzeć na rozwój kogeneracji opartej na paliwach gazowych [19, 20, 76].

Układy kogeneracyjne mogą być zasilane różnymi rodzajami gazu. Główne paliwa gazowe stosowane do ich zasilania to [19, 67, 69, 70]:

- gaz ziemny zaazotowany,
- gaz ziemny wysokometanowy,
- biogazy (np. gaz pozyskiwany w oczyszczalni ścieków, gaz wysypiskowy, gaz ze zgazowania biomasy),
- gaz kopalniany z odmetanowania kopalń węgla kamiennego,
- gaz syntezowy,
- gaz koksowniczy,

- gazy odpadowe z procesów technologicznych (głównie hutniczych i chemicznych),
- propan i mieszaniny propanu z butanem (LPG).

Paliwo gazowe stosowane do zasilania tłokowych silników spalinowych w układach energetyki skojarzonej musi charakteryzować się przede wszystkim [67]:

- wysoką wartością opałową,
- akceptowalną odpornością na spalanie stukowe (detonacyjne),
- czystością,
- odpowiednio dobraną prędkością spalania mieszanki paliwowo-powietrznej.

Podstawowym gazem stosowanym w układach wysokosprawnej kogeneracji CHP jest gaz ziemny wysokometanowy, o zawartości metanu powyżej 90% i o wartości opałowej większej niż 30 MJ/m^3 . Pozostałe gazy, pomimo ich walorów cenowych, są dyskwalifikowane przez niższą wartość opałową, większą zawartość zanieczyszczeń i brak powszechności w dostępie do ich stosowania. Są to gazy, które zawsze będą w mniejszym stopniu wykorzystywane w układach wysokosprawnej kogeneracji [40, 67].

3. Cel, zakres i teza pracy

Przeprowadzona analiza literaturowa, wstępne badania oraz przemyślenia stały się podstawą do sformułowania celu, zakresu oraz tezy badawczej pracy.

Zasadniczym **celem pracy** jest opracowanie za pomocą „ciągłej” metodyki „ciągłych” uniwersalnych modeli matematycznych opisujących efektywność techniczno-ekonomiczną wszystkich technologii energetycznych wytwarzania ciepła. Celem pracy jest wykonanie za ich pomocą wielowariantowych obliczeń i opracowanie ich wyników w postaci uniwersalnych wykresów służących do doboru efektywnej ekonomicznie strategii inwestycyjnej w przedsiębiorstwach wykorzystujących źródła ciepła.

Zakres pracy w szczególności obejmuje:

- propozycję metodyki prowadzenia analiz techniczno-ekonomicznych służących do wyboru efektywnej strategii inwestycyjnej w przedsiębiorstwach wykorzystujących źródła ciepła,
- opracowanie za pomocą zaproponowanej metodyki uniwersalnych modeli matematycznych, umożliwiających dokonanie wyboru technologii kogeneracyjnej o największej efektywności ekonomicznej,
- wykonanie wielowariantowych obliczeń umożliwiających opracowanie w oparciu o uzyskane rezultaty badań uniwersalnych wykresów wspomagających wybór optymalnej ekonomicznie strategii inwestycyjnej w przedsiębiorstwach wykorzystujących źródła ciepła,
- analizę i ocenę wpływu parametrów techniczno-ekonomicznych na jednostkowy koszt produkcji ciepła w różnych technologiach jego wytwarzania,
- analizę i ocenę efektywności ekonomicznej procesu modernizacji źródeł produkcji ciepła i energii elektrycznej,
- analizę i ocenę wpływu parametrów techniczno-ekonomicznych na jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej.

Teza pracy:

Istnieje możliwość dokonania wyboru technologii kogeneracyjnej o największej efektywności ekonomicznej w oparciu o metodykę prowadzenia analiz techniczno-ekonomicznych strategii inwestycyjnej przedsiębiorstwa.

4. Metodyka i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym poszukiwania efektywnej strategii inwestowania w nowo budowane skojarzone źródła ciepła i energii elektrycznej

Niezależnie od przyjętej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej oraz rodzaju paliwa przedsiębiorstwo eksploatujące źródło ciepła może osiągnąć następujące korzyści [19, 36, 69, 87, 105]:

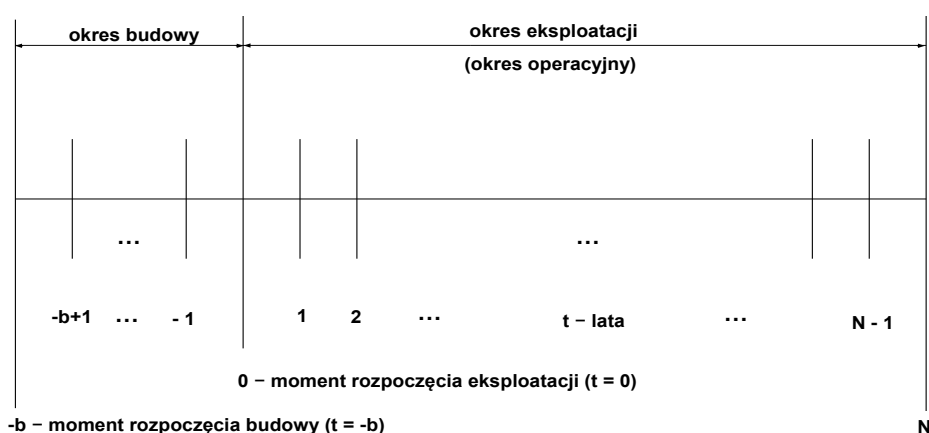
- zmniejszenie kosztu zakupu energii elektrycznej z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE),
- przychód ze sprzedaży ewentualnych nadwyżek produkowanej energii elektrycznej do KSE,
- zwiększenie pewności zasilania w energię elektryczną,
- uniknięcie strat w przypadkach przerw w dopływie energii elektrycznej z KSE,
- zmniejszenie strat energii elektrycznej na drodze przesyłu i transformacji,
- zmniejszenie nakładów na instalowanie równoważnych mocy elektrycznych w KSE.

Są to korzyści oczywiste, jednak budowa elektrociepłowni w porównaniu z samą kotłownią jest znacznie droższa, pochłania więcej środków inwestycyjnych, a jej eksploatacja jest trudniejsza i kosztowniejsza. Dlatego decyzja o budowie elektrociepłowni powinna być poprzedzona wnikliwą analizą techniczno-ekonomiczną, uwzględniającą kompleks warunków związanych z budową i przyszłą eksploatacją. Podjęcie ostatecznej decyzji o realizacji inwestycji budowy układu kogeneracyjnego oraz wybór konkretnej konfiguracji tego układu musi być zdeterminowany przez rachunek ekonomiczny, gdyż nawet najbardziej korzystne wskaźniki efektywności energetycznej i ekologicznej nie są czynnikami, które warunkują tego typu decyzje. Pozytywny efekt ekonomiczny wynikający z przeprowadzonej analizy opłacalności jest racjonalnym argumentem przemawiającym za realizacją tego typu inwestycji [19, 105].

4.1. Dyskontowe mierniki analizy efektywności ekonomicznej inwestycji w zapisach dyskretnym oraz z czasem ciągłym

Ocenę efektywności ekonomicznej dowolnych przedsięwzięć gospodarczych przeprowadza się zgodnie z obowiązującymi standardami przeprowadzania analiz efektywności ekonomicznej. Do głównych mierników opłacalności ekonomicznej zalicza się całkowity zysk netto *NPV* osiągnięty z eksploatacji inwestycji osiągnięty przez wszystkie lata eksploatacji przedsiębiorstwa przeliczony na chwilę aktualną, miernik względnej (względem nakładów inwestycyjnych) wartości *NPVR*, wewnętrzną stopę zwrotu kapitału inwestycyjnego *IRR* oraz dynamiczny okres zwrotu poniesionych nakładów *DPBP* (mierniki *IRR* i *DPBP* są pochodnymi miernika *NPV*). Są to tzw. mierniki dyskontowe (nazywane w literaturze przedmiotu również dynamicznymi, uwzględniają bowiem zmianę wartości pieniądza w czasie) i bazują na przepływach pieniężnych *CF* (*Cash Flow*) [2, 8, 17, 82, 89]. Są to podstawowe mierniki i są szeroko stosowane w ocenie projektów nie tylko w przemyśle energetycznym. Mają one charakter uniwersalny, silne podstawy metodyczne i szerokie zastosowanie w zakresie zarówno oceny projektów inwestycyjnych oraz w innych obszarach, takich jak wartość rynkowa firmy lub analiza inwestycji finansowych [2, 8, 89].

Mierniki zdyskontowanych przepływów pieniężnych *NPV*, *IRR* i *DPBP* obejmują cały planowany okres funkcjonowania przedsięwzięcia, tj. lata budowy i eksploatacji (rysunek 4.1), w którym przewiduje się osiągnięcie efektów ekonomicznych, i tylko ich stosowanie może zapewnić podjęcie skutecznej i prawidłowej decyzji inwestycyjnej.



Rys. 4.1. Diagram czasowy realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego [8]

W metodyce oceniania projektów inwestycyjnych wartość bieżąca netto *NPV* jest fundamentalnym miernikiem oceny opłacalności ekonomicznej inwestycji. Miernikami takimi nie mogą być *NPVR*, *IRR*, gdyż są to mierniki względne. W literaturze przedmiotu mierniki opłacalności inwestycji przedstawiane są wyłącznie za pomocą zapisów dyskretnych, za pomocą szeregów, i tylko w tej postaci są stosowane. I tak całkowity zysk netto zdefiniowany jest wzorem [2, 8, 12, 141]:

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} - J_0, \quad (4.1)$$

i za jego pomocą przy założeniu, że $NPV = 0$ definiuje się mierniki *IRR* i *DPBP*:

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_{t,brutto}}{(1+IRR)^t} = J_0, \quad (4.2)$$

$$\sum_{t=1}^{DPBP} \frac{CF_{t,netto}}{(1+r)^t} = J_0, \quad (4.3)$$

gdzie:

$CF_{t,netto}$ – przepływy pieniężne (*Cash Flow*) netto w kolejnych latach, będące różnicą między przychodami S_R ze sprzedaży produktów (np. energii elektrycznej i ciepła) i wydatkami (kosztami eksploatacji K_e oraz podatkiem dochodowym od zysku brutto P , oczywiście bez kosztów amortyzacji, nie są one bowiem wydatkiem w trakcie trwania eksploatacji; amortyzacja we wzorach (4.1)–(4.3) to oczywiście J_0 ; $CF_{t,netto} = S_R - K_e - P$ [2, 8],

$CF_{t,brutto}$ – przepływy pieniężne brutto; przepływy brutto nie uwzględniają podatku dochodowego; $CF_{t,brutto} = S_R - K_e$,

J_0 – zdyskontowane na chwilę rozpoczęcia eksploatacji przedsiębiorstwa $t = 0$ nakłady inwestycyjne J poniesione na jego budowę (nakłady J_0 muszą być oczywiście zwrócone, tj. zamortyzowane),

N – wyrażony w latach kalkulatoryjny okres eksploatacji przedsiębiorstwa,

t – kolejne lata eksploatacji przedsiębiorstwa, $t = 1, 2, \dots, N$.

Zdyskontowane nakłady J_0 po prawej stronie wzoru (4.2) zgodnie z definicją stopy *IRR* są również jej funkcją [2, 8].

Wartość *NPV* informuje o bezwzględnej wielkości korzyści uzyskiwanych w związku z realizacją projektu inwestycyjnego. Wyrażona jest oczywiście

w złotych, dolarach, euro itp. Przyjmując zwykłe kryterium planowania inwestycji, inwestycję należy podjąć gdy $NPV > 0$, co wskazuje że inwestycja jest uważana za efektywną ekonomicznie, natomiast gdy $NPV < 0$ projekt należy odrzucić, ponieważ jest nieefektywny z ekonomicznego punktu widzenia. Często jednak oprócz warunku $NPV > 0$ inwestycja musi się cechować odpowiednio krótkim zdyskontowanym czasem zwrotu nakładów inwestycyjnych $DPBP$ i odpowiednio wysoką wartością wewnętrznej stopy zwrotu IRR [2, 8, 82, 127, 141].

Zapisy miernika NPV , a także mierników IRR i $DPBP$ za pomocą szeregów (wzory (4.1)–(4.3)) są ich wadą, bowiem czasochłonny i „obszerny” proces obliczania krok po kroku w kolejnych latach $t = 1, 2, \dots, N$ kolejnych wartości kolejnych wyrazów szeregów i ich sumowanie, nie daje możliwości dogodnego i szybkiego sposobu analizy zmian ich wartości. Aby pozbyć się tej niedogodności należy przyjąć, co uczyniono w [2], że przepływy pieniężne CF (*Cash Flow*) (m.in. ceny nośników energii i koszty środowiskowe) są niezmiennie w kolejnych latach. Wówczas szeregi geometryczne mierników NPV , IRR , $DPBP$ dają się zapisać za pomocą wzoru na sumę N ich pierwszych wyrazów, których to zwarte zapisy są już dogodne do analizy [2, 14].

„Obarczenie” jednak wzorów NPV , IRR , $DPBP$ stałością przepływów pieniężnych w całym okresie N lat nie daje możliwości optymalizacji strategii inwestycyjnej w przypadku zmian w kolejnych latach m.in. cen nośników energii i opłat środowiskowych. Takich problemów nie stwarzają zapisy NPV , IRR , $DPBP$ w czasie ciągłym, czyli gdy zapisze się je za pomocą całek (4.4), (4.6), (4.7). We wzorach (4.4), (4.6), (4.7) dla wszystkich wielkości podcałkowych można bowiem założyć wówczas dowolne funkcje zmian ich wartości w czasie, np. dowolne scenariusze zmian w czasie cen nośników energii oraz jednostkowych stawek za emisje zanieczyszczeń do środowiska naturalnego [4, 14]. Zapisy z czasem ciągłym pozwalają w łatwy i szybki sposób analizować zmiany na przykład wartości zysku NPV w celu znalezienia jego wartości największej. Umożliwiają także badanie zmienności funkcji NPV , IRR , $DPBP$ i sporządzenie ich wykresów z wykorzystaniem rachunku różniczkowego, co umożliwia uzyskanie całego szeregu dodatkowych, ważnych informacji, których bez niego nie można by, a co najmniej byłoby trudno dostrzec. W pracy posłużono się zapisem mierników z czasem ciągłym opracowanym na Politechnice Opolskiej przez prof. Ryszarda Bartnika.

W zapisie z czasem ciągłym wielkość NPV wyraża się, co wykazano w [12], zależnością [2, 3, 4, 5, 8]:

$$NPV = \int_0^T [S_R - K_e - F - R - (S_R - K_e - F - A)p] e^{-rt} dt, \quad (4.4)$$

gdzie:

A – rata amortyzacji,

F – zmienne w czasie odsetki (koszty finansowe) od środków inwestycyjnych J_0 ; odsetki F są nieznaną funkcją zmiennych w czasie rat R ; $F = F[R(t)]$,

K_e – zmienne w czasie roczne koszty eksploatacji,

N – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji elektrociepłowni,

p – zmienna w czasie stopa podatku dochodowego,

R – zmienna w czasie rata spłaty kredytu,

r – zmienna w czasie stopa dyskonta,

S_R – zmienny w czasie roczny przychód,

t – czas,

T – wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji elektrociepłowni.

Zmienne w czasie roczne koszty eksploatacji K_e obejmują: koszt paliwa K_{pal} , koszt wody uzupełniającej K_{wu} , koszt płac z narzutami K_{plac} , koszt konserwacji i remontów K_{rem} , koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych K_m , koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska K_{sr} (m.in. opłaty za emisję spalin do atmosfery, odprowadzanie ścieków, składowanie odpadów itp.), koszt podatków, opłat i ubezpieczeń K_P oraz koszt zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla K_{CO_2} [2, 3, 4, 5]:

$$K_e = K_{pal} + K_{wu} + K_{plac} + K_{rem} + K_m + K_{sr} + K_P + K_{CO_2}. \quad (4.5)$$

Koszt K_{CO_2} , który jest skutkiem prowadzonej przez „starą” piętnastkę Unii Europejskiej polityki klimatycznej, prowadzi do zwielokrotnienia kosztów eksploatacji K_e elektrociepłowni. Sumy kosztów $K_{wu} + K_m$ i $K_{plac} + K_P$ we wzorze (4.5) można uwzględnić zwiększając kolejno na przykład o kilka procent koszt K_{pal} i o kilkanaście, kilkadziesiąt procent koszt K_{rem} .

Ze wzoru (4.4) z warunku $NPV = 0$ wyznacza się kolejne mierniki efektywności ekonomicznej inwestycji w zapisie z czasem ciągłym: wartość oprocentowania IRR , jakie przynosi zainwestowany kapitał J oraz wyrażony w latach czas jego zwrotu $DPBP$:

$$\int_0^T (S_R - K_e) e^{-IRRt} dt = \int_0^T [F(IRR) + R(IRR)] e^{-IRRt} dt, \quad (4.6)$$

$$\int_0^{DPBP} [S_R - K_e - (S_R - K_e - F - A)p] e^{-rt} dt = \int_0^T (F + R) e^{-rt} dt. \quad (4.7)$$

Miernik IRR (wzór (4.6)) zgodnie z jego definicją [2] wyznacza się przy założeniu, że podatek dochodowy P równa się zero: $P = (S_R - K_e - F - A)p = 0$. Zapisy $F(IRR)$ i $R(IRR)$ we wzorze (4.6) oznaczają, że koszt finansowy F i rata spłaty kredytu R są funkcjami stopy IRR , gdy natomiast we wzorach (4.4) i (4.7) są wraz z ratą amortyzacji A funkcjami stopy r . Prawe strony wzorów (4.6) i (4.7) reprezentują zdyskontowany nakład inwestycyjny J_0 [2]:

$$J_0 = zJ \quad (4.8)$$

gdzie:

J – nakłady inwestycyjne; zależą od zastosowanej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej, PLN,

z – współczynnik dyskontujący (współczynnik zamrożenia) kapitał inwestycyjny J na moment zakończenia budowy inwestycji, $z > 1$; współczynnik ten uwzględnia niepożądany wpływ zamrożenia nakładów inwestycyjnych w trakcie trwania budowy w okresie b lat jej trwania, nie przynoszą one bowiem w tym czasie zysków, rosną natomiast odsetki od kapitału J [2]:

$$z = \frac{(1+r)^{b+1} - 1}{(b+1)r}. \quad (4.9)$$

Zapisy mierników NPV, IRR, DPBP oraz zbudowane w pracy za ich pomocą uniwersalne modele matematyczne w czasie ciągłym poszukiwania efektywnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła mają ogromną, wręcz nie do przecenienia przewagę nad zapisami dyskretnymi. Zapisy ciągłe pozwalają na analizę modeli matematycznych za pomocą rachunku różniczkowego, bez którego byłoby bardzo trudno dostrzec jak zmieniają się wartości NPV, IRR, DPBP w zależności od czasowych zmian m.in. cen nośników energii i taryfowych opłat środowiskowych.

4.2. Metodyka i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym poszukiwania efektywnej strategii inwestowania w skojarzone źródła ciepła i energii elektrycznej

Inwestycje w energetyce wymagają znalezienia odpowiedzi m.in. na następujące pytania: jakie technologie należy stosować? Jaki wpływ na końcową wartość założonego kryterium celu przy poszukiwaniu najlepszej strategii inwestycyjnej mają ceny nośników energii i relacje między nimi? Jak rozłożyć w czasie spłatę finansowych środków własnych lub kredytowanych, by w rozpatrywanym horyzoncie czasowym osiągnąć założony cel? Pytania te, są pytaniami o ekonomiczną efektywność inwestycji w energetyce. Oczywiście jest, że powinna być ona jak największa, że koszty wytwarzania ciepła i energii elektrycznej powinny być jak najmniejsze [34].

Przedstawione poniżej modele *NPV*, *IRR*, *DPBP* pozwalają nie tylko na wyciąganie wniosków dotyczących ekonomicznych uwarunkowań wdrażania poszczególnych technologii energetycznych i wybór najefektywniejszych ekonomicznie [2, 3, 4, 5], ale także na określenie ekonomicznie uzasadnionych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokości taryf opłat środowiskowych. Można bowiem sformułować tezę, że relacje te mogą (powinny) być wyznaczone za pomocą kryterium **minimalizacji jednostkowych kosztów wytwarzania ciepła**, które wyznacza się dla wartości miernika *NPV* równego zero, dla opanowanych technologicznie i technicznie, powszechnie stosowanych instalacji energetycznych. Ponadto przedstawiony model pozwala na analizę wpływu na efektywną strategię inwestycyjną nie tylko wspomnianych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokości taryf opłat środowiskowych, ale także na przykład takich wielkości jak popyt na ciepło i energię elektryczną, a więc wysokość produkcji ciepła i energii elektrycznej.

Angażowanie środków finansowych w dowolne przedsięwzięcie gospodarcze powinno być poprzedzone znalezieniem najefektywniejszej ekonomicznie strategii inwestycyjnej, tj. strategii o jak największej wartości *NPV*. W przypadku źródeł skojarzonych miernik *NPV* będzie miał następującą postać:

$$\begin{aligned}
NPV = & \left\{ E_{el,R} e^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)T} - 1] + Q_R e^{t=0} \frac{1}{a_c - r} [e^{(a_c - r)T} - 1] + \right. \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal} - r)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_x} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl} - r)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 - u) \rho_{CO_2} e^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] + \\
& \left. - J(1 - e^{-rT})(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} - J_0 [(1 - e^{-rT}) \frac{1}{T} + 1] \right\} (1 - p)
\end{aligned} \tag{4.10}$$

gdzie:

a_{el} , a_{pal} , a_{CO_2} , a_{CO} , a_{SO_2} , a_{NO_x} , a_{pyl} , b_{CO_2} – sterowania [2, 3, 4, 5],

$E_{el,R}$ – roczna produkcja netto energii elektrycznej, MWh/a,

Q_R – roczna produkcja netto ciepła, GJ/a,

η_c – sprawność energetyczna wytwarzania ciepła i energii elektrycznej (jej wartość zależy od zastosowanej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej),

u – udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO₂,

p_{CO_2} , p_{CO} , p_{NO_x} , p_{SO_2} , p_{pyl} – jednostkowe stawki za emisję CO₂, CO, NO_x, SO₂, pyłu, PLN/kg,

$x_{wu,m,od}$ – współczynnik uwzględniający koszty wody uzupełniającej, materiałów pomocniczych, odprowadzania ścieków, składowania żużla, odpadów (w praktyce wartość $x_{wu,m,od}$ wynosi ok. 0,02),

$x_{pl,p,ub}$ – współczynnik uwzględniający koszty płac, podatków, ubezpieczeń itd. (w praktyce wartość $x_{pl,p,ub}$ wynosi ok. 0,25),

ρ_{CO_2} , ρ_{CO} , ρ_{NO_x} , ρ_{SO_2} , ρ_{pyl} – emisje CO₂, CO, NO_x, SO₂, pyłu na jednostkę energii chemicznej paliwa, kg/GJ (wielkości te zależą od zastosowanego paliwa).

Równanie (4.10) otrzymano identycznie jak równanie na NPV dla elektrowni w pracy pt.: „Model matematyczny poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce” autorstwa prof. Ryszarda Bartnika i Bereniki Bartnik [4]. Zachowano przy tym takie same oznaczenia i scenariusze zmian w czasie kosztów eksploatacji i kapitałowych oraz przychodów. Po scałkowaniu równań (4.6) i (4.7) otrzymuje się zależności na IRR oraz DPBP:

□ wewnętrzna stopa zwrotu IRR

$$\begin{aligned}
& Q_R e_c^{t=0} \frac{1}{a_c - IRR} [e^{(a_c - IRR)T} - 1] + E_{el,R} e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - IRR} [e^{(a_{el} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - IRR} [e^{(a_{pal} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - IRR} [e^{(a_{CO_2} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - IRR} [e^{(a_{CO} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_x} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - IRR} [e^{(a_{NO_x} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - IRR} [e^{(a_{SO_2} - IRR)T} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - IRR} [e^{(a_{pyl} - IRR)T} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1-u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - IRR_p^{IPP}} [e^{(b_{CO_2} - IRR_p^{IPP})T} - 1] + \\
& - J(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{IRR} (1 - e^{-IRRT}) = J \frac{(1 + IRR)^{b+1} - 1}{(b+1)IRR} \left(1 + \frac{1 - e^{-IRRT}}{T} \right)
\end{aligned} \tag{4.11}$$

□ dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych $DPBP$

$$\begin{aligned}
& \left\{ Q_R e_c^{t=0} \frac{1}{a_c - r} [e^{(a_c - r)T} - 1] + E_{el,R} e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)DPBP} - 1] + \right. \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal} - r)DPBP} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)DPBP} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)DPBP} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_x} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)DPBP} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)DPBP} - 1] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl} - r)DPBP} - 1] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1-u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)DPBP} - 1] + \\
& \left. - J(1 - e^{-rDPBP})(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} \right\} (1-p) - J_0 \left[1 + \frac{1}{T} - e^{-rDPBP} \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{DPBP}{T} \right) \right] p = J_0 \left(1 + \frac{1 - e^{-rT}}{T} \right).
\end{aligned} \tag{4.12}$$

Obliczenie wartości IRR i $DPBP$ z równań (4.11) i (4.12) wymaga metody kolejnych przybliżeń.

Równoważnym kryterium $NPV \rightarrow \max$ poszukiwania efektywnej strategii inwestycyjnej [2, 3, 4, 5, 8] w skojarzonych źródłach ciepła jest kryterium poszukiwania minimalnej wartości jednostkowego kosztu produkcji ciepła:

$$k_c \rightarrow \min. \quad (4.13)$$

Koszt ten wyznacza się zależności (4.11) z warunku $NPV = 0$:

$$\begin{aligned} Q_R k_c^{t=0} \frac{1}{a_c - r} [e^{(a_c - r)T} - 1] &= \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal} - r)T} - 1] + \\ &+ \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \\ &+ \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_x} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \\ &+ \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pył} p_{pył}^{t=0} \frac{1}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył} - r)T} - 1] + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 - u) \rho_{CO_2} e^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] + \\ &+ J(1 - e^{-rT})(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} + J_0 [(1 - e^{-rT}) \frac{1}{T} + 1] - E_{el,R} e^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)T} - 1] \end{aligned} \quad (4.14)$$

i dla $a_c = 0$ otrzymuje się średni jednostkowy koszt produkcji ciepła:

$$\begin{aligned} k_{c,śr} &= \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c (1 - e^{-rT})} \left\{ (1 + x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{r}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal} - r)T} - 1] + \right. \\ &\quad + \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{r}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \\ &\quad + \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{r}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \rho_{NO_x} p_{NO_x}^{t=0} \frac{r}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \\ &\quad + \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{r}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \rho_{pył} p_{pył}^{t=0} \frac{r}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył} - r)T} - 1] + \\ &\quad \left. + (1 - u) \rho_{CO_2} e^{t=0} \frac{r}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] \right\} + \frac{i(1 + x_{pl,p,ub}) \delta_{rem}}{\tau_s} + \\ &\quad + \frac{rzi}{\tau_s (1 - e^{-rT})} [(1 - e^{-rT}) \frac{1}{T} + 1] - \frac{r \sigma_R e^{t=0}}{(a_{el} - r)(1 - e^{-rT})} [e^{(a_{el} - r)T} - 1] \end{aligned} \quad (4.15)$$

gdzie:

i – jednostkowy (na jednostkę mocy) nakład inwestycyjny na elektrociepłownię, $i = J/Q_{c,max}^{ec}$, (jego wartość zależy od zastosowanej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej),

$$\sigma_R = \frac{E_{el,R}}{Q_R} \geq 0 \text{ – roczny wskaźnik skojarzenia (jego wartość zależy od zastosowanej technologii}$$

skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej; największą wartość przyjmuje obecnie dla elektrociepłowni komunalnych w technologii gazowo-parowej; $\sigma_R^{G-P} \cong 4,1$ [3]; należy zaznaczyć, że wartość wskaźnika skojarzenia dla obciążeń chwilowych, definiowanego jako stosunek chwilowej mocy elektrycznej do chwilowej mocy cieplnej $\sigma = N_{el}^{ec} / Q_c^{ec}$ w elektrociepłowniach komunalnych, tj. pracujących zgodnie z uporządkowanym wykresem zapotrzebowania na ciepło grzejne [3], zmienia się w czasie w zależności od temperatury otoczenia; największą wartość σ przyjmuje w lecie, tj. gdy elektrociepłownie pracują ze stałą minimalną mocą cieplną $Q_{c\ min}^{ec} = Q_{l\ cwu}^{ec}$ tylko na potrzeby podgrzania ciepłej wody użytkowej, a więc z mocą elektryczną $N_{el\ max}^{ec}$ maksymalną z uwagi na małe wówczas pobory pary grzejnej z upustów turbiny, a najmniejszą wartość σ przyjmuje, gdy elektrociepłownie pracują z mocą cieplną maksymalną $Q_{c\ max}^{ec}$, a więc z minimalną mocą elektryczną $N_{el\ min}^{ec}$; np. dla elektrociepłowni w technologii gazowo-parowej $\sigma_{\max}^{G-P} = N_{el\ max}^{ec} / Q_{l\ cwu}^{ec} \cong 20$, $\sigma_{\min}^{G-P} = N_{el\ min}^{ec} / Q_{c\ max}^{ec} \cong 1,2$ [5]),

τ_s – roczny czas wykorzystania cieplnej mocy maksymalnej (znamionowej, szczytowej) elektrociepłowni $Q_{c\ max}^{ec}$ [3].

Wartość $k_{c,\dot{s}r}$ może przybierać wartości ujemne, jako że koszt $k_{c,\dot{s}r}$ może być ujemny dzięki kosztowi unikniętemu, który jest równy ze znakiem minus przychodowi ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w źródle ciepła:

$$-E_{el,R} e^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)T} - 1] \text{ (wzór 4.14).}$$

Najkorzystniejszą technologią będzie ta, dla której średni jednostkowy koszt produkcji ciepła $k_{c,\dot{s}r}$ jest najmniejszy. Zależy on od poziomu rocznej produkcji energii elektrycznej $E_{el,R}$ w stosunku do rocznej produkcji ciepła Q_R , a więc od rocznej wartości wskaźnika σ_R (który, jak już zaznaczono, zależy od zastosowanej technologii) oraz od relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i ich zmian w czasie, tj. od relacji cen paliwa (węgla, gazu) do ceny energii elektrycznej, a także od taryfowych jednostkowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego.

W równaniach (4.10)–(4.15) świadomie nie uwzględniono dodatkowych przychodów pochodzących z różnych systemów wsparcia, które mają teoretycznie obniżać jednostkowy koszt ciepła $k_{c,\dot{s}r}$. W praktyce należy się spodziewać, że może być

odwrotnie, i dlatego w analizach ekonomicznych świadomie pominięto efekt dotacji. Wszelkie bowiem sztuczne, zależące od polityków ekonomiczne elementy wsparcia finansowego układów skojarzonych, które to koszty ponoszą nie politycy a podatnicy, prowadzą wyłącznie do różnego rodzaju odchyień, których koszty finansowe w konsekwencji poniosą odbiorcy ciepła. Dotacje nakręcają więc spiralę wzrostu cen i podniosą cenę ciepła powyżej tej, jaka byłaby bez nich. Ponadto łaska polityków jest koniunkturalna. Raz jest, a za chwilę może jej nie być. Układy skojarzone, i nie tylko one, w gospodarce rynkowej powinny „bronić” się same. Co więcej, elementy wsparcia wyłącznie bardzo mocno fałszują w społeczeństwie obraz procesów termodynamicznych i technologii energetycznych, chociaż z założenia mają służyć ich racjonalizacji [8].

Podsumowując, przedstawiona w rozdziale metodyka i uniwersalne modele matematyczne służące do wykonywania analiz techniczno-ekonomicznych poszukiwania efektywnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła posiada zarówno walory poznawcze i poszerzające wiedzę o strategiach inwestycyjnych, jak również umożliwia szerokie działania aplikacyjne.

4.3. Uniwersalne wykresy poszukiwania optymalnej strategii inwestowania w źródła ciepła

W poprzednim rozdziale przedstawiono metodykę i uniwersalne modele matematyczne w zapisie, co bardzo ważne, z czasem ciągłym poszukiwania efektywnej strategii inwestowania w źródła ciepła i energii elektrycznej. Zapisy ciągłe mają bardzo istotną przewagę nad zapisami dyskretnymi. Dzięki nim można w poszukiwaniu efektywnej strategii inwestycyjnej wykorzystywać rachunek różniczkowy, dzięki któremu można dostrzec wiele zależności pomiędzy cenami nośników energii, a nakładami inwestycyjnymi, których zauważenie bez niego byłoby co najmniej trudne. Na przykład niemożliwe byłoby dostrzeżenie braku związku pomiędzy tzw. graniczną ceną energii elektrycznej, a nakładami inwestycyjnymi oraz rocznym czasem wykorzystania szczytowej mocy cieplnej elektrociepłowni. Cena ta zależy wyłącznie od ceny paliwa i kosztów środowiskowych (zależność (4.16), rysunek 4.16).

Wartość jednostkowego kosztu produkcji ciepła zależy od technologii jego wytwarzania. Technologia determinuje wysokość nakładów inwestycyjnych na budowę elektrociepłowni, jej sprawność energetyczną, roczny czas wykorzystania cieplnej mocy maksymalnej. Koszt ten zależy ponadto od stopy oprocentowania kapitału inwestycyjnego, cen paliw i kosztów środowiskowych, a także, co istotne, zmian ich wartości w czasie. Zmiany w czasie cen nośników energii i relacji pomiędzy nimi są procesami nieuchronnymi i to z wielu powodów. Jednym z nich jest inflacja, ale też w dużym stopniu na te zmiany wpływają regulacje prawne i polityka [8].

Powyższe parametry techniczno-ekonomiczne w różnym stopniu wpływają na wartość jednostkowego kosztu produkcji ciepła. Konieczna jest więc analiza pomagająca znaleźć odpowiedzi m.in. na następujące zasadnicze pytania: jaki jest w zależności od relacji cenowych pomiędzy ciepłem, elektrycznością, węglem i gazem uzasadniony ekonomicznie tzw. wskaźnik skojarzenia, tj. poziom produkcji energii elektrycznej w stosunku do produkcji ciepła w jego źródłach? Należy przy tym pamiętać, że w różnych technologiach wskaźnik skojarzenia przyjmuje różne wartości, przy czym poszczególne technologie różnią się nie tylko jego wartością, ale także kosztami eksploatacji, zwłaszcza kosztami paliwa oraz nakładami inwestycyjnymi, a więc różnią się kosztami kapitałowymi. Jaka jest więc w zależności od powyższych relacji cenowych i kosztów kapitałowych optymalna ekonomicznie wartość wskaźnika

skojarzenia? Jak na tę wartość wpływają także, co równie ważne, zmiany w czasie relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii, węgla, gazu, ciepła i elektryczności, a także wartości i zmiany w czasie jednostkowych, taryfowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego oraz, co bardzo istotne, cena zakupu wprowadzonych przez Unię Europejską w ramach prowadzonej polityki energetyczno-klimatycznej pozwoleń na emisję CO₂? Jakie więc technologie skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej są, i w przyszłości będą najbardziej ekonomicznie opłacalne?

4.3.1. Analiza i dyskusja wyników obliczeń

Analizę poszukiwania efektywnej strategii inwestowania w źródła ciepła najdogodniej jest przeprowadzić badając zmiany wartości jednostkowego kosztu produkcji ciepła w różnych technologiach jego wytwarzania. Koszt produkcji ciepła odzwierciedla techniczne i ekonomiczne warunki jego produkcji. Koszt ten przedstawia się zależnością (4.15). Wzór ten ma charakter ogólny, dotyczy zarówno ciepłowni, jak i elektrociepłowni. Gdy podstawimy bowiem w nim za roczny wskaźnik skojarzenia wartość zero, $\sigma_R = 0$, otrzymuje się model przedstawiający koszt produkcji ciepła w najtańszych inwestycyjnie ciepłowniach ($i \approx 1,5$ mln PLN za megawat mocy cieplnej). Dla wartości $\sigma_R \neq 0$ wzór przedstawia jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowniach. Oczywiście roczny wskaźnik skojarzenia w różnych technologiach energetycznych skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej przyjmuje różne wartości. Dużą wartość osiąga w przystosowanych do pracy skojarzonej elektrowniach [2, 8]. W zależności od mocy cieplnej może nawet przewyższać wartość $\sigma_R \cong 4$, a więc wartość uzyskiwaną w hierarchicznych elektrociepłowniach gazowo-parowych. Jednocześnie najmniejszy jest w nich, spośród wszystkich dostępnych technologii, jednostkowy koszt produkcji ciepła. Koszt ten dzięki dużej wartości wskaźnika skojarzenia i spalaniu w elektrowni taniego węgla kamiennego (cena węgla energetycznego w Polsce obecnie zawiera się w granicach 8–11 PLN za GJ energii chemicznej paliwa) wynosi tylko $k_{c,sr} \cong 15$ PLN/GJ [2, 8], gdy natomiast w hierarchicznych elektrociepłowniach gazowo-parowych z uwagi na bardzo drogi spalany w nich gaz ziemny (cena gazu to obecnie ok. 32 PLN/GJ) jest najwyższy i może wynosić nawet aż $k_{c,sr} \cong 75$ PLN/GJ.

W elektrociepłowniach węglowych z jednym turbozespołem parowym roczna wartość wskaźnika skojarzenia wynosi ok. $\sigma_R = 0,5$. Nakłady jednostkowe na nie wynoszą ok. $i \approx 3,5$ mln PLN za megawat zainstalowanej mocy elektrycznej (przy tej samej mocy cieplnej co ciepłownia; wartość jednostkowych nakładów dotyczy elektrociepłowni na podkrytyczne parametry pary świeżej wynoszących ok. 535°C i 13 MPa; z istotnym wzrostem ich wartości nakłady mogą dochodzić nawet do $i \approx 4,5$ mln PLN). Wartość wskaźnika σ_R można oczywiście dowolnie zwiększać powyżej wartości 0,5 instalując w elektrociepłowniach w układzie kolektorowym większą liczbę turbozespołów parowych: upustowo-przeciwprężnych, przeciwprężnych o różnych stopniach przeciwprężności, członów i turbozespołów kondensacyjnych oraz upustowo-kondensacyjnych. Znacznie tańsze inwestycyjnie są hierarchiczne układy gazowo-parowe. Jednostkowe nakłady na nie wynoszą od ok. $i \approx 2,5$ do ~ 3 mln PLN za megawat mocy elektrycznej [8].

Na rysunkach 4.2–4.15 przedstawiono wielowariantowe wyniki jednostkowego kosztu produkcji ciepła $k_{c,śr}$ w układach skojarzonych. Zaprezentowane wykresy mają charakter uniwersalny. Wyniki przedstawiono bowiem na nich dla różnych kombinacji parametrów techniczno-ekonomicznych mających decydujący wpływ na wartość $k_{c,śr}$.

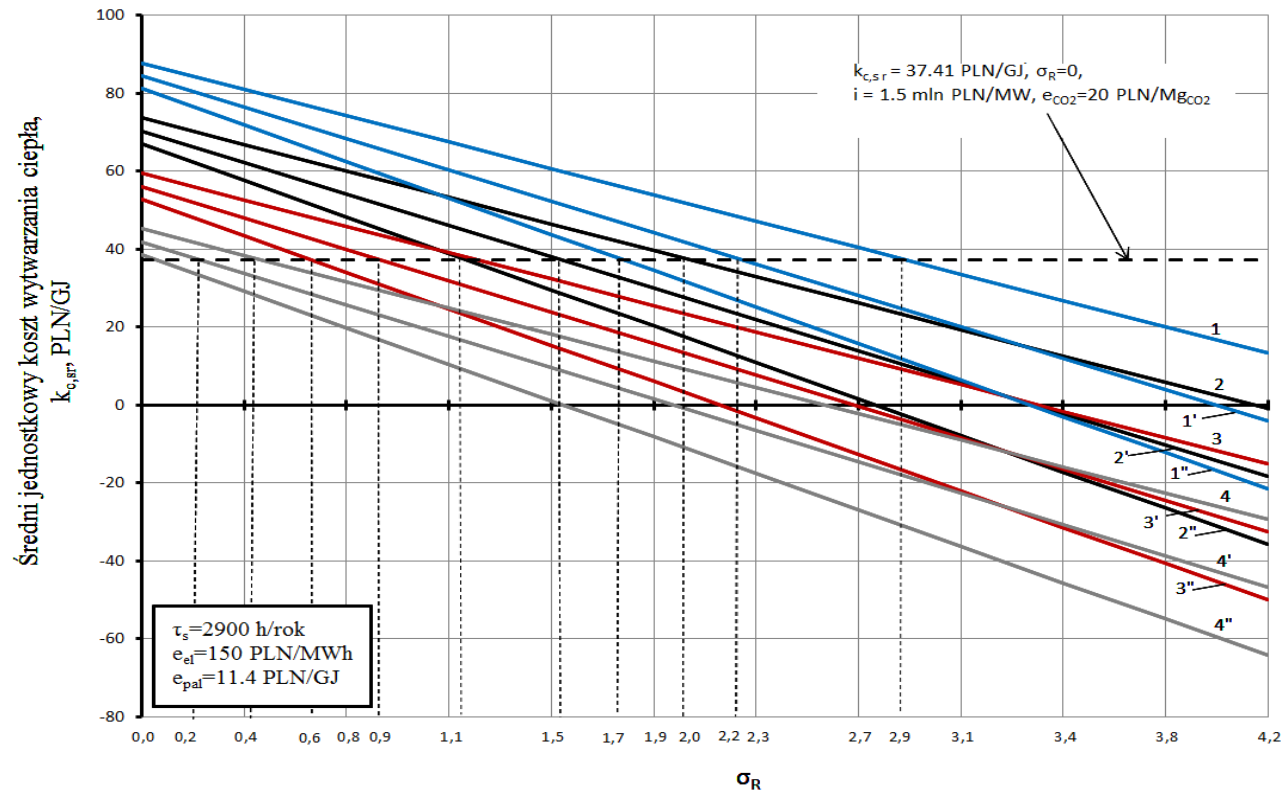
Parametrami tymi są:

- cena paliwa e_{pal} ,
- cena energii elektrycznej e_{el} ,
- cena zakupu pozwoleń na emisję tony dwutlenku węgla e_{CO_2} ,
- jednostkowe nakłady inwestycyjne i ,
- czas τ_s wykorzystania szczytowej (maksymalnej) mocy cieplnej elektrociepłowni.

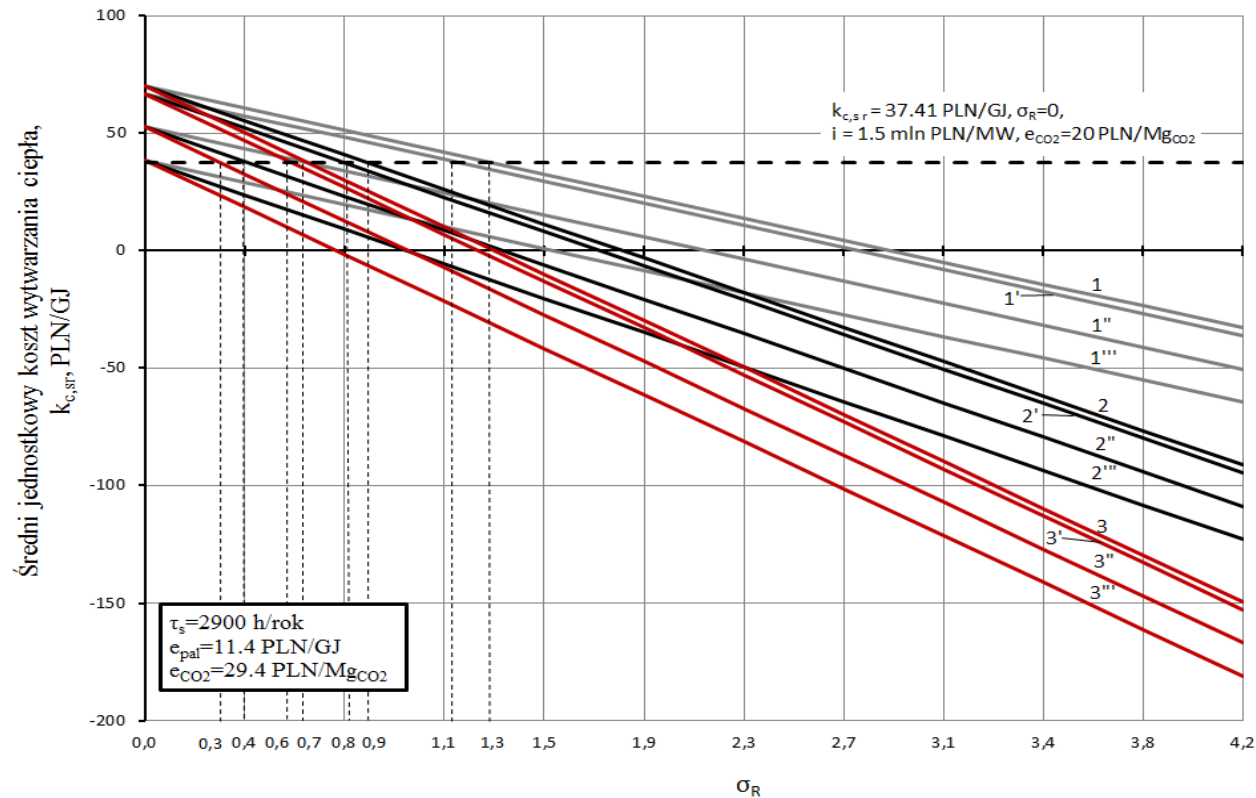
Przyjęte do obliczeń wartości cen są średnimi całkowitymi w okresie $T = 20$ lat ich eksploatacji. Co więcej, szerokie zakresy zmian ich wartości obejmują obecne i możliwe ceny w przyszłości. Jako poziom porównawczy na wszystkich rysunkach przyjęto wartość jednostkowego kosztu produkcji ciepła w najtańszych inwestycyjnie ciepłowniach równy $k_{c,śr} = 37,41$ PLN/GJ dla ceny $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg_{CO2} i aktualnej ceny paliwa $e_{pal} = 11,4$ PLN/GJ oraz czasu $\tau_s = 2900$ h/rok (zmiana wartości czasu τ_s w najmniejszym stopniu, spośród wymienionych powyżej parametrów, wpływa na wysokość kosztu produkcji ciepła, rys. 4.5, 4.12–4.14; dla elektrociepłowni komunalnych pracujących zgodnie z uporządkowanym wykresem zapotrzebowania na

ciepło grzejne $\tau_s \in \langle 2800; 3000 \text{ h/rok} \rangle$) [8]. Wyniki obliczeń przedstawiono w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , którego wartość zależy od technologii skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej (dla wartości wskaźnika $\sigma_R = 0$ są to jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowniach). Posługując się opracowanymi wykresami, które mają, jak już wyżej zaznaczono, charakter uniwersalny, gdyż można każdorazowo, tj. dla dowolnych cen paliwa, energii elektrycznej i zakupu pozwoleń na emisję CO₂ wybrać najkorzystniejszą technologię produkcji ciepła, tj. technologię, dla której jednostkowy koszt $k_{c, \dot{s}r}$ jest najmniejszy. Dla przyjętych cen można odczytać na wykresach wartość wskaźnika skojarzenia σ_R (dla cen „pośrednich” nie przedstawionych na wykresach należy stosować interpolację), który przekłada się na jednostkowe nakłady inwestycyjne. Warunkiem opłacalności stosowania technologii produkcji ciepła w skojarzeniu z produkcją energii elektrycznej jest, aby jednostkowy koszt produkcji w nich ciepła był mniejszy od kosztu w ciepłowniach, który wynosi $k_{c, \dot{s}r} = 37,41 \text{ PLN/GJ}$ (dla ceny $e_{CO_2} = 60 \text{ PLN/Mg}_{CO_2}$ $k_{c, \dot{s}r} = 41,88 \text{ PLN/GJ}$, dla ceny $e_{CO_2} = 90 \text{ PLN/Mg}_{CO_2}$ $k_{c, \dot{s}r} = 45,23 \text{ PLN/GJ}$) – rysunek 4.1.

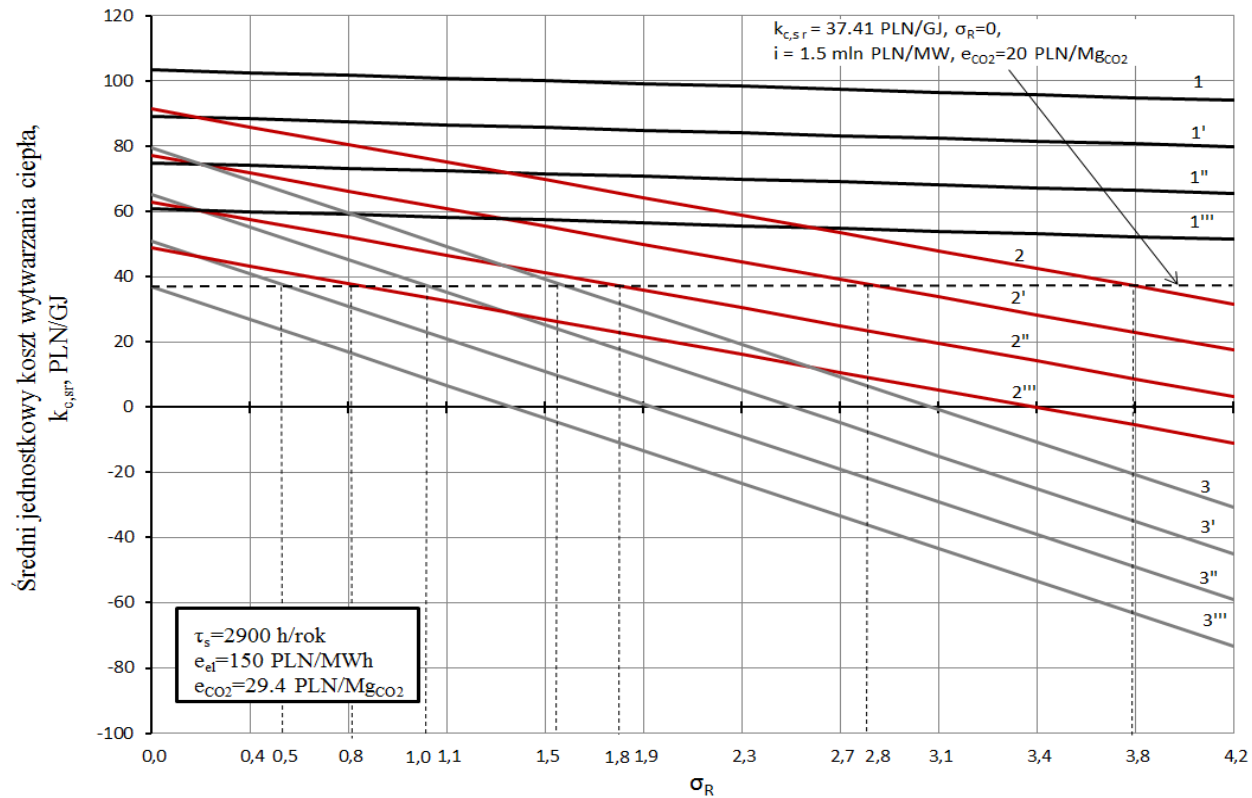
W pierwszej wykonanej analizie (rysunek 4.2) przyjętymi parametrami była cena uprawnień do emisji CO₂ oraz nakłady inwestycyjne. Jeżeli chcemy znaleźć najniższy koszt produkcji ciepła w ciepłowni $\sigma_R = 0$, przy założonej cenie $e_{CO_2} = 30 \text{ PLN/Mg}_{CO_2}$, cenie energii elektrycznej $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$, cenie paliwa $e_{pal} = 11,4 \text{ PLN/GJ}$ to wartość tego kosztu wyznaczają krzywe 1”, 2”, 3”, 4”. Najniższy koszt produkcji ciepła w takim przypadku wyznacza krzywa nr 4” i jest on wtedy równy $k_{c, \dot{s}r} = 38,53 \text{ PLN/GJ}$. W innej wykonanej analizie (rysunek 4.10) przyjętymi parametrami była cena energii elektrycznej e_{el} oraz cena paliwa e_{pal} . Zakładając ceny: $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$, $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{CO_2} = 60 \text{ PLN/Mg}_{CO_2}$, przy jednostkowych nakładach inwestycyjnych $i = 4,5 \text{ mln PLN}$, z rysunku 4.10 wynika, że najlepszą technologią jest technologia, dla której roczny wskaźnik skojarzenia jest co najmniej nie mniejszy od $\sigma_R \geq 2,3$. W kolejnych analizach zostały przyjmowane kolejne kombinacje parametrów techniczno-ekonomicznych mających decydujący wpływ na wartość jednostkowego kosztu produkcji ciepła, wyniki tych analiz zostały zaprezentowane na rysunkach 4.2 – 4.15.



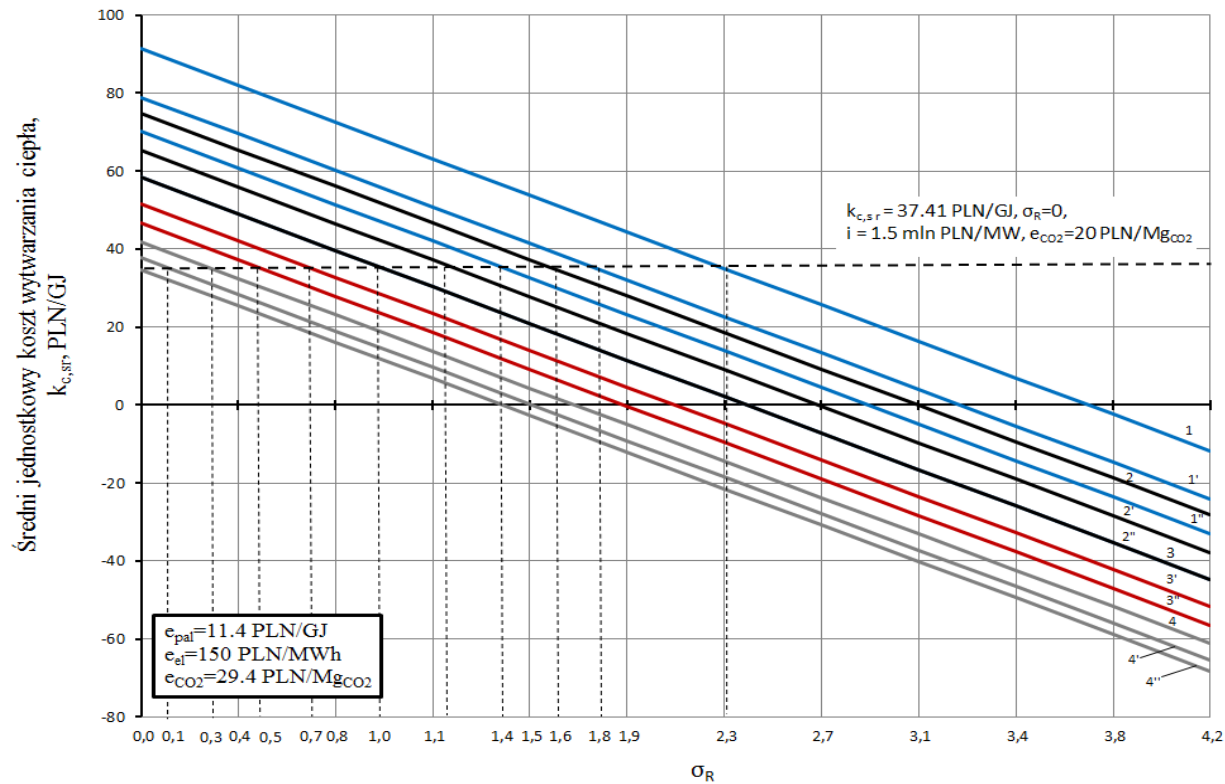
Rys. 4.2. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg; 4 – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg; 4' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg; 4'' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg



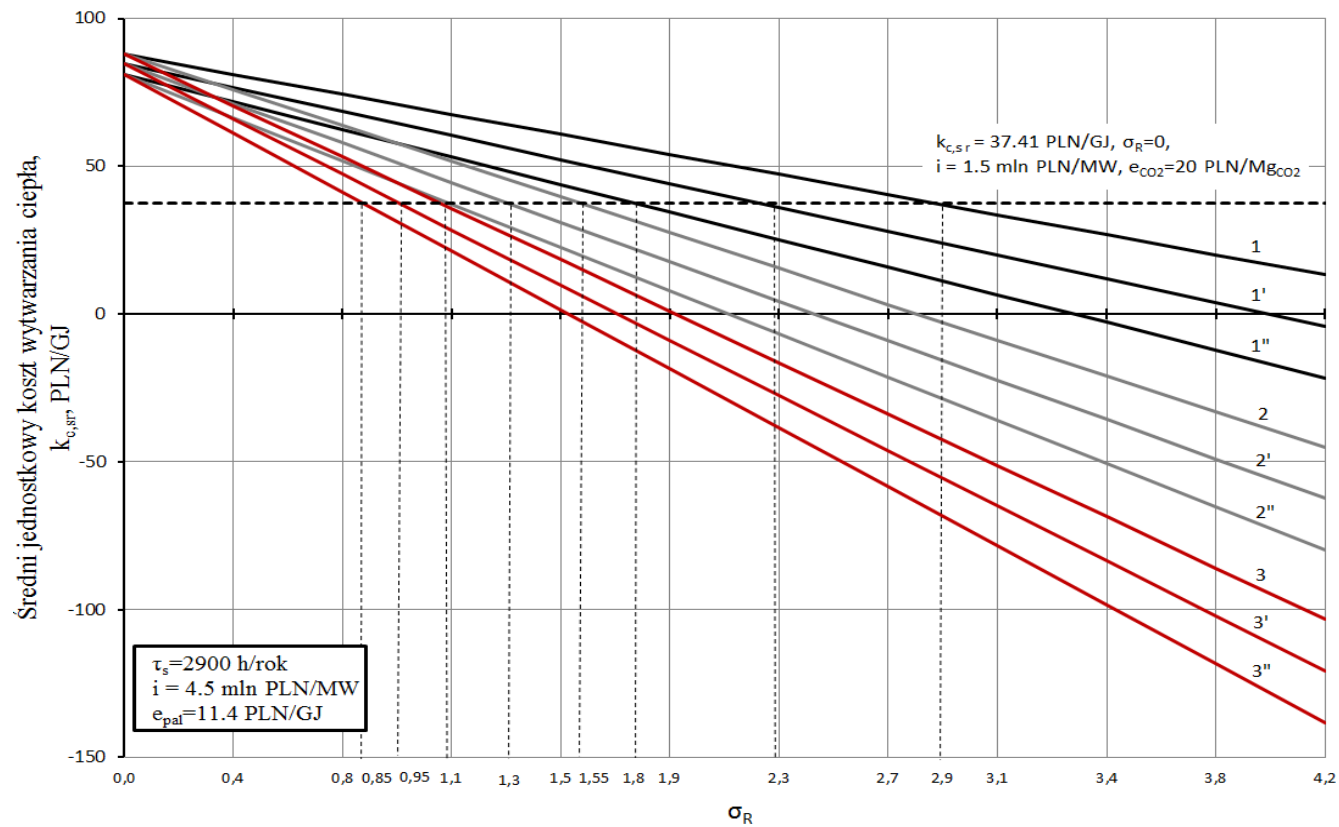
Rys. 4.3. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh



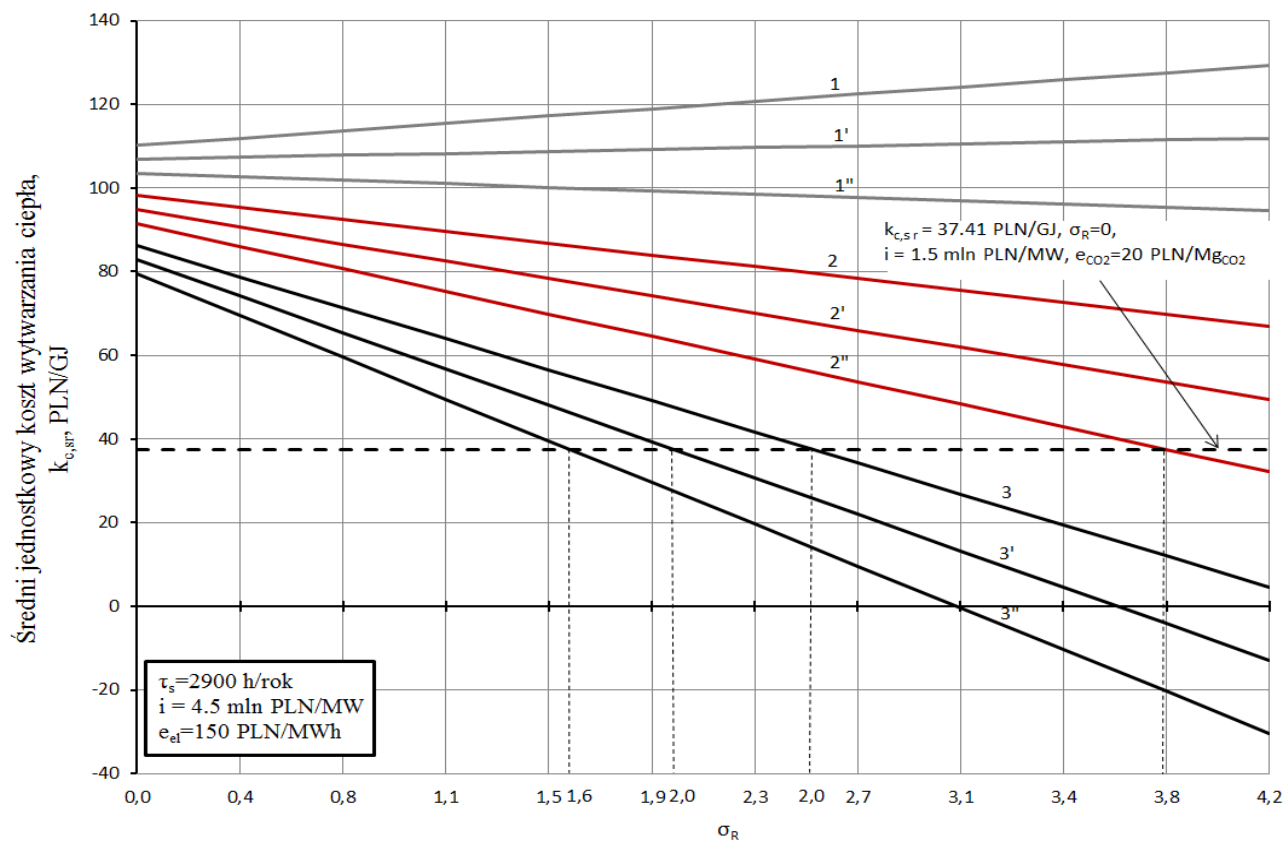
Rys. 4.4. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,SR}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ



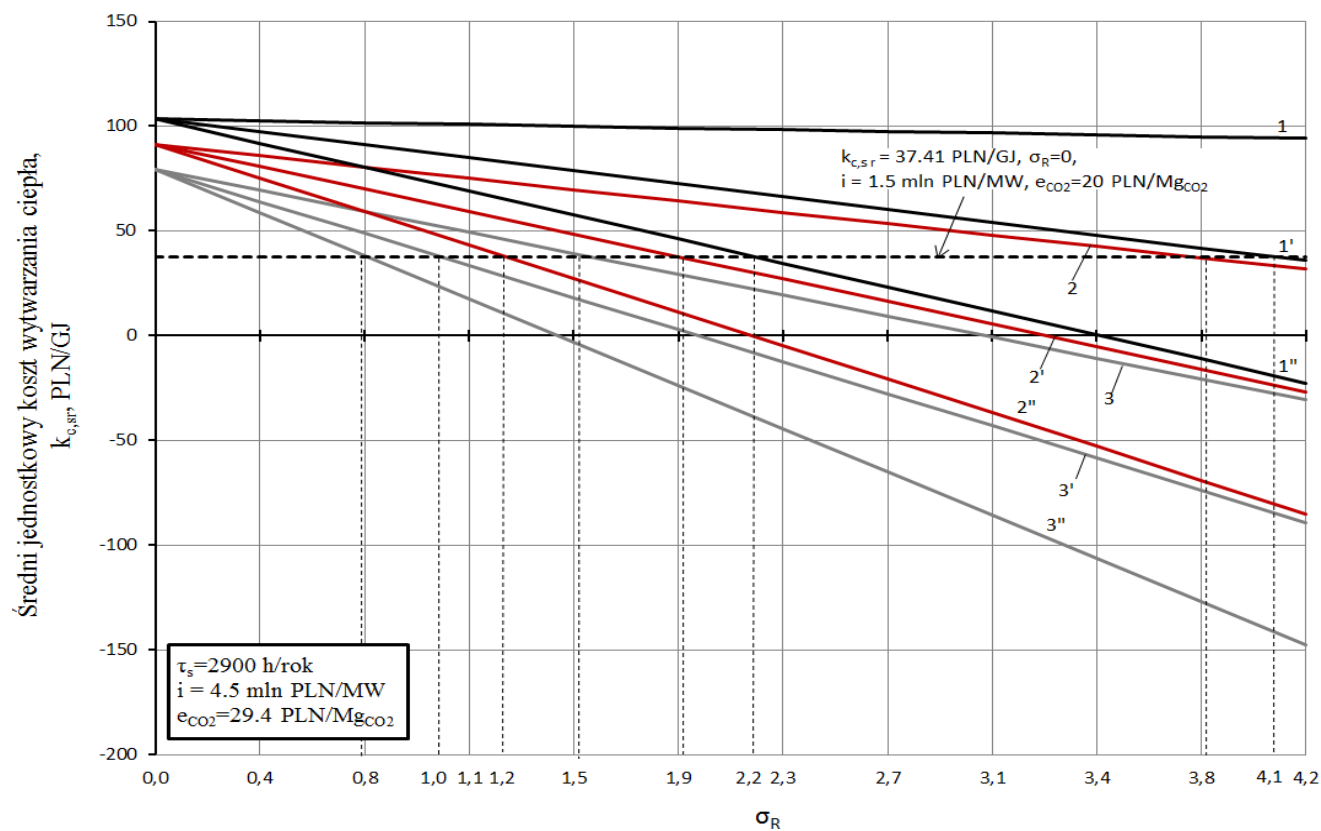
Rys. 4.5. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 2500$ h/rok; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 3000$ h/rok; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 3500$ h/rok; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 2500$ h/rok; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 3000$ h/rok; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 3500$ h/rok; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 2500$ h/rok; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 3000$ h/rok; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 3500$ h/rok; 4 – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 2500$ h/rok; 4' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 3000$ h/rok; 4'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $\tau_s = 3500$ h/rok ; (krzywe 2'' oraz 3 pokrywają się).



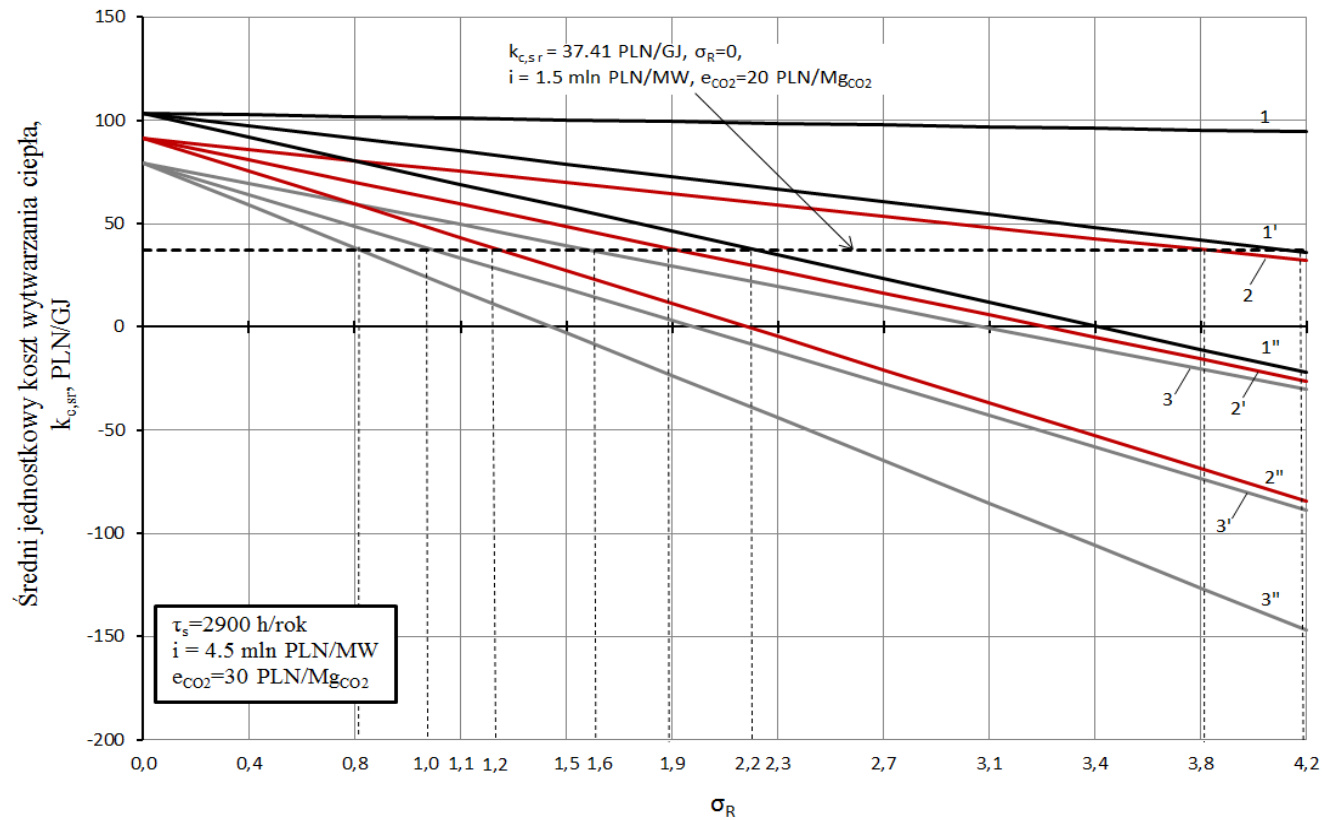
Rys. 4.6. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 1' – $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 1'' – $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2 – $e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2' – $e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2'' – $e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3 – $e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3' – $e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3'' – $e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg $_{CO_2}$



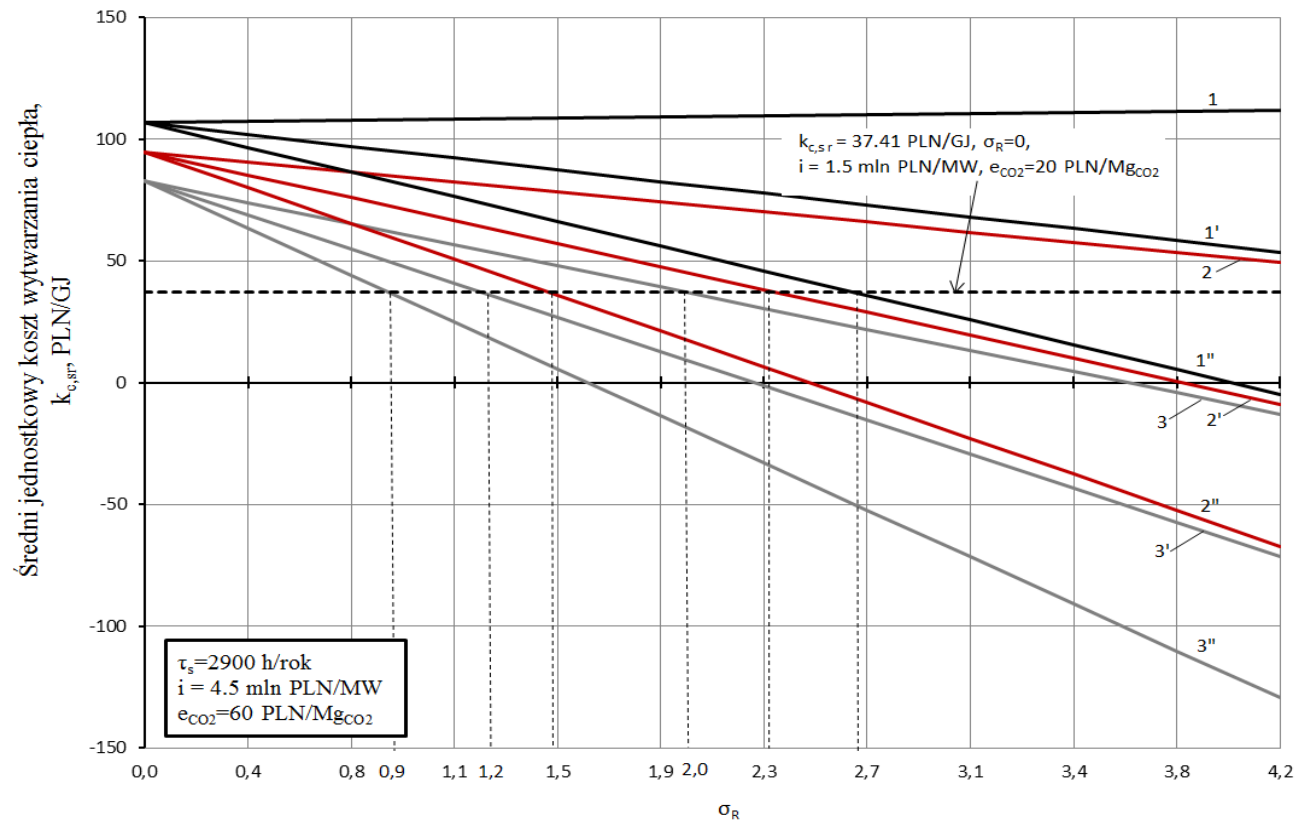
Rys. 4.7. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – $e_{pal} = 30$ PLN/GJ oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 1' – $e_{pal} = 30$ PLN/GJ oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 1'' – $e_{pal} = 30$ PLN/GJ oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2 – $e_{pal} = 20$ PLN/GJ oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2' – $e_{pal} = 20$ PLN/GJ oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2'' – $e_{pal} = 20$ PLN/GJ oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3 – $e_{pal} = 10$ PLN/GJ oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3' – $e_{pal} = 10$ PLN/GJ oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3'' – $e_{pal} = 10$ PLN/GJ oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg $_{CO_2}$



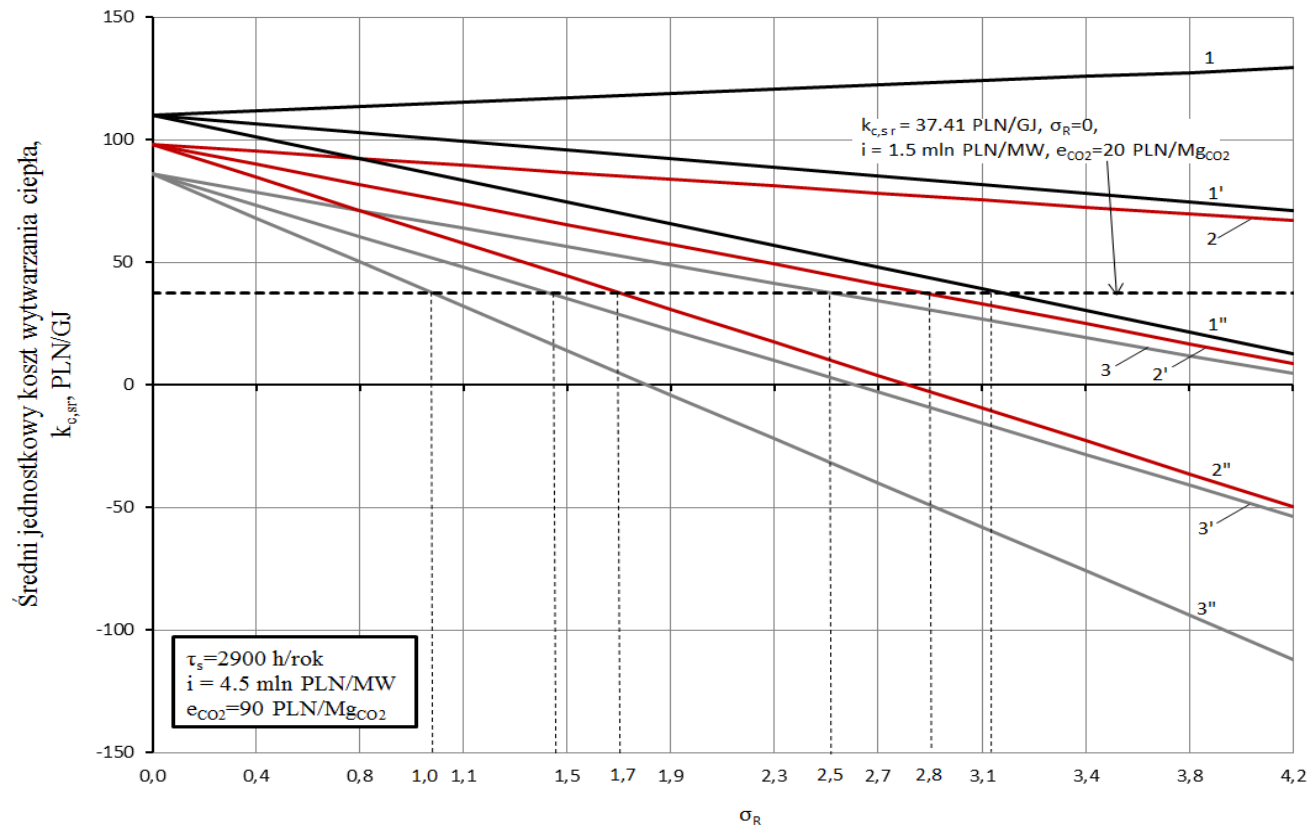
Rys. 4.8. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: $1 - e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; $1' - e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; $1'' - e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; $2 - e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; $2' - e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; $2'' - e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; $3 - e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; $3' - e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; $3'' - e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ



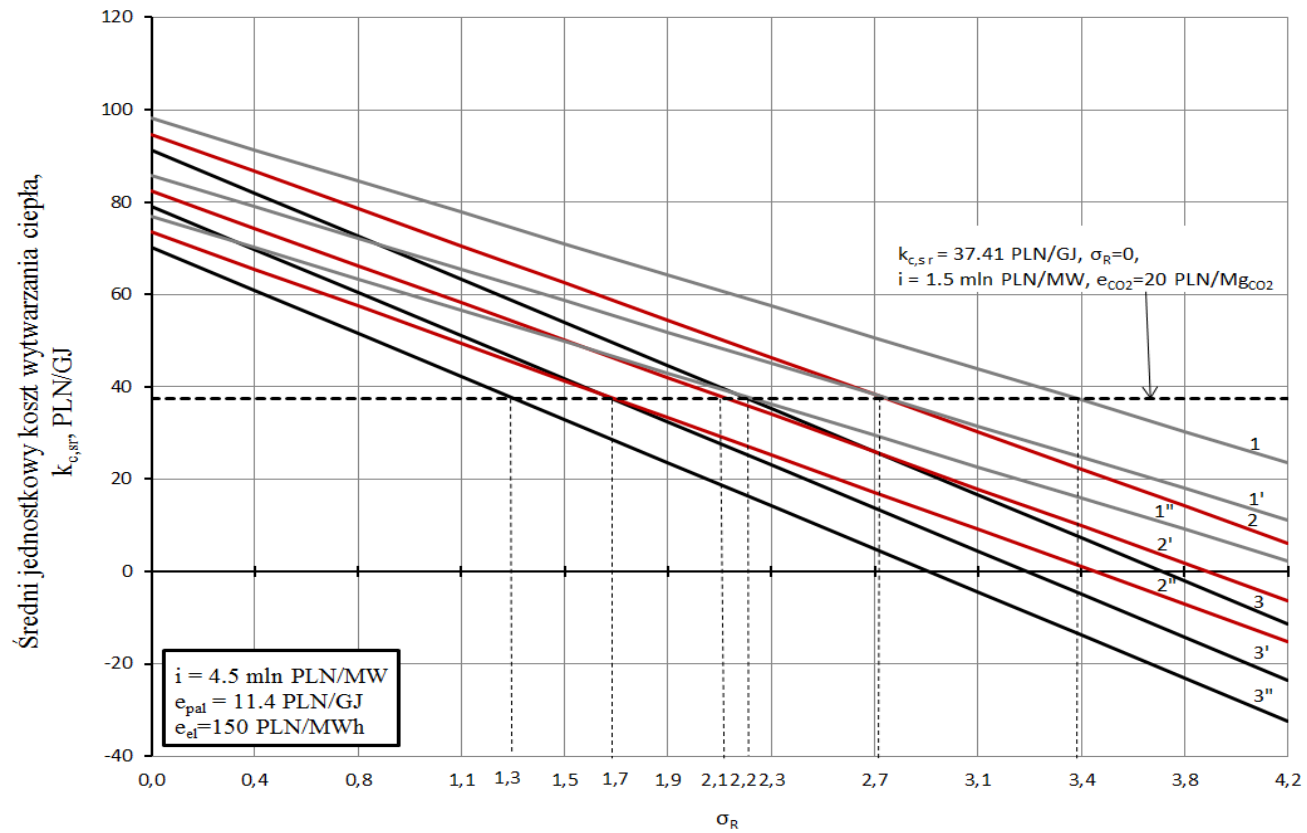
Rys. 4.9. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 1' – $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 1'' – $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 2 – $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 2' – $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 2'' – $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 3 – $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$; 3' – $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$; 3'' – $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$



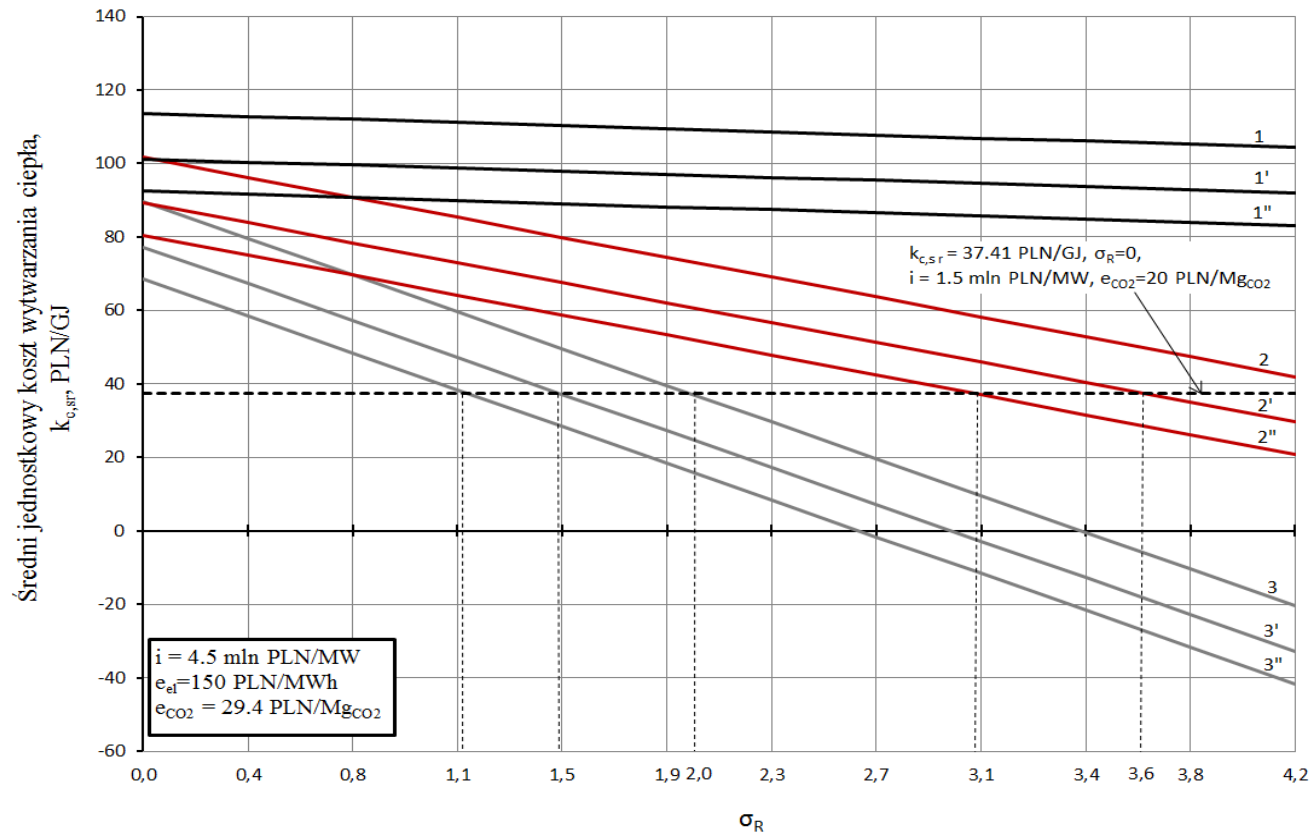
Rys. 4.10. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: $1 - e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; $1' - e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; $1'' - e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; $2 - e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; $2' - e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; $2'' - e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; $3 - e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; $3' - e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; $3'' - e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ



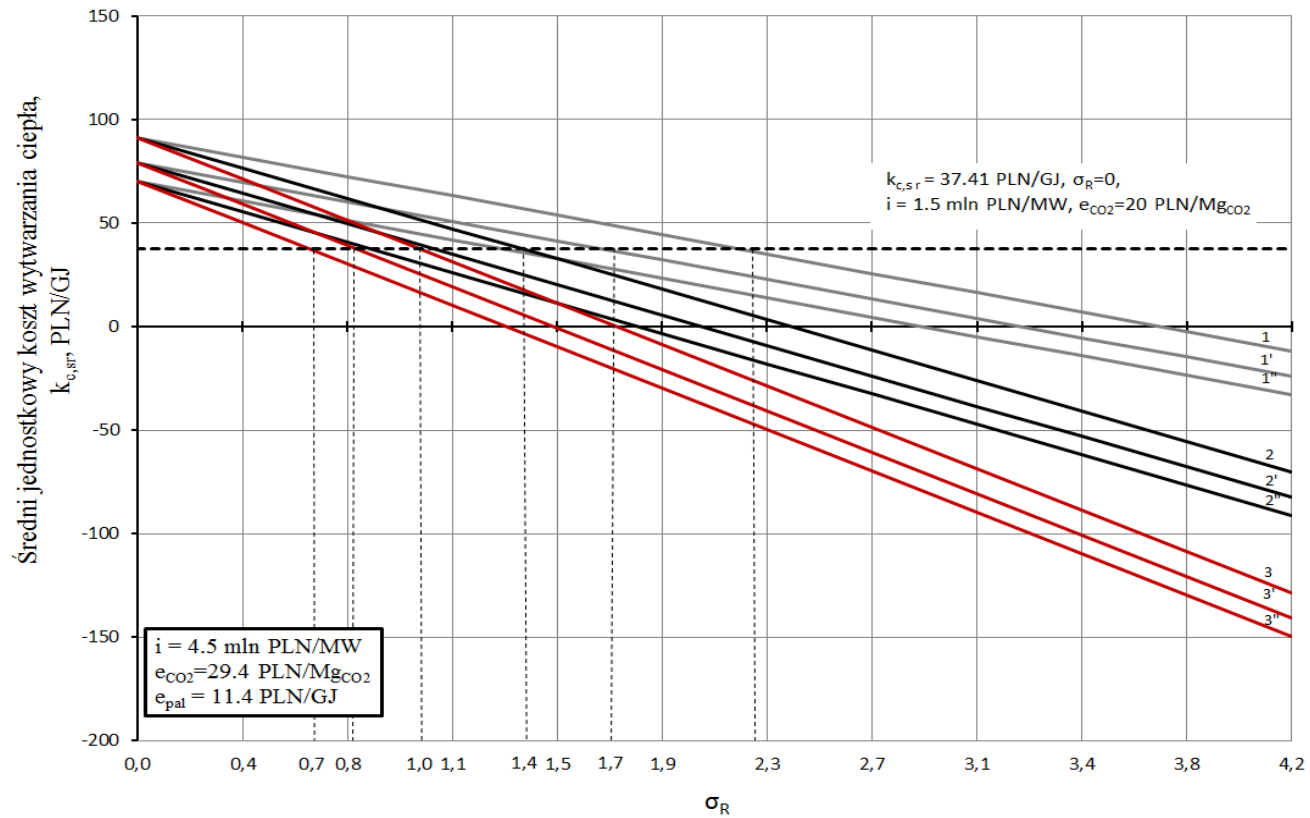
Rys. 4.11. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – $e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – $e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – $e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – $e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – $e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – $e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ



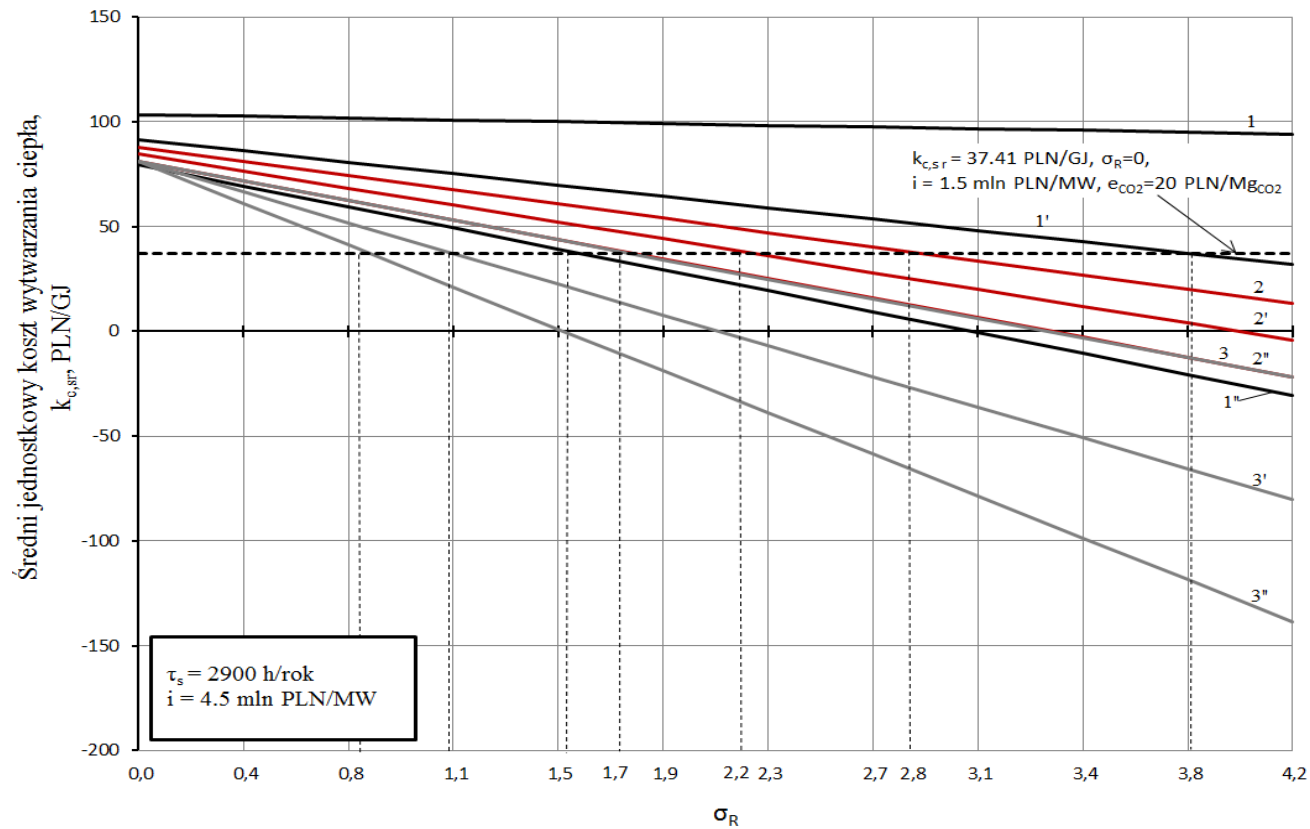
Rys. 4.12. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – $\tau_s = 2500$ h/rok oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 1' – $\tau_s = 3000$ h/rok oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 1'' – $\tau_s = 3500$ h/rok oraz $e_{CO_2} = 90$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2 – $\tau_s = 2500$ h/rok oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2' – $\tau_s = 3000$ h/rok oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2'' – $\tau_s = 3500$ h/rok oraz $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3 – $\tau_s = 2500$ h/rok oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3' – $\tau_s = 3000$ h/rok oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3'' – $\tau_s = 3500$ h/rok oraz $e_{CO_2} = 30$ PLN/Mg $_{CO_2}$



Rys. 4.13. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – $\tau_s = 2500$ h/rok oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – $\tau_s = 3000$ h/rok oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – $\tau_s = 3500$ h/rok oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – $\tau_s = 2500$ h/rok oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – $\tau_s = 3000$ h/rok oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – $\tau_s = 3500$ h/rok oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – $\tau_s = 2500$ h/rok oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – $\tau_s = 3000$ h/rok oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – $\tau_s = 3500$ h/rok oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ



Rys. 4.14. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $\tau_s = 2500$ h/rok; 1' – $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $\tau_s = 3000$ h/rok; 1'' – $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $\tau_s = 3500$ h/rok; 2 – $e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $\tau_s = 2500$ h/rok; 2' – $e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $\tau_s = 3000$ h/rok; 2'' – $e_{el} = 200$ PLN/MWh oraz $\tau_s = 3500$ h/rok; 3 – $e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $\tau_s = 2500$ h/rok; 3' – $e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $\tau_s = 3000$ h/rok; 3'' – $e_{el} = 250$ PLN/MWh oraz $\tau_s = 3500$ h/ro



Rys. 4.15. Wykres zależności średniego jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła $k_{c,sr}$ w funkcji wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R , gdzie: 1 – $e_{pal}=30$ PLN/GJ, $e_{CO_2}=29.4$ PLN/Mg_{CO2}, $e_{el}=150$ PLN/MWh; 1' – $e_{pal}=20$ PLN/GJ, $e_{CO_2}=29.4$ PLN/Mg_{CO2}, $e_{el}=150$ PLN/MWh; 1'' – $e_{pal}=10$ PLN/GJ, $e_{CO_2}=29.4$ PLN/Mg_{CO2}, $e_{el}=150$ PLN/MWh; 2 – $e_{CO_2}=90$ PLN/Mg_{CO2}, $e_{pal}=11.4$ PLN/GJ, $e_{el}=150$ PLN/MWh; 2' – $e_{CO_2}=60$ PLN/Mg_{CO2}, $e_{pal}=11.4$ PLN/GJ, $e_{el}=150$ PLN/MWh; 2'' – $e_{CO_2}=30$ PLN/Mg_{CO2}, $e_{pal}=11.4$ PLN/GJ, $e_{el}=150$ PLN/MWh; 3 – $e_{el}=150$ PLN/MWh, $e_{CO_2}=29.4$ PLN/Mg_{CO2}, $e_{pal}=11.4$ PLN/GJ; 3' – $e_{el}=200$ PLN/MWh, $e_{CO_2}=29.4$ PLN/Mg_{CO2}, $e_{pal}=11.4$ PLN/GJ; 3'' – $e_{el}=250$ PLN/MWh, $e_{CO_2}=29.4$ PLN/Mg_{CO2}, $e_{pal}=11.4$ PLN/GJ

Specyfika przebiegu krzywych 1, 1', 1'', 1''' na rysunku 4.4, krzywych 1, 1', 1'' na rysunkach 4.7, 4.13 i krzywej 1 na rysunkach 4.8 – 4.11 oraz 4.15 odbiega od przebiegu pozostałych krzywych, które mają zdecydowanie wyraźny charakter malejący.

Krzywe 1, 1', 1'', 1''' na rysunku 4.4 maleją tylko nieznacznie wraz ze wzrostem wskaźnika skojarzenia σ_R . Zostały sporządzone dla najwyższej przyjętej w tej analizie ceny paliwa $e_{pal} = 30$ PLN/GJ. Przykładowo, dla krzywej numer 1 na rys. 4.4, koszt $k_{c, \dot{s}r}$ przy wartości $\sigma_R = 0$ jest równy $= 103,40$ PLN/GJ, a przy $\sigma_R = 4,2$ koszt wynosi $94,06$ PLN/GJ. Różnica w wartości kosztu pomiędzy najniższą i najwyższą przyjętą wartością wskaźnika skojarzenia wynosi $9,34$ PLN/GJ. Analizując inne krzywe na tym rysunku, które mają znacznie bardziej wyraźny charakter malejący, na przykład krzywą numer 2 sporządzoną dla niższej ceny paliwa $e_{pal} = 20$ PLN/GJ, widzimy że różnica w wysokości kosztu pomiędzy najniższą i najwyższą przyjętą wartością wskaźnika skojarzenia jest o wiele większa i wynosi $59,74$ PLN/GJ (dla $\sigma_R = 0$ $k_{c, \dot{s}r} = 91,4$ PLN/GJ; dla $\sigma_R = 4,2$ $k_{c, \dot{s}r} = 31,66$ PLN/GJ).

Krzywe 1, 1', 1'' na rys. 4.13 także maleją nieznacznie, podobnie jak krzywa 1'' na rysunku 4.7 oraz krzywa 1 na rysunkach 4.8, 4.9 oraz 4.15. Natomiast krzywe 1, 1'' na rysunku 4.7, krzywe 1 na rysunku 4.10 oraz 4.11 rosną bardzo nieznacznie wraz ze wzrostem wskaźnika skojarzenia. Ma to związek z graniczną ceną energii elektrycznej $e_{el, gr}$ zaprezentowaną na rysunku 4.16 dla trzech różnych wartości ceny paliwa. Cena sprzedaży energii elektrycznej z elektrociepłowni musi być wyższa od $e_{el, gr}$. Im cena energii elektrycznej jest większa od ceny granicznej, w tym większym stopniu jednostkowy koszt maleje ze wzrostem wartości wskaźnika skojarzenia σ_R , i na odwrót im cena energii elektrycznej jest mniejsza od ceny granicznej, w tym większym stopniu jednostkowy koszt $k_{c, \dot{s}r}$ rośnie ze wzrostem wartości wskaźnika skojarzenia σ_R . Gdy cena energii elektrycznej jest równa cenie granicznej, to jednostkowy koszt ma wartość stałą, niezależnie od wartości wskaźnika skojarzenia. Na przykład dla ceny $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/MgCO₂ (krzywa numer 1, rysunek 4.16), dla ceny paliwa $e_{pal} = 8$ PLN/GJ graniczna cena energii elektrycznej wynosi $e_{el, gr} = 47,01$ PLN/MWh, dla ceny $e_{pal} = 16$ PLN/GJ $e_{el, gr} = 81,57$ PLN/MWh, dla ceny paliwa $e_{pal} = 32$ PLN/GJ $e_{el, gr} = 150,69$ PLN/MWh.

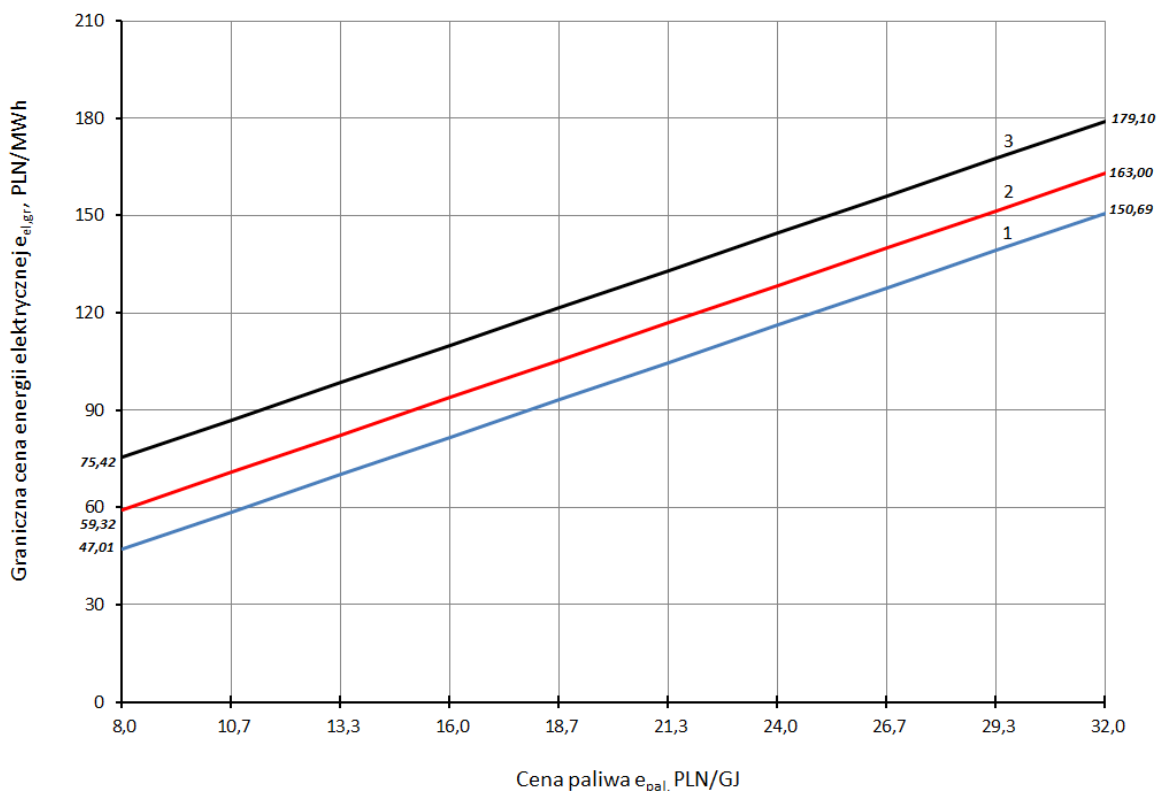
Krzywe z rysunków 4.4, 4.7 – 4.9, 4.13, 4.15, które zostały wyszczególnione wyżej i które wykazują tylko nieznaczny charakter malejący, zostały obliczone dla ceny

energii elektrycznej $e_{el} = 150$ PLN/MWh, niewiele wyższej niż ceny $e_{el,gr}$ przy danych wartościach e_{CO_2} . Przykładowo, dla ceny $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/Mg $_{CO_2}$, ceny paliwa $e_{pal} = 30$ PLN/GJ $e_{el,gr} = 143,01$ PLN/MWh. Obliczona w tym przypadku graniczna cena energii elektrycznej jest niewiele niższa od ceny sprzedaży energii elektrycznej, $e_{el} > e_{el,gr}$ więc koszt $k_{c,śr}$ maleje, ale ze względu na zbliżoną wartość e_{el} i $e_{el,gr}$, maleje nieznacznie. Ta sytuacja jest pokazana na rys. 4.4 (krzywe 1, 1', 1'', 1'''), rys. 4.13 (krzywe 1, 1', 1''), rys. 4.8 i 4.15 (krzywa 1). Krzywe z rysunków 4.7, 4.10 oraz 4.11, które rosną nieznacznie zostały wykonane dla $e_{el,gr}$ niewiele wyższych od cen e_{el} , dla których je sporządzono. Na przykład sytuację tę obrazuje krzywa 1' na rysunku 4.7, dla której $e_{el,gr} = 155,33$ PLN/MWh.

Graniczne ceny energii elektrycznej dla przyjętych do obliczeń cen paliwa (w zakresie od 8 PLN/GJ do 32 PLN/GJ) oraz różnych cen e_{CO_2} (dla $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 60 PLN/Mg $_{CO_2}$ oraz 100 PLN/Mg $_{CO_2}$) pokazano na rysunku 4.16. Graniczna cena energii elektrycznej $e_{el,gr}$ (dla $a_{el} = 0$) wynika, co oczywiste, z warunku:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \sigma_R} = & \frac{r}{\eta_c (1 - e^{-rT})} \left\{ (1 + x_{wu,m,od}) \frac{e^{t=0}_{pal}}{a_{pal} - r} [e^{(a_{pal}-r)T} - 1] + \right. \\
& + \frac{\rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0}}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \\
& + \frac{\rho_{CO} P_{CO}^{t=0}}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \frac{\rho_{NO_x} P_{NO_x}^{t=0}}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \\
& + \frac{\rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0}}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \frac{\rho_{pył} P_{pył}^{t=0}}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył}-r)T} - 1] + \\
& \left. + (1 - u) \frac{\rho_{CO_2} e^{t=0}_{CO_2}}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] \right\} - \frac{r e^{t=0}_{el,gr}}{(a_{el} - r)(1 - e^{-rT})} [e^{(a_{el}-r)T} - 1] = 0.
\end{aligned} \tag{4.16}$$

Warunek $\partial k_{c,śr} / \partial \sigma_R = 0$ jest warunkiem stałości wartości kosztu $k_{c,śr}$ w funkcji wskaźnika skojarzenia σ_R .

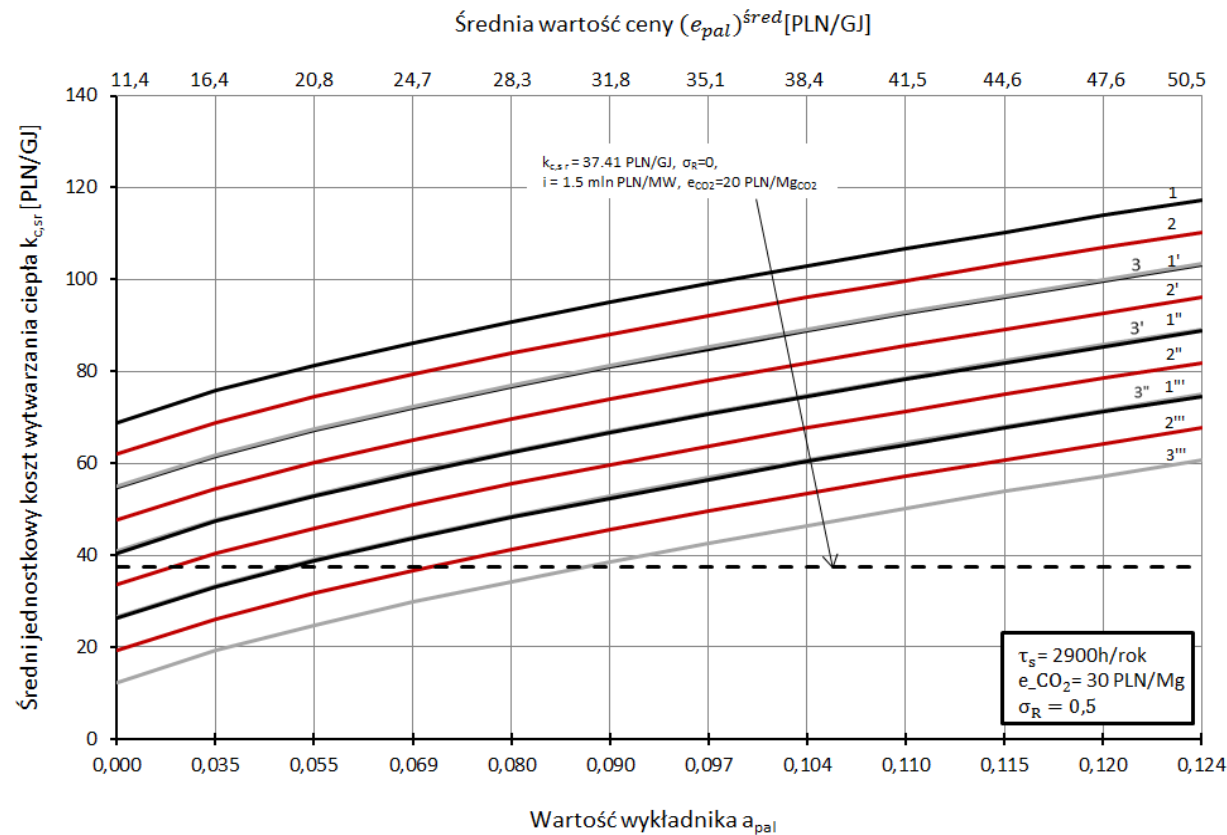


Rys. 4.16. Graniczna cena energii elektrycznej $e_{el,gr}$ w funkcji ceny paliwa, gdzie: 1 – $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 2 – $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg $_{CO_2}$; 3 – $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg $_{CO_2}$

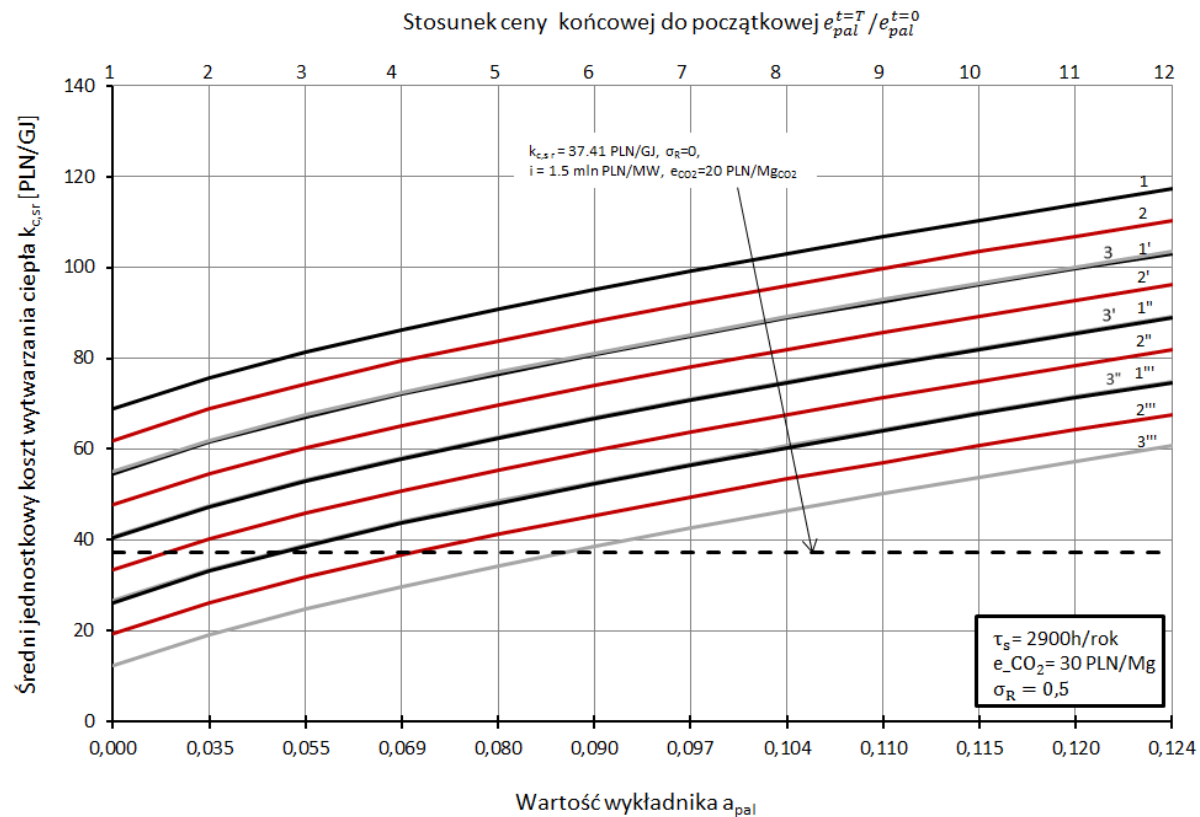
Zaprezentowane w tym rozdziale uniwersalne modele matematyczne z zapisem z czasem ciągłym umożliwiają wykonanie wszechstronnych analiz pomagających w znalezieniu efektywnej strategii inwestycyjnej w podmiotach wykorzystujących źródła ciepła. Racjonalność w działaniu źródeł ciepła przejawia się m.in. poprzez wytwarzanie ciepła przy jak najniższym koszcie. Bez analizy kosztów wytwarzania ciepła i bez odpowiedniego zarządzania nimi nie można osiągnąć oczekiwanych efektów ekonomicznych. Na kolejnych wykresach przedstawiono wpływ parametrów takich jak ceny paliwa, energii elektrycznej, opłat za emisję CO₂ na wysokość jednostkowych kosztów produkcji ciepła $k_{c,śr}$ w różnych technologiach jego wytwarzania, czyli dla różnych wartości wskaźnika skojarzenia σ_R . Jak już wspomniano wcześniej jednostkowe koszty produkcji ciepła zależą od technologii jego produkcji, dlatego przy wyborze technologii uzasadnione jest rozważenie wielu różnych scenariuszy uwzględniających kluczowe parametry wpływające na koszt produkcji ciepła.

Obliczenia zostały wykonane w różnych zestawieniach, dla kilku wybranych wartości wskaźnika skojarzenia σ_R , dla $\sigma_R = 0,5$; $\sigma_R = 1$; $\sigma_R = 2$; $\sigma_R = 3$ oraz $\sigma_R = 4$. Podobnie jak w poprzednich obliczeniach jako wartość porównawczą przyjęto wartość jednostkowego kosztu produkcji ciepła równy $k_{c,śr} = 37,41$ PLN/GJ. Z opracowanych wykresów, dla poszczególnych technologii, można odczytać, przy jakich nakładach inwestycyjnych, cenach paliw i energii elektrycznej koszt $k_{c,śr}$ jest niższy niż przyjęty do porównania koszt $k_{c,śr} = 37,41$ PLN/GJ, oraz kiedy ten koszt osiąga najkorzystniejsze wartości, czyli takie które będą generowały dodatni wynik finansowy dla elektrociepłowni. Analizy zostały sporządzone dla wybranych, możliwych scenariuszy zmian w czasie cen nośników energii i opłat za emisję CO₂. Założone ceny nośników energii oraz uprawnień do emisji CO₂ odnoszą się do wartości obecnych oraz możliwych w przyszłości.

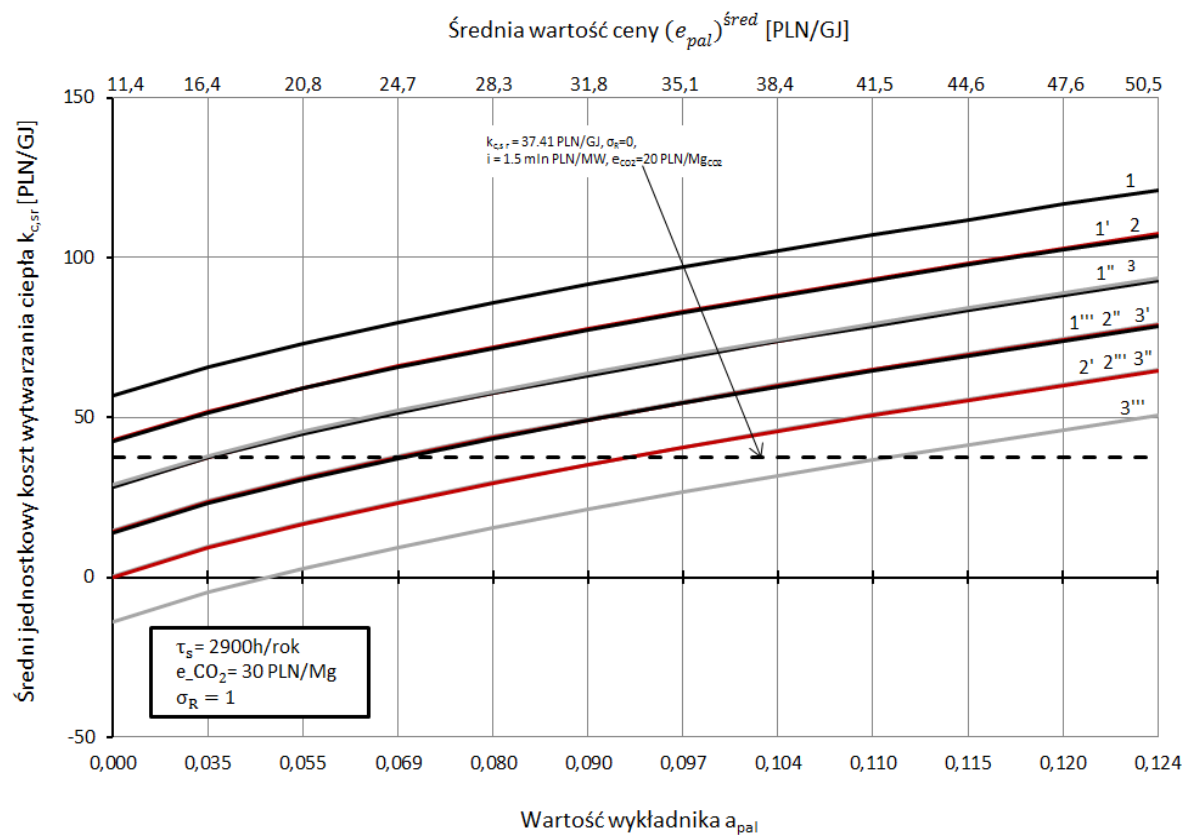
Na wykresach 4.17 – 4.31, które powstały w wyniku przeprowadzonych obliczeń, zakładano wzrost ceny paliwa e_{pal} , cztery różne wysokości nakładów inwestycyjnych i oraz trzy różne możliwe poziomy cen energii elektrycznej e_{el} . Ponadto obliczenia zostały wykonane dla trzech różnych wariantów cen e_{CO_2} , dla ceny $e_{CO_2} = 30$ PLN/MgCO₂ (rys. 4.17 – 4.21), $e_{CO_2} = 60$ PLN/MgCO₂ (rys. 4.22 – 4.26) oraz dla $e_{CO_2} = 90$ PLN/MgCO₂ (rys. 4.27 – 4.31). W pierwszym wariacie przeprowadzono obliczenia dla ceny $e_{CO_2} = 30$ PLN/MgCO₂ dla różnych wybranych wartości wskaźnika skojarzenia σ_R : 0,5; 1; 2; 3; 4. W następnym wariacie, kolejne obliczenia przeprowadzono dla ceny $e_{CO_2} = 60$ PLN/MgCO₂ i znowu dla pięciu różnych wartości wskaźnika σ_R . Analogicznie postąpiono w przypadku obliczeń w wariacie z ceną $e_{CO_2} = 90$ PLN/MgCO₂. Wykresy 4.17 – 4.31, przedstawione na kolejnych stronach, prezentują wszystkie przyjęte w tej analizie warianty obliczeń. Jak już wcześniej wspomniano na wysokość kosztów produkcji ciepła wpływa stosowana technologia, dzięki takim zestawieniom, można szczegółowo przeanalizować wysokość jednostkowego kosztu produkcji ciepła $k_{c,śr}$ w poszczególnych technologiach jego produkcji.



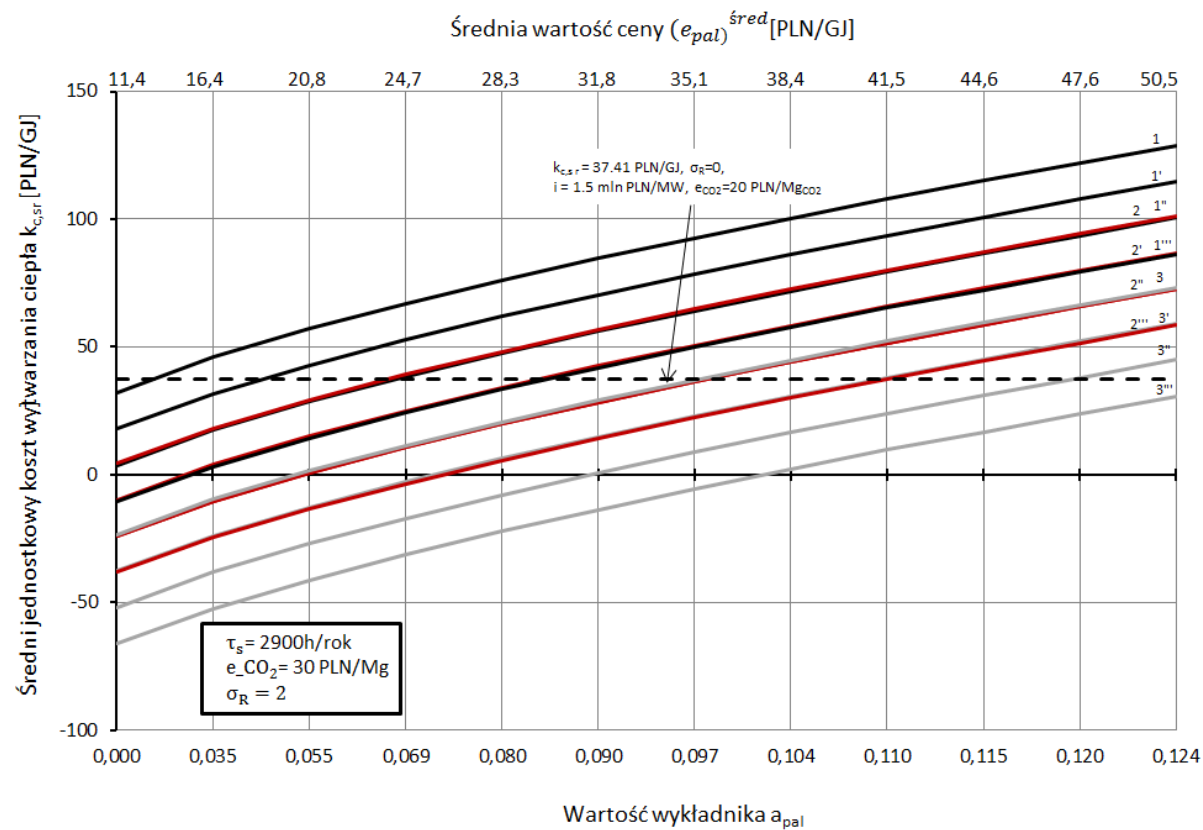
Rys. 4.17. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/MWh.



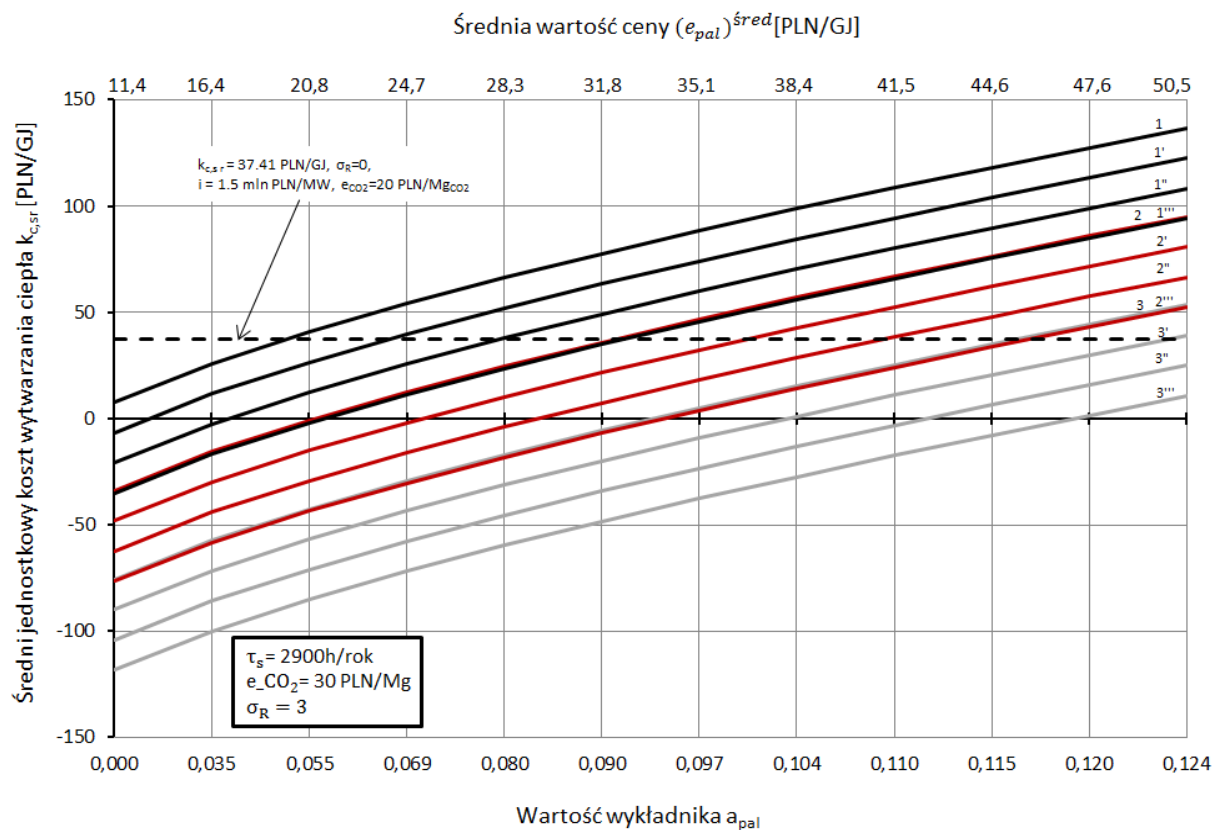
Rys. 4.17a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa e_{pal}^{sred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , i stosunku cen $e_{pal}^{t=T} / e_{pal}^{t=0}$, wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=200$ PLN/ MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=250$ PLN/GJ MWh.



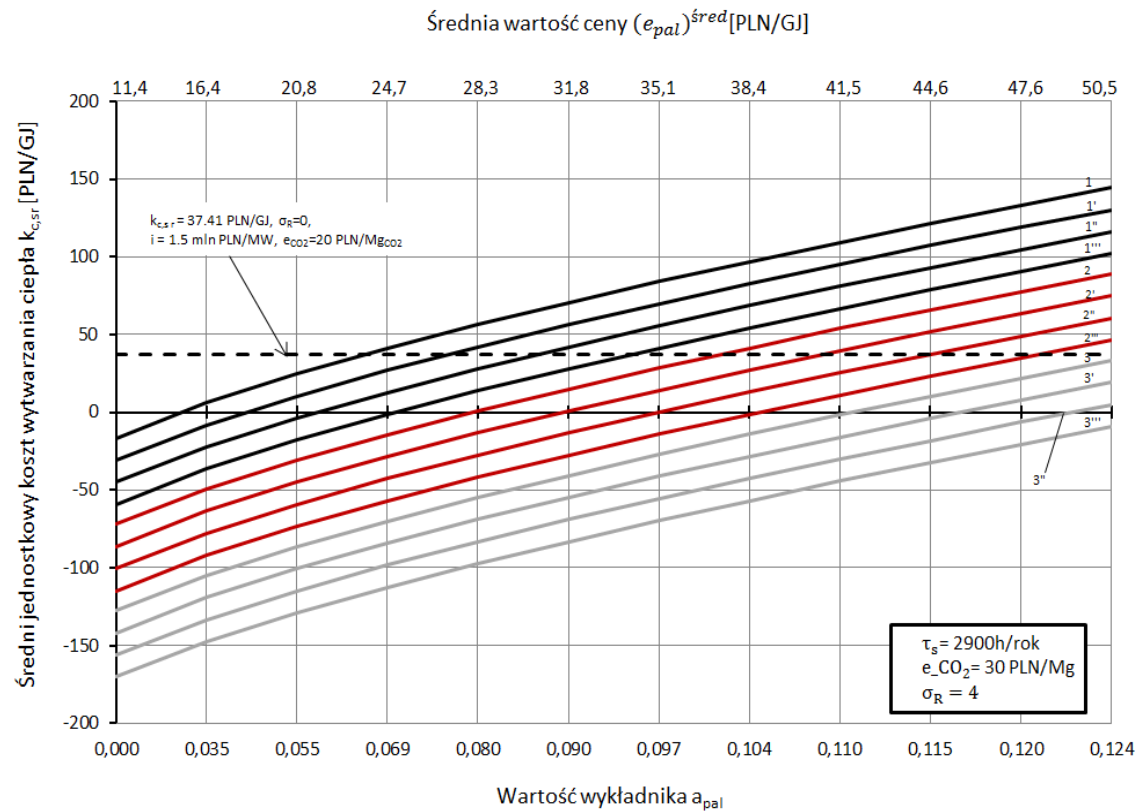
Rys. 4.18. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/GJ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/ MWh.



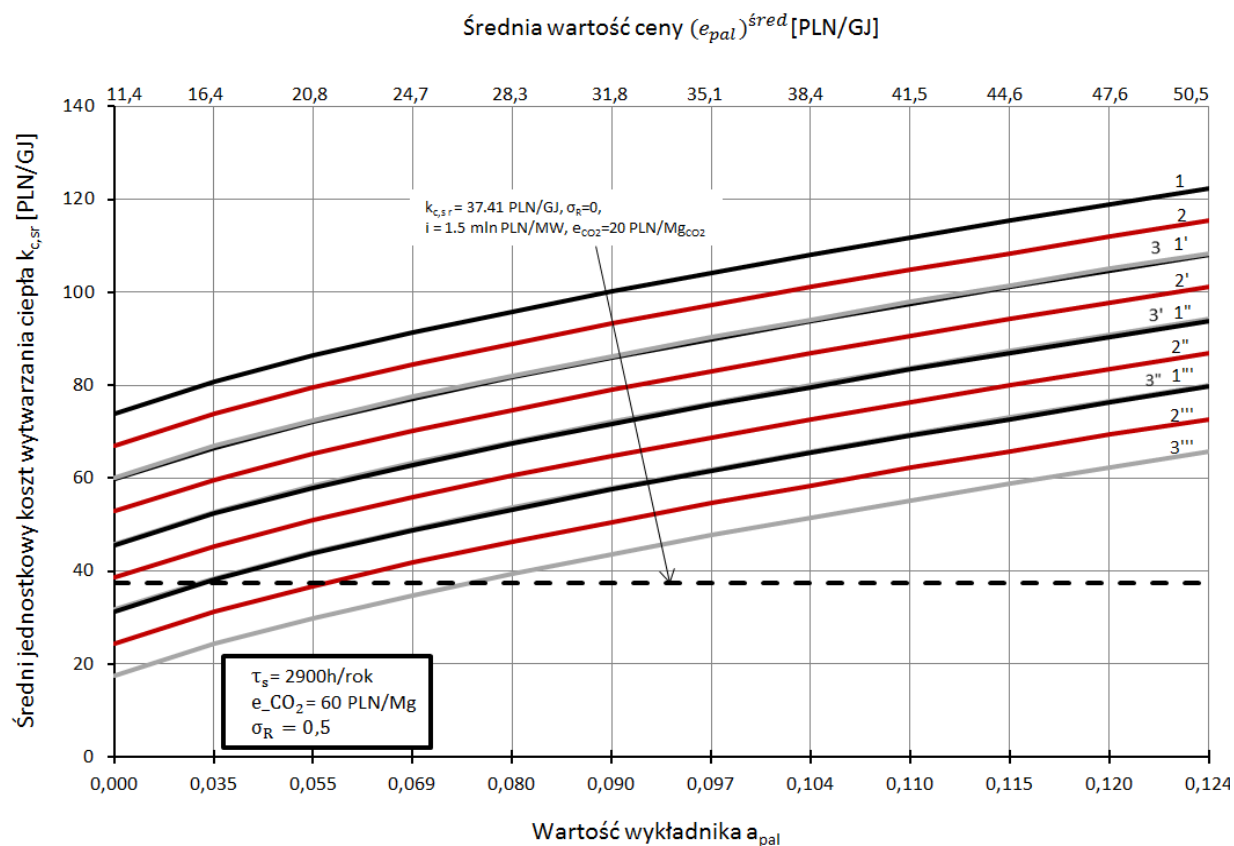
Rys. 4.19. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh.



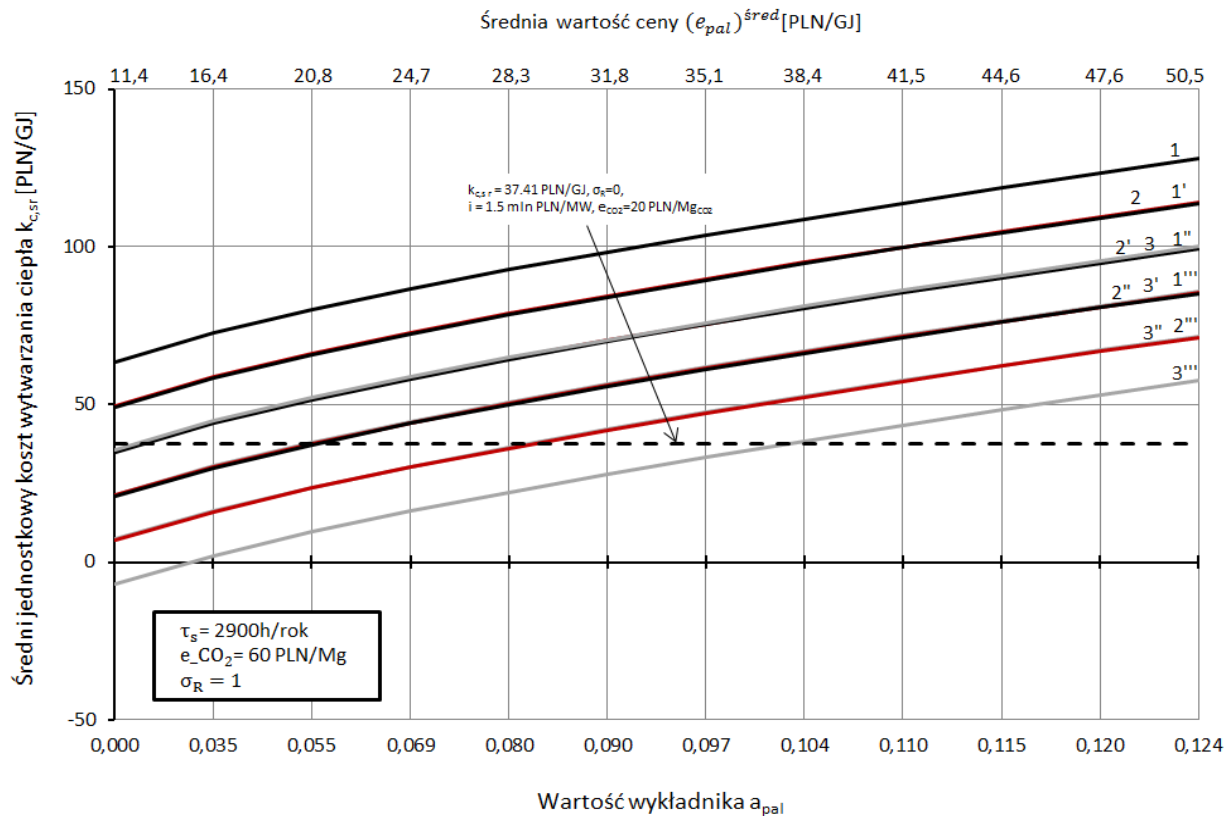
Rys. 4.20. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh.



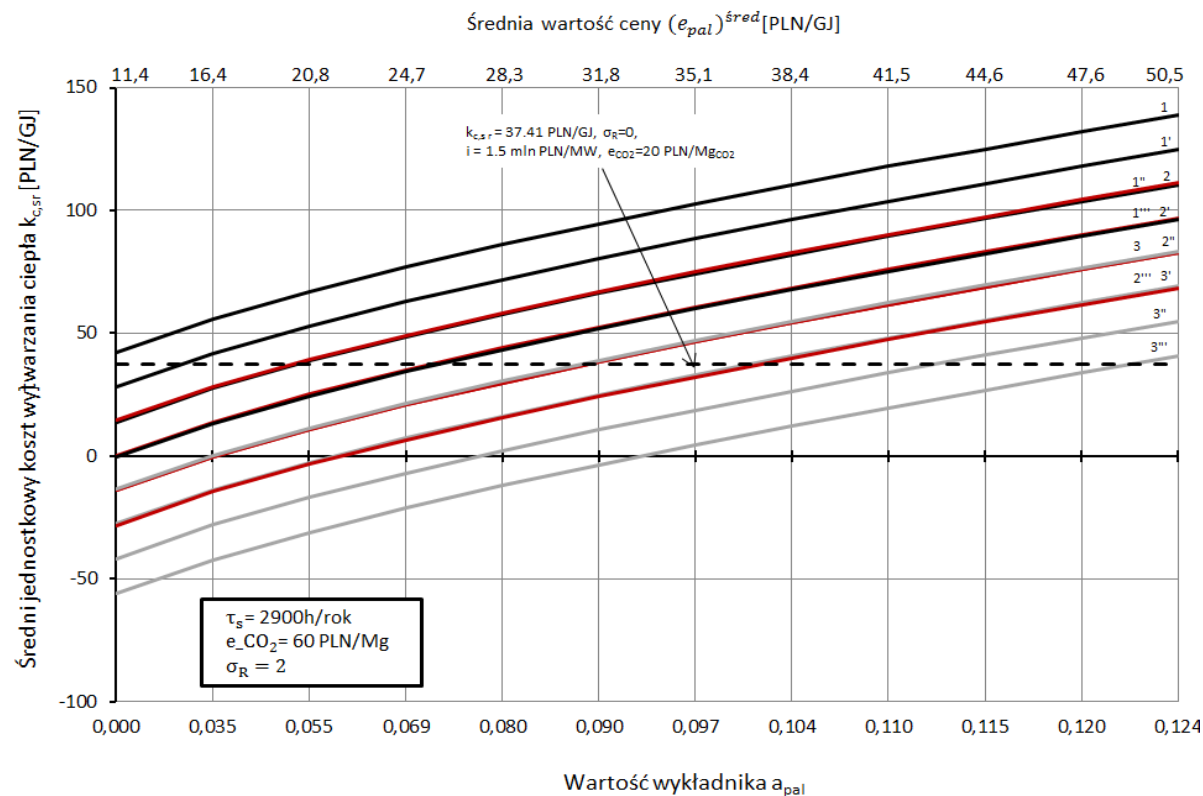
Rys. 4.21. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/GJ MWh.



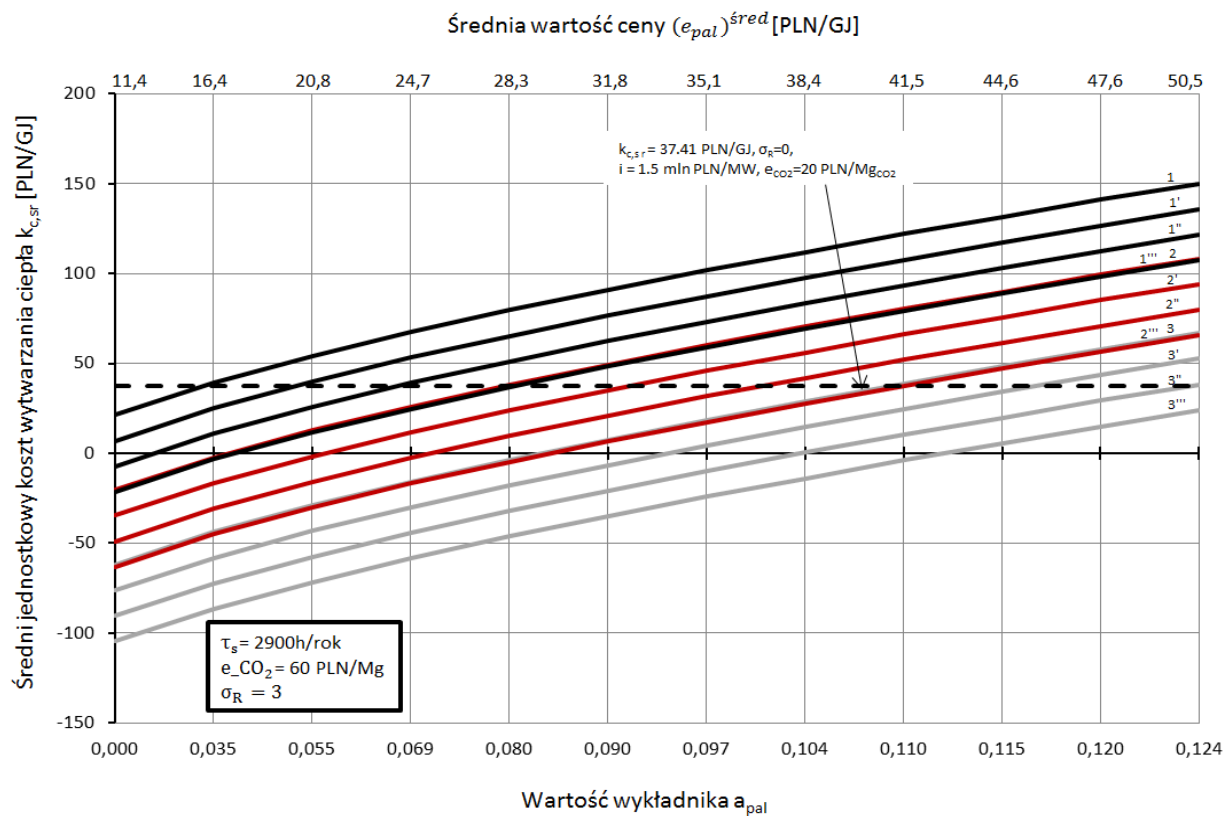
Rys. 4.22. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh.



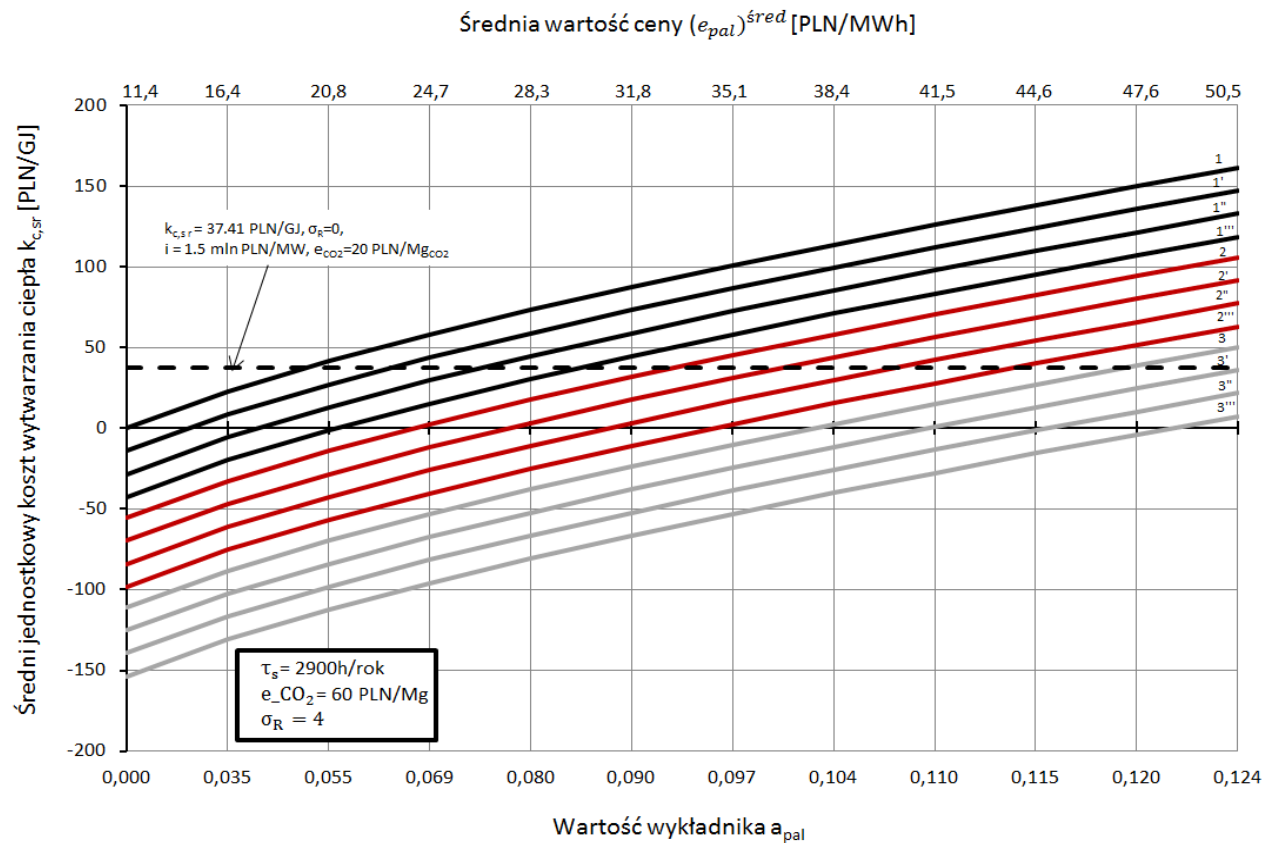
Rys. 4.23. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa e_{pal}^{sred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh.



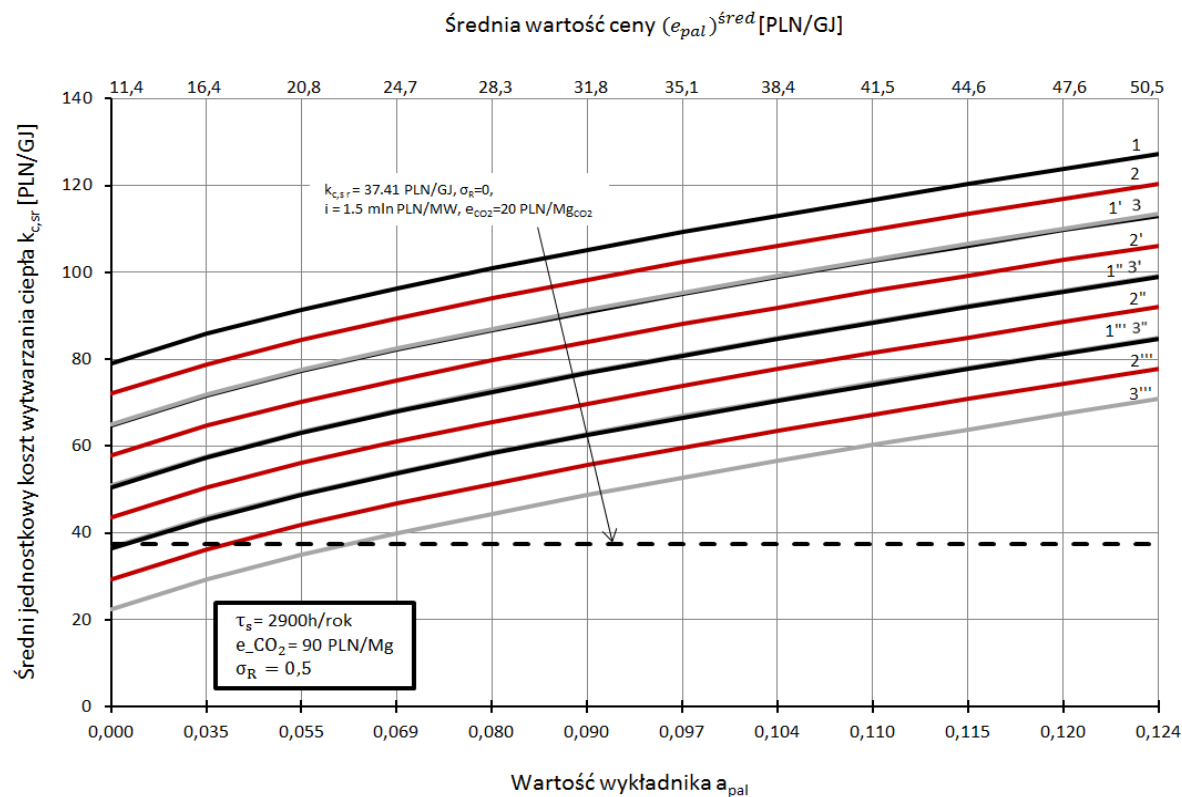
Rys. 4.24. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/GJ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 200$ PLN/ MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ci} = 250$ PLN/MWh.



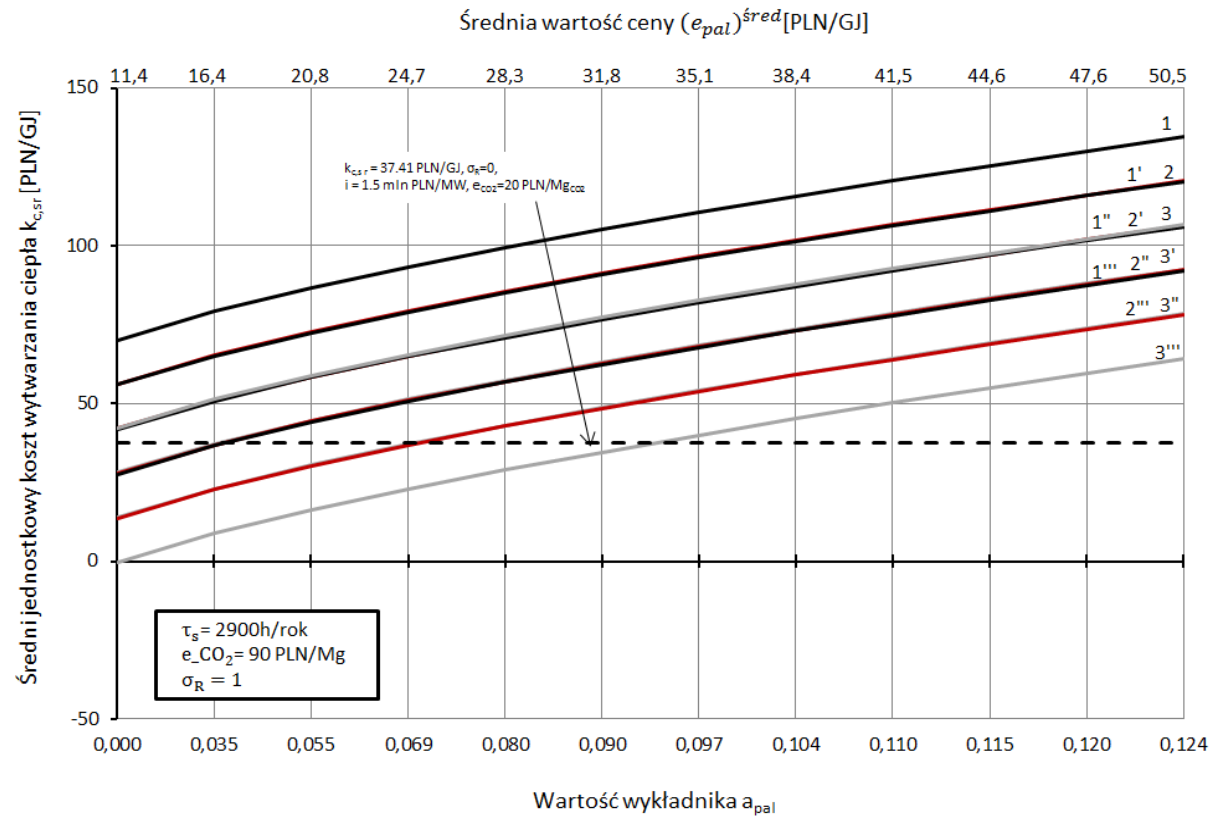
Rys. 4.25. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa e_{pal}^{sred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/GJ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh.



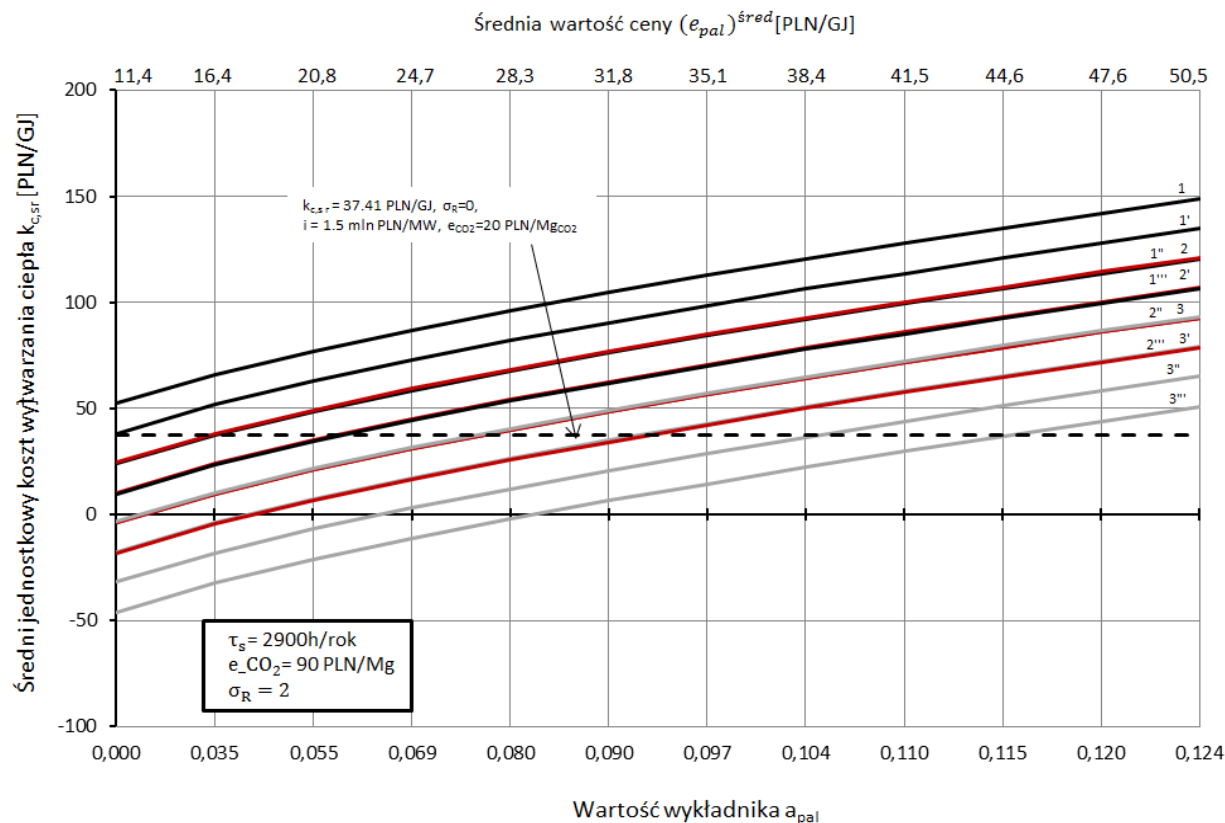
Rys. 4.26. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/GJ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh.



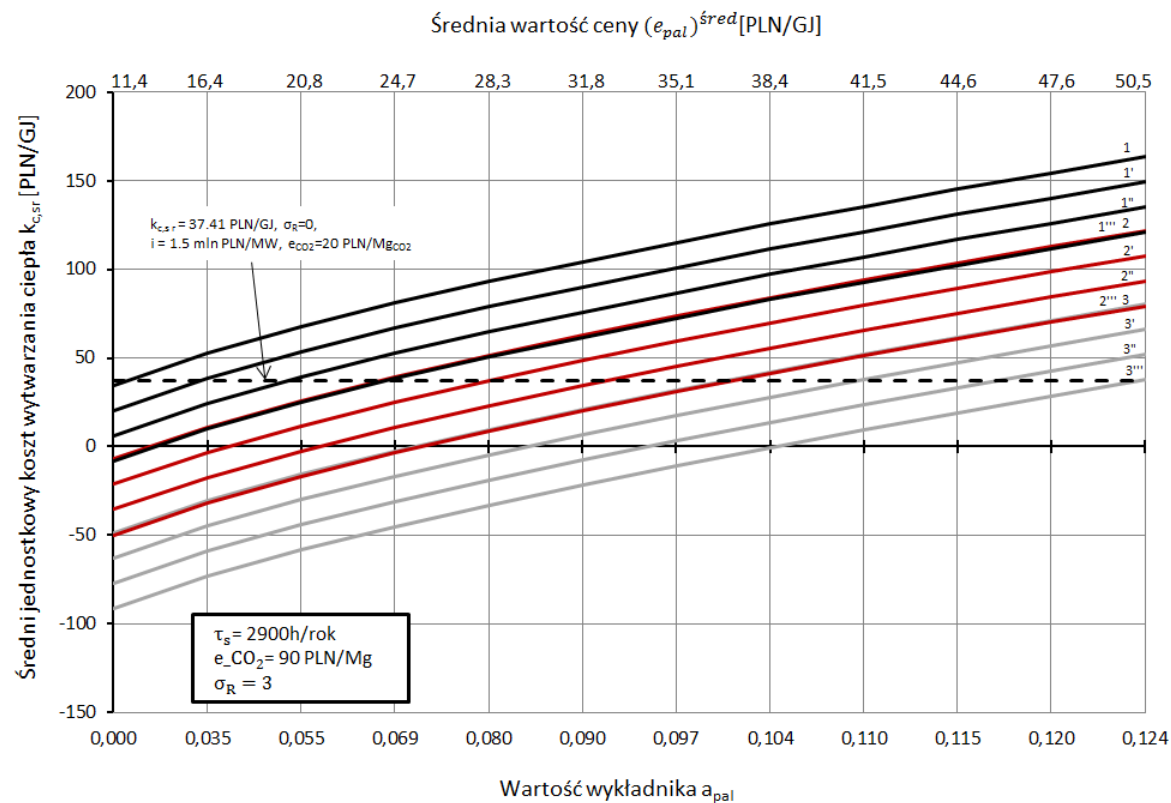
Rys. 4.27. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/ MWh}$; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/ MWh}$; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/ MWh}$; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/ MWh}$; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/ MWh}$; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/ MWh}$; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/ MWh}$; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/ MWh}$; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/ MWh}$; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/ MWh}$; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/ MWh}$; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/ MWh}$.



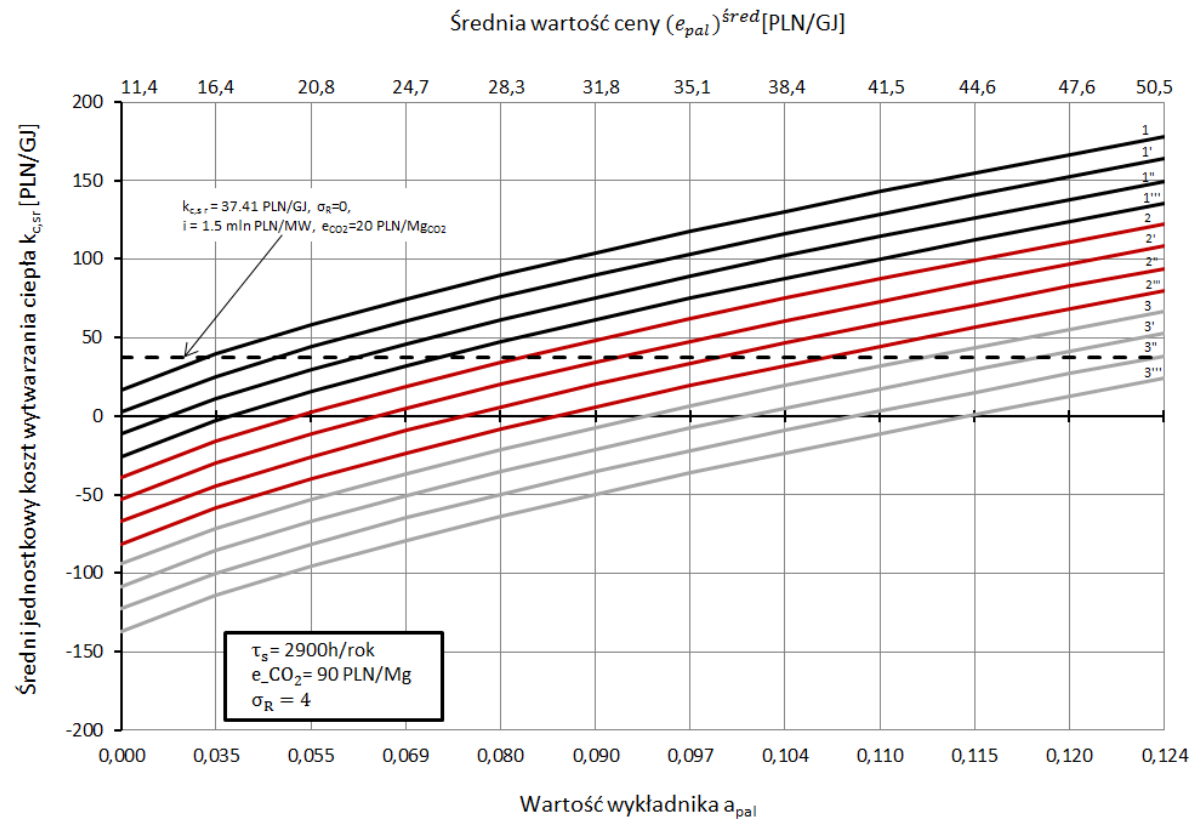
Rys. 4.28. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa e_{pal}^{sred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/ MWh.



Rys. 4.29. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa e_{pal}^{sred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh.



Rys. 4.30. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/ MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/ MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/ MWh.



Rys. 4.31. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny paliwa $e_{pal}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{pal} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh.

Najniższy jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ na rysunkach 4.17 – 4.31 jest wyznaczany przez krzywe numer 3''' dla najniższych przyjętych nakładów inwestycyjnych równych $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz dla najwyższej przyjętej ceny energii elektrycznej $e_{el} = 250$ PLN/MWh. Z kolei najwyższe koszty są oczywiście osiągane przy najwyższych przyjętych nakładach inwestycyjnych $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz dla najniższej przyjętej ceny energii elektrycznej $e_{el} = 150$ PLN/MWh co pokazują krzywe numer 1. Opracowane wykresy dają również możliwość analizowania przy jakich poziomach nakładów oraz przy jakich cenach energii elektrycznej koszty jednostkowe przyjmują praktycznie takie same wartości w funkcji ceny paliwa, dla danej technologii. Prezentują to na rysunkach krzywe, które się pokrywają. Przykładowo z rysunku 4.17 wynika, że koszt przyjmuje bardzo zbliżone wartości w funkcji ceny paliwa dla $i = 3,5$ mln PLN/MW i $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz dla $i = 4,5$ mln PLN/MW i $e_{el} = 250$ PLN/MWh (krzywa 1' oraz 3). Podobnie również dla $i = 2,5$ mln PLN/MW i $e_{el} = 150$ PLN/MWh (krzywa 1'') oraz $i = 3,5$ mln PLN/MW i $e_{el} = 250$ PLN/MWh (krzywa 3'), a także dla $i = 1,5$ mln PLN/MW i $e_{el} = 150$ PLN/MWh oraz $i = 2,5$ mln PLN/MW i $e_{el} = 250$ PLN/MWh (krzywa 1''' oraz 3''').

Charakter przebiegu poszczególnych krzywych na rysunkach 4.17 – 4.31 dla tych samych wartości σ_R , ale dla różnych wartości e_{CO2} jest bardzo podobny. Wszystkie krzywe mają charakter rosnący. Porównując ze sobą obliczenia pokazane np. na rysunkach 4.17, 4.22, 4.27, czyli sporządzonych dla tej samej wartości $\sigma_R = 0,5$ ale dla trzech różnych przyjętych do obliczeń wartości e_{CO2} , następnie analizując obliczenia na rysunkach 4.18, 4.23, 4.28, czyli dla wartości $\sigma_R = 1$ i dla trzech różnych cen e_{CO2} , analogicznie porównując kolejne obliczenia, można zaobserwować niezbyt duże różnice w wysokości kosztu $k_{c,śr}$ w tych samych technologiach wytwarzania, ale dla różnych cen e_{CO2} . Przykładowo, dla $\sigma_R = 1$, $e_{pal} = 11,4$ PLN/GJ, $i = 4,5$ mln PLN/MW, $e_{el} = 150$ PLN/MWh, dla $e_{CO2} = 30$ PLN/MgCO₂ koszt $k_{c,śr} = 56,71$ PLN/GJ (rys. 4.18). Dla $e_{CO2} = 60$ PLN/MgCO₂ koszt $k_{c,śr} = 63,41$ PLN/GJ (rys. 4.23). Dla $e_{CO2} = 90$ PLN/MgCO₂ koszt $k_{c,śr} = 70,12$ PLN/GJ (rys. 4.28). Im wyższa przyjęta cena e_{CO2} , tym koszt $k_{c,śr}$ dla danego wskaźnika skojarzenia σ_R jest wyższy, ale wpływ ceny e_{CO2} na jego wysokość nie jest stosunkowo duży. O wiele bardziej różnice w wysokości

kosztu $k_{c,śr}$ są widoczne w przypadku zmiany wartości wskaźnika skojarzenia. Przykładowo, rozpatrując wysokość kosztów w wariacie dla najwyższej założonej ceny $e_{CO2} = 90$ PLN/Mg_{CO2}, $i = 1,5$ mln PLN/MW, $e_{el} = 250$ PLN/MWh (krzywe 3''' na rys. 4.27 – 4.31), dla $e_{pal} = 11,4$ PLN/GJ dla wartości wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$ $k_{c,śr} = 22,47$ PLN/GJ, dla $\sigma_R = 1$ $k_{c,śr} = -0,2992$ PLN/GJ, dla $\sigma_R = 2$ $k_{c,śr} = -45,83$ PLN/GJ, dla $\sigma_R = 3$ $k_{c,śr} = -91,36$ PLN/GJ, dla $\sigma_R = 4$ $k_{c,śr} = -136,9$ PLN/GJ.

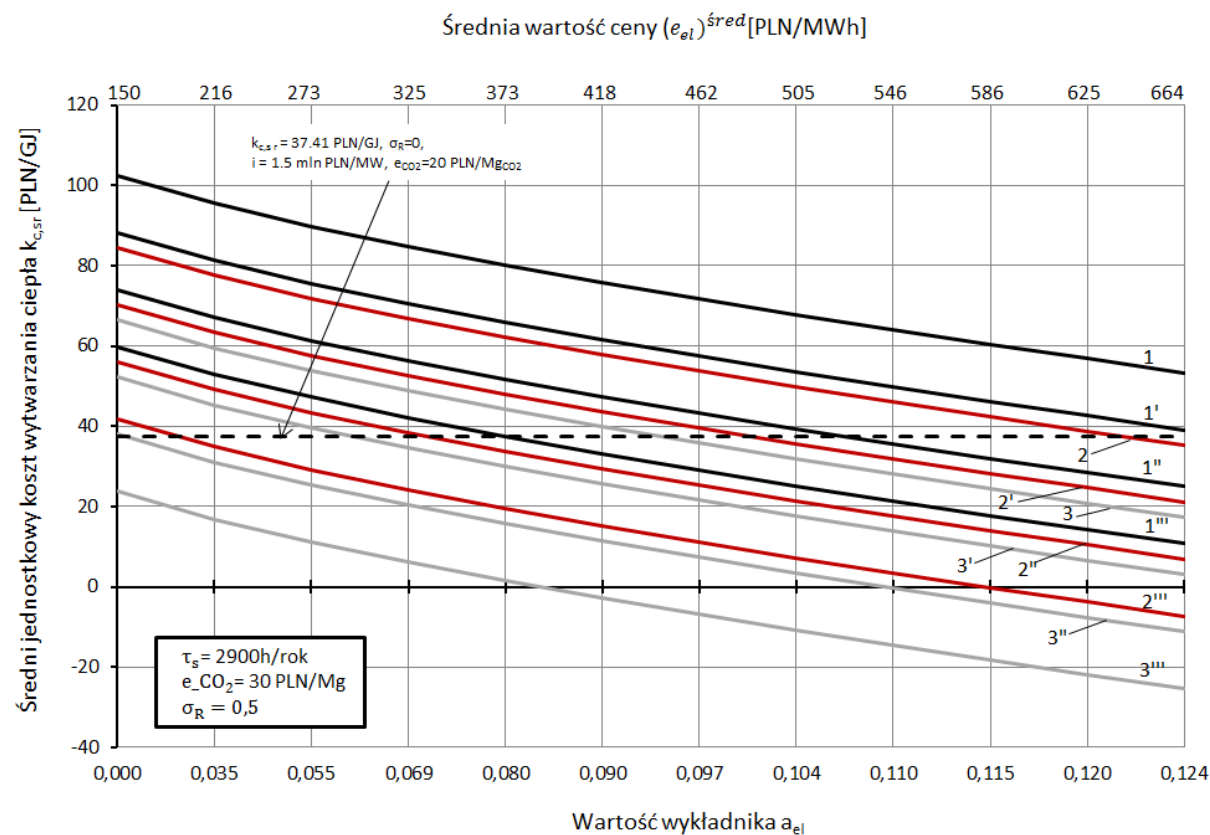
Im wyższy wskaźnik skojarzenia, czyli im wyższy stosunek rocznej produkcji energii elektrycznej do rocznej produkcji ciepła, tym mniejsze wartości jednostkowego kosztu produkcji ciepła $k_{c,śr}$. Wartość wskaźnika skojarzenia ma duży wpływ na jednostkowy koszt produkcji ciepła i tym samym na efektywność ekonomiczną pracy elektrociepłowni. Zwiększenie wartości wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = E_{el,R} / Q_R$ istotnie wpływa na zmniejszenie jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$. Rośnie wówczas, co do bezwzględnej wartości, koszt uniknięty produkcji ciepła w elektrociepłowni

$$- E_{el,R} e^{a_{el} t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)T} - 1] \text{ (wzór (4.14)).}$$

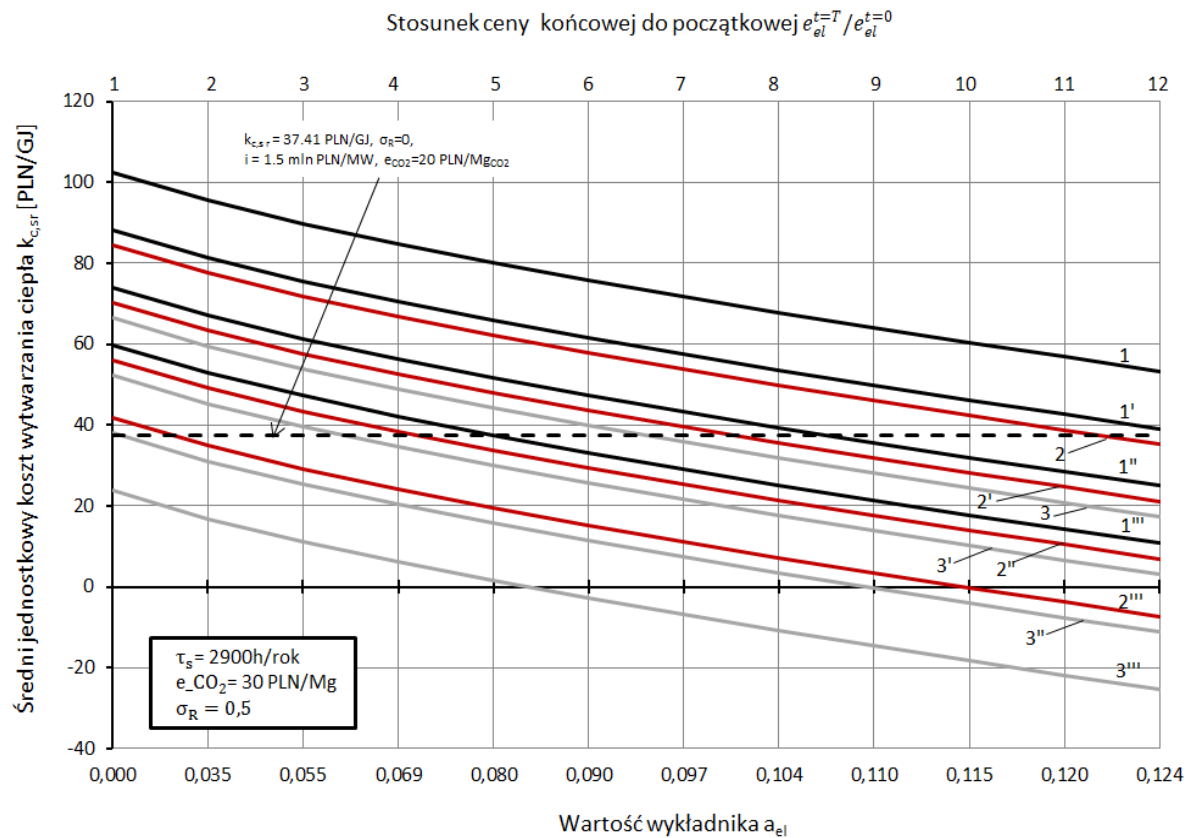
Jak wynika z wykresów wykonanych dla wartości wskaźników skojarzenia σ_R równych 2, 3 oraz 4 (rysunki 4.19 – 4.21; 4.24 – 4.26; 4.29 – 4.31), koszt produkcji ciepła $k_{c,śr}$ w tym przypadku osiąga przy takich wartościach wskaźnika skojarzenia wartości ujemne. Ilość wyprodukowanej w układzie energii elektrycznej stanowi o koszcie unikniętym w nim ciepła i tym samym obniża ten koszt, a więc zwiększa zysk z pracy elektrociepłowni [6, 7].

Na rysunkach 4.32 – 4.37 zaprezentowano wykresy, które opracowano dla rosnących cen energii elektrycznej e_{el} , czterech różnych wysokości nakładów inwestycyjnych i oraz trzech różnych możliwych wartości cen paliwa e_{pal} . Obliczenia, podobnie jak w poprzedniej analizie, zostały sporządzone dla trzech różnych wariantów cen e_{CO2} , dla ceny $e_{CO2} = 30$ PLN/Mg_{CO2} (rys. 4.32, 4.33), $e_{CO2} = 60$ PLN/Mg_{CO2} (rys. 4.34, 4.35) oraz dla $e_{CO2} = 90$ PLN/Mg_{CO2} (rys. 4.36, 4.37). Wykresy wykonano dla takich samych zestawień cen e_{CO2} i wskaźników σ_R jak w poprzednich analizach. Na następnych stronach pokazano wyniki analiz dla najniższego i dla najwyższego

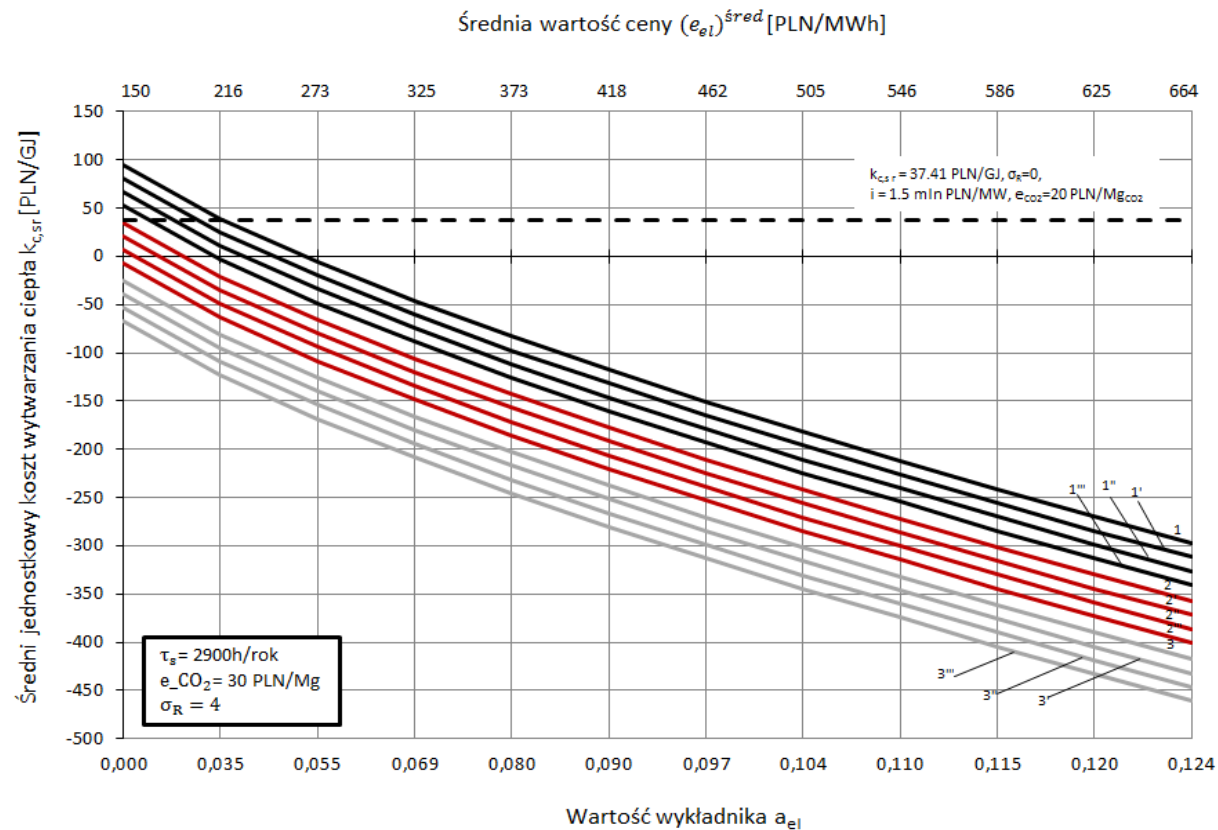
przyjętego w obliczeniach wskaźnika skojarzenia tj. $\sigma_R = 0,5$ oraz $\sigma_R = 4$. Wykresy, które powstały w oparciu o przeprowadzone obliczenia dla pozostałych wskaźników skojarzenia znajdują się w załączniku pracy (Załącznik 1, rys. Z-1.1- Z-1.10).



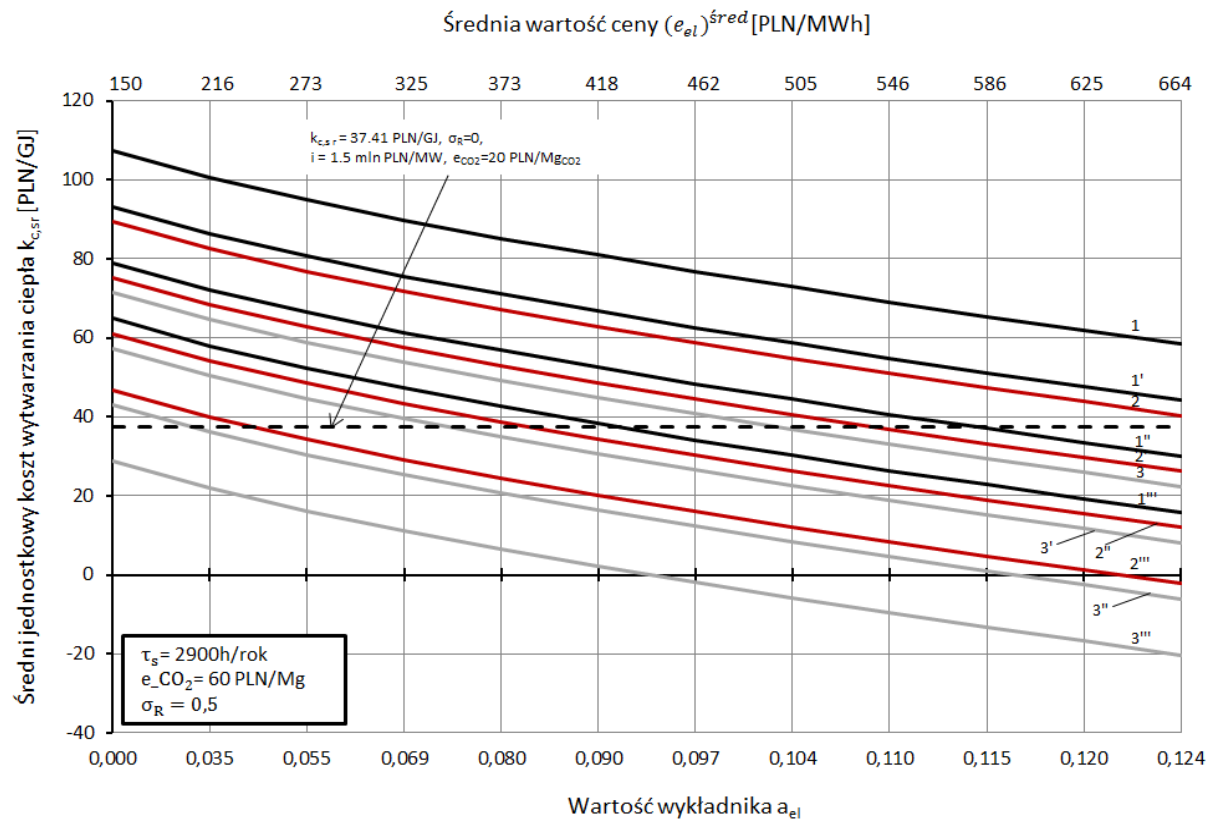
Rys. 4.32. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.



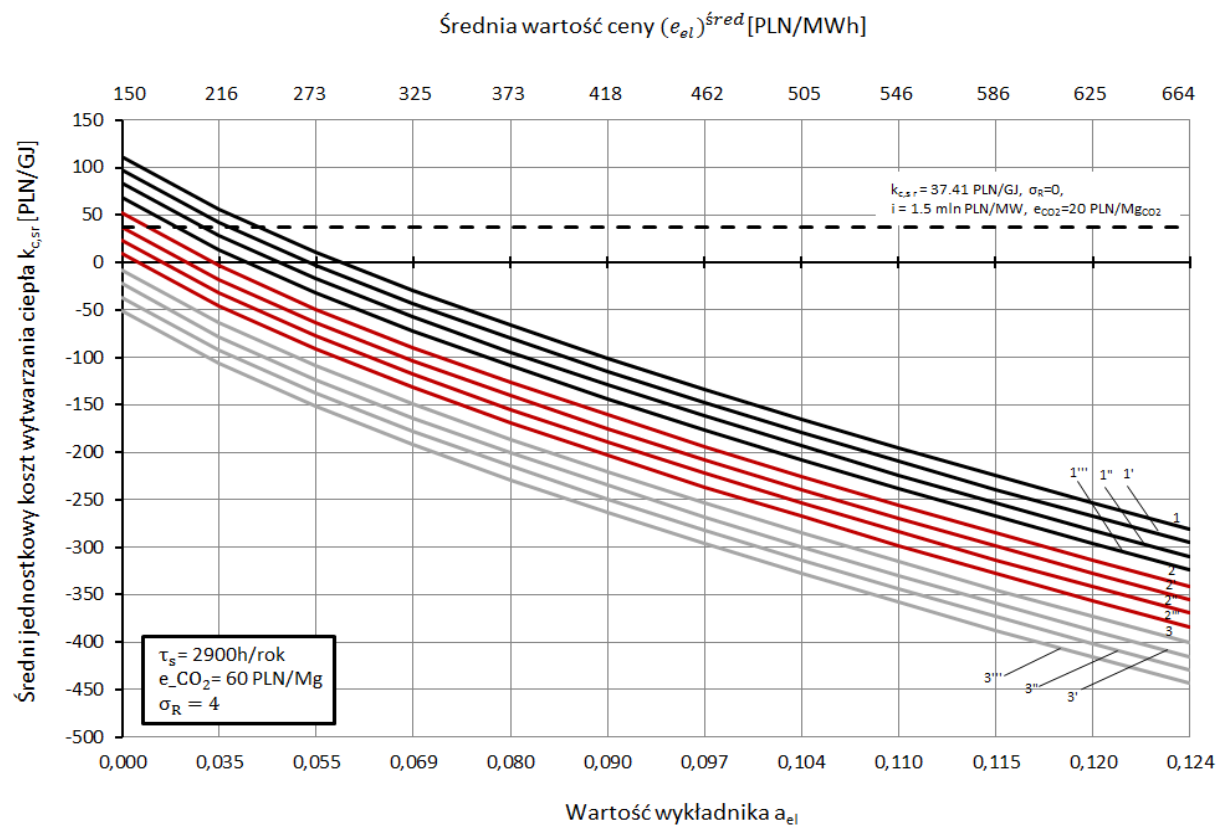
Rys. 4.32a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej e_{el}^{sred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , i stosunku cen $e_{el}^{t=T}/e_{el}^{t=0}$, wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



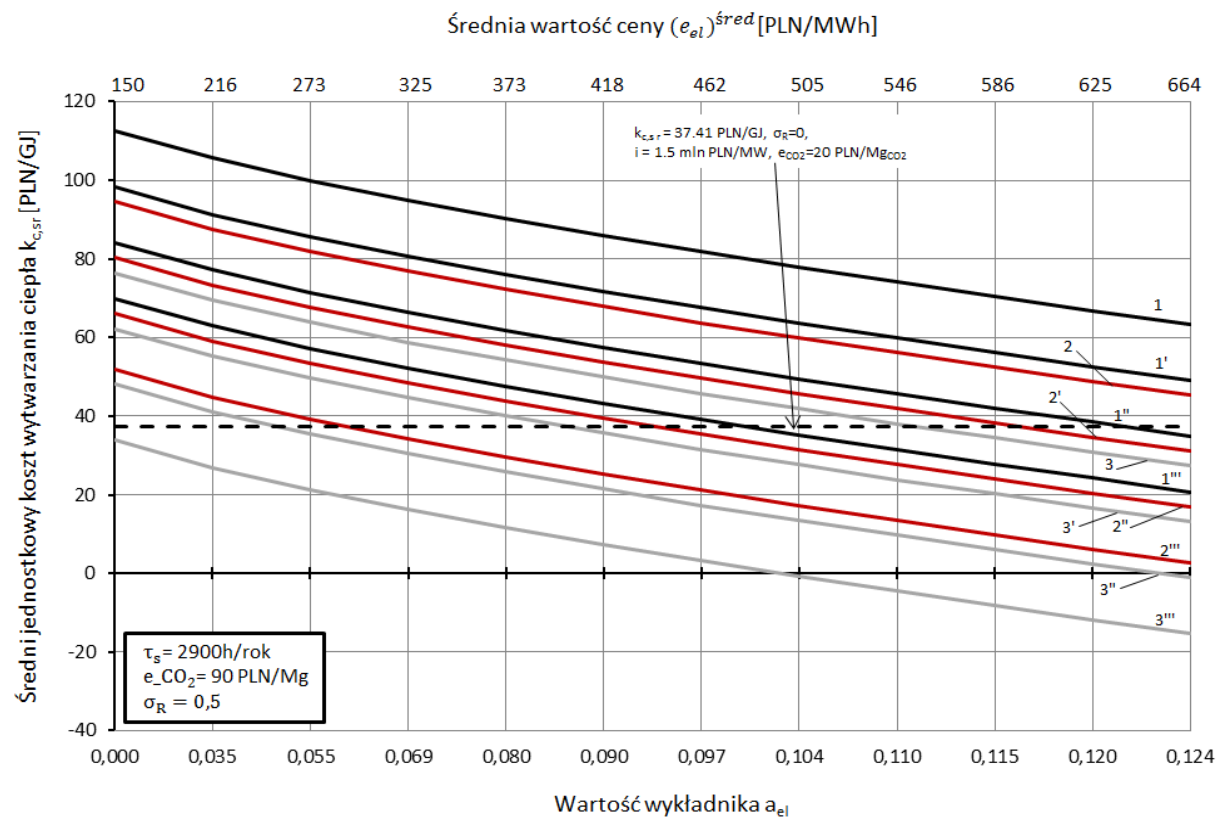
Rys. 4.33. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.



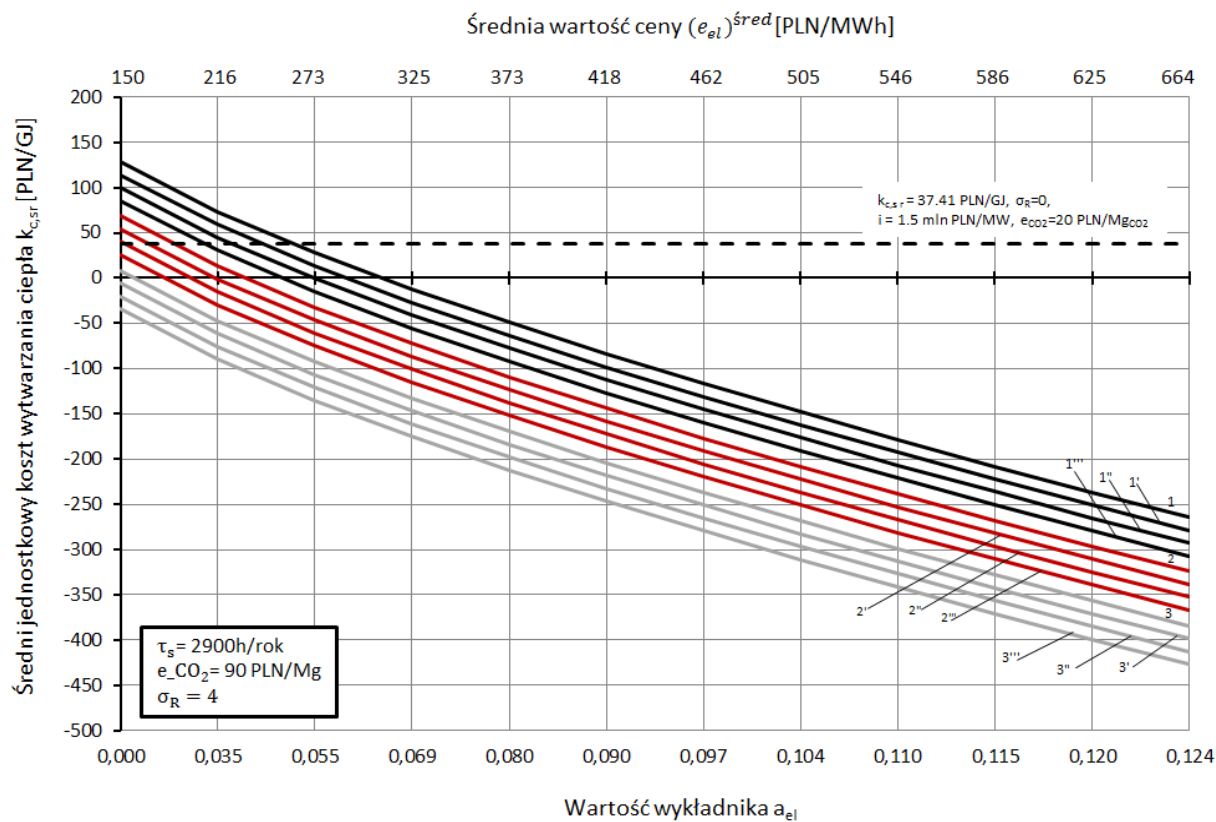
Rys. 4.34. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.



Rys. 4.35. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.



Rys. 4.36. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.



Rys. 4.37. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.

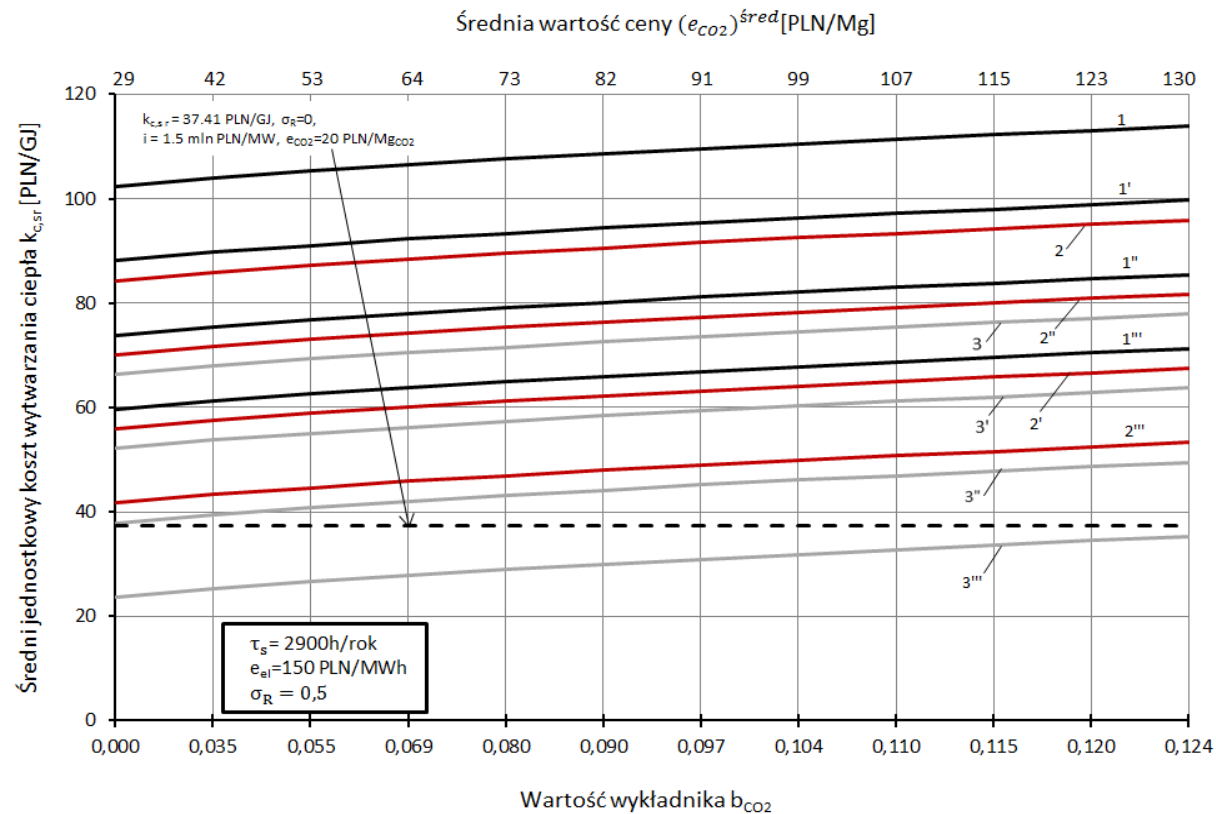
Wszystkie krzywe na rys. 4.32 – 4.37 oraz rys. Z-1.1 - Z-1.10 mają charakter malejący – im wyższa cena energii elektrycznej tym niższy koszt wytwarzania ciepła $k_{c,śr}$. Jak pokazują obliczenia zmiana ceny energii elektrycznej e_{el} istotnie wpływa na wysokość kosztu $k_{c,śr}$. Dla źródeł skojarzonych bardzo duże znaczenie ma ilość i cena jaką uzyskają za wyprodukowaną energię elektryczną. Najkorzystniejsze wartości kosztu $k_{c,śr}$ są osiągane dla wyższych wartości wskaźników skojarzenia σ_R . W większości wykonanych w tym zestawieniu analiz (głównie dla $\sigma_R > 1$) koszt przyjmuje wartości ujemne, oznaczające że przychód ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej z nadatkiem pokrywa koszty kapitałowe i koszty eksploatacji elektrociepłowni. Im ta ujemna wartość jest mniejsza, tym elektrociepłownia osiąga większy zysk.

Procesy wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji są ściśle ze sobą powiązane, co oznacza, że produkcja ciepła wymusza produkcję energii elektrycznej i na odwrót. Wiodąca rola produkcji ciepła sprawia, iż elektrociepłownie, w porównaniu z elektrowniami mają ograniczone możliwości konkurowania na wolnym rynku energii elektrycznej [92]. Ceny energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu są zmienne i niepewne, stanowią pewnego rodzaju zagrożenie dla opłacalności ekonomicznej inwestycji w kogenerację, dlatego wspieranie rozwoju kogeneracji w Polsce to jedno z kluczowych zadań polityki energetycznej [64, 50]. Na początku 2019 r. została podpisana ustawa zgodnie z którą system wsparcia obowiązujący do końca 2018 r., został zastąpiony nowym systemem, polegającym na wypłacie odpowiednich gwarantowanych przez 15 lat premii za wyprodukowanie energii elektrycznej. Nowy system wsparcia ma stymulować budowę nowych jednostek kogeneracji oraz utrzymywać produkcję energii elektrycznej w istniejących jednostkach, w których często bez mechanizmów wsparcia produkcja energii elektrycznej mogłaby być nieopłacalna [155].

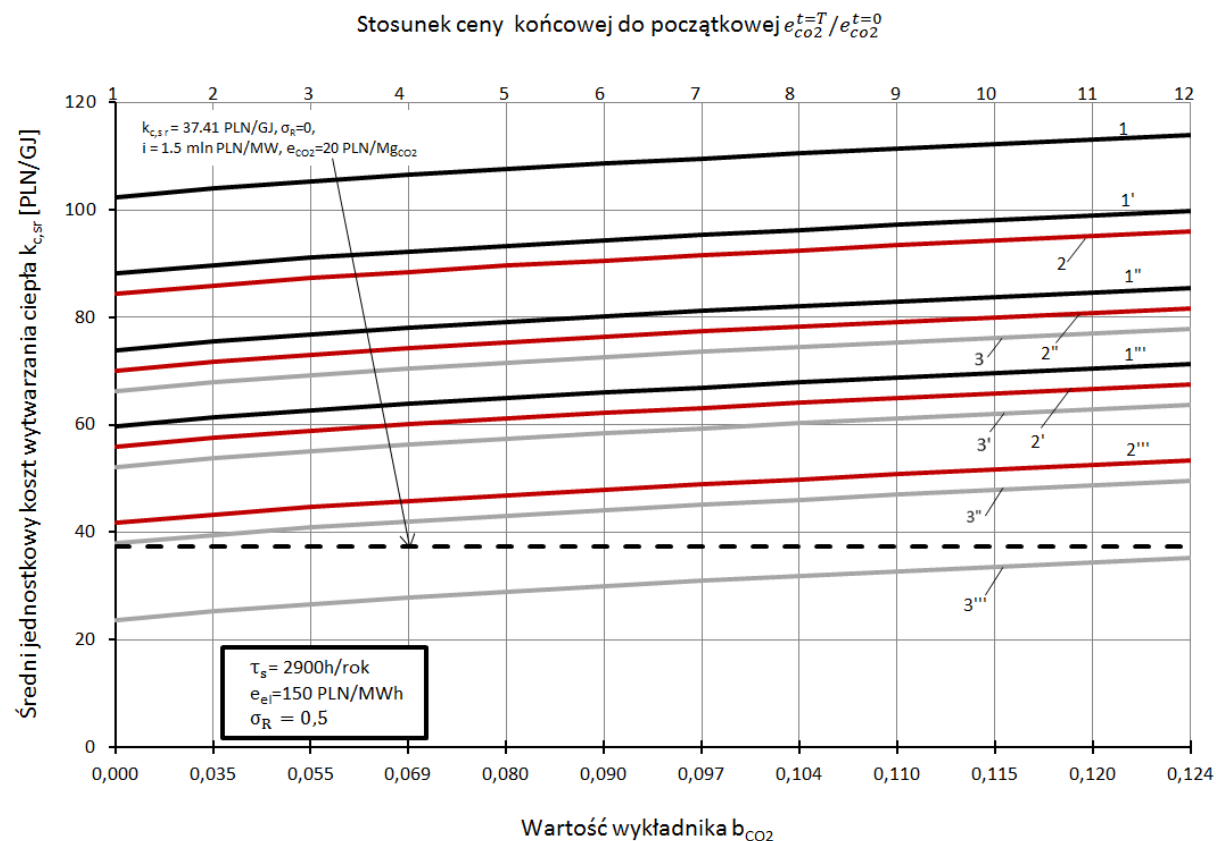
Na wykresach 4.32 – 4.37 oraz Z-1.1 - Z-1.10, uwzględniono szerokie zakresy zmian cen energii elektrycznej, dlatego opracowane wykresy umożliwiają dogodną analizę zmiany kosztów produkcji ciepła w zależności od jej ceny, ale również w zależności od rodzaju technologii wytwarzania, wielkości nakładów inwestycyjnych cen paliw oraz cen uprawnień do emisji CO₂. Podobnie jak we wcześniejszych analizach, w tym zestawieniu również im wyższa założona cena e_{CO_2} , tym koszt $k_{c,śr}$

jest wyższy. Jednak różnice w wysokości kosztu dla tych samych wartości wskaźnika skojarzenia σ_R , ale dla różnych cen e_{CO_2} , są nieznaczne.

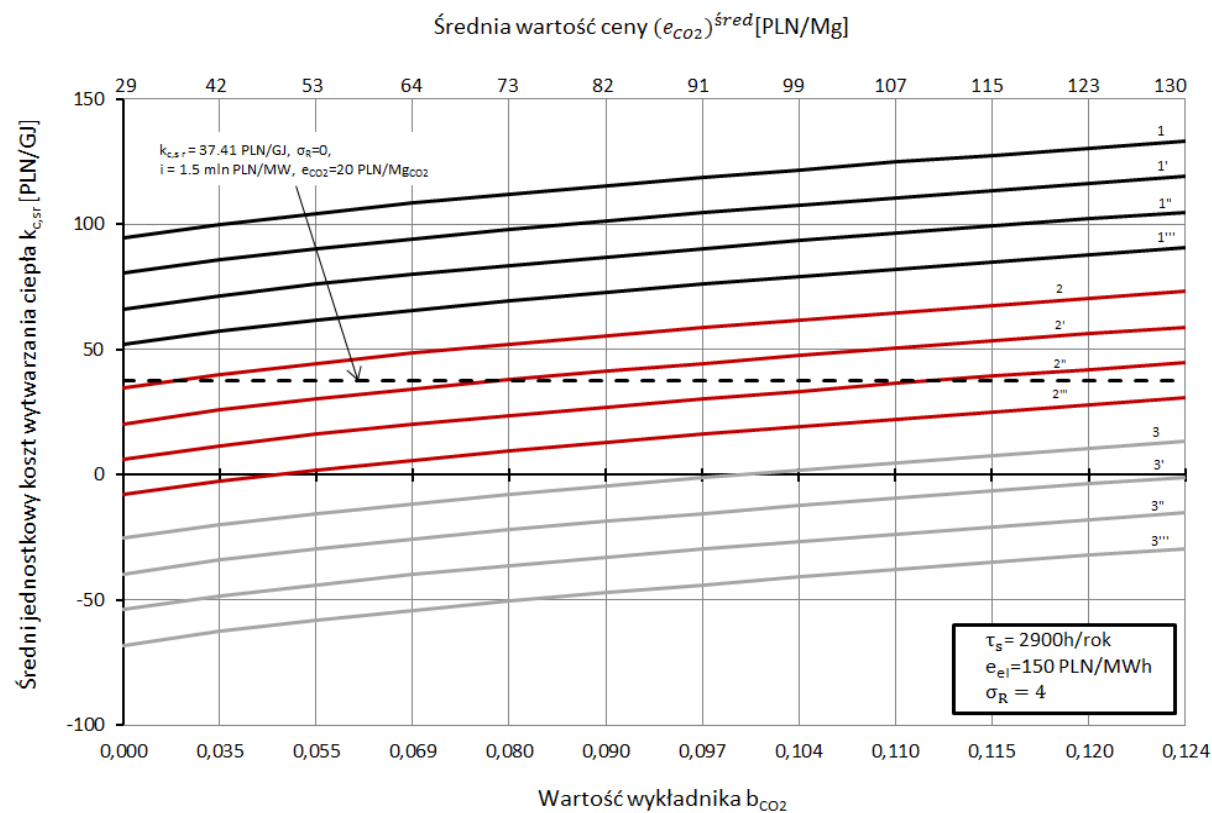
Na rysunkach 4.38 – 4.43 zaprezentowano wykresy opracowane dla rosnących cen uprawnień do emisji CO₂, czterech różnych wielkości nakładów inwestycyjnych i oraz trzech różnych możliwych poziomów cen paliwa e_{pal} . Obliczenia, zostały wykonane dla trzech różnych wariantów ceny energii elektrycznej e_{el} , dla ceny $e_{el} = 150$ PLN/MWh (rys. 4.38 – 4.39), $e_{el} = 200$ PLN/MWh (rys. 4.40, 4.41) oraz dla $e_{el} = 250$ PLN/MWh (rys. 4.42, 4.43). Wykresy opracowano dla zestawień cen e_{el} i pięciu różnych wskaźników σ_R analogicznie jak w poprzednich analizach. Na kolejnych stronach pokazano wyniki analiz dla najniższego i dla najwyższego przyjętego w obliczeniach wskaźnika skojarzenia tj. $\sigma_R = 0,5$ oraz $\sigma_R = 4$. Wykresy, które powstały w oparciu o przeprowadzone obliczenia dla pozostałych wskaźników skojarzenia znajdują się w załączniku pracy (Załącznik 2, rys. Z-2.1- Z-2.9).



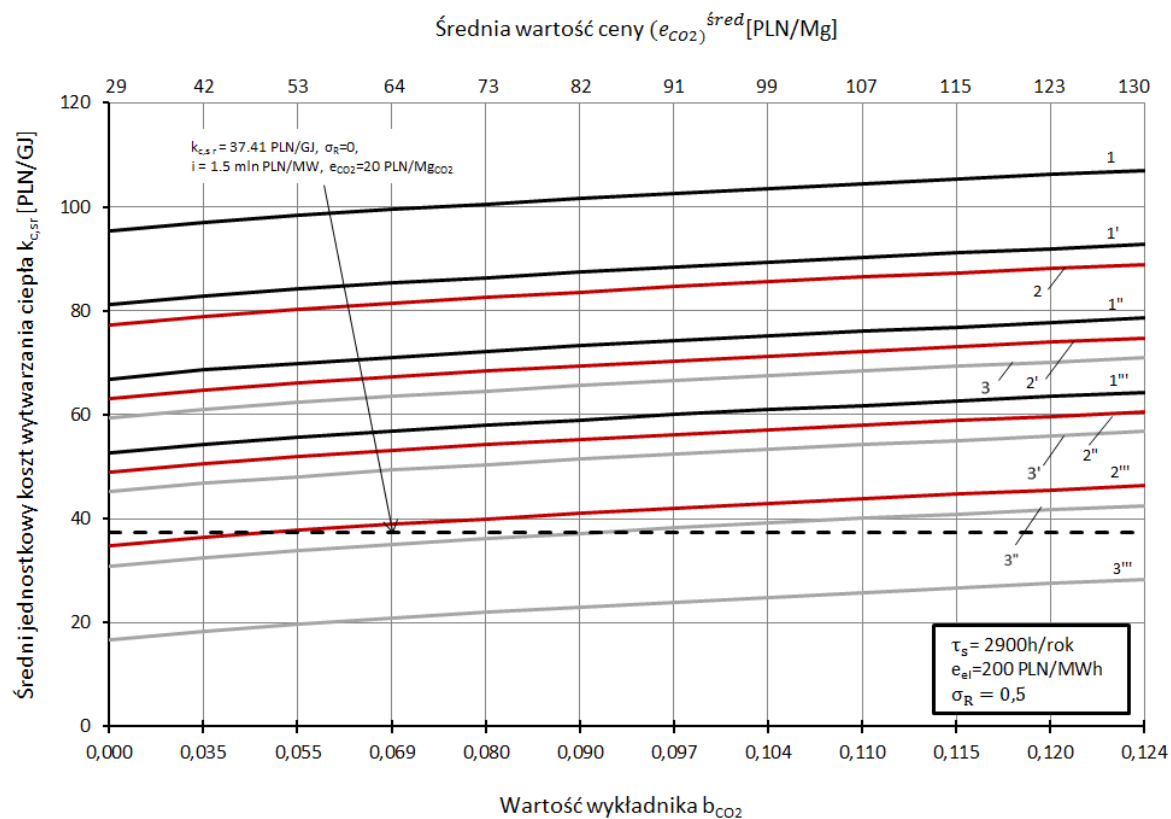
Rys. 4.38. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



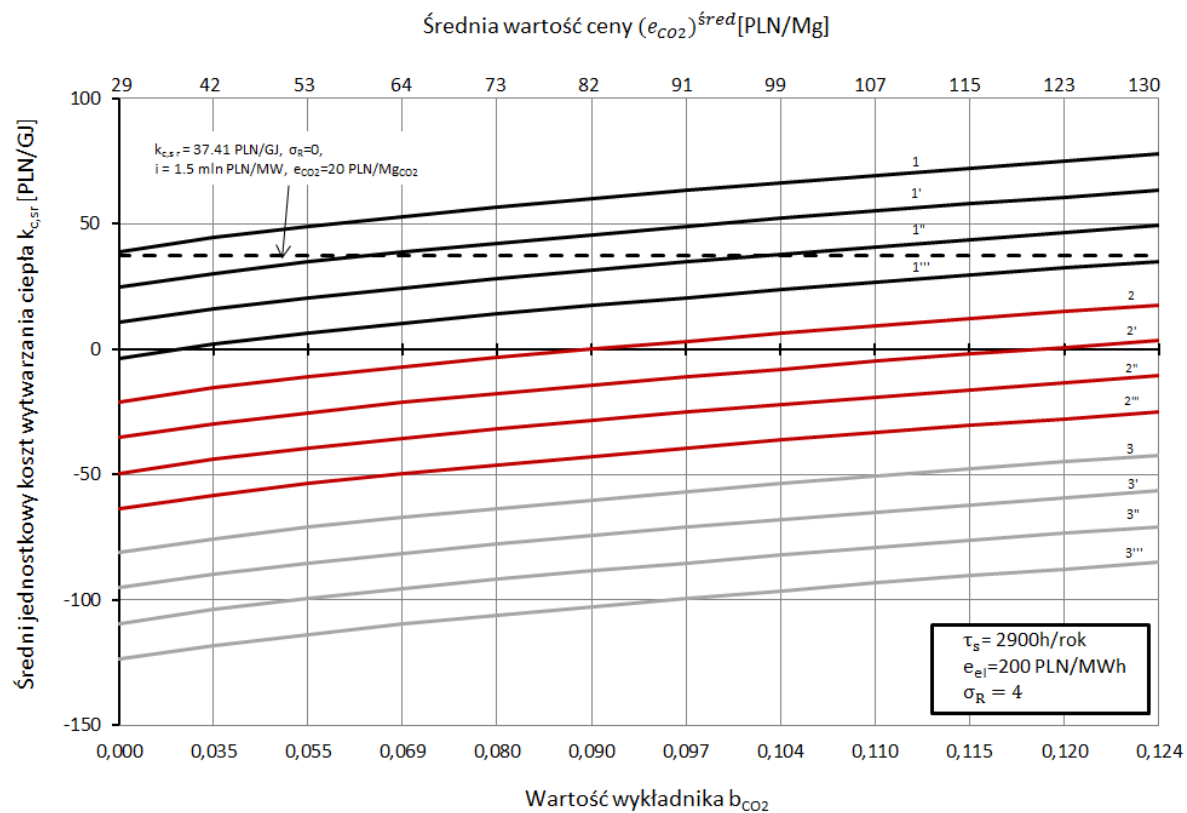
Rys. 4.38a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , i stosunku cen $e_{CO_2}^{t=T} / e_{CO_2}^{t=0}$, wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



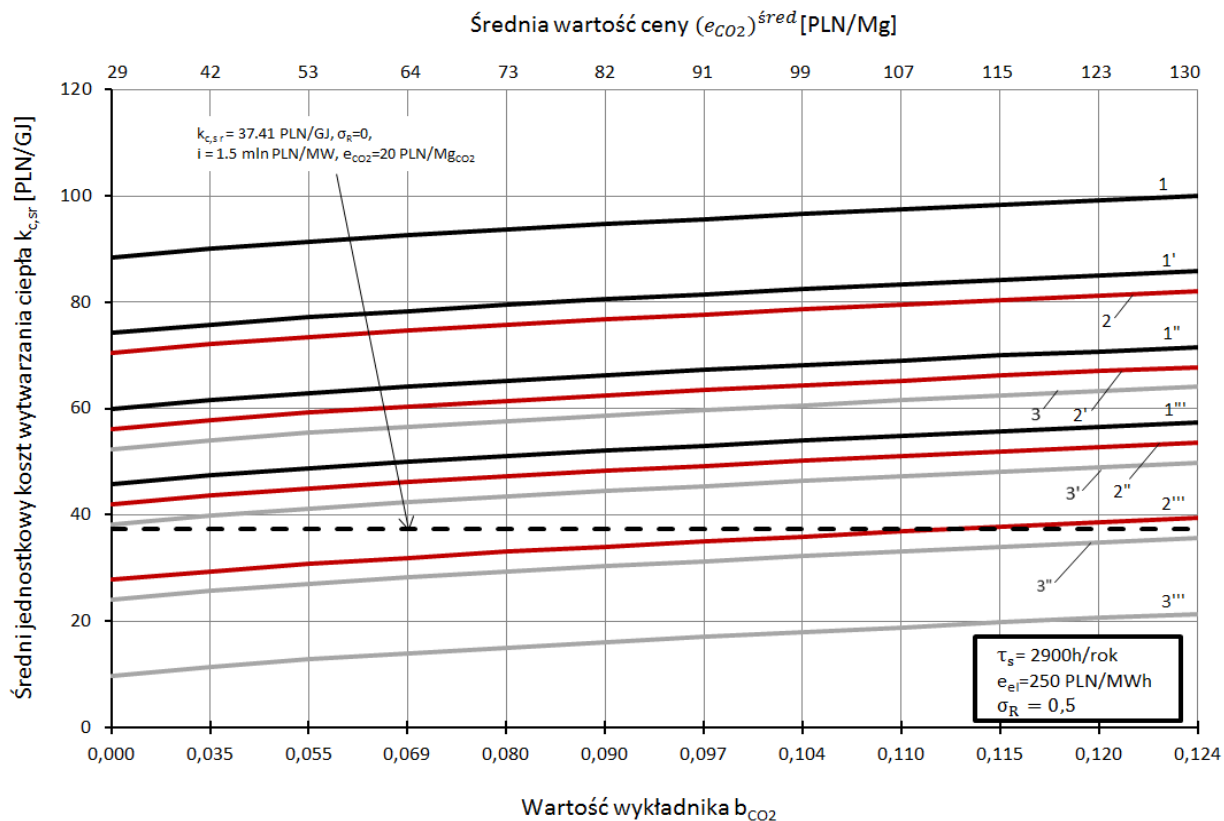
Rys. 4.39. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.



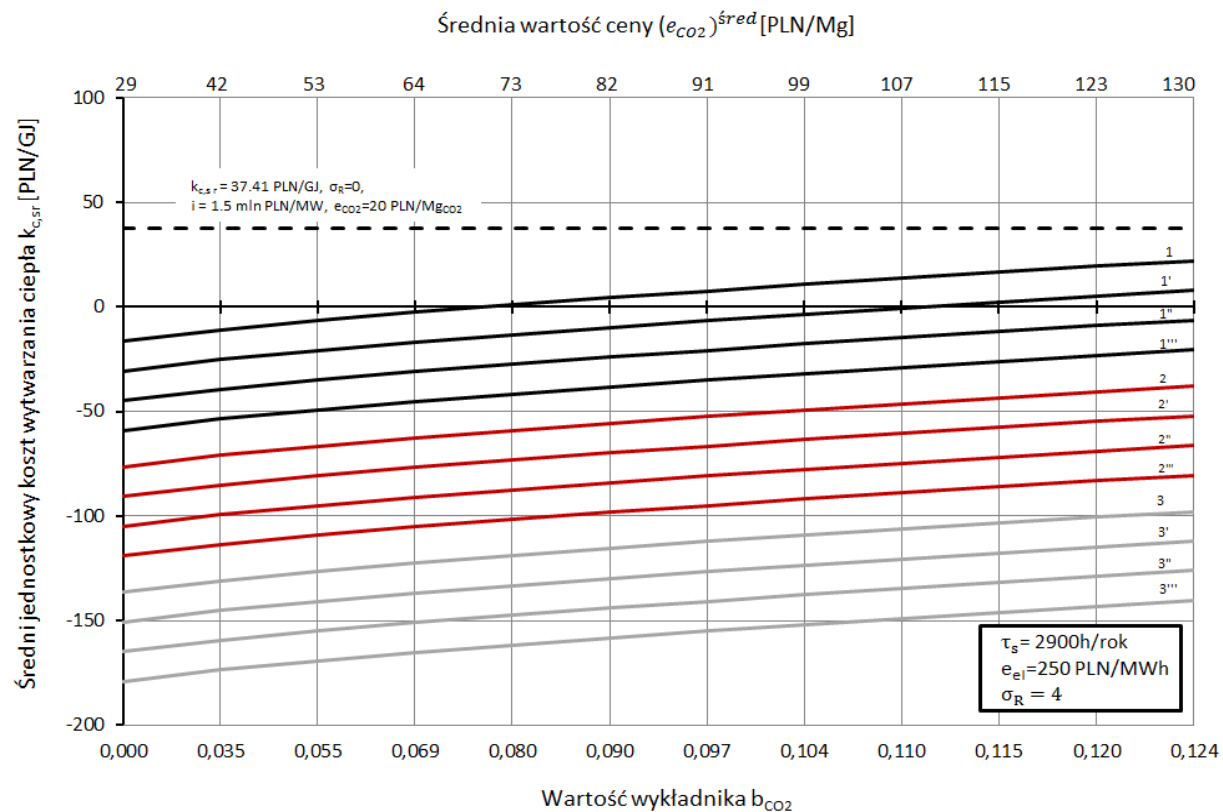
Rys. 4.40. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.



Rys. 4.41. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



Rys. 4.42. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$.

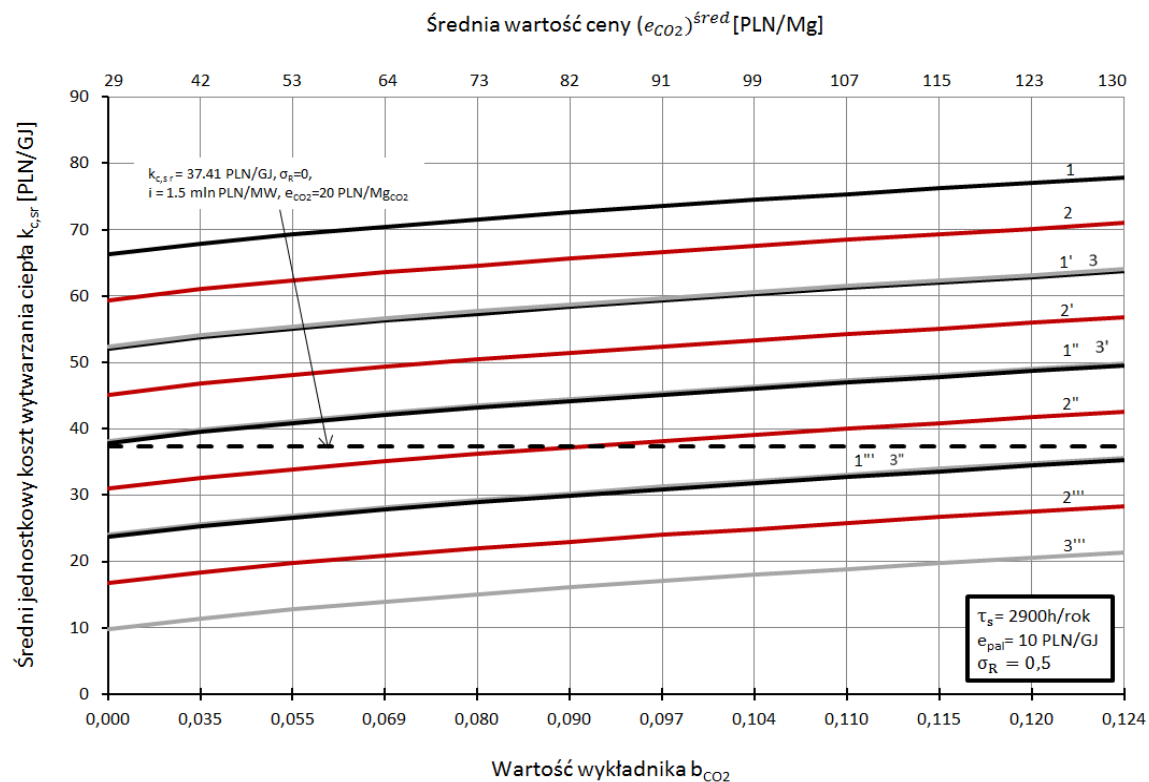


Rys. 4.43. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.

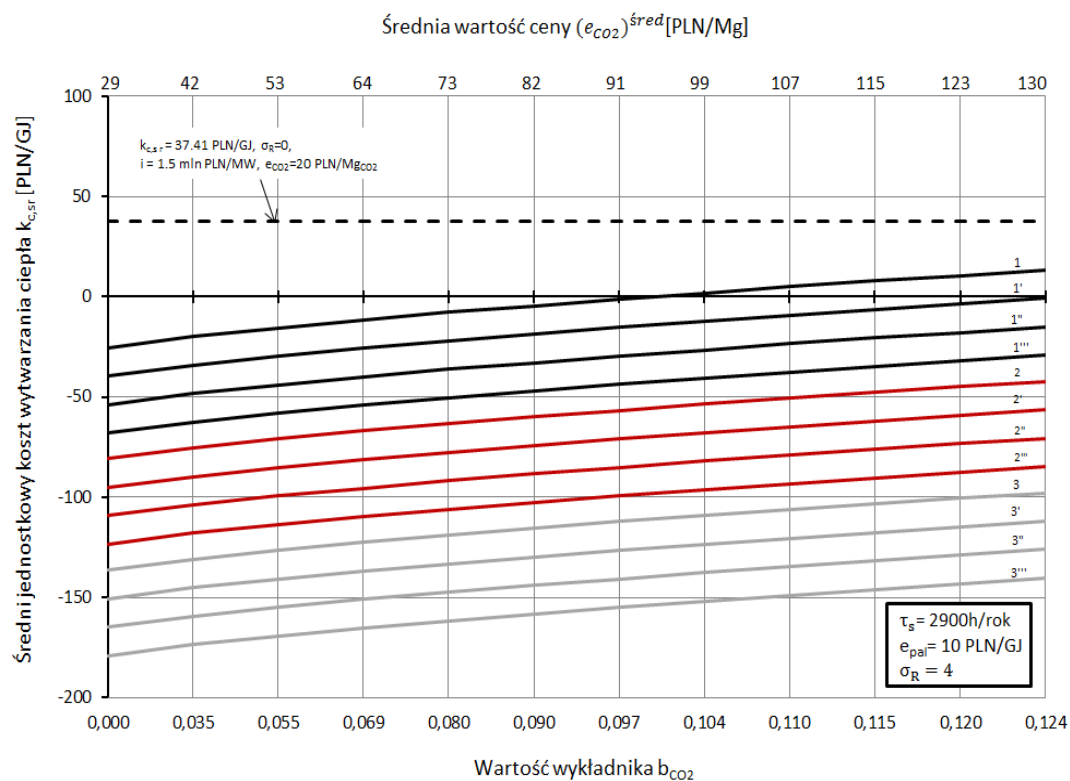
Wybór konkretnej technologii wytwarzania ciepła i energii elektrycznej powinien wynikać przede wszystkim z rachunku ekonomicznego. Biorąc jednak pod uwagę obecne założenia polityki energetycznej UE, również aspekty ekologiczne będą odgrywać ważną rolę przy wyborze tej technologii. Emisja gazów cieplarnianych, związanych z wytwarzaniem energii, a zwłaszcza dwutlenku węgla, tlenków siarki i tlenków azotu uważana jest za jedno z głównych zagrożeń dla środowiska. Wprowadzenie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ jest polityczną strategią Unii Europejskiej zachęcającą do przejścia na gospodarkę niskoemisyjną [53, 75, 65, 101]. W ostatnim czasie ceny uprawnień do emisji CO₂ mocno wzrosły. Na początku 2018 r. ceny jednostek EUA oscylowały wokół poziomu 8 euro. Na koniec 2018 r. roku cena za jednostkę EUA przekroczyła próg 25 euro. Obecnie oscyluje w granicach 20 euro. Prognozuje się, że ceny uprawnień do emisji CO₂ mogą dalej rosnąć [101, 153, 154]. Analizowanie wpływu zmiennych cen uprawnień do emisji CO₂ na jednostkowe koszty produkcji ciepła w źródłach ciepła choć trudne, jest bardzo istotne ze względu na znaczące ilości spalanych w nich paliw. Bazując na historycznych cenach jednostek EUA można stwierdzić, że każdy podmiot, który narażony jest na coroczny zakup emisji CO₂ ponosi duże ryzyko wynikające z dużej zmienności ceny EUA [22]. Ryzyko to jest ciężkie do oszacowania, ze względu na niepewne warunki gospodarcze. Jednak trudność w przewidzeniu tego ryzyka, jak również trudność w przewidzeniu cen emisji CO₂ czy też cen nośników energii, nie zwalnia od poszukiwania najlepszej strategii inwestycyjnej. Jej poszukiwanie bowiem, pozwala na analizę przyszłości, daje możliwość myślenia o niej w sposób naukowy oraz umożliwia analizowanie warunków, przy których strategia powinna ulec zmianie [8].

Jak wynika z przedstawionych wykresów na rysunkach 4.38 – 4.43, podobnie jak w poprzednich analizach, bardzo duże znaczenie ma cena energii elektrycznej. Im jest ona wyższa i im większa jest wartość wskaźnika skojarzenia σ_R tym mniejsze wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła. Koszt $k_{c,śr}$ wzrasta wraz ze wzrostem ceny e_{CO_2} . Obliczenia pokazują, że jest to stosunkowo niewielki wzrost.

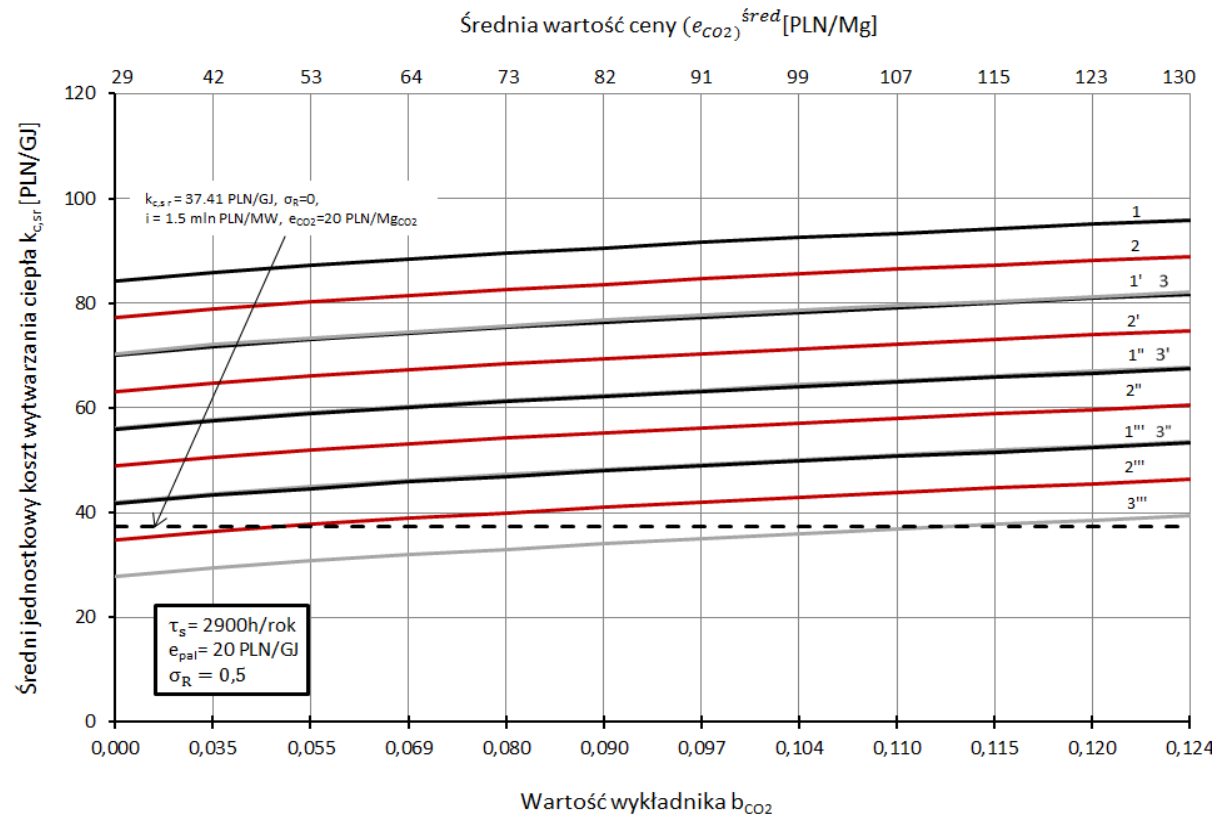
Wykresy pokazane na kolejnych rysunkach 4.44 – 4.49, zostały opracowane dla rosnących cen uprawnień do emisji CO₂, czterech różnych wielkości nakładów inwestycyjnych i oraz trzech różnych możliwych poziomów cen energii elektrycznej. Obliczenia, zostały wykonane dla trzech różnych wariantów ceny paliwa e_{pal} , dla ceny $e_{pal} = 10$ PLN/GJ (rys. 4.44, 4.45), $e_{pal} = 20$ PLN/GJ (rys. 4.46, 4.47) oraz dla $e_{pal} = 30$ PLN/GJ (rys. 4.48, 4.49). Wykresy opracowano dla zestawień cen e_{pal} i pięciu różnych wskaźników σ_R analogicznie jak w poprzednich analizach. Na następnych stronach pokazano wyniki analiz dla najniższego i dla najwyższego przyjętego w obliczeniach wskaźnika skojarzenia tj. $\sigma_R = 0,5$ oraz $\sigma_R = 4$. Wykresy, które powstały w oparciu o przeprowadzone obliczenia dla pozostałych wskaźników skojarzenia znajdują się w załączniku pracy (Załącznik 3, rys. Z-3.1 - Z-3.9). Dla takiego zestawienia, dla poszczególnych technologii, z wykresów można odczytać, przy jakich nakładach inwestycyjnych, cenach paliw i energii elektrycznej koszt $k_{c,śr}$ jest niższy niż przyjęty do porównania koszt $k_{c,śr} = 37,41$ PLN/GJ oraz kiedy koszt przyjmuje najmniejsze wartości i tym samym elektrociepłownia może osiągnąć największy zysk. Jak wynika z wykresów (rys. 4.44 – 4.49) wykonanych w oparciu o rezultaty obliczeń, koszt $k_{c,śr}$ rośnie wraz ze wzrostem ceny e_{CO_2} , duży wpływ na jego wysokość ma wskaźnik σ_R oraz cena paliwa e_{pal} .



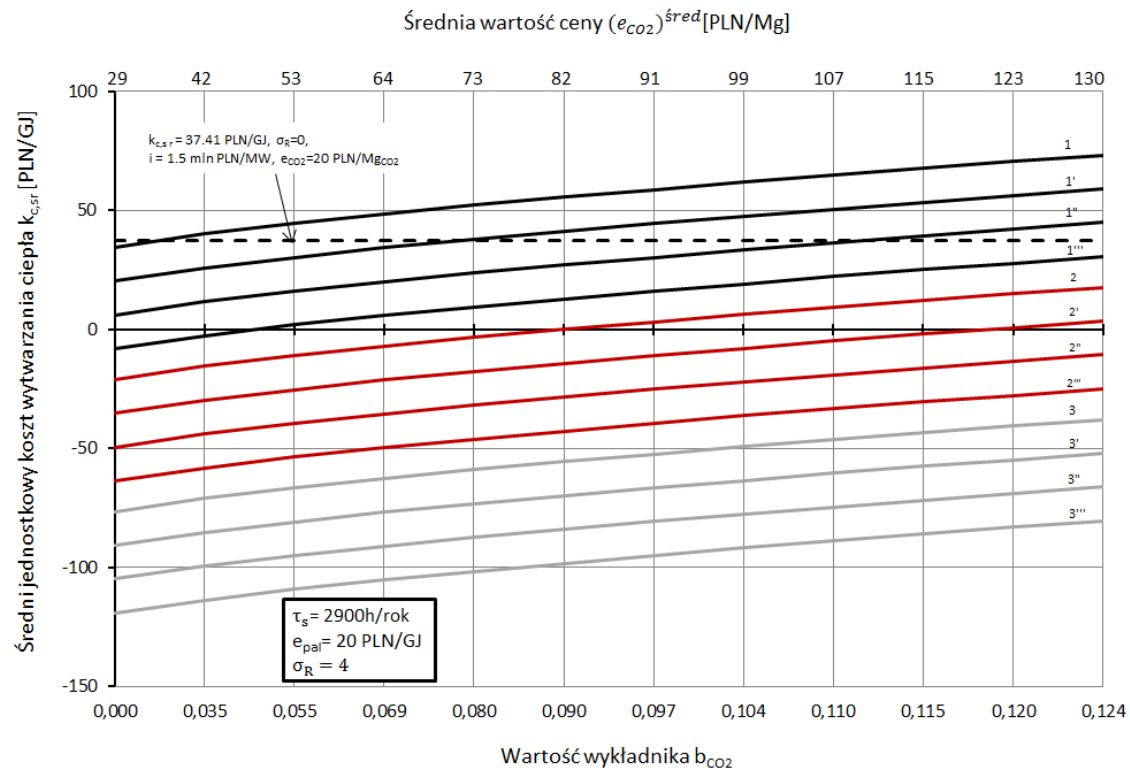
Rys. 4.44. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh.



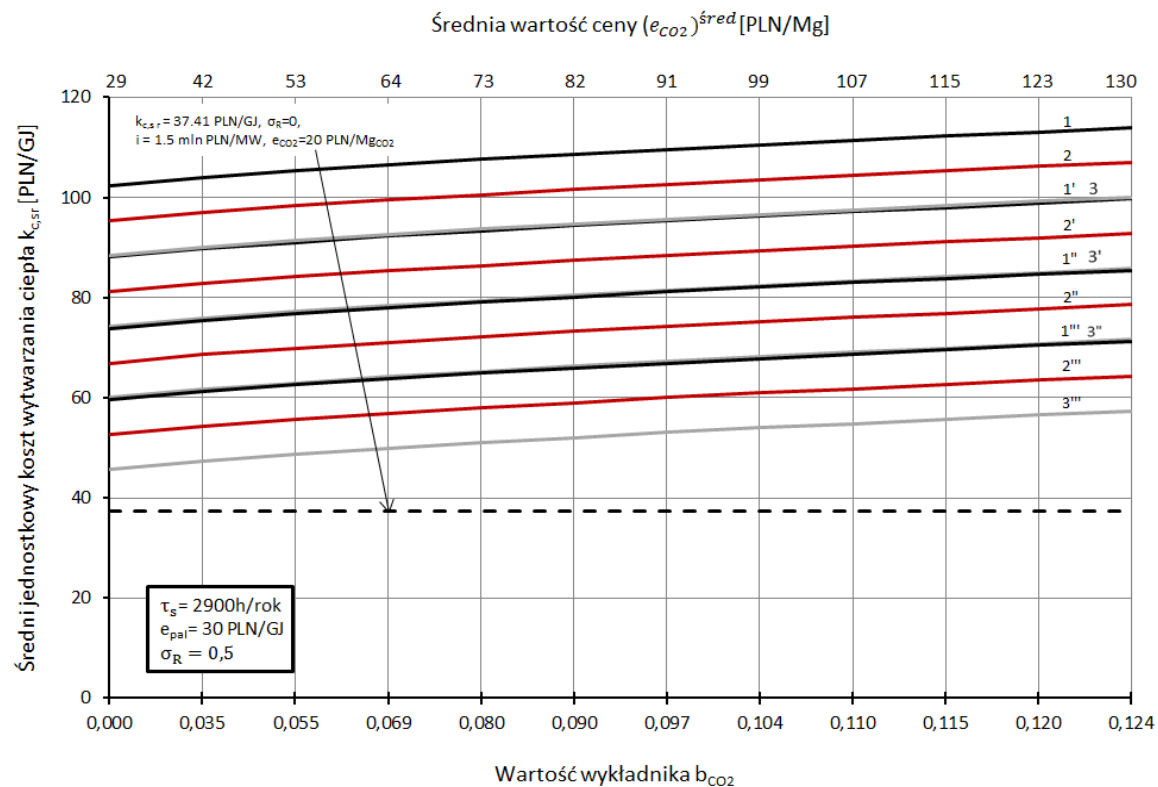
Rys. 4.45. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh.



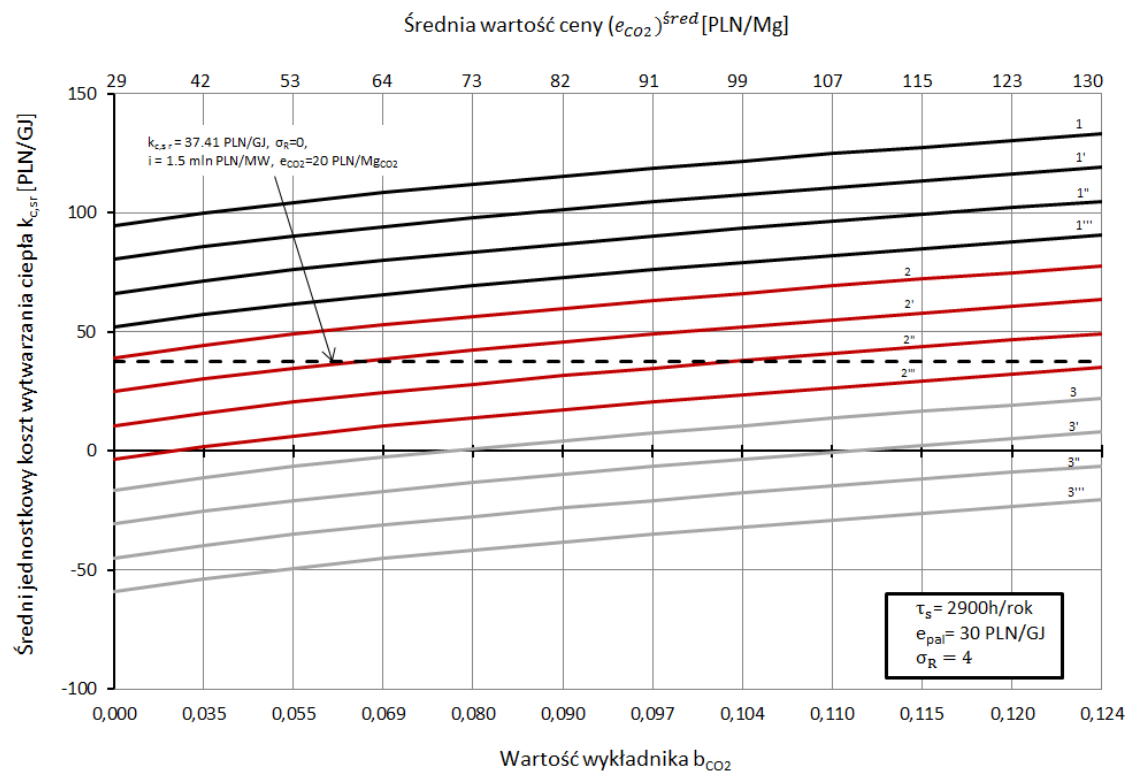
Rys. 4.46. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh.



Rys. 4.47. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$.



Rys. 4.48. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 0,5$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh.



Rys. 4.49. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 4$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh.

Jednostkowe koszty produkcji ciepła grzejnego zależą od technologii jego wytwarzania. Wykorzystując opracowane i przedstawione w tym rozdziale wykresy można przy danych cenach paliwa, energii elektrycznej i opłat środowiskowych, w tym koszt zakupu pozwoleń na emisję CO₂, wybrać najkorzystniejszą technologię produkcji ciepła, tj. technologię, w której jednostkowy koszt jego produkcji jest najmniejszy.

Jak wynika z przedstawionych w tym rozdziale rezultatów obliczeń najniższe jednostkowe koszty produkcji ciepła, co oczywiste, osiągane są przy jak najniższych nakładach inwestycyjnych, najniższej cenie paliwa, najwyższej cenie sprzedaży produkowanej w skojarzeniu z ciepłem energii elektrycznej oraz jak największej jej ilości (przychód ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w skojarzeniu, to tzw. koszt uniknięty produkcji ciepła w elektrociepłowni), a więc dla jak największej wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R . Szczególnie ważną rolę w każdej elektrociepłowni odgrywa produkcja energii elektrycznej, gdyż jej rozmiar decyduje o opłacalności stosowania własnej skojarzonej produkcji energii i rozmiarach korzyści ekonomicznych osiąganych na tej drodze. Obecnie najtańszym paliwem jest węgiel, którego aktualna cena wynosi od $e_{pal} \approx 8$ PLN/GJ do ~ 11 PLN/GJ. Inwestycyjnie najtańsze są ciepłownie. Jednostkowe nakłady na nie za megawat zainstalowanej mocy cieplnej wynoszą $i \approx 1,5$ PLN ($\sigma_R = 0$).

Wskaźnik skojarzenia jest największy dla hierarchicznych układów gazowo-parowych i wynosi $\sigma_R \cong 4$, dla których jednostkowe nakłady inwestycyjne są relatywnie niskie i wynoszą od ok. $i \approx 2,5$ do ~ 3 mln PLN za megawat zainstalowanej mocy elektrycznej. Spalane jest natomiast w nich najdroższe paliwo, gaz ziemny, $e_{pal} \approx 32$ PLN/GJ i dlatego obecnie są ekonomicznie nieopłacalne, na co ma także wpływ niska cena sprzedaży energii elektrycznej. Dla elektrociepłowni parowych, w których spalany jest tani węgiel wskaźnik skojarzenia w zależności od zastosowanej turbiny wynosi tylko ok. $\sigma_R \cong 0,4$ dla turbin przeciwprężnych i ok. $\sigma_R \cong 0,6$ dla turbin kondensacyjnych (turbiny kondensacyjne uniezależniają, co ważne, produkcję energii elektrycznej od zapotrzebowania na ciepło grzejne). Jest tak w przypadku, gdy zainstalowany jest tylko jeden turboszczepół parowy. Jednostkowe nakłady inwestycyjne to wówczas ok. $i \approx 3,5$ PLN za megawat zainstalowanej mocy elektrycznej. Oczywiście powyższe dane, co istotne, są słuszne, gdy moce cieplne ciepłowni i elektrociepłowni są identyczne. Źródła ciepła różnią się zatem tylko mocami elektrycznymi. Jak widać elektrociepłownie parowe są istotnie droższe na jednostkę zainstalowanej mocy

elektrycznej od elektrociepłowni gazowo-parowych. Co więcej, ich moc elektryczna jest wielokrotnie mniejsza od mocy elektrycznych elektrociepłowni gazowo-parowych przy tej samej mocy cieplnej. Mimo to, jak już powyżej zaznaczono, elektrociepłownie gazowo-parowe pomimo dużej produkcji w nich energii elektrycznej są ekonomicznie nieopłacalne z uwagi na niską jej cenę oraz na drogi gaz ziemny, którego koszt stanowi aż 70–75% rocznych kosztów ich działania. Wskaźnik skojarzenia elektrociepłowni parowych można dowolnie zwiększyć powyżej wartości $\sigma_R \cong 0,6$ instalując w nich w układzie kolektorowym wiele turbozespołów.

Tam, gdzie jest możliwy odbiór ciepła przez odbiorców komunalnych (ale nie tylko, mogą to być również na przykład wielohektarowe szklarnie produkujące warzywa, kwiaty) wskazane jest aby przystosowywać do pracy skojarzonej elektrownie. Jest to bowiem zdecydowanie najtańsze źródło ciepła grzejnego. Dopuszczalna ekonomicznie odległość odbiorców ciepła (miasta) od elektrowni wynosi aż 60 kilometrów [8].

5. Metodyka i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym poszukiwania efektywnych strategii inwestycyjnych dla modernizacji istniejących ciepłowni i elektrociepłowni

Większość polskich ciepłych jednostek wytwórczych ma już zaawansowany wiek i nierzadko charakteryzuje je niska efektywność produkcji ciepła. Poprawa efektywności energetycznej jest obecnie jednym z priorytetowych zadań przedsiębiorstw ciepłowniczych. Poprzez wprowadzenie przepisów Unii Europejskiej dotyczących ochrony powietrza, efektywności energetycznej oraz OZE w Polsce oczekuje się intensywnych procesów modernizacyjnych w całym sektorze ciepłowniczym. Wszelkie działania podnoszące efektywność energetyczną - czyli przede wszystkim budowa nowych, nowoczesnych mocy wytwórczych lub modernizacja istniejących obiektów, mają istotny wpływ na wyniki finansowe przedsiębiorstw działających w sektorze ciepłowniczym. Inwestycje odtworzeniowe, remonty i modernizacje ciepłych jednostek wytwórczych stają się koniecznością, która wynika z potrzeby uwzględniania nowych uwarunkowań technicznych, prawnych, ekonomicznych i środowiskowych [44, 94, 113, 119]. Zmiany w polskich przedsiębiorstwach ciepłowniczych są nieuchronne. Przedsiębiorstwa ciepłownicze, jeżeli chcą być nadal konkurencyjne i nie chcą zostać energetycznymi obiektami muzealnymi, muszą być ciągle modernizowane, aby możliwie najlepiej chronić środowisko naturalne oraz ograniczać koszty energii, które ponoszą odbiorcy ciepła [95, 103].

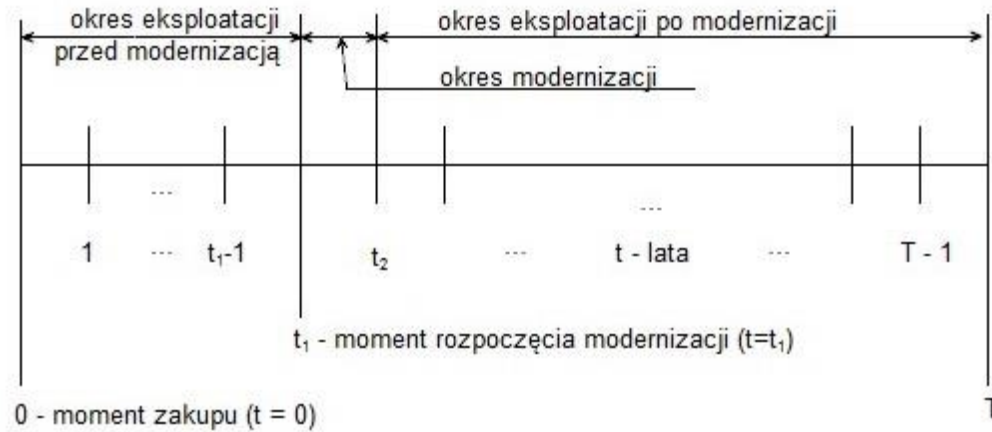
Szczególnie ważna jest modernizacja ciepłowni do układów kogeneracyjnych bazujących na zapotrzebowaniu na komunalne ciepło grzejne. Do 2030 roku ciepłownie zasilające scentralizowane systemy ciepłownicze polskich miast, mają być zastąpione źródłami kogeneracyjnymi, dlatego w najbliższym czasie polskie ciepłownictwo będzie ukierunkowane głównie na rozwój źródeł kogeneracyjnych [81]. Skojarzona gospodarka ciepło-elektryczna jest bowiem jednym z najważniejszych sposobów zmniejszenia zużycia paliw pierwotnych. Zgodnie z podjętą w Polsce w 2009 roku przez Radę Ministrów uchwałą dotyczącą „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” wielkość produkcji energii elektrycznej wyprodukowanej w źródłach kogeneracyjnych ma zostać podwojona z poziomu 24,4 TWh w 2006 r. do 47,9 TWh w 2030 r. Udział tej energii

w całkowitej jej produkcji wyniesie wówczas 22% (w 2006 r. udział ten wynosił 16,2%) [8, 149].

W rozdziale zaprezentowano metodykę i uniwersalne modele matematyczne opisujące przestrzeń funkcyjną zjawisk techniczno-ekonomicznych zachodzących w procesach produkcji ciepła i energii elektrycznej w modernizowanych źródłach. Przeprowadzenie za ich pomocą wielowariantowych obliczeń techniczno-ekonomicznych pozwala wykonać szereg analiz i znaleźć odpowiedzi m.in. na następujące pytania: do jakich technologii należy modernizować istniejące ciepłownie i elektrociepłownie oraz jak na wybór tych technologii wpływają wartości oraz, co ważne, zmiany w czasie relacji cenowych pomiędzy węglem, gazem, elektrycznością i ciepłem? Jak na ten wybór wpływają także zmiany w czasie jednostkowych, taryfowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego oraz, co bardzo istotne, cena zakupu wprowadzonych przez Unię Europejską w ramach prowadzonej polityki energetyczno-klimatycznej pozwoleń na emisję CO₂? Jaki jest w zależności od relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii uzasadniony ekonomicznie poziom produkcji ciepła w stosunku do poziomu produkcji energii elektrycznej w modernizowanych ciepłowniach i elektrociepłowniach?

5.1. Metodyka i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym analizy efektywności techniczno-ekonomicznej modernizacji ciepłowni i elektrociepłowni

W podrozdziale 4.2 przedstawiono metodykę i uniwersalne modele matematyczne analizy efektywności techniczno-ekonomicznej nowo budowanych elektrociepłowni i ciepłowni. W tym rozdziale przedstawiono metodykę i uniwersalne modele służące do analizy modernizacji już istniejących. Na rys. 5.1 przedstawiono diagram czasowy, jakim posłużono się do ich zbudowania.



Rys. 5.1. Diagram czasowy pracy zmodernizowanej elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni [8]

Przedziały czasu $\langle 0, t_1 \rangle$, $\langle t_1, t_2 \rangle$, $\langle t_2, T \rangle$ reprezentują kolejno lata eksploatacji ciepłowni i elektrociepłowni przed, w trakcie i po jej modernizacji. Gdy w przedstawionych modelach w przedziale czasu $\langle 0, t_1 \rangle$ podstawą się za produkcję energii elektrycznej wartość zero, to dotyczą one zmodernizowanych ciepłowni.

Główną zależnością, za pomocą której wyznacza się efektywność techniczno-ekonomiczną modernizacji elektrowni, ciepłowni i elektrociepłowni z uwzględnieniem nakładów inwestycyjnych J_M na tę modernizację jest równanie na całkowity zysk NPV , jaki osiąga się z ich eksploatacji w przedziale czasu T [8]:

$$\begin{aligned}
 NPV = & \int_0^{t_1} [F + A + (S - K_e - F - A)(1 - p)] e^{-rt} dt + \\
 & + \int_{t_1}^{t_2} [F + A + F^M + A^M + (S^M - K_e^M - F - A - F^M - A^M)(1 - p)] e^{-rt} dt + \\
 & + \int_{t_2}^T [F + A + F^M + A^M + (S^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} - F - A - F^M - A^M)(1 - p)] e^{-rt} dt + \\
 & - \int_0^T (F + R) e^{-rt} dt - \int_{t_1}^T (F^M + R^M) e^{-rt} dt \rightarrow \max.
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

Za pomocą zależności (5.1) można również analizować wpływ czasów t_1 , t_2 rozpoczęcia i zakończenia modernizacji źródeł produkcji ciepła i energii elektrycznej – rysunek 5.1 – na efektywność ekonomiczną ich pracy. W przypadku źródeł amortyzowanych można w zależności od sposobu modernizacji czasami wyciągnąć

mylny wniosek, że modernizacja jest nieopłacalna, jako że jednostkowy koszt wytwarzania ciepła po modernizacji jest większy od kosztu sprzed modernizacji, i jest tym mniejszy, im rok t_1 jej rozpoczęcia jest odleglejszy, tj. gdy modernizacja nastąpi jak najpóźniej, a najlepiej w ogóle. Jest tak dlatego, gdyż w zmodernizowanym źródle w kosztach rocznych jego działania wystąpi ponownie koszt kapitałowy (rata amortyzacji nakładu inwestycyjnego J_M wraz z odsetkami od niego), którego to kosztu w zamortyzowanym źródle już oczywiście nie ma i o koszcie produkcji ciepła decydują wyłącznie koszty eksploatacji (wzór (4.5)). Dlatego koszt roczny wytwarzania ciepła w zamortyzowanym źródle pozornie jest niski. Należy jednak pamiętać, że jeśli źródło nie zostanie zmodernizowane, to jego dalsza eksploatacja może być niemożliwa, trzeba go będzie z uwagi na techniczne zużycie wyłączyć z ruchu. Stąd konieczność modernizacji.

Całkując równanie (5.1) przy zachowaniu takich samych oznaczeń i scenariuszy zmian w czasie kosztów eksploatacji i kapitałowych oraz przychodów jak w rozdziale 4.2 otrzymuje się równanie na całkowity zysk NPV (wzór (5.2)). Przy czym J_0 oznaczają zdyskontowane na moment zakończenia budowy elektrowni, ciepłowni lub elektrociepłowni nakłady J poniesione na ich budowę w okresie b lat jej trwania, $J_0 = Jz$. Jeżeli analizujemy pracę elektrowni, to we wzorze (5.2) należy dla wartości ciepła grzejnego Q_R wstawić wartość zero, $Q_R = 0$. W przypadku analizy ciepłowni wartość zero należy podstawić za produkcję energii elektrycznej, $E_{el,R} = 0$ [8].

$$\begin{aligned}
NPV = & \left\{ E_{el,R} e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el}-r} \left[e^{(a_{el}-r)t_1} - 1 \right] + Q_R e_c^{t=0} \frac{1}{a_c-r} \left[e^{(a_c-r)t_1} - 1 \right] + \right. \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{t=0} \frac{1}{a_{pal}-r} \left[e^{(a_{pal}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2}-r} \left[e^{(a_{CO_2}-r)t_1} - 1 \right] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} P_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO}-r} \left[e^{(a_{CO}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NOX} P_{NOX}^{t=0} \frac{1}{a_{NOX}-r} \left[e^{(a_{NOX}-r)t_1} - 1 \right] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2}-r} \left[e^{(a_{SO_2}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} P_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl}-r} \left[e^{(a_{pyl}-r)t_1} - 1 \right] - \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1-u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2}-r} \left[e^{(b_{CO_2}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& - J(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} (1 - e^{-rt_1}) - J_0 \left[1 + \frac{1}{T} - \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_1}{T} \right) e^{-rt_1} \right] \left. \right\} + \\
& + \left\{ E_{el,R}^M e_{el}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{el}^M - r} \left[e^{(a_{el}^M - r)t_2} - e^{(a_{el}^M - r)t_1} \right] + Q_R^M e_c^{t=t_1} \frac{1}{a_c^M - r} \left[e^{(a_c^M - r)t_2} - e^{(a_c^M - r)t_1} \right] + \right. \\
& - \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{pal}^M - r} \left[e^{(a_{pal}^M - r)t_2} - e^{(a_{pal}^M - r)t_1} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{CO_2} P_{CO_2}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{CO_2}^M - r} \left[e^{(a_{CO_2}^M - r)t_2} - e^{(a_{CO_2}^M - r)t_1} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{CO} P_{CO}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{CO}^M - r} \left[e^{(a_{CO}^M - r)t_2} - e^{(a_{CO}^M - r)t_1} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{NOX} P_{NOX}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{NOX}^M - r} \left[e^{(a_{NOX}^M - r)t_2} - e^{(a_{NOX}^M - r)t_1} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{SO_2} P_{SO_2}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{SO_2}^M - r} \left[e^{(a_{SO_2}^M - r)t_2} - e^{(a_{SO_2}^M - r)t_1} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{pyl} P_{pyl}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{pyl}^M - r} \left[e^{(a_{pyl}^M - r)t_2} - e^{(a_{pyl}^M - r)t_1} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} (1 - u^M) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{M,t=t_1} \frac{1}{b_{CO_2}^M - r} \left[e^{(b_{CO_2}^M - r)t_2} - e^{(b_{CO_2}^M - r)t_1} \right] + \\
& - \frac{(J + J_M)(1 + x_{pl,p,ub}) \delta_{rem}^M}{r} (e^{-rt_1} - e^{-rt_2}) - J_0 \left[\left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_1}{T} \right) e^{-rt_1} - \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_2}{T} \right) e^{-rt_2} \right] + \\
& \left. - J_M \left[\left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_1}{T - t_1} \right) e^{-rt_1} - \left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_2}{T - t_1} \right) e^{-rt_2} \right] \right\} +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \left\{ E_{el,R}^{\text{mod}} e^{\text{mod}J=t_2} \frac{1}{a_{el}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{el}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{el}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + Q_R^{\text{mod}} e^{t=t_2} \frac{1}{a_c^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_c^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_c^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \right. \\
& - \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{\text{mod}J=t_2} \frac{1}{a_{pal}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{pal}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{pal}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{\text{mod}J=t_2} \frac{1}{a_{CO_2}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{CO_2}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{CO_2}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{CO} p_{CO}^{\text{mod}J=t_2} \frac{1}{a_{CO}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{CO}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{CO}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{NO_x} p_{NO_x}^{\text{mod}J=t_2} \frac{1}{a_{NO_x}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{NO_x}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{NO_x}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{\text{mod}J=t_2} \frac{1}{a_{SO_2}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{SO_2}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{SO_2}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{pyl} p_{pyl}^{\text{mod}J=t_2} \frac{1}{a_{pyl}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{pyl}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{pyl}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& - \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} (1 - u^{\text{mod}}) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{\text{mod}J=t_2} \frac{1}{b_{CO_2}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(b_{CO_2}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(b_{CO_2}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& - \frac{(J + J_M)(1 + x_{pl,p,ub}) \delta_{rem}^{\text{mod}}}{r} (e^{-rt_2} - e^{-rT}) - J_0 \left[\left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_2}{T} \right) e^{-rt_2} - \frac{1}{T} e^{-rT} \right] + \\
& \left. - J_M \left[\left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_2}{T - t_1} \right) e^{-rt_2} - \left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{T}{T - t_1} \right) e^{-rT} \right] \right\} (1 - p)
\end{aligned} \tag{5.2}$$

Równoważnym dla kryterium NPV dążącym do wartości maksymalnej poszukiwania efektywnej technologii modernizacji elektrociepłowni i ciepłowni jest kryterium minimalizacji średniego jednostkowego kosztu $k_{c,\dot{s}r}$ produkcji w nich ciepła w okresie T lat ich eksploatacji. Koszt ten wyznacza się z (5.2) z warunku $NPV = 0$ przy $a_c = a_c^M = a_c^{\text{mod}} = 0$ [8]:

$$\begin{aligned}
k_{c,\dot{s}r} = & \left\{ -E_{el,R} e^{t=0} \frac{1}{a_{el}-r} \left[e^{(a_{el}-r)t_1} - 1 \right] + \right. \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{t=0} \frac{1}{a_{pal}-r} \left[e^{(a_{pal}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2}-r} \left[e^{(a_{CO_2}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{CO} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO}-r} \left[e^{(a_{CO}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{NO_X} p_{NO_X}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_X}-r} \left[e^{(a_{NO_X}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2}-r} \left[e^{(a_{SO_2}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} \rho_{pyl} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl}-r} \left[e^{(a_{pyl}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + \frac{E_{el,R} + Q_R}{\eta_c} (1-u) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2}-r} \left[e^{(b_{CO_2}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + J(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} (1 - e^{-rt_1}) + J_0 \left[1 + \frac{1}{T} - \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_1}{T} \right) e^{-rt_1} \right] + \\
& - E_{el,R}^M e_{el}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{el}^M - r} \left[e^{(a_{el}^M - r)t_2} - e^{(a_{el}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{pal}^M - r} \left[e^{(a_{pal}^M - r)t_2} - e^{(a_{pal}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{CO_2}^M - r} \left[e^{(a_{CO_2}^M - r)t_2} - e^{(a_{CO_2}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{CO} p_{CO}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{CO}^M - r} \left[e^{(a_{CO}^M - r)t_2} - e^{(a_{CO}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{NO_X} p_{NO_X}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{NO_X}^M - r} \left[e^{(a_{NO_X}^M - r)t_2} - e^{(a_{NO_X}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{SO_2}^M - r} \left[e^{(a_{SO_2}^M - r)t_2} - e^{(a_{SO_2}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} \rho_{pyl} p_{pyl}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{pyl}^M - r} \left[e^{(a_{pyl}^M - r)t_2} - e^{(a_{pyl}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^M + Q_R^M}{\eta_c^M} (1-u^M) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{M,t=t_1} \frac{1}{b_{CO_2}^M - r} \left[e^{(b_{CO_2}^M - r)t_2} - e^{(b_{CO_2}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{(J + J_M)(1 + x_{pl,p,ub}) \delta_{rem}^M}{r} (e^{-rt_1} - e^{-rt_2}) + J_0 \left[\left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_1}{T} \right) e^{-rt_1} - \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_2}{T} \right) e^{-rt_2} \right] + \\
& + J_M \left[\left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_1}{T - t_1} \right) e^{-rt_1} - \left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_2}{T - t_1} \right) e^{-rt_2} \right] +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& -E_{el,R}^{\text{mod}} e_{el}^{\text{mod},J=t_2} \frac{1}{a_{el}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{el}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{el}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} (1 + x_{wu,m,od}) e_{pal}^{\text{mod},J=t_2} \frac{1}{a_{pal}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{pal}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{pal}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{CO_2} p_{CO_2}^{\text{mod},J=t_2} \frac{1}{a_{CO_2}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{CO_2}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{CO_2}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{CO} p_{CO}^{\text{mod},J=t_2} \frac{1}{a_{CO}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{CO}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{CO}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{NO_x} p_{NO_x}^{\text{mod},J=t_2} \frac{1}{a_{NO_x}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{NO_x}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{NO_x}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{SO_2} p_{SO_2}^{\text{mod},J=t_2} \frac{1}{a_{SO_2}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{SO_2}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{SO_2}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{pyl} p_{pyl}^{\text{mod},J=t_2} \frac{1}{a_{pyl}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(a_{pyl}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{pyl}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{E_{el,R}^{\text{mod}} + Q_R^{\text{mod}}}{\eta_c^{\text{mod}}} (1 - u^{\text{mod}}) \rho_{CO_2} e_{CO_2}^{\text{mod},J=t_2} \frac{1}{b_{CO_2}^{\text{mod}} - r} \left[e^{(b_{CO_2}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(b_{CO_2}^{\text{mod}} - r)t_2} \right] + \\
& + \frac{(J + J_M)(1 + x_{pl,p,ub}) \delta_{rem}^{\text{mod}}}{r} (e^{-rt_2} - e^{-rT}) + J_0 \left[\left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_2}{T} \right) e^{-rt_2} - \frac{1}{T} e^{-rT} \right] + \\
& + J_M \left[\left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_2}{T - t_1} \right) e^{-rt_2} - \left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{T}{T - t_1} \right) e^{-rT} \right] \} x \\
& \times \frac{r}{Q_R (1 - e^{-rt_1}) + Q_R^M (e^{-rt_1} - e^{-rt_2}) + Q_R^{\text{mod}} (e^{-rt_2} - e^{-rT})} \rightarrow \min.
\end{aligned} \tag{5.3}$$

Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrociepłowni ze znakiem minus $-E_{el,R}^{\text{mod}} e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)t_1} - 1]$, $-E_{el,R}^M e_{el}^{M,t=t_1} \frac{1}{a_{el}^M - r} [e^{(a_{el}^M - r)t_2} - e^{(a_{el}^M - r)t_1}]$, $-E_{el,R}^{\text{mod}} e_{el}^{\text{mod},J=t_2} \frac{1}{a_{el}^{\text{mod}} - r} [e^{(a_{el}^{\text{mod}} - r)T} - e^{(a_{el}^{\text{mod}} - r)t_2}]$ stanowią koszt uniknięty produkcji ciepła w elektrociepłowni [8].

Najczęściej ze względu na zawarte umowy ilość ciepła dostarczana odbiorcom jest stała, a tym samym $Q_R = Q_R^M = Q_R^{\text{mod}}$. W wyniku modernizacji ciepłowni lub elektrociepłowni (modernizacji kotłów, turbin, układów chłodzenia itd. czy przez nadbudowę ciepłowni lub elektrociepłowni turbiną gazową), nawet w sytuacji gdy $Q_R = \text{const}$, wzrasta w nich produkcja energii elektrycznej. Jej wzrost zależy od zakresu i sposobu modernizacji. W przypadku modernizacji z wykorzystaniem turbin gazowych sprzedaż energii elektrycznej z elektrociepłowni może wzrosnąć nawet prawie dwukrotnie.

Uwzględniając powyższe uwagi i wprowadzając do (5.3) roczny wskaźnik skojarzenia $\sigma_R = E_{el,R}/Q_R$ oraz roczny czas τ_s wykorzystania maksymalnej mocy cieplnej (tj. znamionowej) ciepłowni lub elektrociepłowni $\dot{Q}_{c\ max}^{ec}$ ($\tau_s = Q_R/\dot{Q}_{c\ max}^{ec}$) [54], średni jednostkowy koszt produkcji w nich ciepła można przedstawić w postaci [8]:

$$\begin{aligned}
k_{c,\dot{s}r} = & \left\{ -\frac{\sigma_R e^{t=0}}{a_{el} - r} \left[e^{(a_{el}-r)t_1} - 1 \right] + \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c} (1 + x_{wu,m,od}) \frac{e^{t=0}}{a_{pal} - r} \left[e^{(a_{pal}-r)t_1} - 1 \right] + \right. \\
& + \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c} \frac{\rho_{CO_2} P_{CO_2}^{t=0}}{a_{CO_2} - r} \left[e^{(a_{CO_2}-r)t_1} - 1 \right] + \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c} \frac{\rho_{CO} P_{CO}^{t=0}}{a_{CO} - r} \left[e^{(a_{CO}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c} \frac{\rho_{NO_X} P_{NO_X}^{t=0}}{a_{NO_X} - r} \left[e^{(a_{NO_X}-r)t_1} - 1 \right] + \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c} \frac{\rho_{SO_2} P_{SO_2}^{t=0}}{a_{SO_2} - r} \left[e^{(a_{SO_2}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c} \frac{\rho_{pyl} P_{pyl}^{t=0}}{a_{pyl} - r} \left[e^{(a_{pyl}-r)t_1} - 1 \right] + \frac{\sigma_R + 1}{\eta_c} (1 - u) \frac{\rho_{CO_2} e_{CO_2}^{t=0}}{b_{CO_2} - r} \left[e^{(b_{CO_2}-r)t_1} - 1 \right] + \\
& + (1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem} i}{\tau_s r} (1 - e^{-rt_1}) + \frac{zi}{\tau_s} \left[1 + \frac{1}{T} - \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_1}{T} \right) e^{-rt_1} \right] + \\
& - \frac{\sigma_R^M e^{M,t=t_1}}{a_{el}^M - r} \left[e^{(a_{el}^M - r)t_2} - e^{(a_{el}^M - r)t_1} \right] + \frac{\sigma_R^M + 1}{\eta_c^M} (1 + x_{wu,m,od}) \frac{e^{M,t=t_1}}{a_{pal}^M - r} \left[e^{(a_{pal}^M - r)t_2} - e^{(a_{pal}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{\sigma_R^M + 1}{\eta_c^M} \frac{\rho_{CO_2} P_{CO_2}^{M,t=t_1}}{a_{CO_2}^M - r} \left[e^{(a_{CO_2}^M - r)t_2} - e^{(a_{CO_2}^M - r)t_1} \right] + \frac{\sigma_R^M + 1}{\eta_c^M} \frac{\rho_{CO} P_{CO}^{M,t=t_1}}{a_{CO}^M - r} \left[e^{(a_{CO}^M - r)t_2} - e^{(a_{CO}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{\sigma_R^M + 1}{\eta_c^M} \frac{\rho_{NO_X} P_{NO_X}^{M,t=t_1}}{a_{NO_X}^M - r} \left[e^{(a_{NO_X}^M - r)t_2} - e^{(a_{NO_X}^M - r)t_1} \right] + \frac{\sigma_R^M + 1}{\eta_c^M} \frac{\rho_{SO_2} P_{SO_2}^{M,t=t_1}}{a_{SO_2}^M - r} \left[e^{(a_{SO_2}^M - r)t_2} - e^{(a_{SO_2}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{\sigma_R^M + 1}{\eta_c^M} \frac{\rho_{pyl} P_{pyl}^{M,t=t_1}}{a_{pyl}^M - r} \left[e^{(a_{pyl}^M - r)t_2} - e^{(a_{pyl}^M - r)t_1} \right] + \frac{\sigma_R^M + 1}{\eta_c^M} (1 - u^M) \frac{\rho_{CO_2} e_{CO_2}^{M,t=t_1}}{b_{CO_2}^M - r} \left[e^{(b_{CO_2}^M - r)t_2} - e^{(b_{CO_2}^M - r)t_1} \right] + \\
& + \frac{(i + i_M)(1 + x_{pl,p,ub}) \delta_{rem}^M}{\tau_s r} (e^{-rt_1} - e^{-rt_2}) + \frac{zi}{\tau_s} \left[\left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_1}{T} \right) e^{-rt_1} - \left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_2}{T} \right) e^{-rt_2} \right] + \\
& + \frac{i_M}{\tau_s} \left[\left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_1}{T - t_1} \right) e^{-rt_1} - \left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_2}{T - t_1} \right) e^{-rt_2} \right] +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - \frac{\sigma_R^{\text{mod}} e^{\text{mod},j=t_2}}{a_{el}^{\text{mod}} - r} \left[e^{\left(a_{el}^{\text{mod}} - r\right)T} - e^{\left(a_{el}^{\text{mod}} - r\right)t_2} \right] + \frac{\sigma_R^{\text{mod}} + 1}{\eta_c^{\text{mod}}} (1 + x_{wu,mod}) \frac{e^{\text{mod},j=t_2}}{a_{pal}^{\text{mod}} - r} \left[e^{\left(a_{pal}^{\text{mod}} - r\right)T} - e^{\left(a_{pal}^{\text{mod}} - r\right)t_2} \right] + \\
& + \frac{\sigma_R^{\text{mod}} + 1}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{CO_2} \frac{p_{CO_2}^{\text{mod},j=t_2}}{a_{CO_2}^{\text{mod}} - r} \left[e^{\left(a_{CO_2}^{\text{mod}} - r\right)T} - e^{\left(a_{CO_2}^{\text{mod}} - r\right)t_2} \right] + \frac{\sigma_R^{\text{mod}} + 1}{\eta_c^{\text{mod}}} \rho_{CO} \frac{p_{CO}^{\text{mod},j=t_2}}{a_{CO}^{\text{mod}} - r} \left[e^{\left(a_{CO}^{\text{mod}} - r\right)T} - e^{\left(a_{CO}^{\text{mod}} - r\right)t_2} \right] + \\
& + \frac{\sigma_R^{\text{mod}} + 1}{\eta_c^{\text{mod}}} \frac{\rho_{NO_X} p_{NO_X}^{\text{mod},j=t_2}}{a_{NO_X}^{\text{mod}} - r} \left[e^{\left(a_{NO_X}^{\text{mod}} - r\right)T} - e^{\left(a_{NO_X}^{\text{mod}} - r\right)t_2} \right] + \frac{\sigma_R^{\text{mod}} + 1}{\eta_c^{\text{mod}}} \frac{\rho_{SO_2} p_{SO_2}^{\text{mod},j=t_2}}{a_{SO_2}^{\text{mod}} - r} \left[e^{\left(a_{SO_2}^{\text{mod}} - r\right)T} - e^{\left(a_{SO_2}^{\text{mod}} - r\right)t_2} \right] + \\
& + \frac{\sigma_R^{\text{mod}} + 1}{\eta_c^{\text{mod}}} \frac{\rho_{pyl} p_{pyl}^{\text{mod},j=t_2}}{a_{pyl}^{\text{mod}} - r} \left[e^{\left(a_{pyl}^{\text{mod}} - r\right)T} - e^{\left(a_{pyl}^{\text{mod}} - r\right)t_2} \right] + \frac{\sigma_R^{\text{mod}} + 1}{\eta_c^{\text{mod}}} (1 - u^{\text{mod}}) \frac{\rho_{CO_2} e_{CO_2}^{\text{mod},j=t_2}}{b_{CO_2}^{\text{mod}} - r} \left[e^{\left(b_{CO_2}^{\text{mod}} - r\right)T} - e^{\left(b_{CO_2}^{\text{mod}} - r\right)t_2} \right] + \\
& + \frac{(i + i_M)(1 + x_{pl,p,ub}) \delta_{rem}^{\text{mod}}}{\tau_s r} (e^{-rt_2} - e^{-rT}) + \frac{zi}{\tau_s} \left[\left(1 + \frac{1}{T} - \frac{t_2}{T}\right) e^{-rt_2} - \frac{1}{T} e^{-rT} \right] + \\
& + \frac{i_M}{\tau_s} \left[\left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{t_2}{T - t_1}\right) e^{-rt_2} - \left(1 + \frac{1}{T - t_1} - \frac{T}{T - t_1}\right) e^{-rT} \right] \left. \vphantom{\frac{i_M}{\tau_s}} \right\} \frac{r}{1 - e^{-rT}}
\end{aligned}
\tag{5.4}$$

gdzie:

i – jednostkowy (na jednostkę mocy) nakład inwestycyjny na ciepłownię lub elektrociepłownię,

$$i = J / \dot{Q}_c^{ec},$$

i_M – jednostkowy (na jednostkę mocy) nakład inwestycyjny na modernizację ciepłowni lub

elektrociepłowni, $i_M = J_M / \dot{Q}_c^{ec}$ (jego wartość zależy od zastosowanej technologii modernizacji).

W przypadku gdy modernizacji podlega ciepłownia, za roczny wskaźnik skojarzenia σ_R w przedziale czasu $\langle 0, t_1 \rangle$ należy podstawić wartość zero.

5.2. Analiza opłacalności ekonomicznej modernizacji istniejących ciepłowni

Rozdział zawiera analizę ekonomiczną wykonaną dla dwóch wariantów modernizacji – pierwszy to modernizacja ciepłowni do elektrociepłowni węglowej z turbiną kondensacyjną, drugi to modernizacja ciepłowni do jednopaliwowej elektrociepłowni gazowo-parowej. W obu wariantach modernizacji przyjęto wartość udziału u energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO₂ równą zero, $u = 0$, jako że od 2020 roku nie będzie już darmowych przydziałów. Uzyskane wyniki analiz przedstawiono na

wykresach pokazanych na rysunkach 5.2 – 5.29 dla kilku wybranych, z wielu możliwości, prawdopodobnych scenariuszy zmian w czasie cen paliw, energii elektrycznej i emisji tony CO₂. Zmiany wartości cen przyjętych do obliczeń mają szeroki zakres i obejmują aktualne i możliwe ceny w przyszłości.

5.2.1. Analiza i ocena wyników przykładowych obliczeń opłacalności ekonomicznej modernizacji ciepłowni do elektrociepłowni węglowej

Węgiel ciągle pozostaje najbardziej konkurencyjnym cenowo źródłem energii. Jest naszym narodowym surowcem energetycznym. Mamy w Polsce swoistą monokulturę węgla, ale skoro natura obdarzyła nas jego złożami, powinniśmy z niego korzystać. Trzeba tylko racjonalnie wykorzystywać rodzime zasoby energetyczne. Konieczne jest opracowanie, a przede wszystkim upowszechnianie takich wysokosprawnych technologii, by energetyczne wykorzystanie węgla obciążało środowisko w jak najmniejszym stopniu, a sam węgiel stawał się coraz czystszy źródłem energii [2, 41, 43].

Obecnie w Polsce węgiel kamienny i brunatny odgrywa główną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego i można prognozować, że dzięki jego znacznym zasobom w ciągu najbliższych lat system elektroenergetyczny nadal będzie mógł się opierać na źródłach węglowych [16, 43, 131, 135, 136]. Należy mieć też na uwadze to, że rezygnacja z węgla w krajach Europy Zachodniej wynikała z zastępowania tego paliwa innymi rodzimymi nośnikami energii. Przykładowo we Francji węgiel zastępowano złożami uranu, w Wielkiej Brytanii odkrytymi złożami gazu i ropy naftowej. Przy znikomych zasobach paliw płynnych i gazowych w Polsce i ich znacznym imporcie, procesowi dekarbonizacji musiałby towarzyszyć znaczny import nośników energetycznych a tym samym pogorszenie poziomu bezpieczeństwa energetycznego kraju [41, 100, 136]. Polska jest krajem bezpiecznym energetycznie a to bezpieczeństwo zapewnia Polsce węgiel, na którym opiera się prawie cała energetyka, dlatego rozpatrywanie wariantów modernizacji pozostawiających węgiel jako podstawowe paliwo jest jak najbardziej zasadne.

Na rysunkach 5.2 – 5.8 przedstawiono krzywe jednostkowego kosztu produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej. Wyniki zaprezentowano, o czym wspomiano już wyżej, wielowariantowo, tj. dla różnych

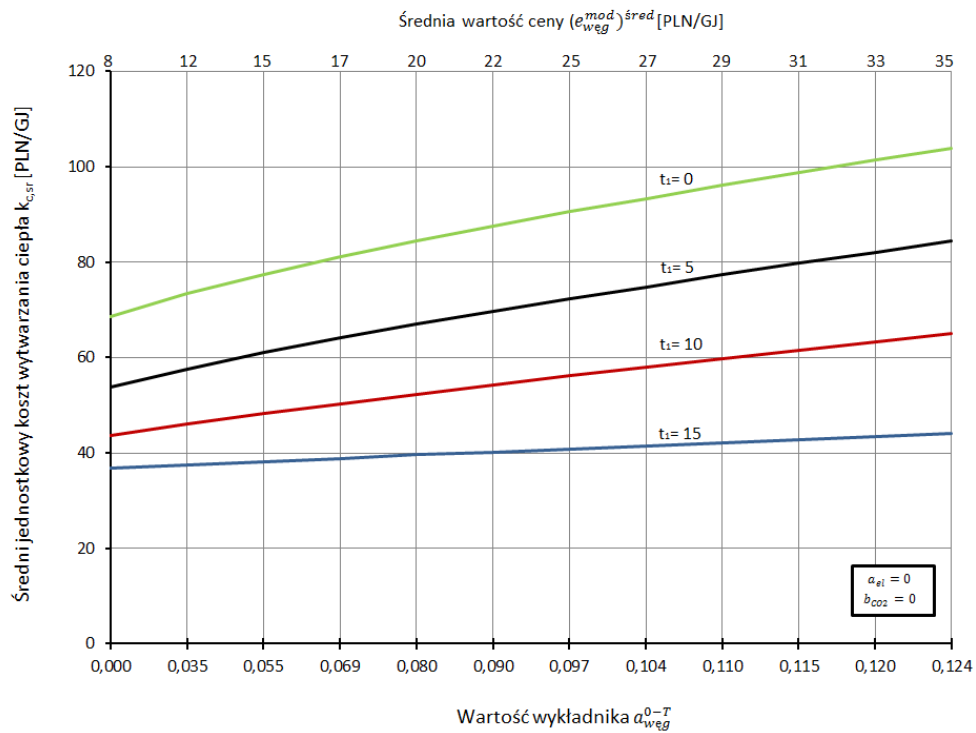
średnich wartości cen węgla, energii elektrycznej oraz cen uprawnień do emisji CO₂ w całym przedziale czasu $\langle 0, T \rangle$, dla $T = 20$ lat eksploatacji. Ceny nośników energii oraz opłat środowiskowych są zatem wartościami średnimi całkowymi w całym przedziale T . Obliczenia zostały przeprowadzone w zależności od roku t_I rozpoczęcia modernizacji, tj. dla $t_I = 0$ czyli gdy modernizacja następuje od razu, oraz gdy rozpoczynamy ją w późniejszym czasie, tj. dla $t_I = 5, 10$ lub 15 lat.

Przyjęto, że zerowym wartościom wykładników $a_{w\acute{e}g\acute{e}}, a_{gaz}, a_{el}, b_{CO_2}$, odpowiadają następujące ceny węgla $e_{w\acute{e}g\acute{e}} = 8$ PLN; gazu $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ; energii elektrycznej $e_{el} = 180$ PLN/MWh oraz zakupu uprawnień do emisji tony dwutlenku węgla $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/Mg_{co2}.

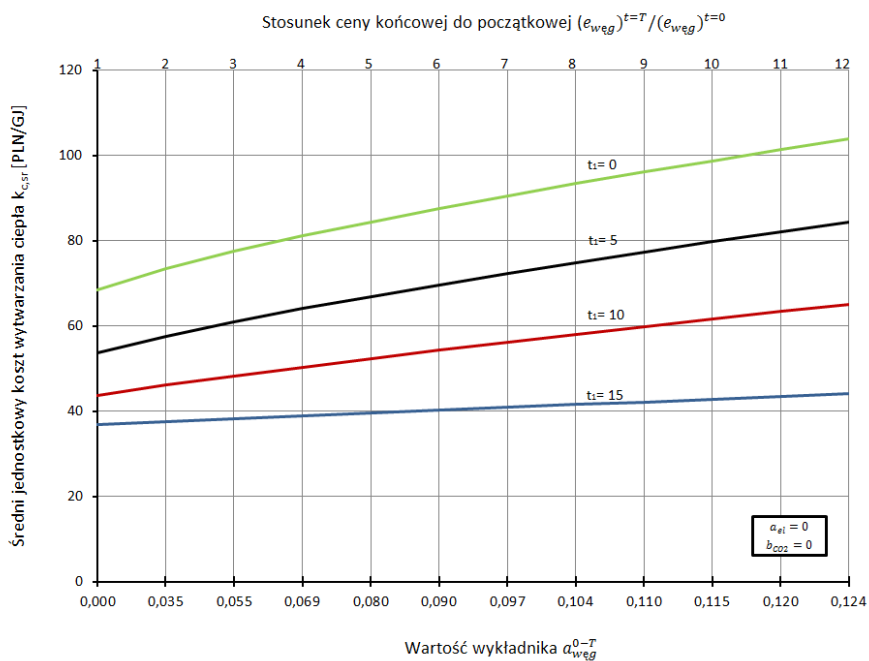
W obliczeniach, wykonanych za pomocą wzoru (5.4), przyjęto następujące dane wejściowe: nakłady jednostkowe na ciepłownię węglową $i = 1,5$ mln PLN/MW; jednostkowe nakłady inwestycyjne na modernizację ciepłowni $i_M = 4$ mln PLN/MW; sprawność ciepłowni $\eta_c = 0,85$ i taką samą przyjęto w okresie modernizacji i po modernizacji czyli $\eta_c^M = \eta_c^{mod} = 0,85$; stopa kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych $\delta_{rem} = 0,03$ i także założono, że $\delta_{rem} = \delta_{rem}^M = \delta_{rem}^{mod}$; lata budowy elektrociepłowni $b = 3$ lata; stopa dyskonta $r = 7\%$; roczny czas wykorzystania ciepłej mocy maksymalnej (znamionowej, szczytowej) $\tau_s = 2900$ h/a; wskaźnik skojarzenia σ_R oraz σ_R^M równy 0, gdyż zakładanej modernizacji podlega ciepłownia, a w okresie po modernizacji dla elektrociepłowni założono $\sigma_R^{mod} = 0,6$.

Krzywe na rysunkach 5.2 – 5.3 mają tendencję rosnącą. Zakładany w obliczeniach wzrost cen węgla oraz cen zakupu uprawnień do emisji CO₂ powoduje wzrost kosztów produkcji ciepła $k_{c,\acute{s}r}$ niezależnie od roku t_I rozpoczęcia modernizacji. Im niższe koszty paliwowe lub środowiskowe tym niższy koszt $k_{c,\acute{s}r}$. Ponadto analizując wykresy 5.2 - 5.3, można zaobserwować, że im rok t_I jest bardziej odległy, tym mniejszy jest jednostkowy koszt wytwarzania ciepła $k_{c,\acute{s}r}$. Nie znaczy to jednak, że modernizacja jest nieopłacalna, jako że jednostkowy koszt wytwarzania ciepła w zmodernizowanym źródle ciepła jest tym mniejszym, im rok t_I rozpoczęcia modernizacji jest odleglejszy, tj. gdy modernizacja nastąpi jak najpóźniej, a najlepiej w ogóle. Najmniejszy jednostkowy koszt $k_{c,\acute{s}r}$ jest dla $t_I = 15$ lat. Jest tak dlatego, gdyż w zmodernizowanym źródle ciepła w rocznych kosztach jego działania występuje ponownie koszt kapitałowy (rata amortyzacji nakładu inwestycyjnego J_M wraz

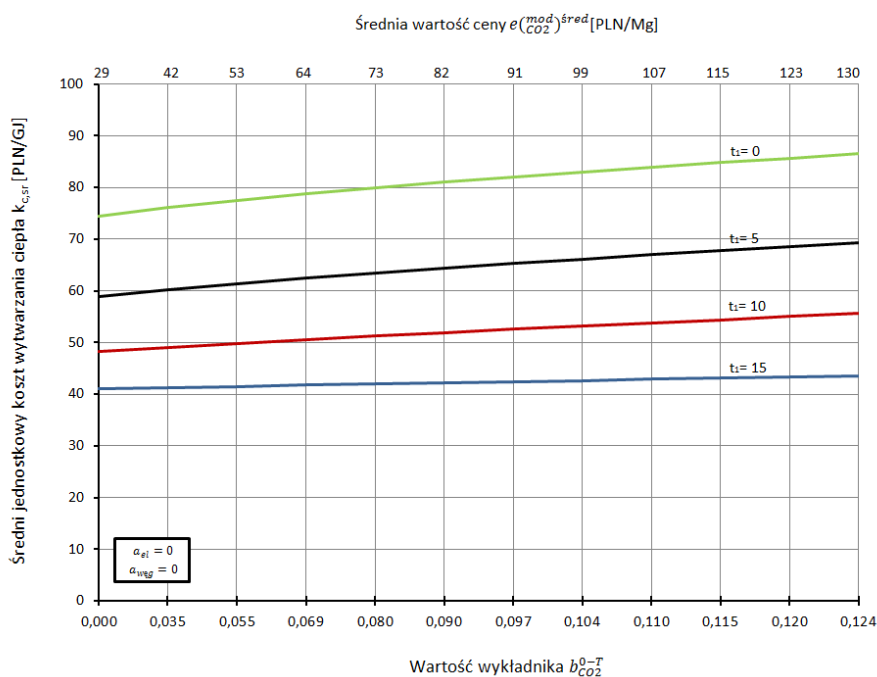
z odsetkami od niego), którego to kosztu w zamortyzowanym źródle już oczywiście nie ma. Tym samym roczny koszt wytwarzania w nim ciepła jest niski, bowiem o jego produkcji stanowi wyłącznie koszt eksploatacji. Należy jednak pamiętać, że jeżeli nie dokona się modernizacji źródła ciepła to jego dalsza eksploatacja będzie niemożliwa, trzeba go będzie z uwagi na techniczne zużycie wyłączyć z ruchu. Dlatego też najracjonalniejszą strategią jest jak najszybsza modernizacja.



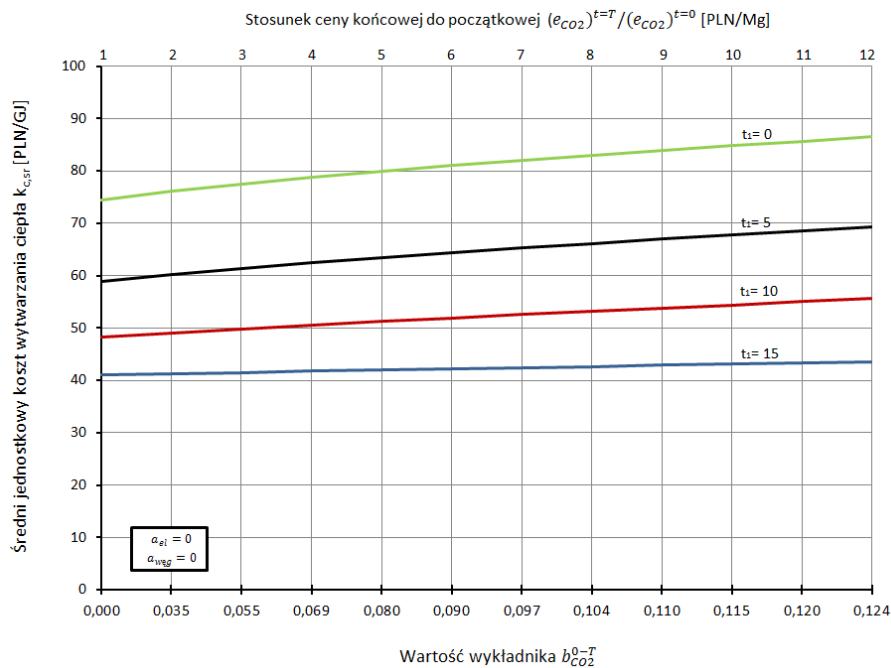
Rys. 5.2. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny paliwa $(e_{wieg}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{wieg}^{0-T} w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.



Rys. 5.2a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{weg}^{0-T} oraz stosunku cen $(e_{weg})^{t=T}/(e_{weg})^{t=0}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.



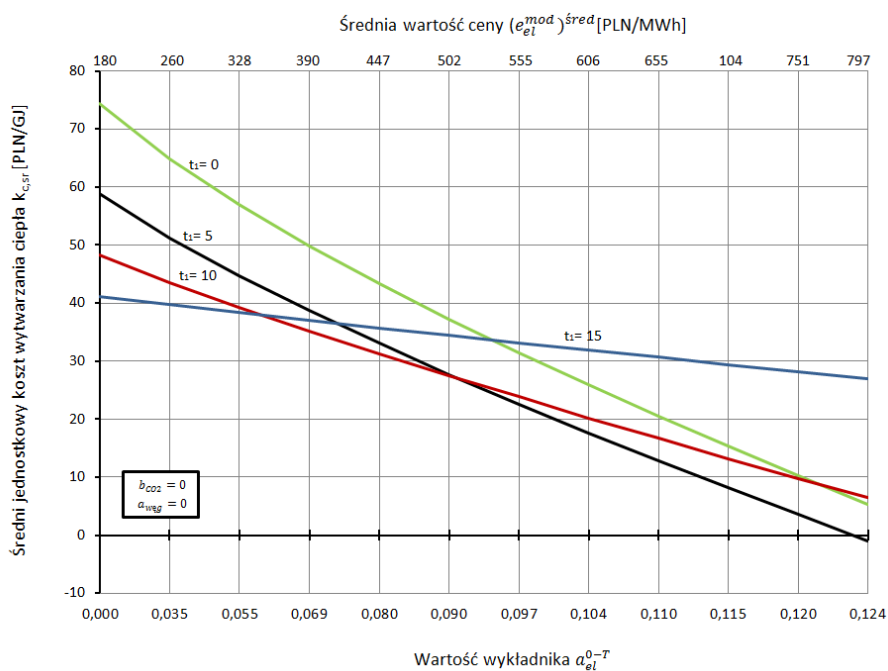
Rys. 5.3. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny $(e_{CO2}^{mod})^{sred}$ emisji CO₂ oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO2}^{0-T} w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.



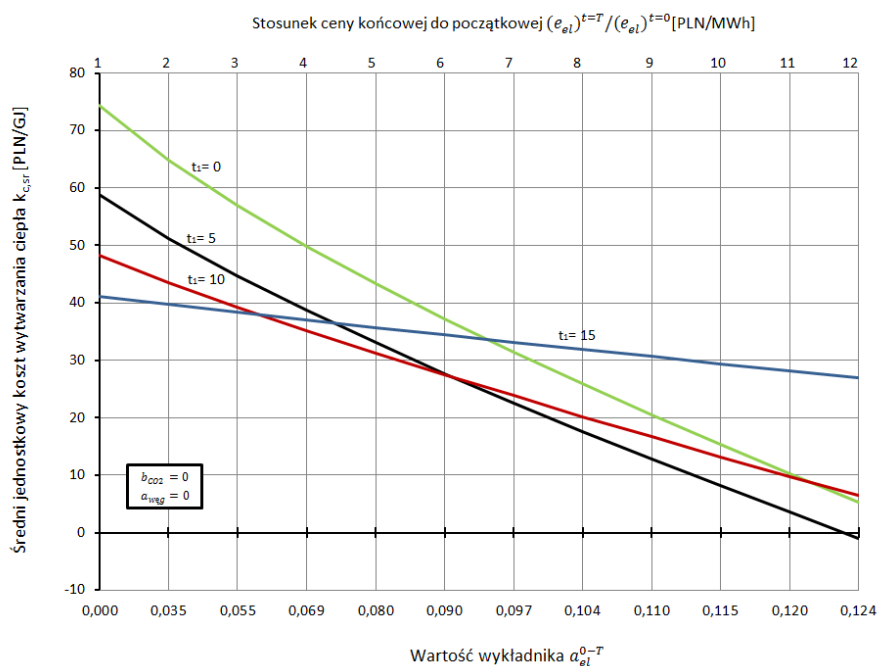
Rys. 5.3a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{0-T}$ oraz stosunku cen $(e_{CO_2})^{t=T}/(e_{CO_2})^{t=0}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.

Krzywe na rysunkach 5.4 i 5.4a mają natomiast charakter malejący. Wynika to z zakładanej rosnącej ceny energii elektrycznej e_{el} . Cena energii elektrycznej e_{el} jest istotnym parametrem – im jest ona wyższa tym koszt wytworzenia ciepła jest niższy. Najniższy jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ jest w tym przypadku osiągany przy $t_1 = 5$ oraz najwyższej zakładanej cenie energii elektrycznej e_{el} . Stosunek ceny energii elektrycznej do założonych w tym wypadku cen węgla i cen zakupu uprawnień do emisji CO₂ jest bardzo korzystny. Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej z nadatkiem pokrywa koszty, co wpływa na zmniejszenie jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$ i tym samym na lepszą efektywność ekonomiczną modernizacji.

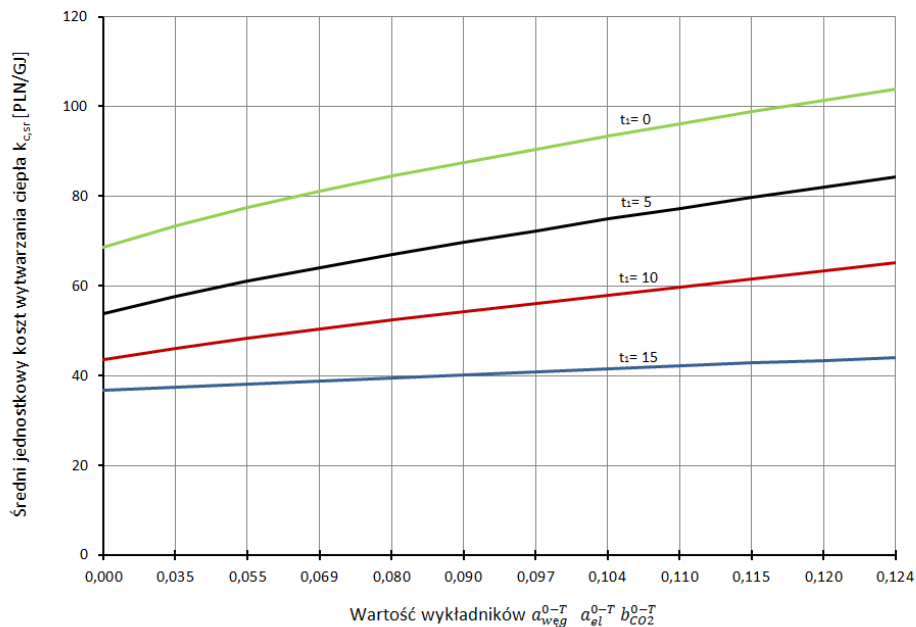
Jednakże, zakładając w obliczeniach oprócz wzrostu cen energii elektrycznej, również wzrost cen węgla oraz cen zakupu uprawnień do emisji CO₂, widzimy że na rysunku 5.5 w takim przypadku krzywe mają charakter rosnący i przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w takiej relacji nie niwelują wzrostu jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$.



Rys. 5.4. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $(e_{el}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{0-T} w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.



Rys. 5.4a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{0-T} oraz stosunku cen $(e_{el})^{t=T}/(e_{el})^{t=0}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.

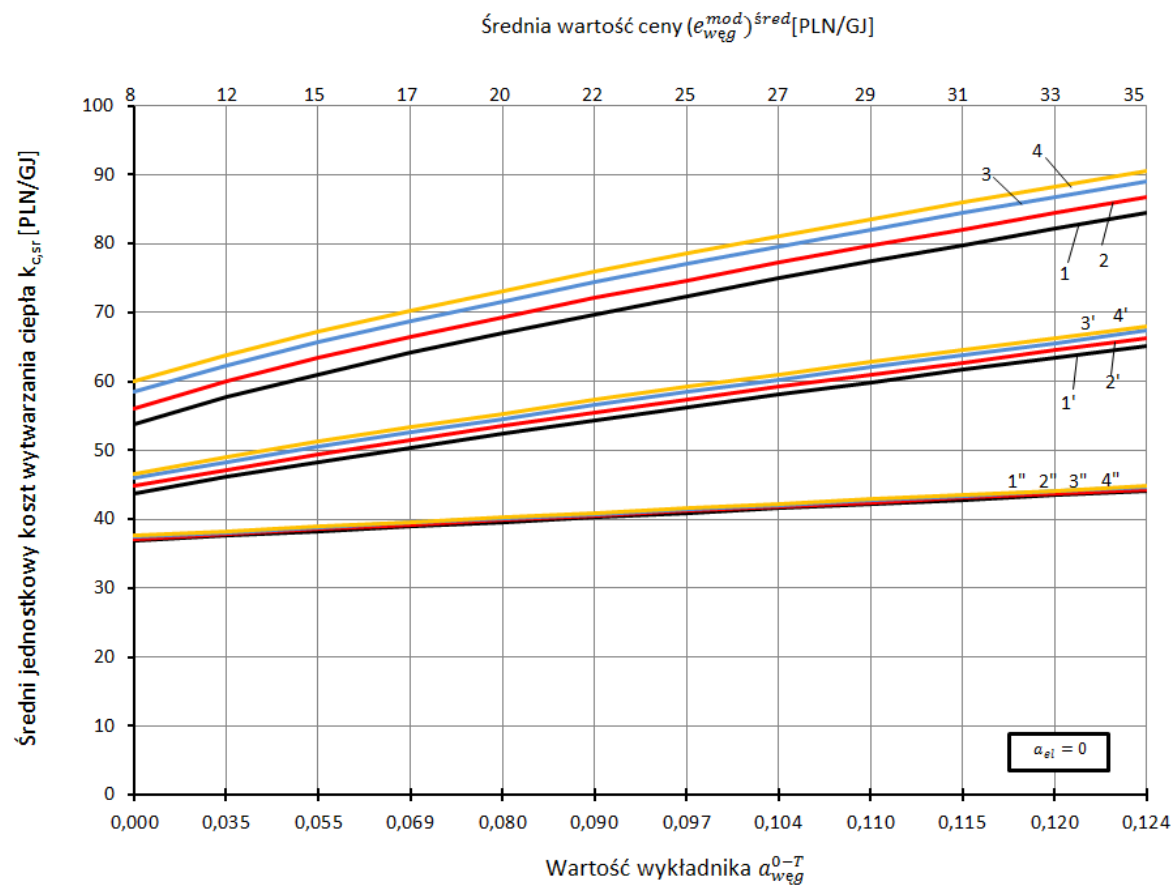


Rys. 5.5. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładników eksponenty $a_{węg}^{0-T}$, a_{el}^{0-T} i $b_{CO_2}^{0-T}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.

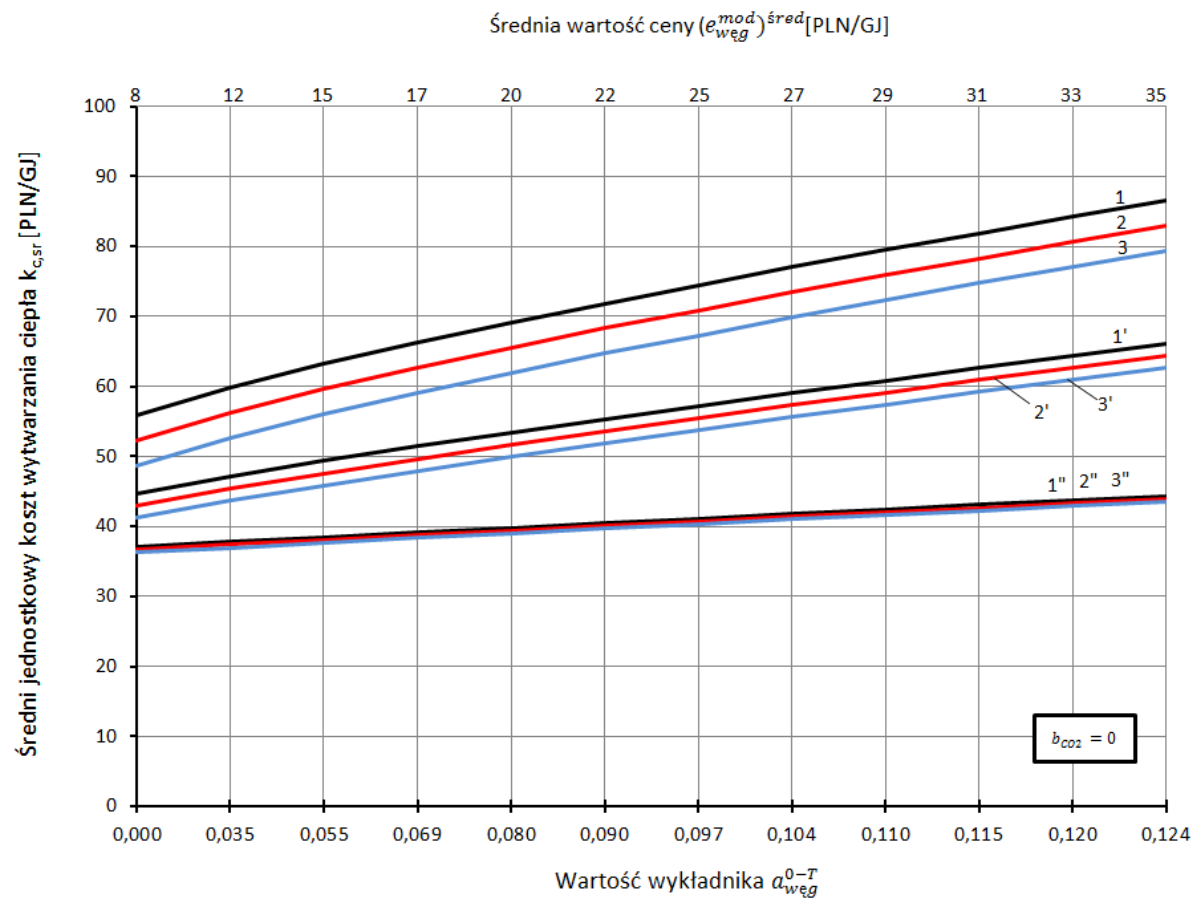
Przedstawione w tym rozdziale uniwersalne modele matematyczne umożliwiają wszechstronną analizę wpływu różnorodnych parametrów na efektywność ekonomiczną modernizacji. Na rysunkach 5.6 - 5.8 przedstawiono wyniki obliczeń dla różnych przykładowych zestawień parametrów mających decydujący wpływ na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania ciepła $k_{c,śr}$ w ciepłowni zmodernizowanej do węglowej elektrociepłowni. Wyniki obliczeń kosztu produkcji ciepła przedstawiono dla kilku wybranych, z nieograniczonej liczby, możliwych scenariuszy zmian w czasie cen nośników energii i emisji tony CO₂. Na rysunku 5.6 wartości krzywych są obliczone dla rosnących cen węgla $e_{węg}$, a przyjętymi parametrami są ceny zakupu pozwoleń na emisję CO₂ oraz rok t_1 rozpoczęcia modernizacji. Analogicznie jak w poprzednich obliczeniach koszt $k_{c,śr}$ ma charakter rosnący i przyjmuje najmniejsze wartości przy $t_1 = 15$ co pokazują krzywe 1'', 2'', 3'' oraz 4''. Oprócz tego krzywe te praktycznie nakładają się na siebie, zakładane różne wartości ceny e_{CO_2} przy $t_1 = 15$ nie wpływają na różnicę w wysokości kosztu $k_{c,śr}$. Przebieg pozostałych krzywych także pokazuje, że różnice w wysokości kosztu $k_{c,śr}$ dla tego samego roku t_1 a różnych stawek za zakup

pozwoleń na emisję CO₂ są w tym przypadku bardzo nieznaczne. Jak już wspomniano wcześniej, najlepiej ze względu na stabilność i bezpieczeństwo pracy źródła ciepła, dokonywać modernizacji jak najszybciej. Analizując krzywe obliczone dla najwcześniejszego przyjętego roku rozpoczęcia modernizacji $t_1 = 5$, widzimy że im wyższa cena zakupu pozwoleń na emisję CO₂ tym wyższy koszt produkcji ciepła. Uwzględnienie w analizach wpływu cen zakupu pozwoleń na emisję CO₂ na opłacalność ekonomiczną modernizacji jest bardzo istotne, ponieważ problematyka ta jest bardzo aktualna i znacząca dla polskiej energetyki, która jest piątą pod względem wielkości emisji CO₂ w Unii Europejskiej [156]. Za sprawą obecnych i przyszłych przepisów prawnych nakładających ograniczenia na emisję CO₂ będą one przyczyną wyższych kosztów dla polskiej energetyki bazującej na węglu.

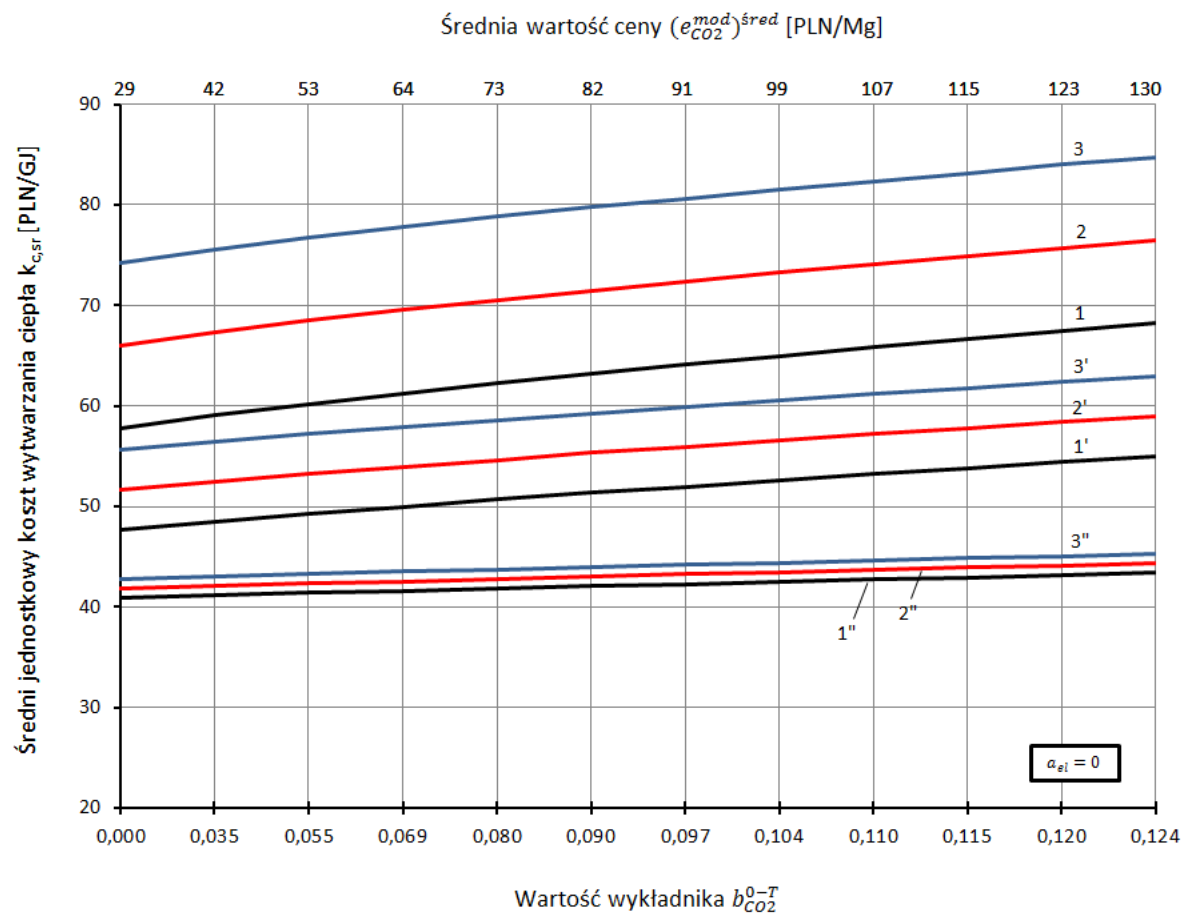
W kolejnej analizie pokazanej na rysunku 5.7 przyjętym parametrem były ceny energii elektrycznej e_{el} . Krzywe na tym rysunku mają podobny charakter do przebiegu krzywych na rysunku 5.6, z tymże w przypadku wyższej ceny energii elektrycznej e_{el} widzimy, że jest osiągany niższy koszt produkcji ciepła. Z kolei na rysunku 5.8 w obliczeniach założono rosnące ceny e_{CO_2} i określone ceny węgla $e_{węg}$. Rosnący koszt zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla powoduje wzrost kosztów produkcji ciepła w zmodernizowanym podmiocie, w którym spalany będzie węgiel.



Rys. 5.6. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny paliwa $(e_{w\acute{e}g}^{mod})^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty $a_{w\acute{e}g}^{0-T}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji, gdzie: 1- dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=30$ PLN/Mg_{co2}; 1'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=30$ PLN/Mg_{co2}; 1'' - dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=30$ PLN/Mg_{co2}; 2 - dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=60$ PLN/Mg_{co2}; 2'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=60$ PLN/Mg_{co2}; 2''- dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=60$ PLN/Mg_{co2}; 3 - dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=90$ PLN/Mg_{co2}; 3'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=90$ PLN/Mg_{co2}; 3''- dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=90$ PLN/Mg_{co2}; 4 - dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=110$ PLN/Mg_{co2}; 4'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=110$ PLN/Mg_{co2}; 4''- dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{CO_2}^{mod})=110$ PLN/Mg_{co2}.



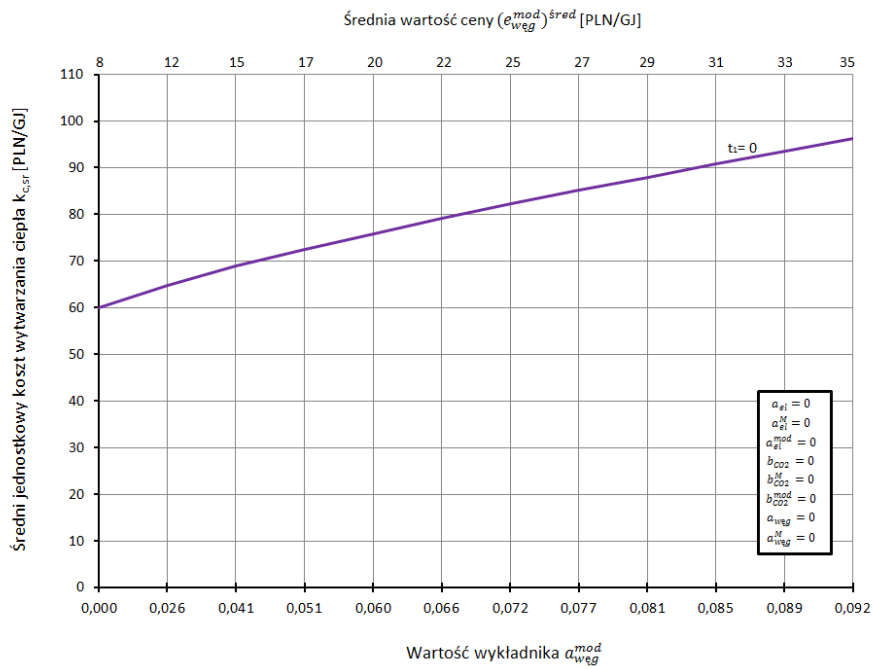
Rys. 5.7. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny paliwa $(e_{w\acute{e}g}^{mod})^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty $a_{w\acute{e}g}^{0-T}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji, gdzie: 1- dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{el}^{mod})=150$ PLN/MWh; 1'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{el}^{mod})=150$ PLN/MWh; 1'' - dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{el}^{mod})=150$ PLN/MWh; 2 – dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{el}^{mod})= 200$ PLN/MWh; 2'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{el}^{mod})= 200$ PLN/MWh; 2''- dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{el}^{mod})= 200$ PLN/MWh; 3 – dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{el}^{mod})= 250$ PLN/MWh; 3'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{el}^{mod})= 250$ PLN/MWh; 3''- dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{el}^{mod})= 250$ PLN/MWh.



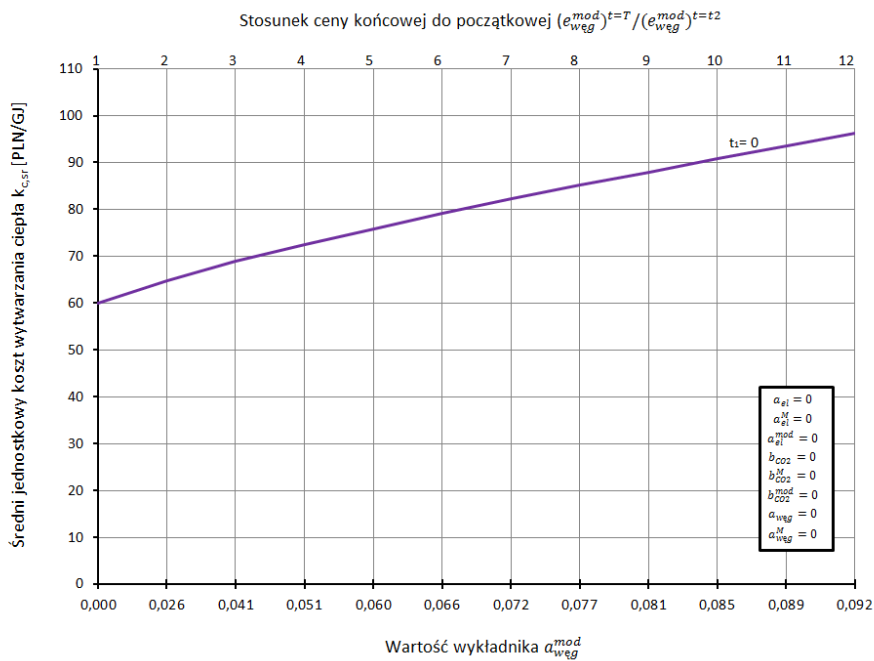
Rys. 5.8. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny ($e_{CO_2}^{mod}$)^{śred} oraz wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{0-T}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji, gdzie: 1- dotyczy $t_1=5$ lat, ($e_{węg}^{mod}$) = 8 PLN/GJ; 1' - dotyczy $t_1=10$ lat, ($e_{węg}^{mod}$) = 8 PLN/GJ; 1'' - dotyczy $t_1=15$ lat, ($e_{węg}^{mod}$) = 8 PLN/GJ; 2 – dotyczy $t_1=5$ lat, ($e_{węg}^{mod}$) = 16 PLN/GJ; 2' - dotyczy $t_1=10$ lat, ($e_{węg}^{mod}$) = 16 PLN/GJ; 2'' - dotyczy $t_1=15$ lat, ($e_{węg}^{mod}$) = 16 PLN/GJ; 3 – dotyczy $t_1=5$ lat, ($e_{węg}^{mod}$) = 32 PLN/GJ; 2' - dotyczy $t_1=10$ lat, ($e_{węg}^{mod}$) = 32 PLN/GJ; 2'' - dotyczy $t_1=15$ lat, ($e_{węg}^{mod}$) = 32 PLN/GJ.

W następnych analizach pokazanych na rysunkach 5.9 – 5.15 przedstawiono jednostkowe koszty produkcji ciepła także dla różnych scenariuszy zmian cen węgla, energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji CO₂, z tym że w obliczeniach zakładano zmiany ich wartości tylko w przedziale $\langle t_2, T \rangle$, czyli w okresie po modernizacji. W okresie przed i w trakcie modernizacji, czyli w przedziałach czasu $\langle 0, t_1 \rangle$, $\langle t_1, t_2 \rangle$ (rys. 5.1), przyjmowano stałą wartość cen nośników energii oraz opłat środowiskowych. Zerowym wartościom wykładników $a_{w\acute{e}g}, a_{w\acute{e}g}^M, a_{el}, a_{el}^M, b_{CO_2}, b_{CO_2}^M$ odpowiadają następujące stałe ceny w przedziałach $\langle 0, t_1 \rangle$ oraz $\langle t_1, t_2 \rangle$: $e_{w\acute{e}g} = 8$ PLN/GJ; $e_{el} = 180$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/Mg_{CO2}. Obliczenia wykonano dla $T = 30$ lat eksploatacji oraz dla $t_1 = 0$ oraz $t_1 = 3$.

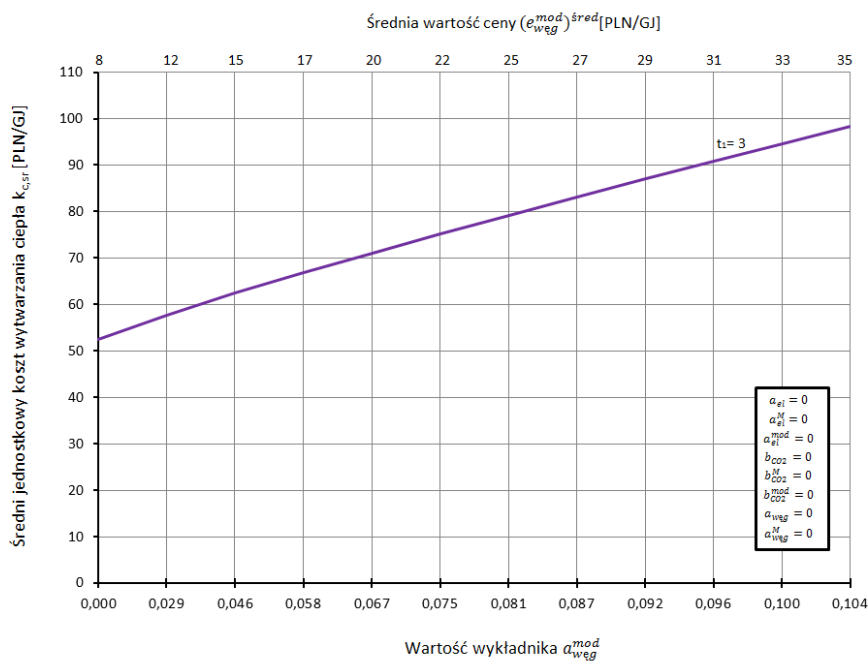
Na rysunkach 5.9 – 5.12 krzywe mają charakter rosnący, bowiem sporządzone zostały dla rosnących cen węgla i pozwoleń na emisję dwutlenku węgla. W momencie rozpoczęcia modernizacji przy $t_1=0$ (rys. 5.9 oraz 5.11) koszt produkcji ciepła jest nieznacznie niższy niż w momencie rozpoczęcia modernizacji przy $t_1=3$ (rys. 5.10 oraz 5.12). Z kolei na rysunkach 5.13 – 5.15 krzywe mają charakter malejący, ponieważ sporządzone zostały dla rosnącej ceny energii elektrycznej. Koszt produkcji ciepła maleje w zależności od stosunku ceny energii elektrycznej do ceny węgla i opłat za emisję CO₂. Odpowiednio wysoka cena energii elektrycznej e_{el} w stosunku do cen paliwa oraz kosztów środowiskowych powoduje, że koszt produkcji ciepła może osiągać wartości ujemne (rys. 5.13 – 5.14).



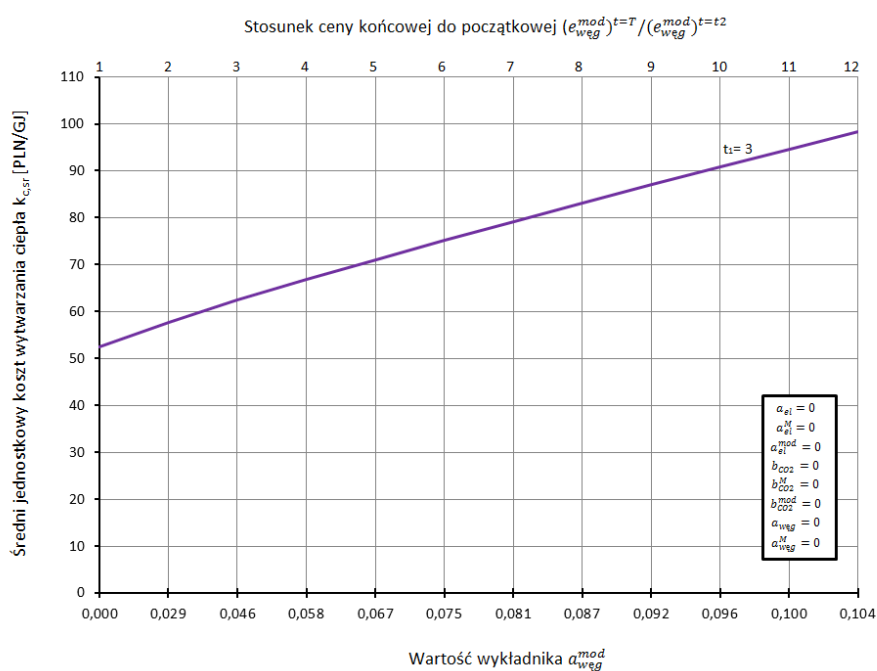
Rys. 5.9. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny paliwa $(e_{węg}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty $a_{węg}^{mod}$ dla $t_1 = 0$.



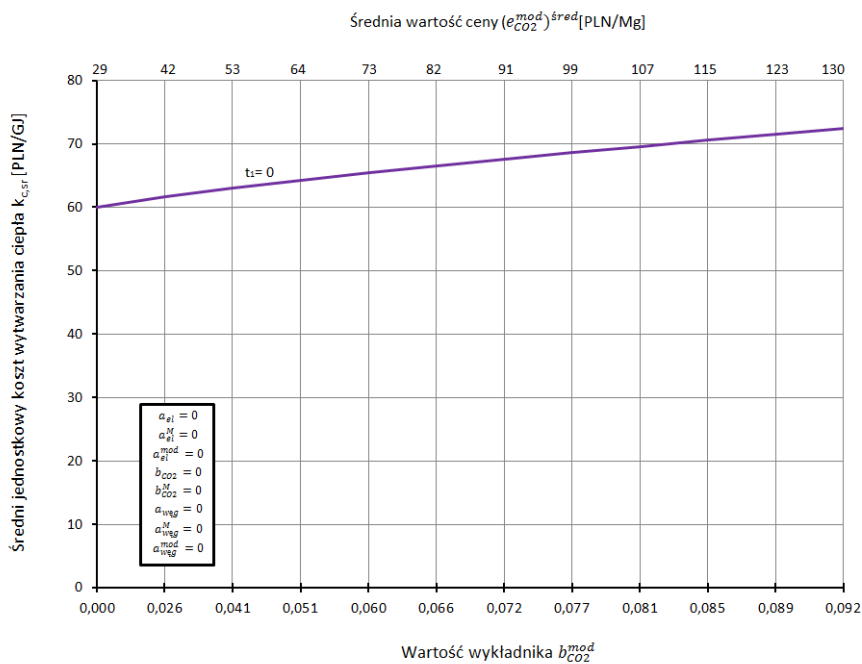
Rys. 5.9a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty $a_{węg}^{mod}$ oraz stosunku cen $(e_{węg}^{mod})^{t=T} / (e_{węg}^{mod})^{t=t2}$ dla $t_1 = 0$.



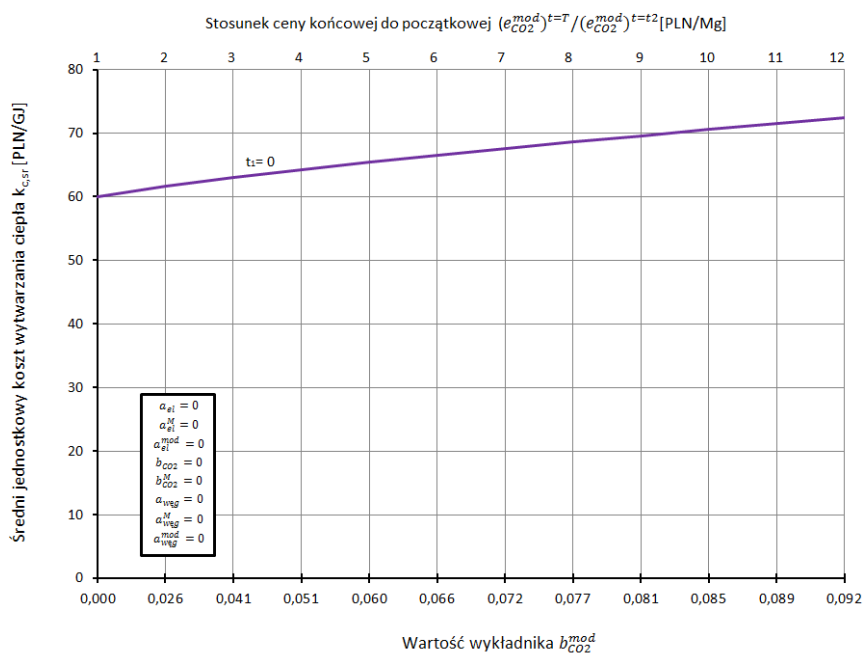
Rys. 5.10. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny paliwa $(e_{węg}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty $a_{węg}^{mod}$ dla $t_1 = 3$.



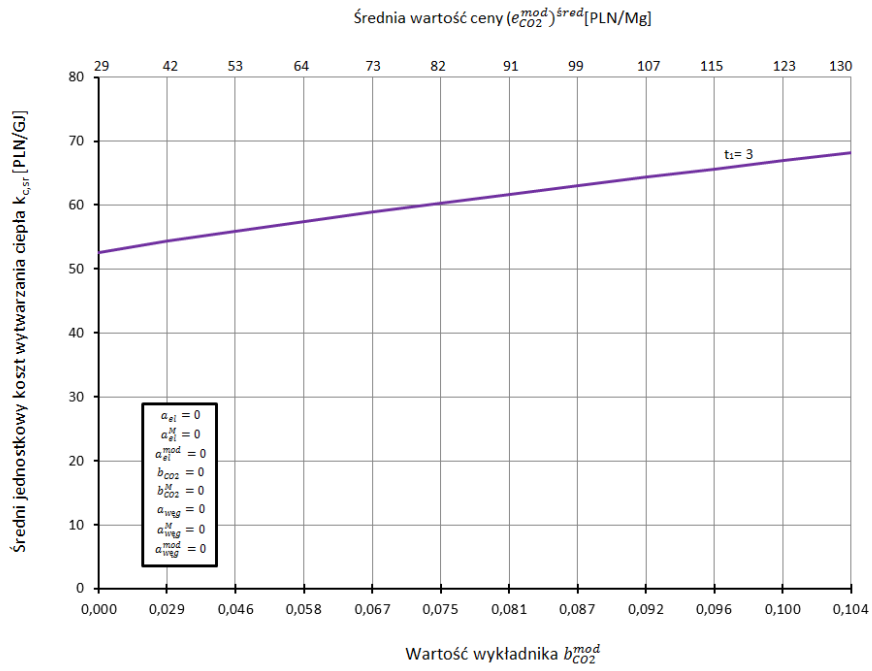
Rys. 5.10a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty $a_{węg}^{mod}$ oraz stosunku cen $(e_{węg}^{mod})^{t=T} / (e_{węg}^{mod})^{t=t_2}$ dla $t_1 = 3$.



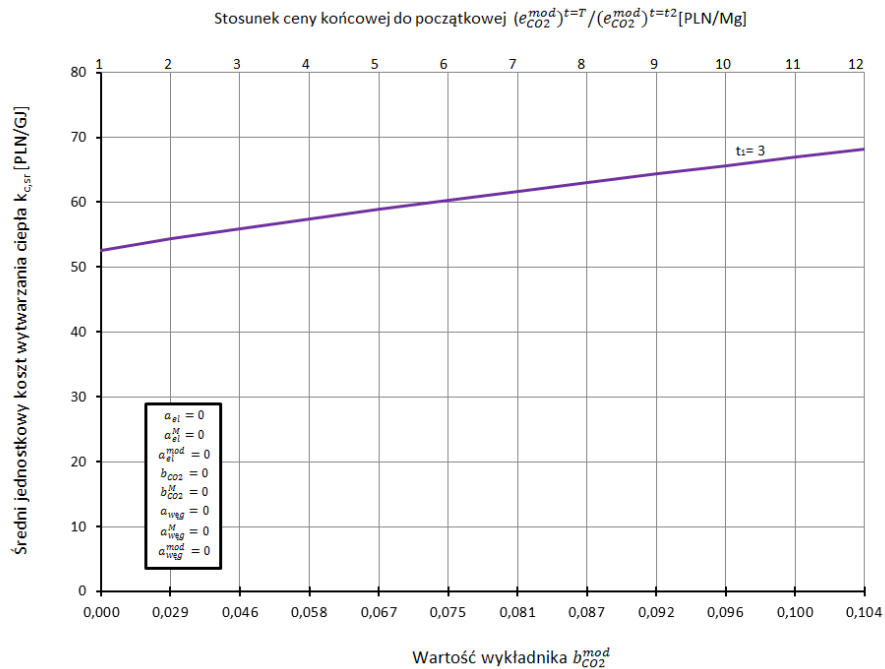
Rys. 5.11. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $(e_{CO_2}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{mod}$ dla $t_1 = 0$.



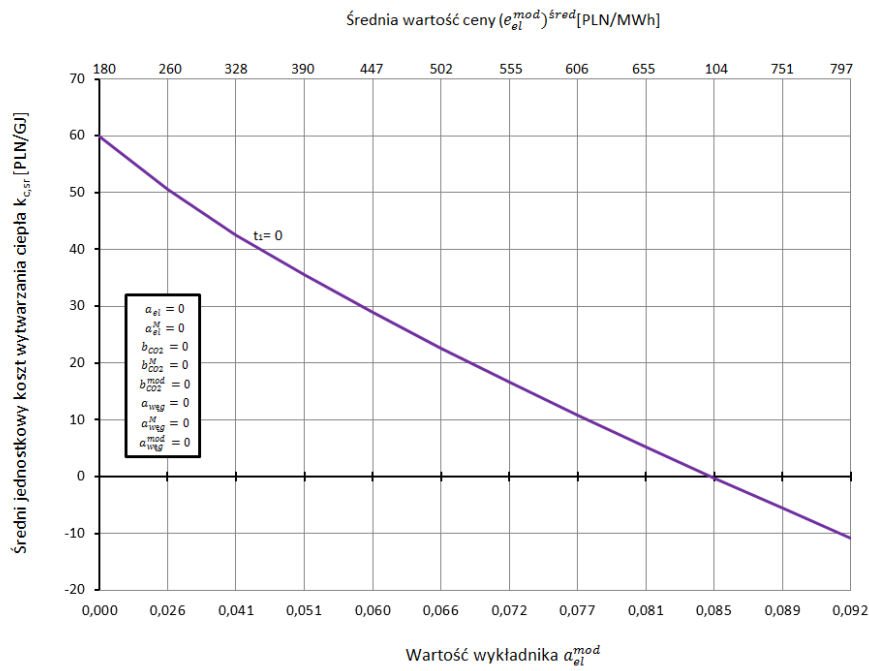
Rys. 5.11a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{mod}$ oraz stosunku cen $(e_{CO_2}^{mod})^{t=T} / (e_{CO_2}^{mod})^{t=t_2}$ dla $t_1 = 0$.



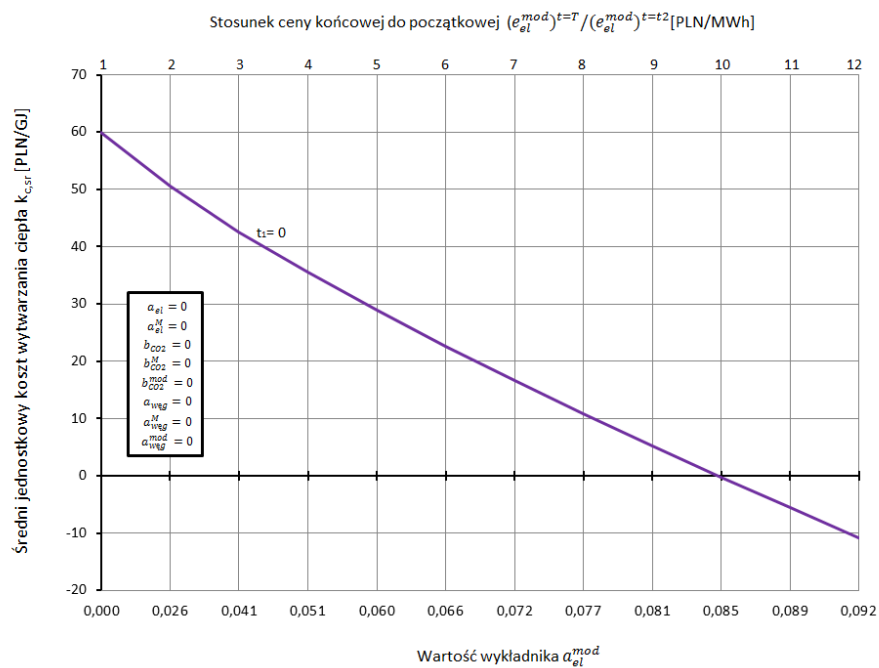
Rys. 5.12. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $(e_{CO_2}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{mod}$ dla $t_1 = 3$.



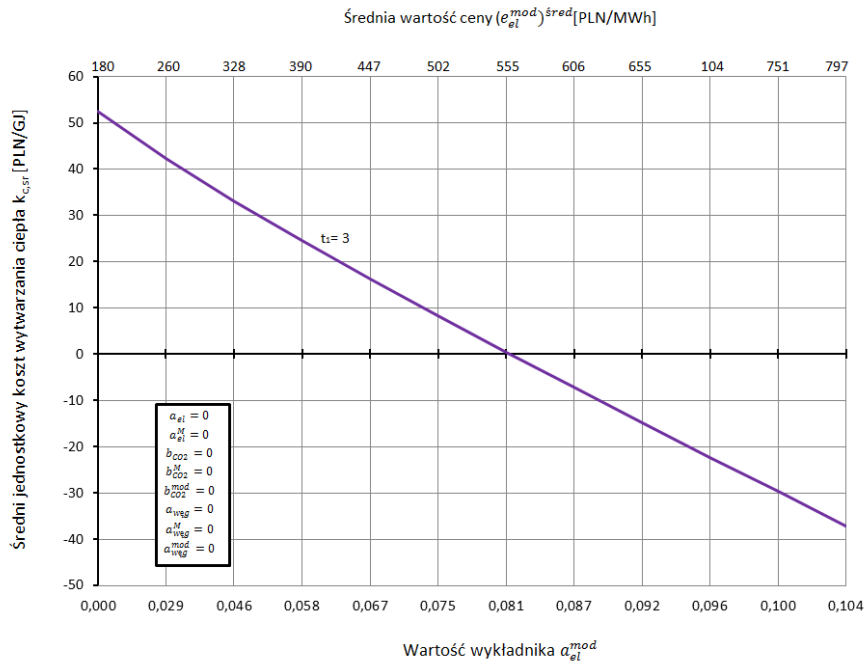
Rys. 5.12a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{mod}$ oraz stosunku cen $(e_{CO_2}^{mod})^{t=T} / (e_{CO_2}^{mod})^{t=t_2}$ dla $t_1 = 3$.



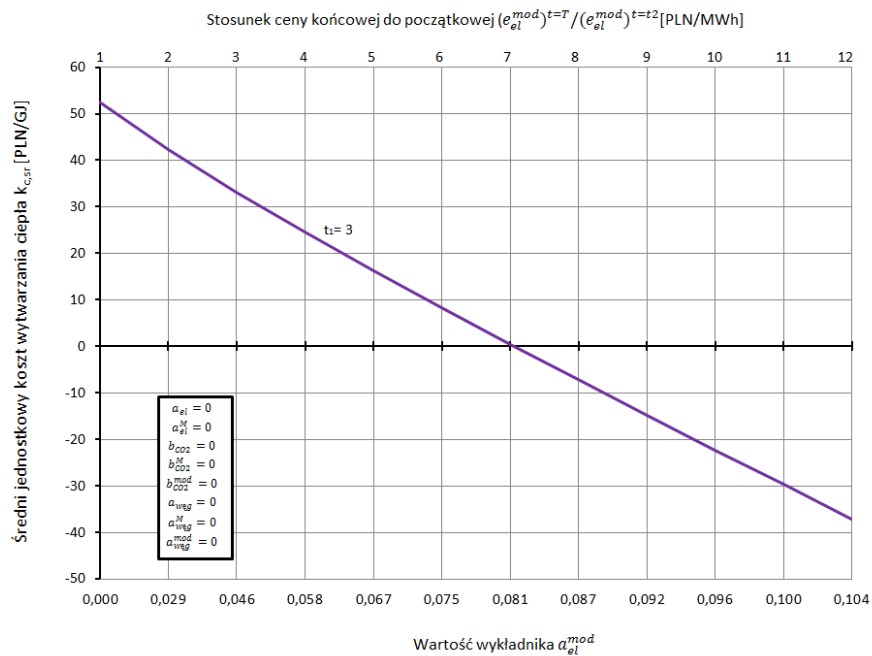
Rys. 5.13. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $(e_{el}^{mod})^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty α_{el}^{mod} dla $t_1 = 0$.



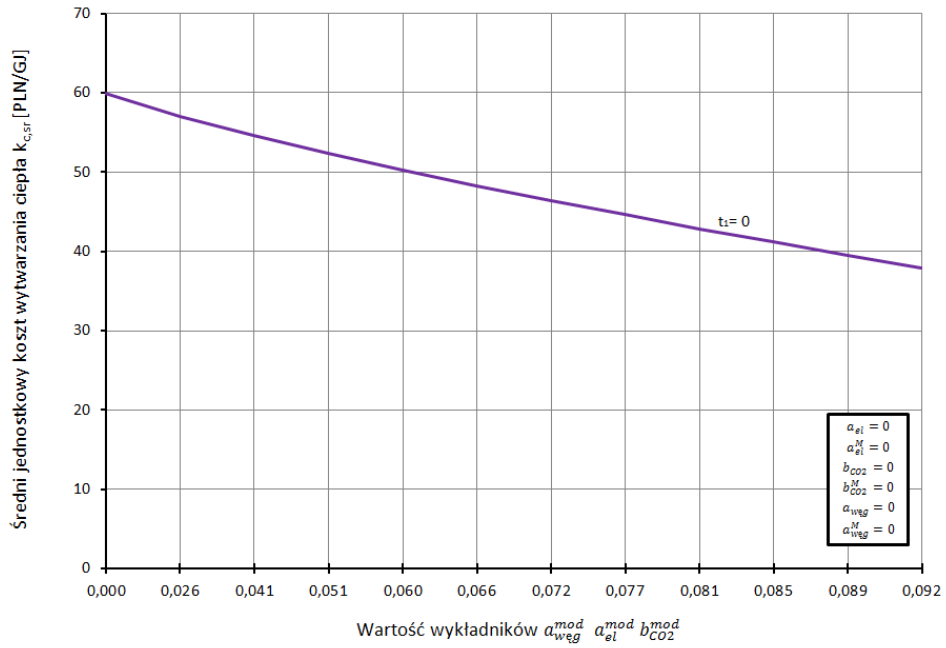
Rys. 5.13a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty α_{el}^{mod} oraz stosunku cen $(e_{el}^{mod})^{t=T} / (e_{el}^{mod})^{t=t_2}$ dla $t_1 = 0$.



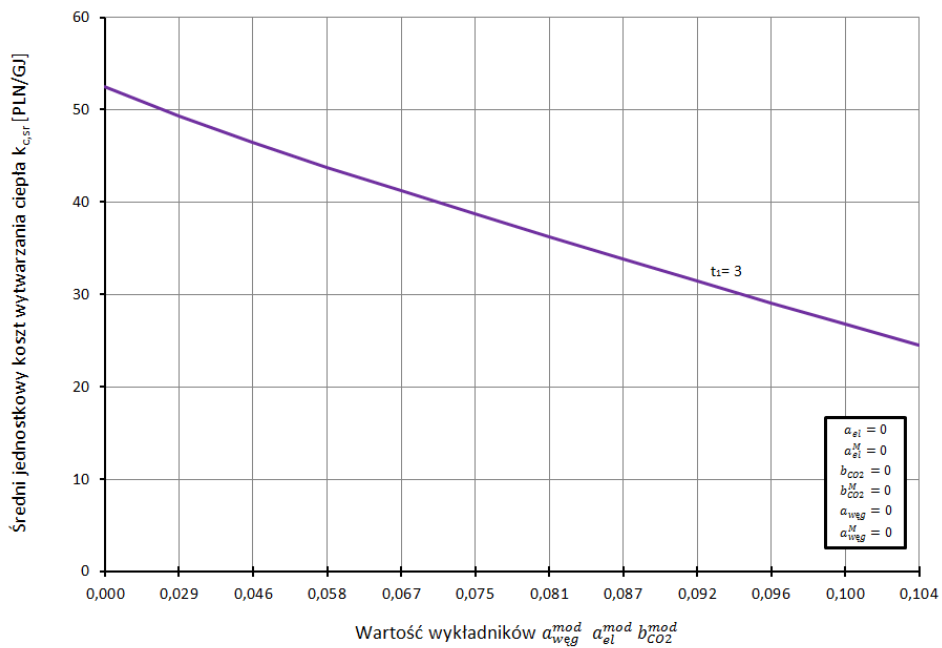
Rys. 5.14. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $(e_{el}^{mod})^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{mod} dla $t_1 = 3$.



Rys. 5.14a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{mod} oraz stosunku cen $(e_{el}^{mod})^{t=T} / (e_{el}^{mod})^{t=t_2}$ dla $t_1 = 3$.



Rys. 5.15. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładników eksponenty $a_{węg}^{mod}$, a_{el}^{mod} i b_{CO2}^{mod} dla $t_1 = 0$.



Rys. 5.15a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni węglowej w funkcji wartości wykładników eksponenty $a_{węg}^{mod}$, a_{el}^{mod} i b_{CO2}^{mod} dla $t_1 = 3$.

5.2.2. Analiza i ocena wyników przykładowych obliczeń opłacalności ekonomicznej modernizacji ciepłowni do jednopaliwowej elektrociepłowni gazowo-parowej

Drugim z możliwych kierunków modernizacji, bardzo ważnym, jest wprowadzanie układów gazowych. Stale rosnące zużycie energii, spowodowane szybkim wzrostem gospodarczym, wzrostem liczby ludności i postępem technologicznym sprawia, że gaz ziemny, jako paliwo o względnie niskiej emisyjności CO₂, zyskuje coraz silniejszą pozycję w energetyce. W kraju również obserwuje się działania zmierzające do wzrostu udziału gazu ziemnego w bilansie zużycia paliw pierwotnych. Tak również dzieje się w energetyce światowej, gdzie w prognozach dominującą rolę w energetyce do 2020 roku będzie miał, obok ropy naftowej, także i gaz ziemny [6, 68, 77, 78, 79, 110]. Jednym ze sposobów zwiększenia zużycia gazu ziemnego w kraju jest wprowadzenie go do istniejących węglowych elektrowni i elektrociepłowni [6]. Coraz częściej można się spotkać z opinią, że przy modernizacji istniejących elektrociepłowni opalanych węglem oraz przy budowie nowych jednostek kogeneracyjnych jako paliwo powinien być brany pod uwagę przede wszystkim gaz ziemny [40].

Kluczową kwestią jeżeli chodzi o gaz jest opłacalność jego stosowania. Warunkiem opłacalności jest ekonomicznie poprawna relacja ceny energii elektrycznej do ceny gazu ziemnego i węgla. Gaz ziemny jest drogim paliwem a tam gdzie jest stosowane drogie paliwo to i na odpowiednio wysokim poziomie powinien być sprzedawany produkt z niego otrzymywany. Obniżenie ceny gazu, obniżenie wartości stosunku ceny gazu do ceny węgla oraz korzystne w tych relacjach ceny energii elektrycznej poprawiłyby opłacalność modernizacji z wykorzystaniem technologii gazowych.

Mimo wysokiej ceny gazu trzeba podkreślić, że możliwość modernizacji z wykorzystaniem technologii bazujących na turbinach gazowych jest kierunkiem perspektywnym i bardzo istotnym także ze względów środowiskowych, związanych z mniejszą emisją dwutlenku węgla i innych zanieczyszczeń do środowiska naturalnego. Technologie te charakteryzują się również relatywnie wysoką efektywnością energetyczną [1].

Kolejną kwestią mającą bardzo duże znaczenie jeżeli chodzi o gaz, jest kwestia bezpieczeństwa jego przesyłu i dostaw. Bezpieczeństwo dostaw gazu na polski rynek jest zdeterminowane przez wiele czynników, najbardziej istotne to [29, 55, 125, 126]:

- wielkość zasobów własnych gazu,
- kto jest właścicielem (zarządzającym) złożem gazowym, z którego otrzymuje się gaz,
- kto jest operatorem gazociągu dostarczającego gaz,
- istniejące regulacje prawne na styku właściciel złoża – operator gazociągu – odbiorca i rodzaje kontraktów na dostawy,
- stopień dywersyfikacji dostaw gazu (różne złoża, gazociągi i dostawcy gazu),
- pojemność podziemnych magazynów gazu (PMG),
- możliwość dostaw uzupełniających (ilość interkonektorów),
- możliwość odbioru gazu w postaci LNG,
- rozwój krajowej infrastruktury gazowej.

Opłacalność modernizacji przy aktualnym poziomie cen energii elektrycznej i węgla zapewniłoby stosowanie krajowego gazu, tańszego od gazu importowanego o ok. 20%. Przy obecnym poziomie wydobywania udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Polsce wystarczą na ok. 15-20 lat. Nieunikniony będzie, i to zapewne rosnący, import tego surowca. Wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski w obszarze gazu powinno opierać się na dywersyfikacji nie tylko dostawców, ale także kierunków dostaw oraz źródeł tego surowca [55, 62, 97, 150, 113].

W tym rozdziale przedstawiono analizę jednostkowych kosztów produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo – parowej jednopaliwowej. Warto tutaj też zaznaczyć, że bardzo racjonalnym technologicznie i technicznie sposobem modernizacji już istniejących węglowych ciepłowni i elektrociepłowni, czyniących je nowoczesnymi, jest ich konwersja do dwupaliwowych układów gazowo-parowych zasilanych węglem kamiennym i gazem ziemnym. Konwersja taka jest możliwa przez ich integrację z nowoczesnymi technologiami bazującymi na zasilanych gazem ziemnym turbinach gazowych. W rozdziale 6 niniejszej rozprawy doktorskiej będzie rozwinięty temat doboru optymalnej mocy turbozespołu gazowego do elektrociepłowni gazowo – parowej dwupaliwowej.

Na rysunkach 5.16 – 5.19 przedstawiono wykresy, które powstały w wyniku przeprowadzonych obliczeń i podobnie jak w przypadku modernizacji ciepłowni do

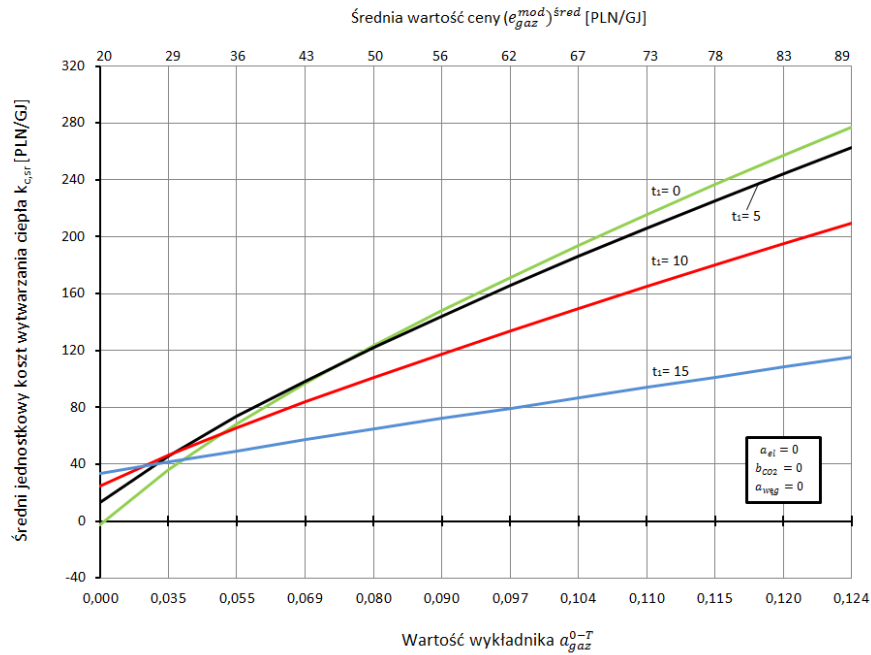
elektrociepłowni węglowej, obliczenia wykonano wielowariantowo, tj. dla różnych średnich wartości cen węgla, energii elektrycznej oraz cen uprawnień do emisji CO₂ w całym przedziale czasu $\langle 0, T \rangle$, dla $T = 20$ lat eksploatacji. Ceny nośników energii oraz opłat środowiskowych są średnimi całkowymi, zmieniają się eksponencjalnie w całym przedziale T . Przyjęto, że zerowym wartościom wykładników $a_{w\acute{e}g}, a_{el}, b_{CO_2}$, odpowiadają następujące ceny węgla $e_{w\acute{e}g} = 11,4$ PLN/GJ; energii elektrycznej $e_{el} = 180$ PLN/MWh oraz zakupu uprawnień do emisji tony dwutlenku węgla $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/Mg_{co2}. Cena gazu e_{gaz}^{mod} w okresie po modernizacji została przyjęta na poziomie 32 PLN/GJ. Cena sprzedaży energii elektrycznej nie ulega zmianie i równa się cenie sprzed modernizacji. Obliczenia zostały przeprowadzone w zależności od roku t_I rozpoczęcia modernizacji, tj. dla $t_I = 0, t_I = 5, t_I = 10$ oraz $t_I = 15$ lat.

Analizy przeprowadzono w oparciu o uzyskane wyniki obliczeń, do których wykorzystano zależność (5.4). W analizach przyjęto następujące dane wejściowe: nakłady jednostkowe na ciepłownię węglową $i = 1,5$ mln PLN/MW; jednostkowe nakłady inwestycyjne na modernizację ciepłowni $i_M = 2,5$ mln PLN/MW (układy gazowo – parowe są znacznie tańsze inwestycyjnie niż węglowe); wskaźnik skojarzenia σ_R oraz σ_R^M równy 0, a w okresie po modernizacji dla elektrociepłowni z hierarchicznym układem gazowo – parowym założono $\sigma_R^{mod} = 4$, lata budowy elektrociepłowni $b = 2$ lata. Pozostałe dane w obliczeniach przyjęto takie same jak w rozdziale 5.3.1.

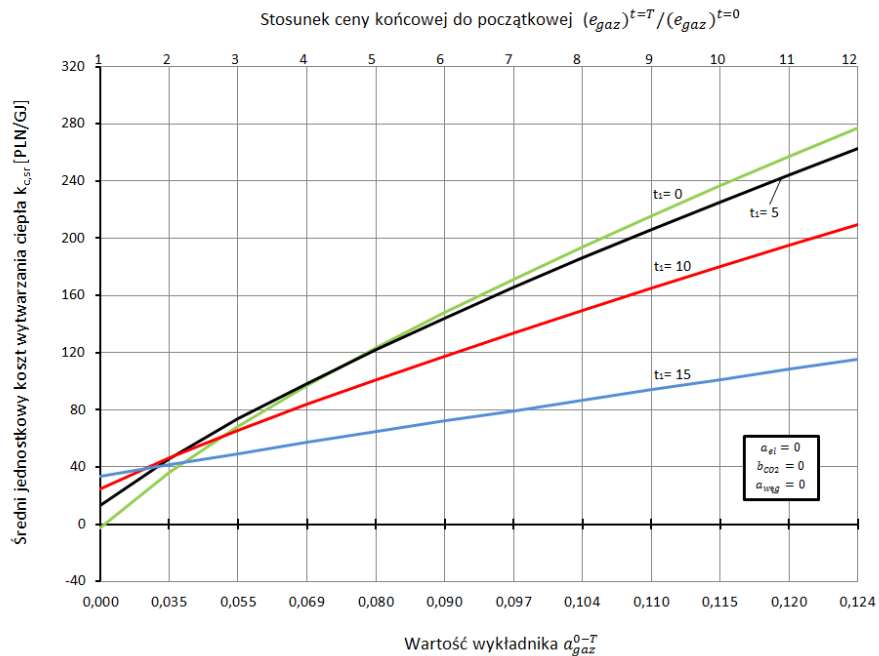
Krzywe na rysunkach 5.16 – 5.17 mają charakter rosnący z tego samego powodu co na rysunkach 5.2 - 5.3. Wzrost cen gazu oraz cen zakupu uprawnień do emisji CO₂ powoduje wzrost kosztów produkcji ciepła $k_{c, sr}$ niezależnie od tego, w którym roku t_I rozpoczęta będzie modernizacja. Oczywiście w przypadku modernizacji związanej z wprowadzeniem drogiego paliwa jakim jest gaz, przy zakładanym wzroście cen paliwa, koszty produkcji ciepła są znacznie wyższe niż w przypadku produkcji ciepła z wykorzystaniem tańszego węgla. Wzrost ceny gazu istotnie wpływa na zwiększenie jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła.

Analizując wpływ czasów t_I rozpoczęcia modernizacji na jej efektywność ekonomiczną można zauważyć, że im stosunek ceny gazu do cen nośników energii oraz opłat środowiskowych jest niższy, tym korzystniejsza jest jak najszybsza modernizacja do układu gazowo - parowego (rys. 5.16a). Modernizacja z wykorzystaniem układów

gazowych jest bardzo uzależniona od konkurencyjności cenowej gazu z innymi nośnikami energii (przede wszystkim z węglem kamiennym).

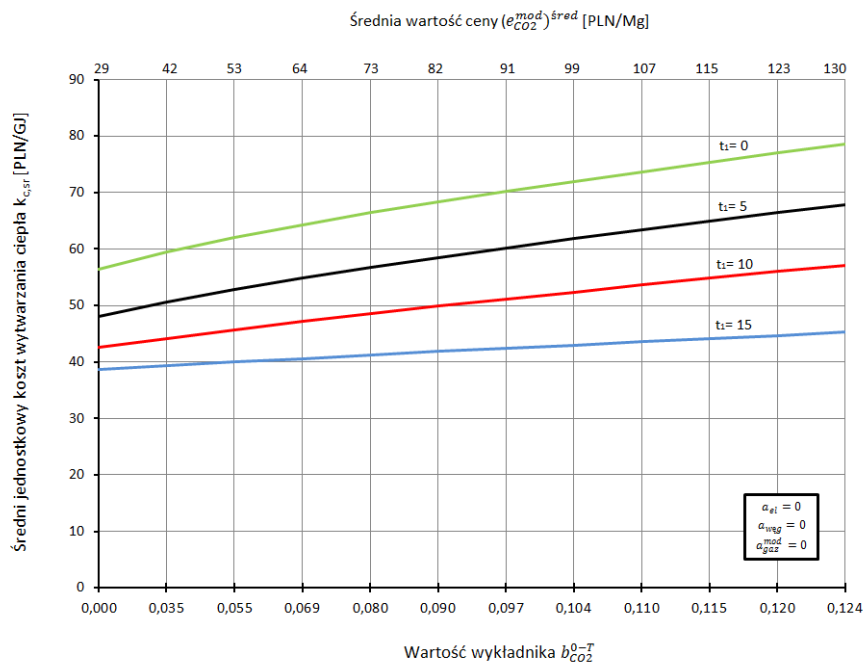


Rys. 5.16. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny gazu $(e_{gaz}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{gaz}^{0-T} w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.

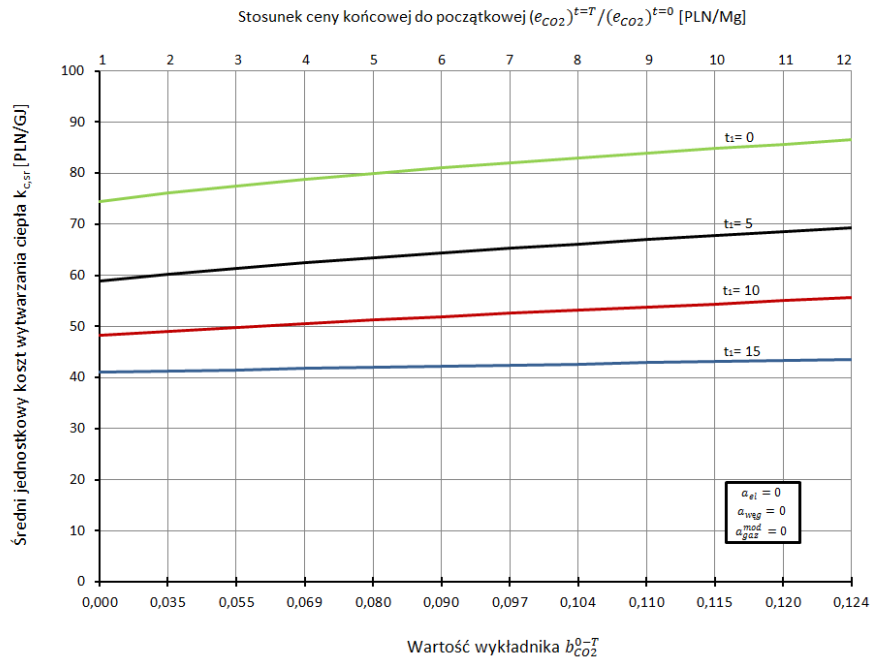


Rys. 5.16a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{gaz}^{0-T} oraz stosunku cen $(e_{gaz})^{t=T} / (e_{gaz})^{t=0}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.

Na rysunku 5.17 przedstawiono koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny emisji CO₂ i analizując przebieg krzywych na tym rysunku można podobnie tak jak i w przypadku wcześniejszych analiz wyciągnąć mylny wniosek, że modernizacja jest nieopłacalna, ponieważ jednostkowy koszt wytwarzania ciepła jest tym mniejszy, im rok t_1 rozpoczęcia modernizacji jest odleglejszy. Tutaj również wynika to oczywiście z faktu wystąpienia kosztu kapitałowego, którego nie ma już w zamortyzowanym źródle. Ponadto warto podkreślić że, stosowanie układu gazowo – parowego zmniejsza emisję CO₂. Emisja CO₂ ze spalania gazu ziemnego jest ok. dwa razy mniejsza na jednostkę energii chemicznej spalanego paliwa od emisji ze spalania węgla (dla węgla kamiennego emisja CO₂ wynosi $\rho_{CO_2}^{węgl} \approx 95 \text{ kg}_{CO_2}/\text{GJ}$, dla gazu ziemnego $\rho_{CO_2}^{gaz} \approx 55 \text{ kg}_{CO_2}/\text{GJ}$). Porównując rysunek 5.3 oraz 5.17 można zauważyć, że przy zakładanym wzroście cen emisji CO₂, koszty wytwarzania ciepła w elektrociepłowni gazowo – parowej są porównywalne z wysokością tego kosztu w zmodernizowanej węglowej elektrociepłowni z turbiną kondensacyjną. Koszty w przypadku układu gazowo – parowego są nawet nieznacznie niższe we wcześniejszych momentach t_1 w porównaniu do wysokości kosztów w elektrociepłowni węglowej.

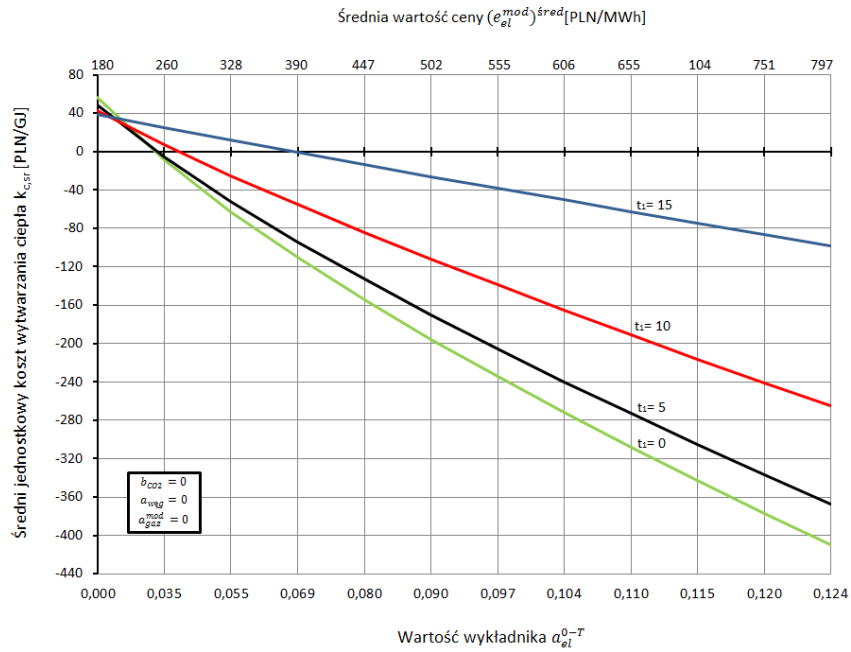


Rys. 5.17. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny $(e_{CO_2}^{mod})^{red}$ emisji CO₂ oraz wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{0-T}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.

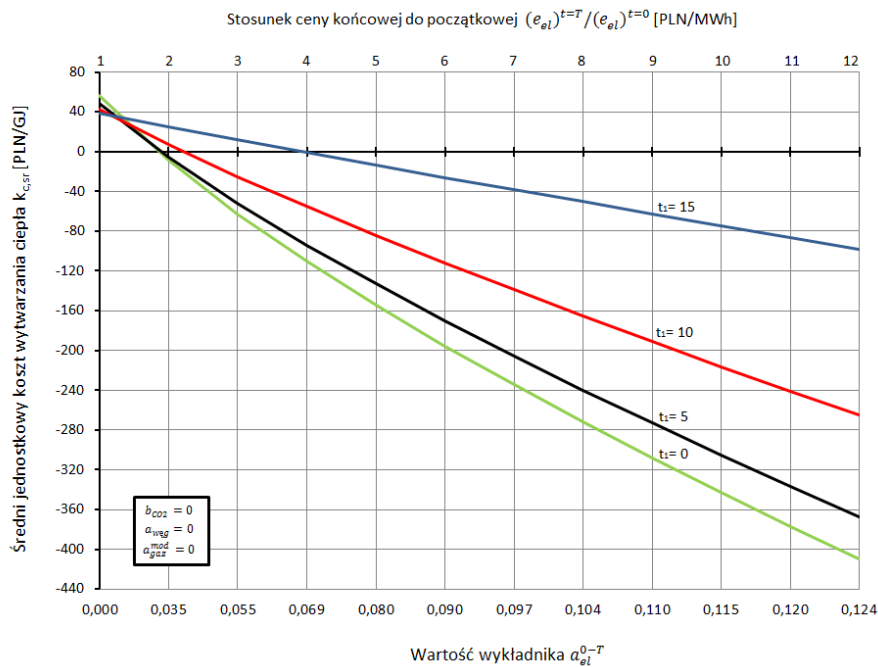


Rys. 5.17a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{0-T}$ oraz stosunku cen $(e_{CO_2})^{t=T}/(e_{CO_2})^{t=0}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.

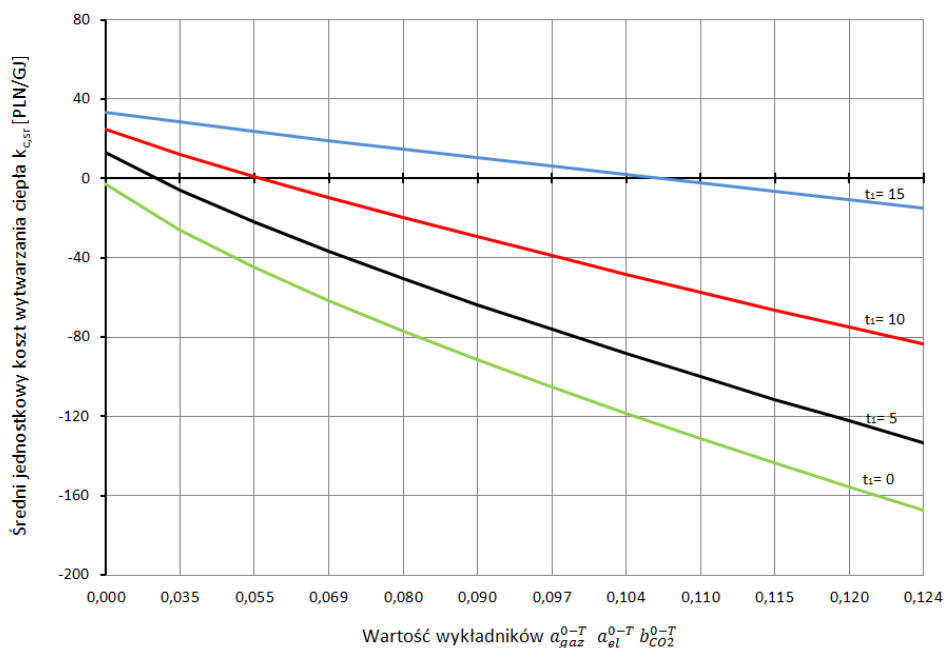
Krzywe na rysunkach 5.18 - 5.19 mają charakter malejący, a koszt $k_{c,śr}$ przyjmuje wartości ujemne, czyli rośnie koszt uniknięty produkcji ciepła w zmodernizowanej elektrociepłowni przy jednoczesnym wzroście jej zysku. Im szybszy czas t_1 rozpoczęcia modernizacji, tym mniejszy można w tym wypadku uzyskać jednostkowy koszt wytwarzania ciepła. W tym wariantcie modernizacji podwyższenie ceny energii elektrycznej oczywiście również istotnie i korzystnie wpływa na jej opłacalność. Aby modernizacja z zastosowaniem układów gazowo-parowych była ekonomicznie opłacalna, to cena energii elektrycznej musi być odpowiednio wysoka w stosunku do ceny gazu ziemnego spalane go w tych układach i cen zakupu uprawnień do emisji CO₂.



Rys. 5.18. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $(e_{el}^{mod})^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{0-T} w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.



Rys. 5.18a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{0-T} oraz stosunku cen $(e_{el})^{t=T}/(e_{el})^{t=0}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.

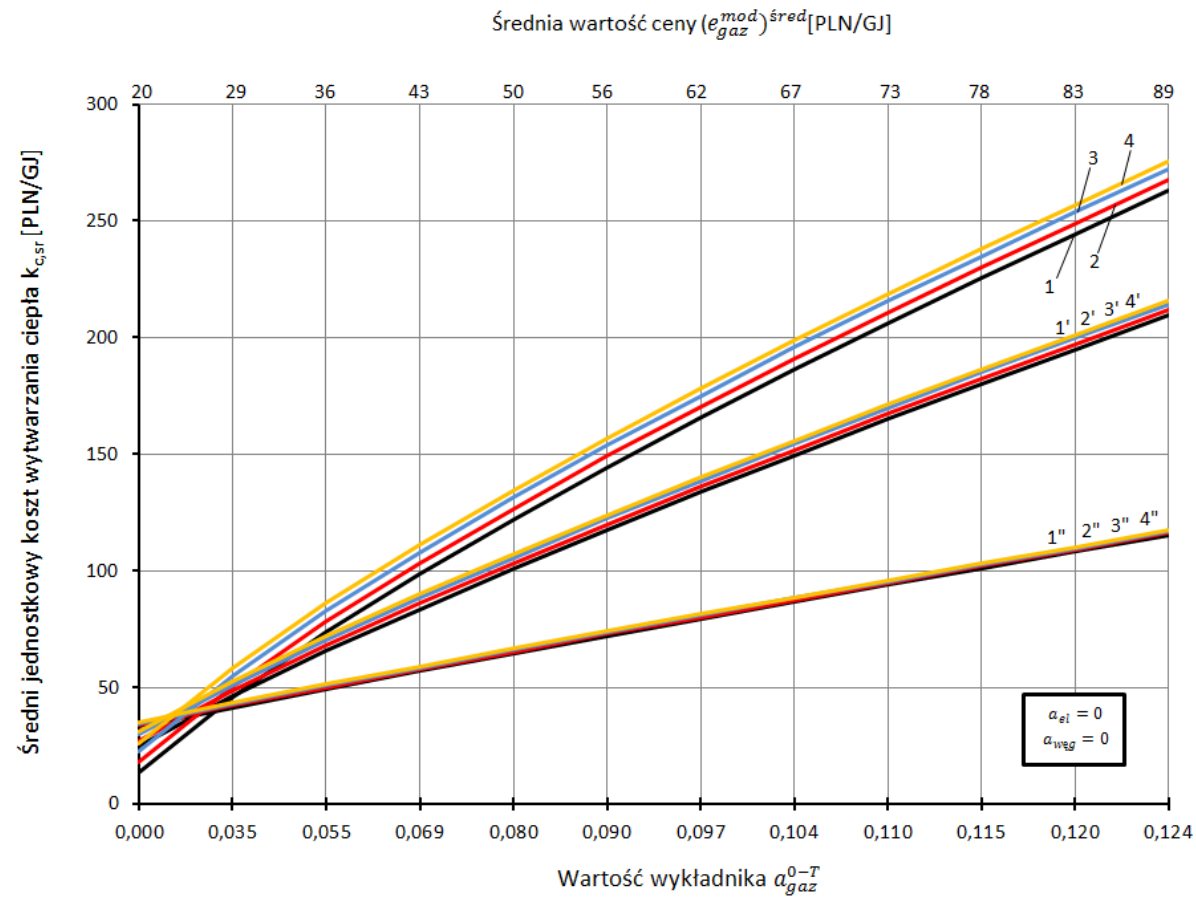


Rys. 5.19. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładników eksponenty a_{gaz}^{0-T} , a_{el}^{0-T} i $b_{CO_2}^{0-T}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji.

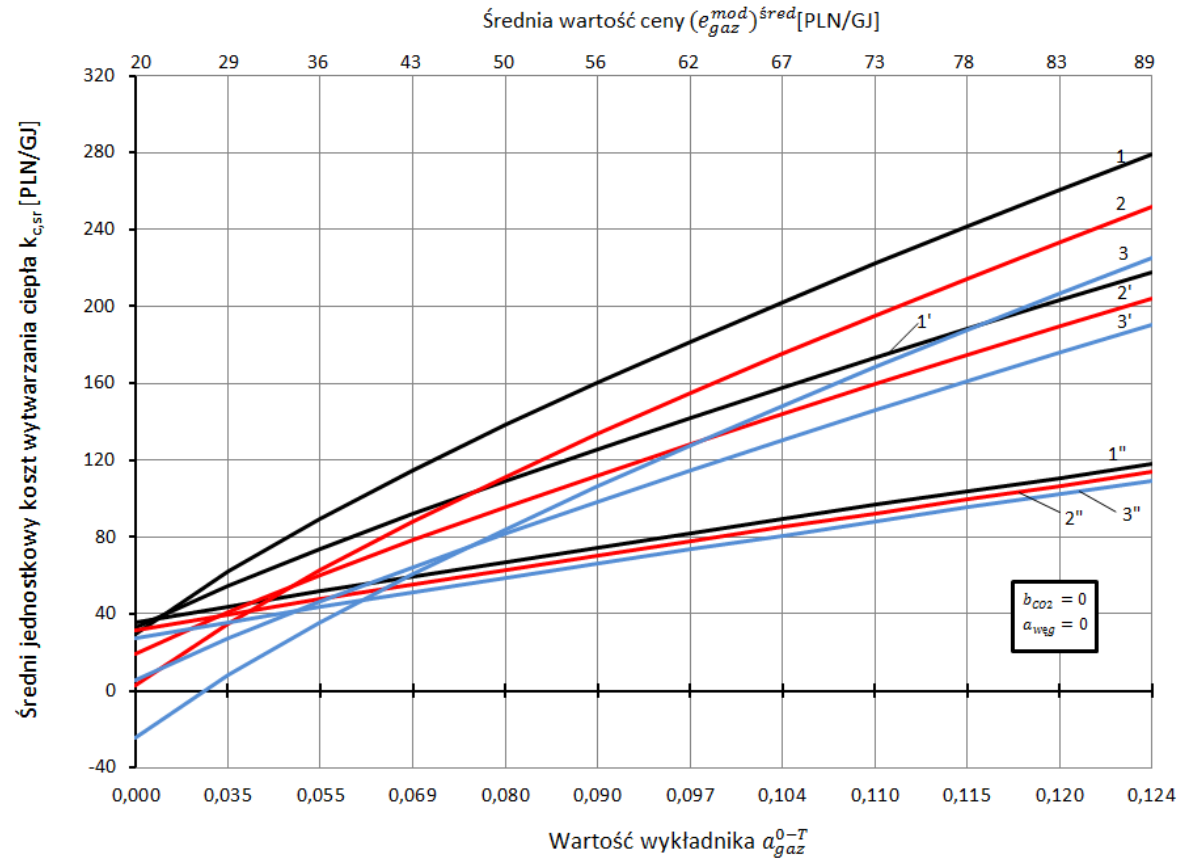
Na rysunkach 5.20 - 5.22 przedstawiono wyniki obliczeń dla różnych przykładowych kombinacji parametrów mających decydujący wpływ na wartość jednostkowych kosztów wytwarzania ciepła $k_{c,śr}$ w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo - parowej. W analizie pokazanej na rysunku 5.20 założono wzrost ceny gazu e_{gaz} , a jako parametry ustalone ceny zakupu pozwoleń na emisję CO₂ oraz rok t_1 rozpoczęcia modernizacji. Najniższy koszt jednostkowy jest osiągnięty w przypadku jak najszybszej modernizacji (krzywe 1,2,3,4) i przy najniższych przyjętych cenach zakupu pozwoleń na emisję CO₂.

Na kolejnym wykresie (rysunek 5.21), który powstał w oparciu o przeprowadzone obliczenia, przyjętym parametrem były ceny energii elektrycznej e_{el} . Najniższy koszt jednostkowy jest osiągnięty w przypadku jak najszybszej modernizacji (krzywa 3) oraz przy najwyższej założonej cenie energii elektrycznej.

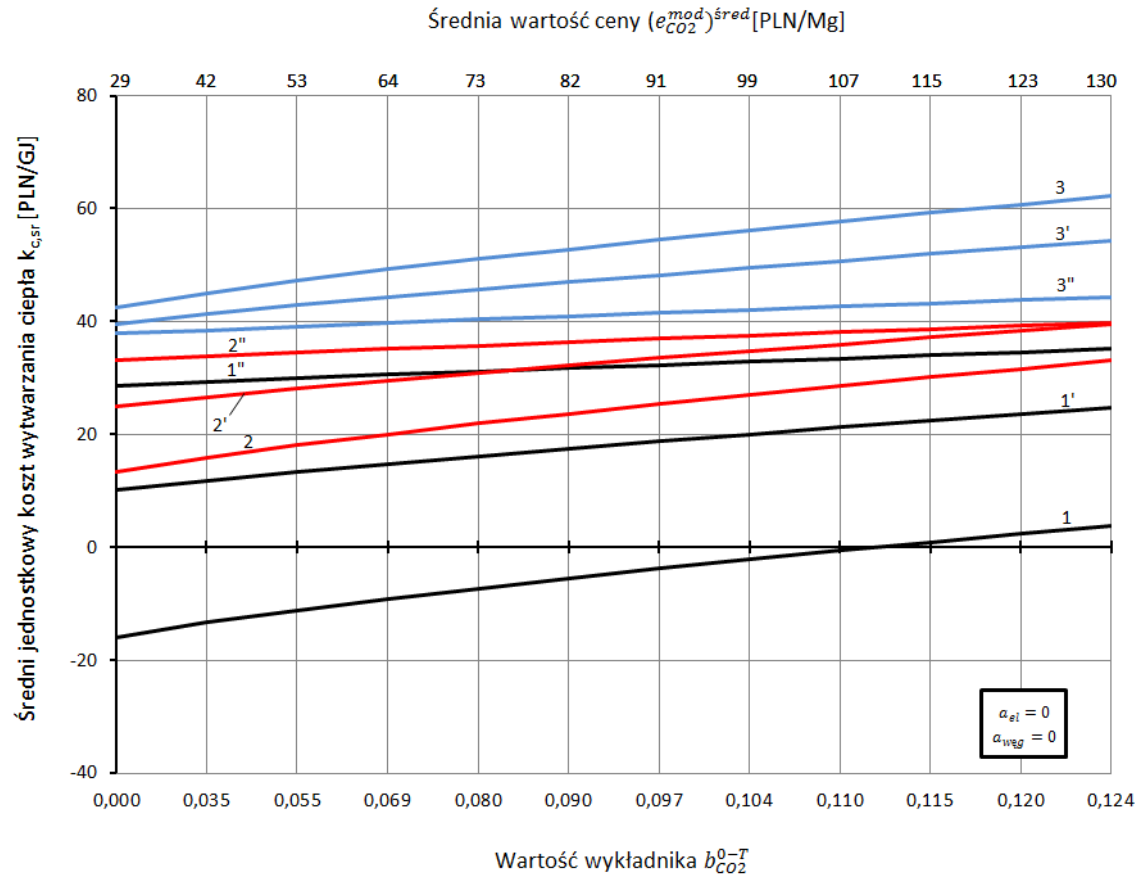
Na rysunku 5.22 przedstawiono wykres wykonany za pomocą obliczeń, w których założono rosnące ceny e_{CO_2} i określone ceny gazu. Rosnący koszt zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla powoduje wzrost kosztów produkcji ciepła. Jak wynika z analizy krzywych, najkorzystniejsza jest najszybsza modernizacja przy najniższej zakładanej cenie gazu (krzywa numer 1).



Rys. 5.20. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny paliwa (e_{gaz}^{mod})^{śred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{gaz}^{0-T} w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji, gdzie: 1- dotyczy $t_1=5$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=30 PLN/Mg_{CO₂}; 1'- dotyczy $t_1=10$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=30 PLN/Mg_{CO₂}; 1'' - dotyczy $t_1=15$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=30 PLN/Mg_{CO₂}; 2 – dotyczy $t_1=5$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=60 PLN/Mg_{CO₂}; 2'- dotyczy $t_1=10$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=60 PLN/Mg_{CO₂}; 2''- dotyczy $t_1=15$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=60 PLN/Mg_{CO₂}; 3 – dotyczy $t_1=5$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=90 PLN/Mg_{CO₂}; 3'- dotyczy $t_1=10$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=90 PLN/Mg_{CO₂}; 3''- dotyczy $t_1=15$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=90 PLN/Mg_{CO₂}; 4 – dotyczy $t_1=5$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=110 PLN/Mg_{CO₂}; 4'- dotyczy $t_1=10$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=110 PLN/Mg_{CO₂}; 4''- dotyczy $t_1=15$ lat, ($e_{CO_2}^{mod}$)=110 PLN/Mg_{CO₂}



Rys. 5.21. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny gazu $(e_{gaz}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{gaz}^{0-T} w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji, gdzie: 1- dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{el}^{mod})=150$ PLN/MWh; 1'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{el}^{mod})=150$ PLN/MWh; 1'' - dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{el}^{mod})=150$ PLN/MWh; 2 – dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{el}^{mod})= 200$ PLN/MWh; 2'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{el}^{mod})= 200$ PLN/MWh; 2''- dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{el}^{mod})= 200$ PLN/MWh; 3 – dotyczy $t_1=5$ lat, $(e_{el}^{mod})= 250$ PLN/MWh; 3'- dotyczy $t_1=10$ lat, $(e_{el}^{mod})= 250$ PLN/MWh; 3''- dotyczy $t_1=15$ lat, $(e_{el}^{mod})=250$ PLN/MWh.

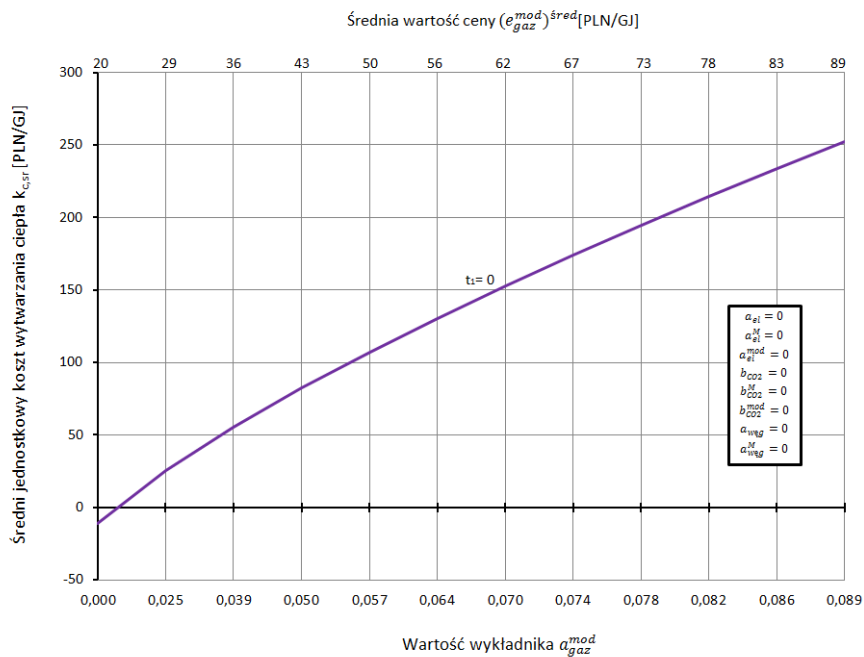


Rys. 5.22. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny ($e_{CO_2}^{mod}$)^{śred} oraz wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{0-T}$ w zależności od roku t_1 rozpoczęcia modernizacji, gdzie: 1- dotyczy $t_1=5$ lat, (e_{gaz}^{mod}) = 8 PLN/GJ; 1' - dotyczy $t_1=10$ lat, (e_{gaz}^{mod}) = 8 PLN/GJ; 1'' - dotyczy $t_1=15$ lat, (e_{gaz}^{mod}) = 8 PLN/GJ; 2 - dotyczy $t_1=5$ lat, (e_{gaz}^{mod}) = 16 PLN/GJ; 2' - dotyczy $t_1=10$ lat, (e_{gaz}^{mod}) = 16 PLN/GJ; 2'' - dotyczy $t_1=15$ lat, (e_{gaz}^{mod}) = 16 PLN/GJ; 3 - dotyczy $t_1=5$ lat, (e_{gaz}^{mod}) = 32 PLN/GJ; 2' - dotyczy $t_1=10$ lat, (e_{gaz}^{mod}) = 32 PLN/GJ; 2'' - dotyczy $t_1=15$ lat, (e_{gaz}^{mod}) = 32 PLN/GJ.

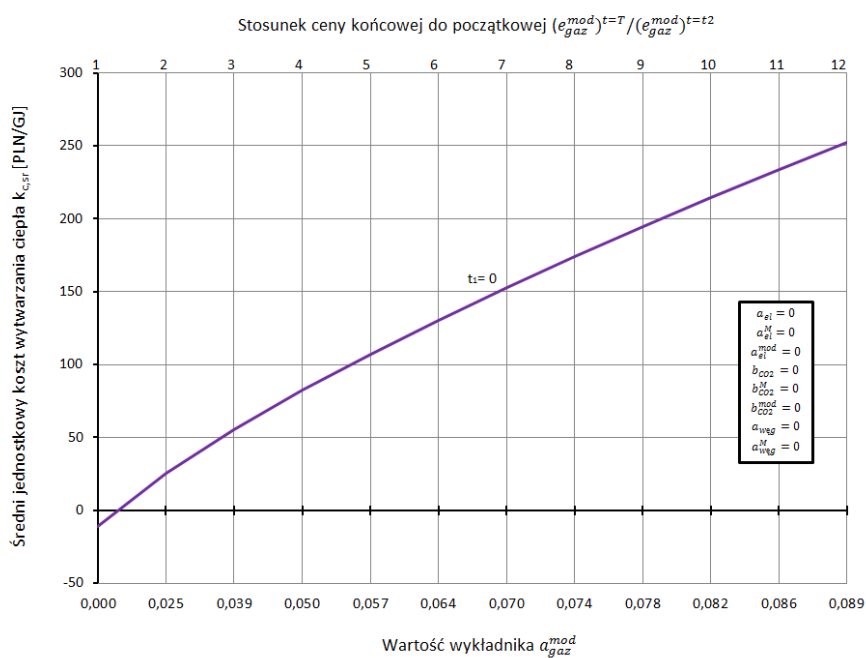
Na następnych wykresach, zaprezentowanych na rysunkach 5.23 – 5.29 przedstawiono jednostkowe koszty produkcji ciepła również w funkcji ceny gazu, energii elektrycznej oraz uprawnień do emisji dwutlenku węgla, ale sterowano zmianą wartości tych cen tylko w przedziale czasu od t_2 do T . W przedziałach czasu $\langle 0, t_1 \rangle$, $\langle t_1, t_2 \rangle$ (rys. 5.1), przyjmowano stałą wartość cen nośników energii oraz opłat środowiskowych. Zerowym wartościom wykładników: a_{gaz}^{mod} , $a_{węg}$, $a_{węg}^M$, a_{el} , a_{el}^M , a_{el}^{mod} , b_{CO_2} , $b_{CO_2}^M$, $b_{CO_2}^{mod}$, odpowiadają następujące stałe ceny w przedziałach $\langle 0, t_1 \rangle$ oraz $\langle t_1, t_2 \rangle$: $e_{gaz}^{mod} = 20$ PLN/GJ; $e_{węg} = 8$ PLN/GJ; $e_{el} = 180$ PLN/MWh oraz $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/Mg_{CO2}. Obliczenia wykonano dla $T = 30$ lat eksploatacji oraz dla $t_1 = 0$ oraz $t_1 = 3$.

Na rysunkach 5.23 – 5.24 krzywe mają charakter rosnący, bowiem sporządzone zostały dla rosnących cen gazu. Im szybsza modernizacja, tym bardziej opłacalna ze względu na niższe koszty produkcji ciepła.

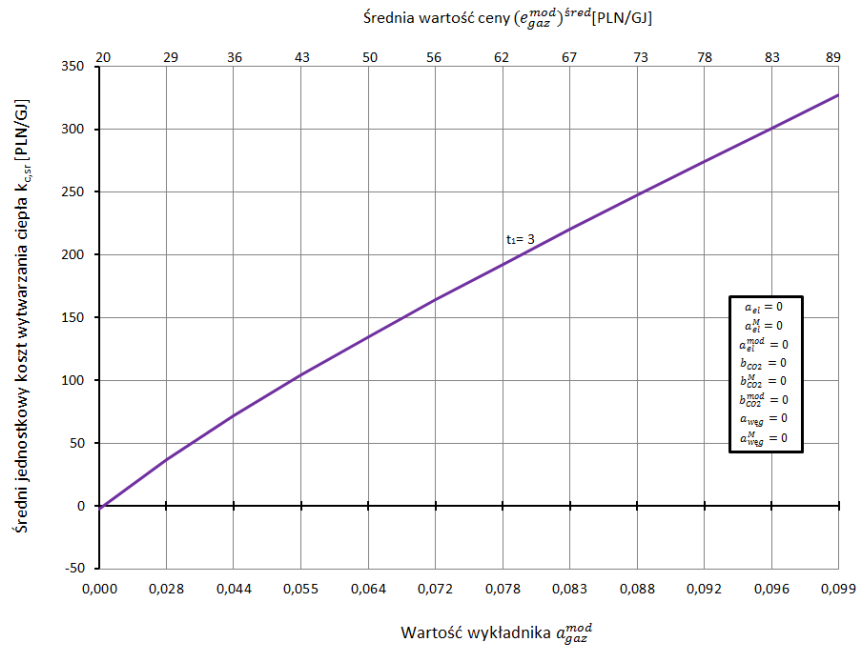
Podobnie jest w przypadku krzywych na rysunkach 5.25 – 5.26 obliczonych dla rosnących cen pozwoleń na emisję dwutlenku węgla. Ponadto jak już wspomniano wcześniej spalanie gazu przyczynia się do mniejszej emisji CO₂ i w przypadku niższych cen gazu oraz niższych opłat za emisję CO₂ koszt produkcji ciepła może nawet osiągać wartości ujemne. Gdy założymy wzrost ceny energii elektrycznej (rysunki 5.27 – 5.29), to widzimy, że przy powstałej relacji pomiędzy tą ceną a założonymi w tym scenariuszu cenami gazu i kosztów środowiskowych, koszt wytwarzania ciepła znacznie maleje i osiąga korzystne dla zmodernizowanej elektrociepłowni wartości ujemne.



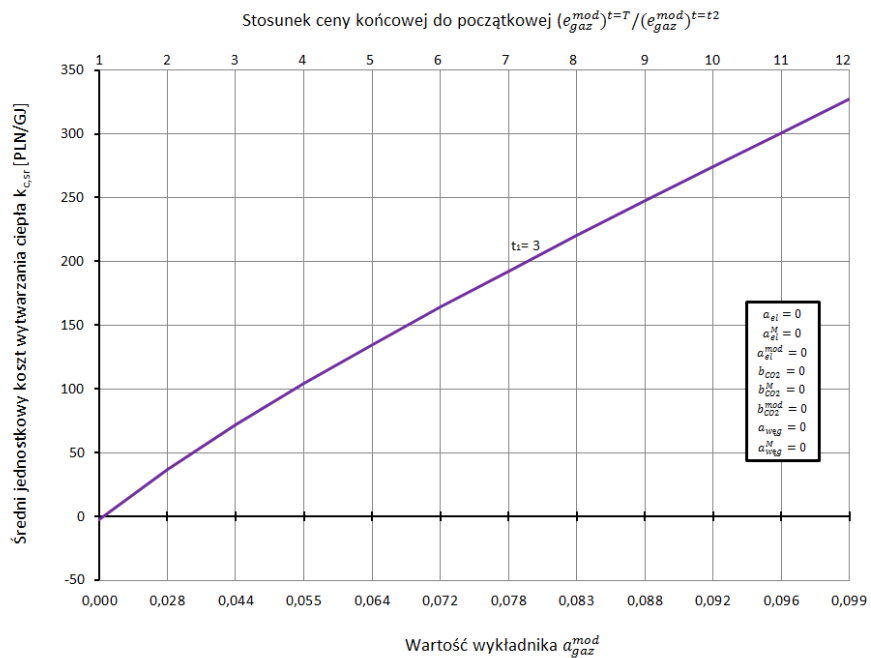
Rys. 5.23. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny gazu $(e_{gaz}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{gaz}^{mod} dla $t_1 = 0$.



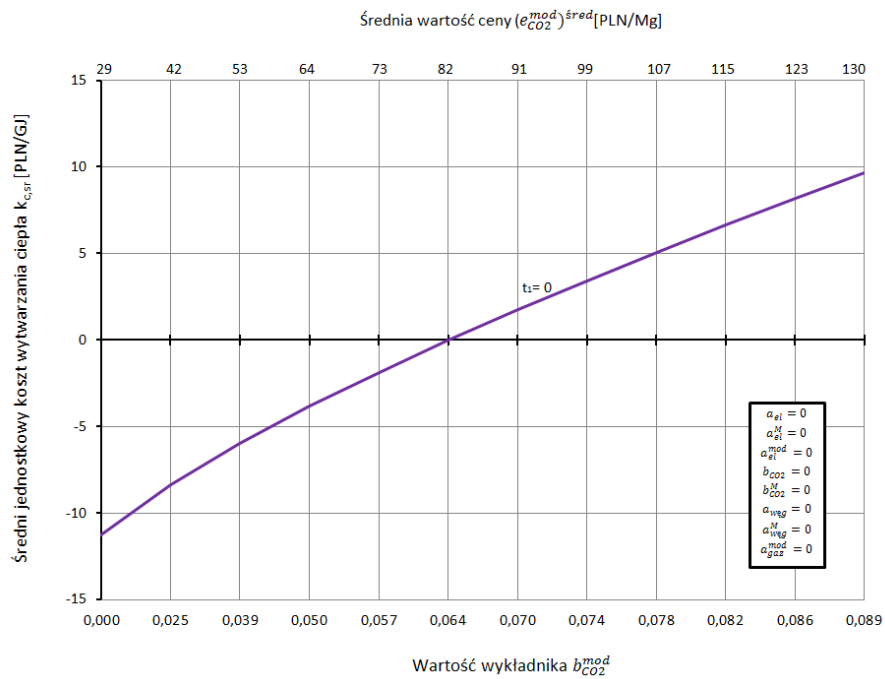
Rys. 5.23a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{gaz}^{mod} oraz stosunku cen $(e_{gaz}^{mod})^{t=T} / (e_{gaz}^{mod})^{t=t2}$ dla $t_1 = 0$.



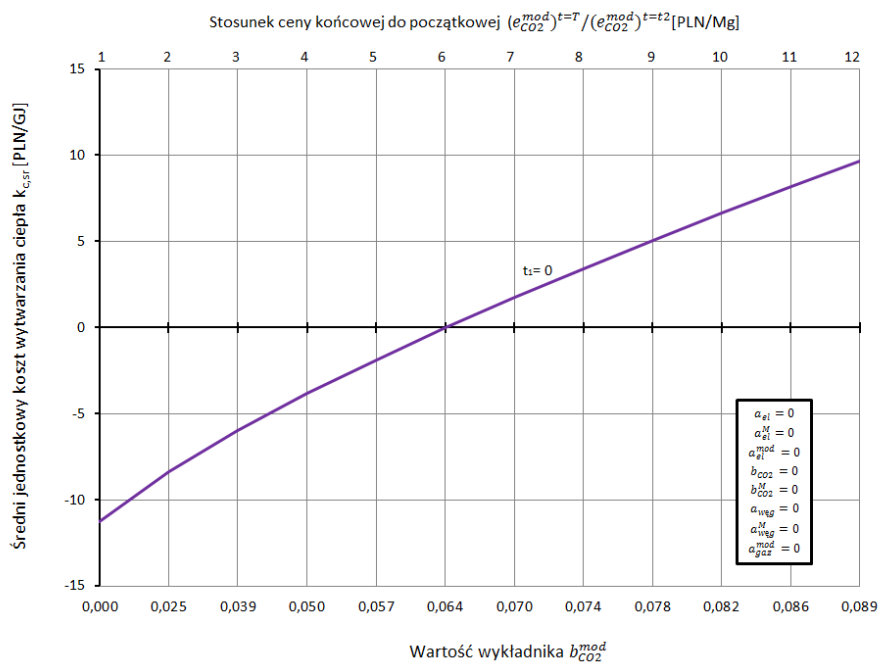
Rys. 5.24. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny gazu $(e_{gaz}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{gaz}^{mod} dla $t_1 = 3$.



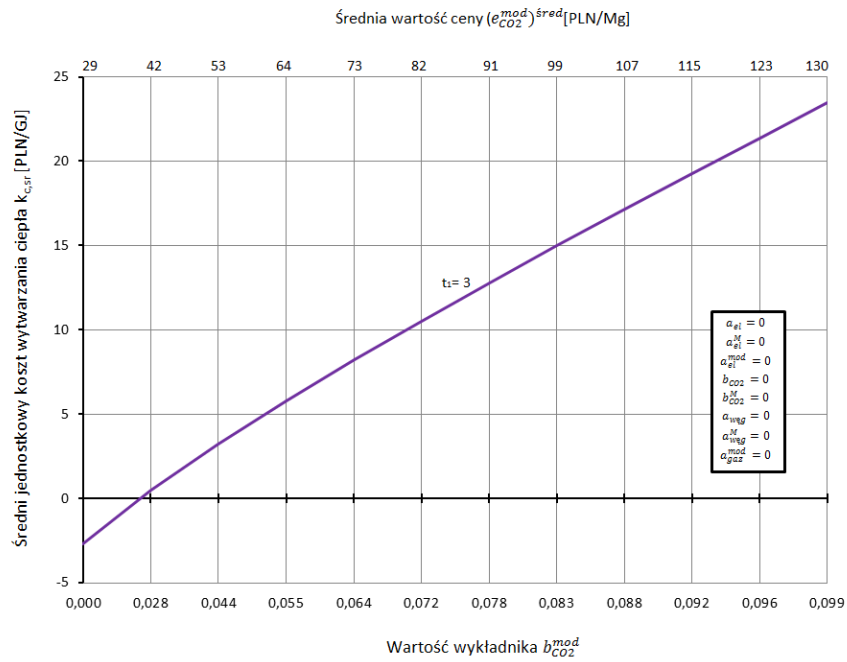
Rys. 5.24a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{gaz}^{mod} oraz stosunku cen $(e_{gaz}^{mod})^{t=T} / (e_{gaz}^{mod})^{t=t2}$ dla $t_1 = 3$.



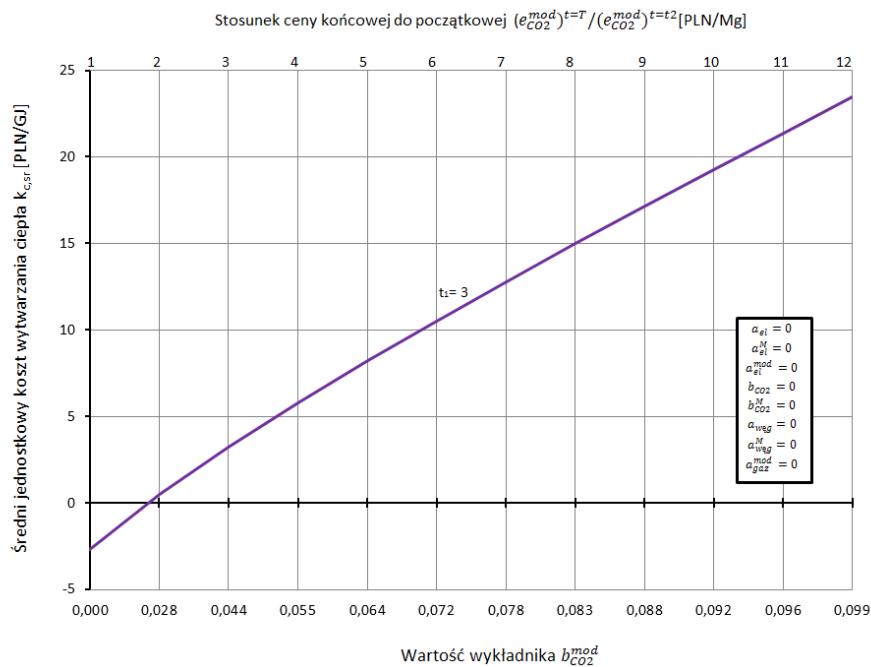
Rys. 5.25. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny $(e_{CO_2}^{mod})^{sred}$ emisji CO₂ oraz wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{mod}$ dla $t_1 = 0$.



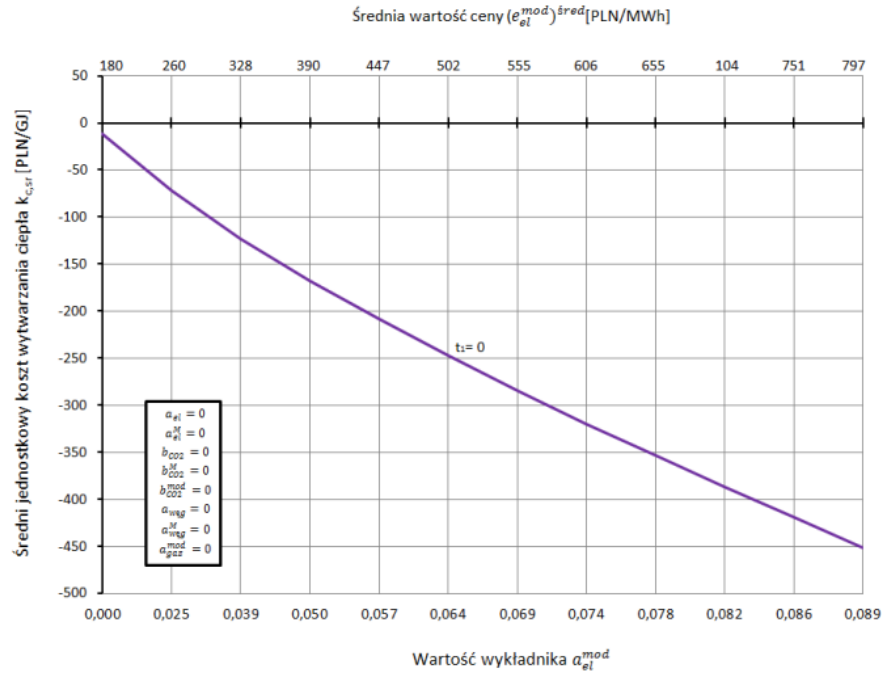
Rys. 5.25a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{mod}$ oraz stosunku cen $(e_{CO_2}^{mod})^{t=T} / (e_{CO_2}^{mod})^{t=t_2}$ dla $t_1 = 0$.



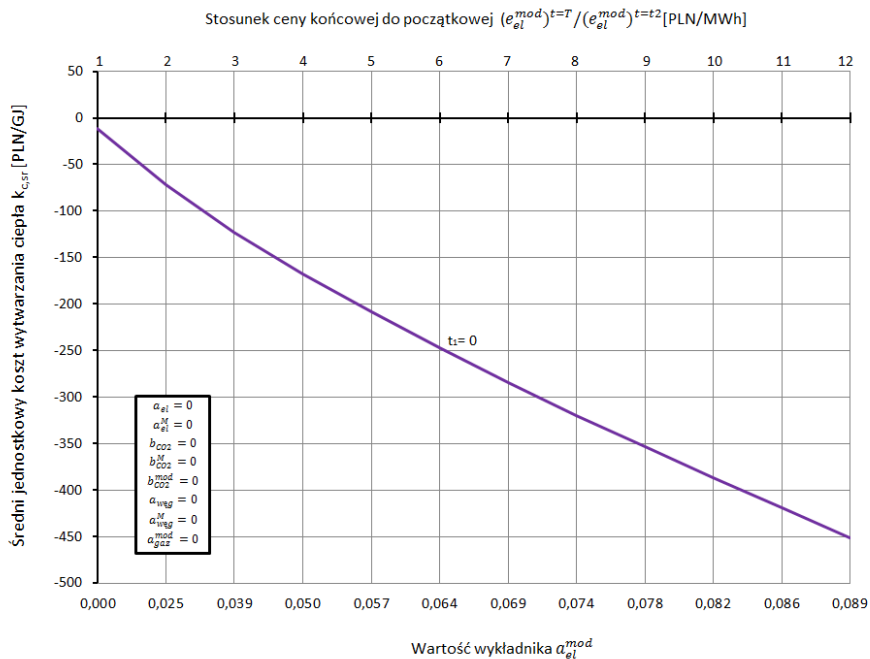
Rys. 5.26. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny $(e_{CO_2}^{mod})^{sred}$ emisji CO₂ oraz wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{mod}$ dla $t_1 = 3$.



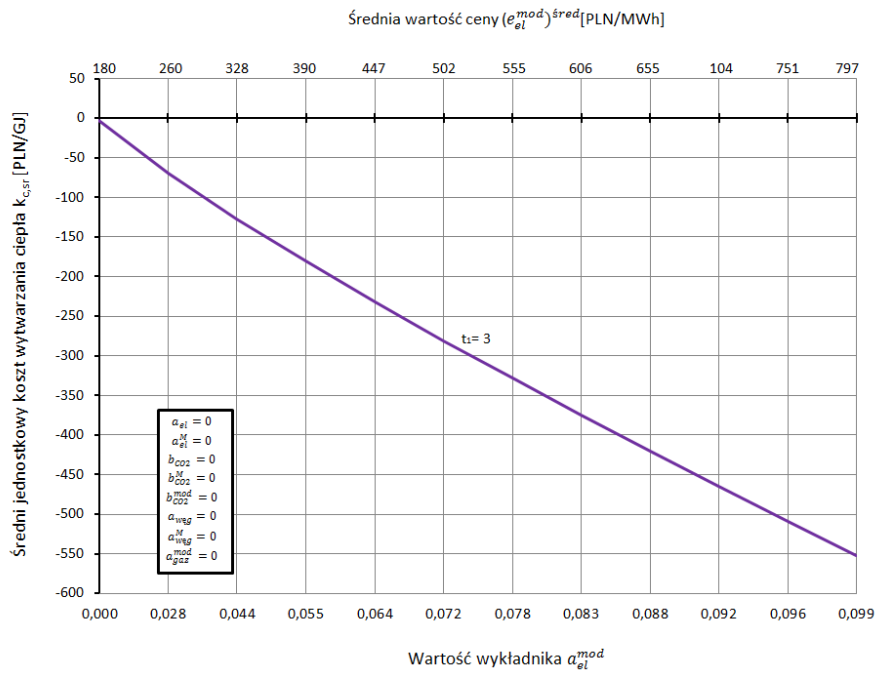
Rys. 5.26a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty $b_{CO_2}^{mod}$ oraz stosunku cen $(e_{CO_2}^{mod})^{t=T} / (e_{CO_2}^{mod})^{t=t_2}$ dla $t_1 = 3$.



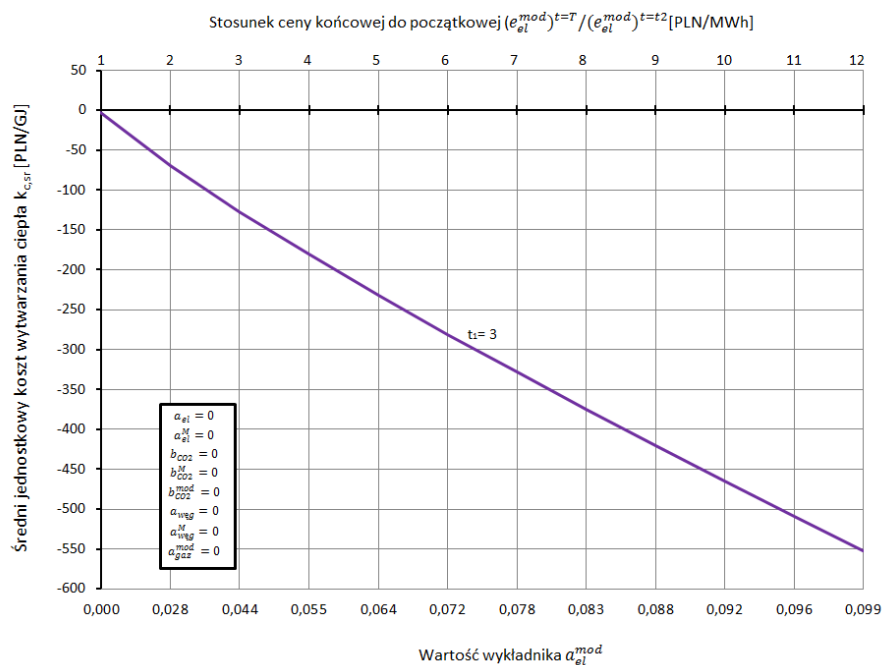
Rys. 5.27. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $(e_{el}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{mod} dla $t_1 = 0$.



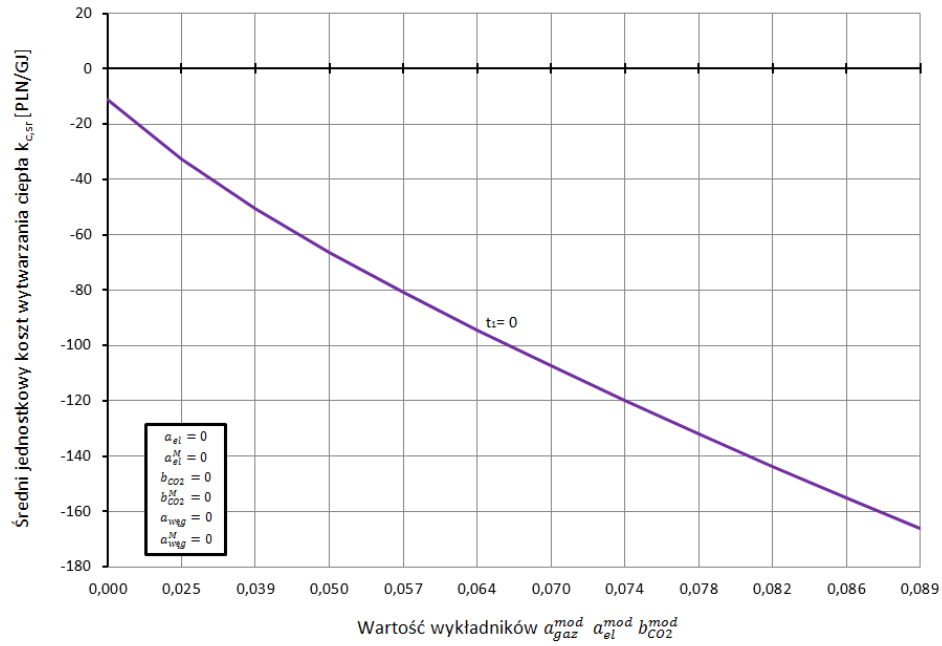
Rys. 5.27a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{mod} oraz stosunku cen $(e_{el}^{mod})^{t=T} / (e_{el}^{mod})^{t=t_2}$ dla $t_1 = 0$.



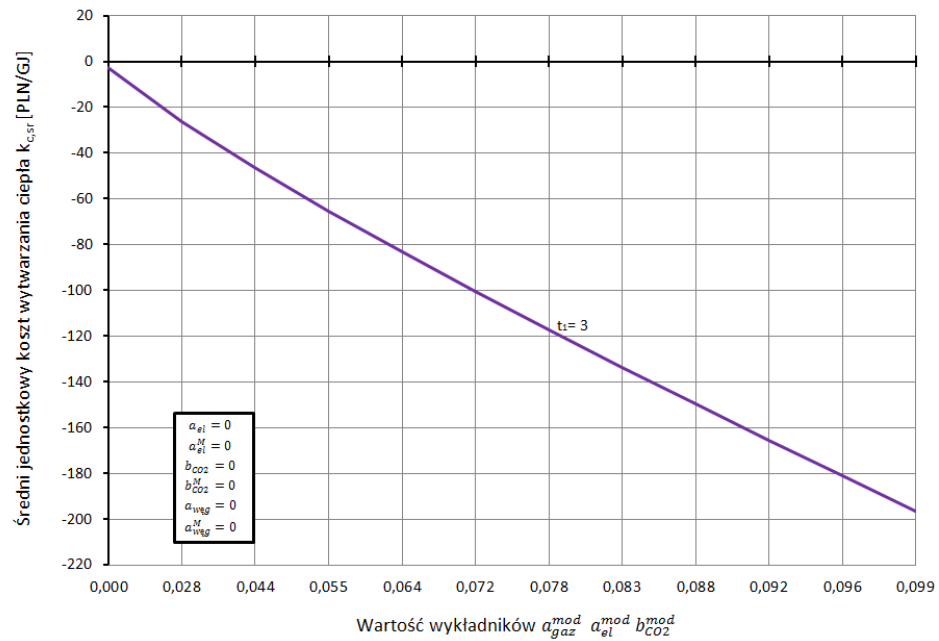
Rys. 5.28. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $(e_{el}^{mod})^{sred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{mod} dla $t_1 = 3$.



Rys. 5.28a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładnika eksponenty a_{el}^{mod} oraz stosunku cen $(e_{el}^{mod})^{t=T} / (e_{el}^{mod})^{t=t2}$ dla $t_1 = 3$.



Rys. 5.29. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładników eksponenty a_{gaz}^{mod} , a_{el}^{mod} i b_{CO2}^{mod} dla $t_1 = 0$.



Rys. 5.29a. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w ciepłowni zmodernizowanej do elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji wartości wykładników eksponenty a_{gaz}^{mod} , a_{el}^{mod} i b_{CO2}^{mod} dla $t_1 = 3$.

Przedstawiona w rozdziale problematyka jest wyjątkowo aktualna. Liczba obiektów pracujących w kraju, których bezpośrednio dotyczy prezentowane zagadnienie obejmujące proces modernizacji jest bardzo duża i na pewno będzie jeszcze rosła. Krajowe elektrownie wielkoskalowe, elektrociepłownie i ciepłownie wymagają modernizacji. Tempo dostosowywania się sektora energetycznego do wymogów niestety nie jest szybkie, ale należy zaznaczyć, że tempo te zależy od potencjału gospodarczego kraju. W kolejnych latach planowane jest przyspieszenie modernizacji sektora energetycznego. Szczególnie ważną jest modernizacja ciepłowni do układów kogeneracyjnych bazujących na zapotrzebowaniu na komunalne ciepło grzejne. Skojarzona gospodarka ciepłno-elektryczna jest bowiem jednym z najważniejszych sposobów zmniejszania zużycia paliw pierwotnych. Głównymi celami modernizacji istniejących ciepłowni i elektrociepłowni są:

- poprawa stanu technicznego pozwalająca na ich dalszą długoletnią eksploatację,
- poprawa efektywności ekonomicznej ich pracy,
- poprawa ich całkowitej efektywności energetycznej,
- ograniczenie emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego i dostosowanie ich do wymogów norm.

W rozdziale przedstawiono metodykę i uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym opisujące przestrzeń funkcyjną zjawisk techniczno-ekonomicznych, zachodzących w procesach produkcji ciepła i energii elektrycznej w celu ich analizy w modernizowanych źródłach. Za ich pomocą wykonano wielowariantowe obliczenia techniczno – ekonomiczne pozwalające analizować do jakich technologii należy modernizować istniejące ciepłownie i elektrociepłownie, jak na wybór tych technologii wpływają wartości oraz zmiany w czasie relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii oraz cenami zakupu wprowadzonych przez Unię Europejską, w ramach prowadzonej polityki energetyczno-klimatycznej, pozwoleń na emisję CO₂.

W rozdziale analizie ekonomicznej poddano dwa warianty modernizacji. Jeden to modernizacja istniejącej ciepłowni do elektrociepłowni węglowej z turbiną kondensacyjną, drugi to modernizacja istniejącej ciepłowni do jednopaliwowej elektrociepłowni gazowo-parowej.

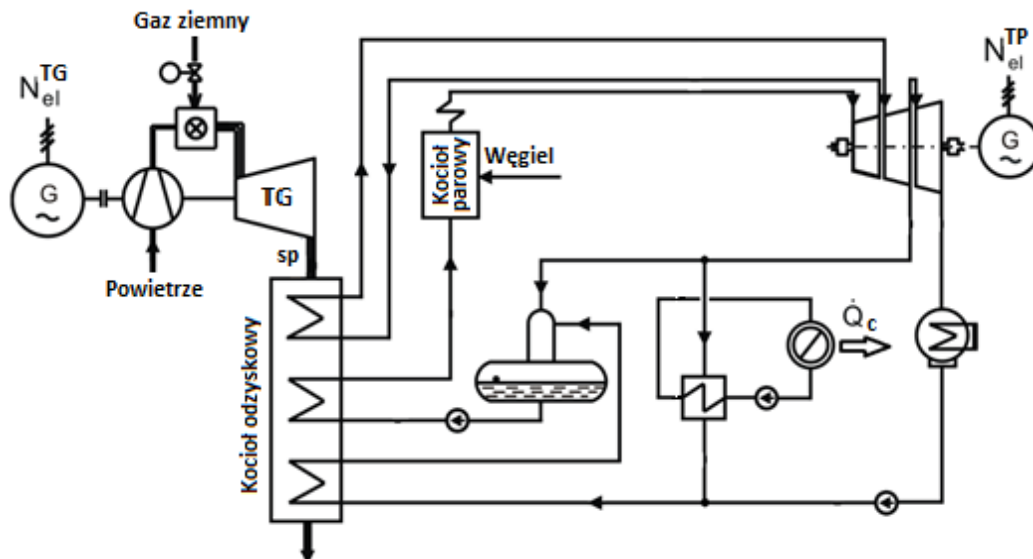
Najrozsądniejszą strategią jest jak najszybsze dokonywanie modernizacji, w przeciwnym wypadku źródła ciepła trzeba będzie wyłączać z ruchu. Decydującymi wielkościami wpływającymi istotnie na opłacalność ekonomicznej modernizacji są ceny

paliw, energii elektrycznej oraz emisji tony CO₂. Im ceny nośników energii, opłat za emisję CO₂ są mniejsze, oraz im wyższa jest cena energii elektrycznej, tym niższy jednostkowy koszt produkcji ciepła w zmodernizowanych źródłach.

6. Dobór optymalnej mocy turbozespołu gazowego do elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym

Polska posiada największe zasoby węgla kamiennego wśród wszystkich krajów Unii Europejskiej. Można zatem spodziewać się, że węgiel będzie jeszcze długo wykorzystywany w krajowej energetyce [42, 113]. Polska może pochwalić się ugruntowaną technologicznie i systemowo energetyką opartą na zasobach węgla. By racjonalnie technologicznie wykorzystywać węgiel należy spalać go w tzw. czystych technologiach węglowych. Polska ma szansę stać się stymulatorem innowacji technologicznych w tym obszarze, ma duży potencjał by być europejskim liderem w rozwoju czystych technologii węglowych [42, 49, 51]. Jedną z takich technologii jest technologia gazowo-parowa dwupaliwowa, sprzęgająca obieg *Joule'a* turbiny gazowej z obiegiem *Clausiusa-Rankine'a* turbiny parowej w układach równoległym i szeregowym [7, 9, 10]. Co więcej, gdy spalanie węgla w układach gazowo-parowych dwupaliwowych będzie odbywało się z jednoczesną produkcją ciepła użytkowego i elektryczności, na przykład na komunalne potrzeby grzewcze, to dodatkowo doprowadzi to do istotnego zmniejszenia globalnego zużycia węgla i tym samym zmniejszenia emisji szkodliwych produktów spalania do otoczenia. Koniecznością jest zatem przeprowadzenie analizy techniczno-ekonomicznej skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w układach gazowo-parowych dwupaliwowych, by ustalić warunek konieczny opłacalności ekonomicznej ich stosowania. W rozdziale poddano analizie nowo budowaną elektrociepłownię w układzie równoległym – rys. 6.1. Należy przy tym jednocześnie zaznaczyć, że układ równoległy jest także racjonalnym sposobem modernizacji już istniejących elektrociepłowni (i elektrowni) węglowych do układów dwupaliwowych, gdy tymczasem układ szeregowy (Hot Windbox) jest układem uzasadnionym ekonomicznie wyłącznie dla nowo budowanych elektrociepłowni (i elektrowni). Modernizacja bowiem istniejącej elektrociepłowni (i elektrowni) do układu szeregowego (należy przypomnieć, że w układzie szeregowym nie występuje kocioł odzyskowy) wymagałaby całkowicie nowego, takiego samego jak dla elektrociepłowni (i elektrowni) nowo budowanej, bardzo drogiego inwestycyjnie kotła węglowego, gdy tymczasem modernizacja do układu równoległego wymaga taniego kotła odzyskowego [2, 3, 4]. Kocioł węglowy jest najdroższym urządzeniem

w blokach energetycznych, zarówno jedno- i dwupaliwowych. Jest wielokrotnie droższy od turbozespołu gazowego, gdy tymczasem kocioł odzyskowy jest ok. 2,5 razy tańszy od turbozespołu gazowego.



Rys. 6.1. Przykładowy schemat ideowy elektrowni gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym z turbiną parową upustowo-kondensacyjną [13]

6.1. Uniwersalne modele matematyczne z czasem ciągłym doboru optymalnej mocy turbozespołu gazowego do dwupaliwowych elektrowni gazowo-parowych

W rozdziale 4 przedstawiono mierniki NPV , IRR , $DPBP$ w zapisie z czasem ciągłym. Podkreślono, że taki zapis pozwala nie tylko na wyciąganie wniosków dotyczących ekonomicznych uwarunkowań wdrażania poszczególnych technologii i urządzeń energetycznych, i wybór najefektywniejszych ekonomicznie [2, 8, 11, 12], ale także na określenie ekonomicznie uzasadnionych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokością taryf opłat środowiskowych. Mało tego, takie zapisy pozwalają także na analizę wpływu na efektywną strategię inwestycyjną nie tylko wspomnianych relacji, ale także na zmiany ich wartości w czasie. Metodyka w zapisie z czasem ciągłym jest nowatorską metodyką analiz ekonomicznych dowolnych przedsięwzięć inwestycyjnych.

Dla elektrociepłowni zarówno w układzie szeregowym, jak i równoległym, niezależnie ponadto od tego, czy zabudowane są w nich np. turbiny parowe upustowo-przeciwprężne, czy upustowo-kondensacyjne, zysk NPV przedstawia się równaniem [13]:

$$\begin{aligned}
NPV = & \left\{ (E_{el,R}^{TP} + E_{el,R}^{TG})(1 - \varepsilon_{el}) e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)T} - 1] + Q_R e_c^{t=0} \frac{1}{a_c - r} [e^{(a_c - r)T} - 1] + \right. \\
& - E_{ch,R}^{gaz} \left\{ (1 + x_{wu,m,od}) e_{gaz}^{t=0} \frac{1}{a_{gaz} - r} [e^{(a_{gaz} - r)T} - 1] + \rho_{CO_2}^{gaz} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO}^{gaz} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \rho_{NO_x}^{gaz} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \\
& + \rho_{SO_2}^{gaz} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \rho_{pył}^{gaz} p_{pył}^{t=0} \frac{1}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył} - r)T} - 1] + \\
& \left. + (1 - u) \rho_{CO_2}^{gaz} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] \right\} + \\
& - E_{ch,R}^{weg} \left\{ (1 + x_{wu,m,od}) e_{weg}^{t=0} \frac{1}{a_{weg} - r} [e^{(a_{weg} - r)T} - 1] + \rho_{CO_2}^{weg} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO}^{weg} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \rho_{NO_x}^{weg} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \\
& + \rho_{SO_2}^{weg} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \rho_{pył}^{weg} p_{pył}^{t=0} \frac{1}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył} - r)T} - 1] + \\
& \left. + (1 - u) \rho_{CO_2}^{weg} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] \right\} + \\
& - J(1 - e^{-rT})(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} - zJ \left(\frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \left. \right\} (1 - p)
\end{aligned} \tag{6.1}$$

gdzie:

a_{el} , a_{gaz} , a_{weg} , a_{CO_2} , a_{CO} , a_{SO_2} , a_{NO_x} , $a_{pył}$, b_{CO_2} – wykładniki eksponent wyrażających ewolucję w czasie wartości cen nośników energii oraz opłat za emisję szkodliwych produktów spalania do otoczenia (np. $e_{el}(t) = e_{el}^{t=0} e^{a_{el}t}$, itd.; w zależności od wartości a_{el} cena e_{el} może w kolejnych latach rosnąć, maleć lub być niezmienna),

e_{el} , e_g , e_{weg} , e_{CO_2} – jednostkowa cena energii elektrycznej, gazu ziemnego, węgla oraz zakupu pozwoleń na emisję CO_2 ,

$E_{el,R}^{TP}$ – roczna produkcja energii elektrycznej brutto w turbozespolu parowym,
 $E_{el,R}^{TG}$ – roczna produkcja energii elektrycznej brutto w turbinie gazowej,
 $E_{ch,R}^{gaz}$ – roczne zużycie energii chemicznej gazu spalonego w turbinie gazowej,
 $E_{ch,R}^{weg}$ – roczne zużycie energii chemicznej węgla spalonego w kotle,
 η_K – sprawność energetyczna brutto kotła,
 η_{kol} – sprawność energetyczna układu kolektorowego doprowadzającego parę do turbiny,
 $\eta_{TP} = \eta_{CR}\eta_i$ – sprawność energetyczna obiegu turbiny parowej (iloczyn sprawności energetycznej obiegu *Clausiusa-Rankine'a* i sprawności wewnętrznej turbiny parowej),
 $\eta_{me} = \eta_m\eta_G$ – sprawność elektromechaniczna turbozespołu (iloczyn sprawności mechanicznej turbiny parowej i sprawności całkowitej generatora),
 η_{TG} – sprawność energetyczna brutto obiegu *Joule'a* turbiny gazowej,
 η_{KO} – sprawność energetyczna brutto kotła odzyskowego,
 $P_{CO_2}, P_{CO}, P_{NO_x}, P_{SO_2}, P_{pył}$ – opłaty za emisję szkodliwych produktów spalania do otoczenia,
 p – stopa podatku dochodowego od zysku brutto,
 Q_R – roczna produkcja ciepła grzeijnego,
 r – stopa dyskonta,
 u – udział energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO_2 ,
 $x_{wu,m,od}$ – współczynnik uwzględniający koszty wody uzupełniającej, materiałów pomocniczych, odprowadzania ścieków, składowania żużla, odpadów (w praktyce wartość $x_{wu,m,od}$ wynosi ok. 0,02),
 $x_{pl,p,ub}$ – współczynnik uwzględniający koszty płac, podatków, ubezpieczeń itd. (w praktyce wartość $x_{pl,p,ub}$ wynosi ok. 0,25),
 δ_{rem} – stopa kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń),
 \mathcal{E}_{el} – wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych bloku,
 $\rho_{CO_2}, \rho_{CO}, \rho_{NO_x}, \rho_{SO_2}, \rho_{pył}$ – emisje $CO_2, CO, NO_x, SO_2, pyłu$ na jednostkę energii chemicznej paliwa.

Ze wzoru (6.1) z warunków $NPV = 0$ i $a_c = 0$ wyznacza się średni jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej [13]:

$$\begin{aligned}
k_{c,\dot{s}r} = & \frac{r}{1-e^{-rT}} \left\{ \frac{E_{ch,R}^{gaz}}{Q_R} \left[(1+x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{gaz}-r} [e^{(a_{gaz}-r)T} - 1] + \rho_{CO_2}^{gaz} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2}-r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \right. \right. \\
& + \rho_{CO}^{gaz} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO}-r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \rho_{NO_x}^{gaz} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x}-r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{SO_2}^{gaz} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2}-r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \rho_{pyl}^{gaz} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl}-r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + \\
& \left. + (1-u) \rho_{CO_2}^{gaz} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2}-r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] \right\} + \\
& + \frac{E_{ch,R}^{weg}}{Q_R} \left\{ (1+x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{weg}-r} [e^{(a_{weg}-r)T} - 1] + \rho_{CO_2}^{weg} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2}-r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO}^{weg} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO}-r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \rho_{NO_x}^{weg} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x}-r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{SO_2}^{weg} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2}-r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \rho_{pyl}^{weg} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl}-r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + \\
& \left. + (1-u) \rho_{CO_2}^{weg} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2}-r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] \right\} + \\
& + \frac{J}{Q_R} (1-e^{-rT}) (1+x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} + \frac{zJ}{Q_R} \left(\frac{1-e^{-rT}}{T} + 1 \right) + \\
& - \left. \frac{E_{el,R}^{TP} + E_{el,R}^{TG}}{Q_R} (1-\varepsilon_{el}) e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el}-r} [e^{(a_{el}-r)T} - 1] \right\}.
\end{aligned} \tag{6.2}$$

Aby można analizować zgodnie z zależnością $k_c \rightarrow \min$ optymalną moc turbozespołu gazowego w elektrociepłowni dwupaliwowej, tj. moc gwarantującą minimalny koszt $k_{c,\dot{s}r}$, należy wzór (6.2) wyrazić za pomocą stosunku [13]:

$$q_{rów} = \frac{E_{ch}^{gaz}}{E_{ch}^{weg}}. \tag{6.3}$$

Optymalną wartość mocy turbozespołu gazowego $N_{el \max}^{TG}$ wyznacza się wówczas z zależności [13]:

$$q_{rów}^{\max} = \frac{E_{ch}^{gaz}}{E_{ch}^{weg}} \cong \frac{N_{el \max}^{TG}}{N_{el}^{TP}}, \tag{6.4}$$

gdzie:

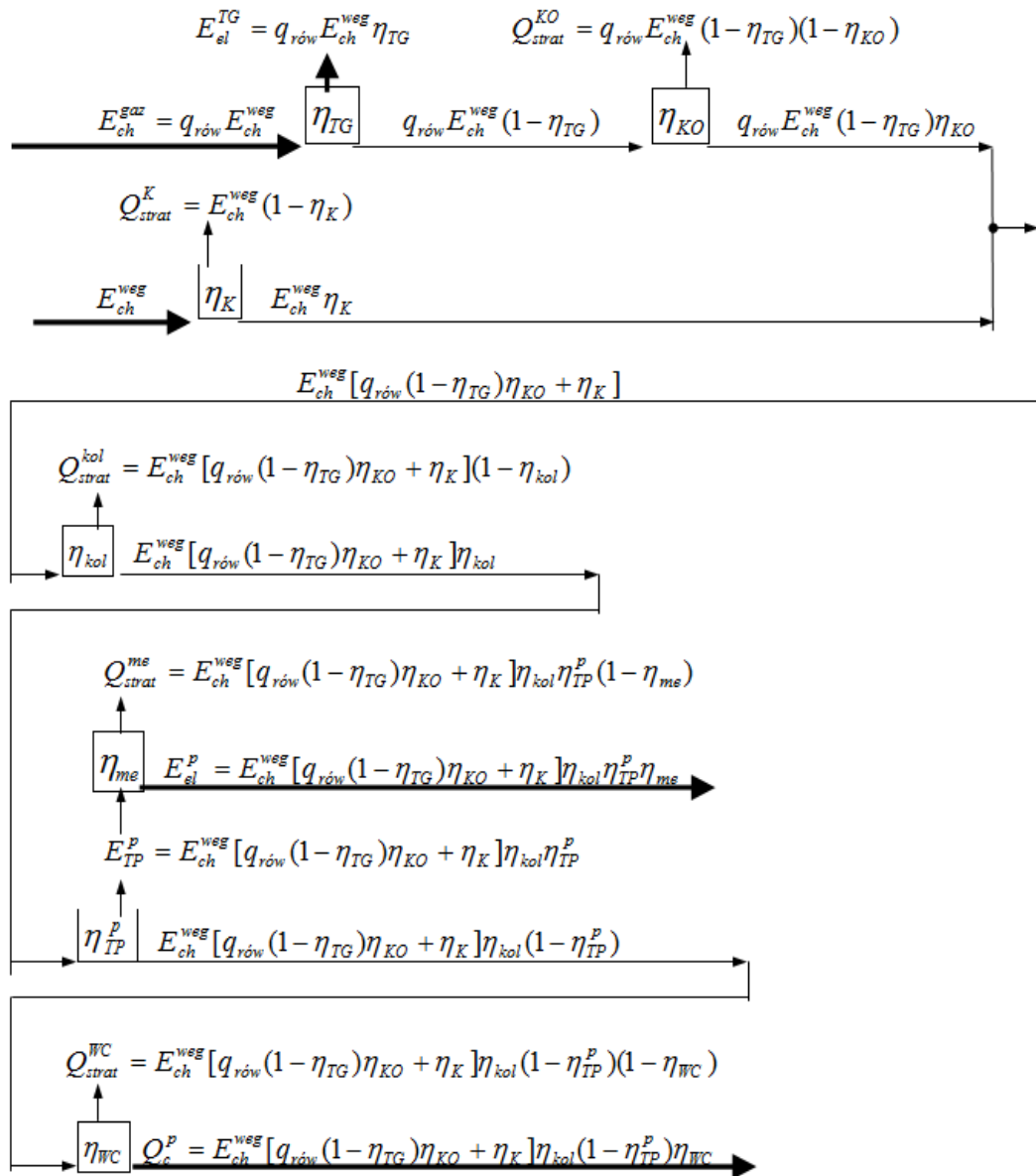
N_{el}^{TG} – znamionowa moc elektryczna brutto turbozespołu gazowego,

N_{el}^{TP} – znamionowa moc elektryczna brutto turbozespołu parowego.

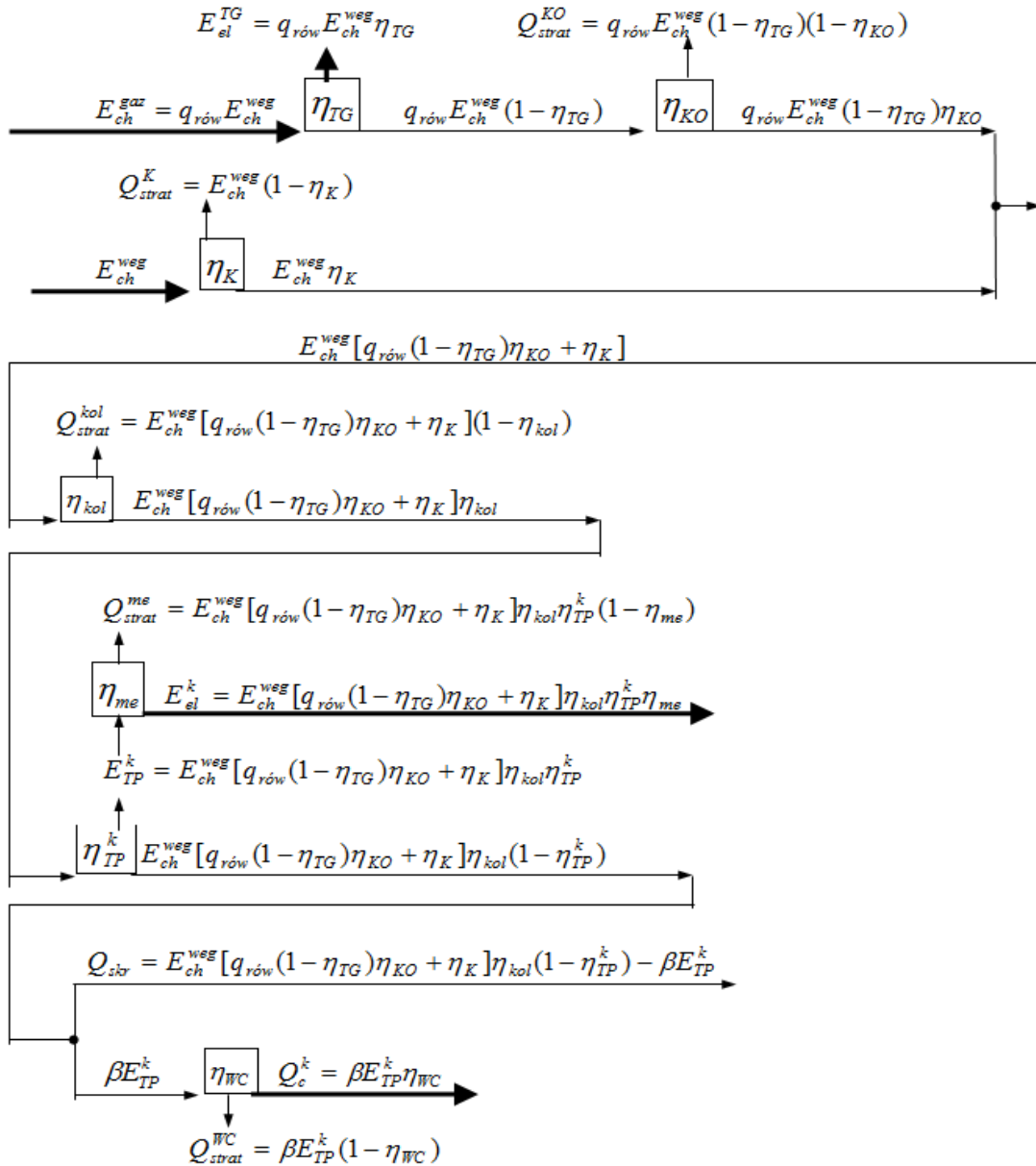
6.1.1. Bilanse energii elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym

Aby możliwa była analiza ekonomiczna elektrociepłowni gazowo-parowych dwupaliwowych konieczna jest znajomość ich bilansów energii. Bilanse energii elektrociepłowni gazowo-parowych dwupaliwowych w układzie równoległym z turbiną parową upustowo-przeciwprężną oraz z turbiną parową upustowo-kondensacyjną przedstawiono poniżej.

a)



b)



Rys. 6.2. Bilans energii elektrowni gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym
a) z turbiną parową upustowo-przeciwprężną b) z turbiną parową upustowo-kondensacyjną [13]

gdzie:

β – parametr oznaczający stosunek ciepła zawartego w upustowej parze grzejnej zasilającej wymienniki ciepłownicze WC do energii mechanicznej wytworzonej w turbinie parowej upustowo-kondensacyjnej (parametr β jest odwrotnością wskaźnika skojarzenia turbiny parowej) [7,8,54]

η_{WC} – sprawność energetyczna stacji wymienników ciepła.

6.1.2. Uniwersalne modele matematyczne dla układu z turbiną upustowo-przeciwprężną

W elektrowni gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym z turbiną parową upustowo-przeciwprężną (rys. 6.2a), pożądana postać średniego jednostkowego kosztu produkcji ciepła, tj. w funkcji poszukiwanej wartości $q_{rów}$ wyraża się wzorem [13]:

$$\begin{aligned}
 k_{c,śr} = & \frac{r}{1 - e^{-rT}} \left\{ \frac{q_{rów}}{[q_{rów}(1 - \eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K]\eta_{kol}(1 - \eta_{TP}^p)\eta_{WC}} \left\{ (1 + x_{wu,m,od})e^{t=0} \frac{1}{a_{gaz} - r} [e^{(a_{gaz} - r)T} - 1] + \right. \right. \\
 & + \rho_{CO_2}^{gaz} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \rho_{CO}^{gaz} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \\
 & + \rho_{NO_x}^{gaz} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{gaz} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \\
 & \left. + \rho_{pył}^{gaz} p_{pył}^{t=0} \frac{1}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył} - r)T} - 1] + (1 - u)\rho_{CO_2}^{gaz} e^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] \right\} + \\
 & + \frac{1}{[q_{rów}(1 - \eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K]\eta_{kol}(1 - \eta_{TP}^p)\eta_{WC}} \left\{ (1 + x_{wu,m,od})e^{t=0} \frac{1}{a_{weg} - r} [e^{(a_{weg} - r)T} - 1] + \right. \\
 & + \rho_{CO_2}^{weg} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \rho_{CO}^{weg} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \\
 & + \rho_{NO_x}^{weg} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{weg} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \\
 & \left. + \rho_{pył}^{weg} p_{pył}^{t=0} \frac{1}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył} - r)T} - 1] + (1 - u)\rho_{CO_2}^{weg} e^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] \right\} + \\
 & + \frac{i}{\tau_s} (1 - e^{-rT})(1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem.}}{r} + \frac{zi}{\tau_s} \left(\frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) + \\
 & - \frac{[q_{rów}(1 - \eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K]\eta_{kol}\eta_{TP}^p\eta_{me} + q_{rów}\eta_{TG}}{[q_{rów}(1 - \eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K]\eta_{kol}(1 - \eta_{TP}^p)\eta_{WC}} (1 - \varepsilon_{el}) e^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)T} - 1] \left. \right\}
 \end{aligned} \tag{6.5}$$

gdzie:

i – jednostkowy (na jednostkę mocy) nakład inwestycyjny na elektrownię, $i = J/Q_{c\max}^{ec}$, (jego wartość zależy od zastosowanej technologii skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej),

τ_s – roczny czas wykorzystania cieplnej mocy maksymalnej (szczytowej) elektrowni $Q_{c\max}^{ec}$;

$$Q_R = Q_{c\max}^{ec} \tau_s.$$

Wzór ten otrzymano z równania (6.2) po podstawieniu w nim zależności wynikających z przedstawionego na rysunku 1a bilansu energii [13]:

$$\frac{E_{ch,R}^{gaz}}{Q_R} = \frac{q_{rów}}{[q_{rów}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol}(1-\eta_{TP}^p)\eta_{WC}}, \quad (6.6)$$

$$\frac{E_{ch,R}^{weg}}{Q_R} = \frac{1}{[q_{rów}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol}(1-\eta_{TP}^p)\eta_{WC}}, \quad (6.7)$$

$$\frac{E_{el,R}^{TP} + E_{el,R}^{TG}}{Q_R} = \frac{[q_{rów}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^p \eta_{me} + q_{rów} \eta_{TG}}{[q_{rów}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol}(1-\eta_{TP}^p)\eta_{WC}}. \quad (6.8)$$

Obliczając ze wzoru (6.5) pochodną $dk_{c,śr}/dq_{rów}$ otrzymuje się [13]:

$$\begin{aligned}
\frac{dk_{c,\dot{s}r}}{dq_{r\acute{o}w}} = & \frac{r}{1-e^{-rT}} \left\{ \frac{\eta_K \eta_{kol} (1-\eta_{TP}^p) \eta_{WC}}{\{[q_{r\acute{o}w} (1-\eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} (1-\eta_{TP}^p) \eta_{WC}\}^2} \times \right. \\
& \times \left\{ (1+x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{gaz} - r} [e^{(a_{gaz}-r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO_2}^{gaz} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \rho_{CO}^{gaz} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{NO_x}^{gaz} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{gaz} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{pyl}^{gaz} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + (1-u) \rho_{CO_2}^{gaz} e^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] \left. \right\} + \\
& - \frac{(1-\eta_{TG}) \eta_{KO} \eta_{kol} (1-\eta_{TP}^p) \eta_{WC}}{\{[q_{r\acute{o}w} (1-\eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} (1-\eta_{TP}^p) \eta_{WC}\}^2} \times \\
& \times \left\{ (1+x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{weg} - r} [e^{(a_{weg}-r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO_2}^{weg} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \rho_{CO}^{weg} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{NO_x}^{weg} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{weg} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{pyl}^{weg} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + (1-u) \rho_{CO_2}^{weg} e^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] \left. \right\} + \\
& + \left\{ \frac{(1-\eta_{TG}) \eta_{KO} \eta_{kol} (1-\eta_{TP}^p) \eta_{WC} \{ [q_{r\acute{o}w} (1-\eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^p \eta_{me} + q_{r\acute{o}w} \eta_{TG} \}}{\{ [q_{r\acute{o}w} (1-\eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} (1-\eta_{TP}^p) \eta_{WC} \}^2} \right\} + \\
& - \frac{[(1-\eta_{TG}) \eta_{KO} \eta_{kol} \eta_{TP}^p \eta_{me} + \eta_{TG}] [q_{r\acute{o}w} (1-\eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} (1-\eta_{TP}^p) \eta_{WC}}{\{ [q_{r\acute{o}w} (1-\eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} (1-\eta_{TP}^p) \eta_{WC} \}^2} \left. \right\} \times \\
& \times (1-\varepsilon_{el}) e^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el}-r)T} - 1] \left. \right\}
\end{aligned} \tag{6.9}$$

i następnie z warunku koniecznego istnienia ekstremum $dk_{c,\dot{s}r}/dq_{r\acute{o}w} = 0$ wyznacza się ekstremalizującą koszt $k_{c,\dot{s}r}$ wartość $q_{r\acute{o}w}^{ekst}$ [13]:

$$\begin{aligned}
0 = & \eta_K \left\{ (1 + x_{wu,m,od}) e_{gaz}^{t=0} \frac{1}{a_{gaz} - r} [e^{(a_{gaz}-r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO_2}^{gaz} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \rho_{CO}^{gaz} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{NO_x}^{gaz} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{gaz} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{pyl}^{gaz} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + (1-u) \rho_{CO_2}^{gaz} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] \left. \right\} + \\
& - (1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} \left\{ (1 + x_{wu,m,od}) e_{weg}^{t=0} \frac{1}{a_{weg} - r} [e^{(a_{weg}-r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO_2}^{weg} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \rho_{CO}^{weg} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{NO_x}^{weg} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{weg} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{pyl}^{weg} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + (1-u) \rho_{CO_2}^{weg} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] \left. \right\} + \\
& - \eta_{TG} \eta_K (1 - \varepsilon_{el}) e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el}-r)T} - 1].
\end{aligned} \tag{6.10}$$

Jak wynika ze wzoru (6.10) wartość $q_{rów}^{ekst}$ ekstremalizująca koszt $k_{c,śr}$ nie istnieje. Wartość ta bowiem we wzorze (6.9) nie występuje (sytuację tę może zmienić uzależnienie nakładów jednostkowych „ i ” od wartości $q_{rów}$). Ze wzoru (6.9) można natomiast, co bardzo istotne, wyznaczyć dla danej ceny energii elektrycznej graniczne ceny gazu e_{gaz}^{gr} i węgla e_{weg}^{gr} , tj. ceny, dla których koszt $k_{c,śr}$ przyjmuje wartość stałą, a więc niezależną od $q_{rów}$, gdyż i wówczas pochodna spełnia warunek $dk_{c,śr}/dq_{rów} = 0$. I tak dla danej ceny węgla e_{weg} i energii elektrycznej e_{el} z równania (6.9) wyznacza się graniczną cenę gazu e_{gaz}^{gr} i odwrotnie, dla danej ceny gazu e_{gaz} i energii elektrycznej e_{el} wyznacza się graniczną cenę węgla e_{weg}^{gr} . Ceny graniczne gazu i węgla są zatem ze sobą ściśle powiązane (rys. 6.7, 6.7) i podstawione do równania (6.9) „zerują” jego wartość. Gdy natomiast do równania (6.9) wstawi się wartości inne, na przykład aktualne ceny węgla i gazu (aktualne ceny węgla i gazu w Polsce to

$e_{weg} = 11,4 \text{ PLN/GJ}$, $e_{gaz} = 28 \text{ PLN/GJ}$), różne od granicznych, to wówczas równanie to przyjmuje wartość dodatnią lub ujemną. Jeśli koszty związane z gazem w równaniu (6.10) przewyższają koszty związane z węglem, to wówczas $dk_{c,śr}/dq_{rów} > 0$ i koszt $k_{c,śr}$ rośnie ze wzrostem $q_{rów}$, i odwrotnie, gdy koszty związane z gazem są mniejsze od kosztów związanych z węglem, to spełniona jest relacja $dk_{c,śr}/dq_{rów} < 0$ i koszt $k_{c,śr}$ maleje ze wzrostem mocy turbozespołu gazowego. Należy jednak zaznaczyć, że spełnienie relacji $dk_{c,śr}/dq_{rów} < 0$ jest możliwe w dwóch przypadkach. Raz, gdy cena węgla jest wyższa od jego ceny granicznej (wówczas koszt produkcji ciepła $k_{c,śr}$ jest najwyższy, rys. 6.4, 6.9) i dwa, gdy cena gazu jest niższa od jego ceny granicznej (wówczas koszt $k_{c,śr}$ jest najniższy, rys. 6.3, 6.8). Warunkiem koniecznym zatem, aby elektrociepłownia gazowo-parowa dwupaliwowa była ekonomicznie bardziej opłacalna od elektrociepłowni wyłącznie węglowej (tj. gdy $q_{rów} = 0$; rys. 6.3, 6.8), jest spełnienie nie tylko relacji $dk_{c,śr}/dq_{rów} < 0$, ale także, by cena gazu była mniejsza od jego ceny granicznej wyznaczonej z równania (6.10) dla aktualnej ceny węgla i energii elektrycznej. *Warunek konieczny* opłacalności budowy elektrociepłowni dwupaliwowych należy zatem ostatecznie zapisać relacją:

$$e_{gaz} \leq e_{gaz}^{gr}. \quad (6.11).$$

Im wyższe są przy tym ceny energii elektrycznej e_{el} i węgla e_{weg} , tym wyższa jest graniczna wartość e_{gaz}^{gr} , a tym samym wyższa może być cena gazu, dla której budowa elektrociepłowni gazowo-parowych dwupaliwowych będzie opłacalna (rys. 6.6, 6.7).

Jeżeli spełniona jest relacja $e_{gaz} \leq e_{gaz}^{gr}$, to najbardziej opłacalna jest wówczas jak największa moc turbozespołu gazowego, a więc jak największa wartość $q_{rów} = q_{rów}^{max}$ (wzór (6.4)). Znajomość cen granicznych węgla e_{weg}^{gr} i gazu e_{gaz}^{gr} jest zatem bardzo istotna. Znając je potrafimy bowiem odpowiedzieć na pytanie: czy elektrociepłownia gazowo-parowa dwupaliwowa jest bardziej ekonomicznie uzasadniona dla aktualnych cen węgla, gazu i energii elektrycznej oraz kosztów emisji szkodliwych produktów działania bloku do otoczenia i nakładów inwestycyjnych na jej budowę, czy bardziej opłacalna jest elektrociepłownia wyłącznie węglowa?

Należy ponadto zauważyć, że im wyższy jest stosunek ceny energii elektrycznej e_{el} do cen paliw e_{weg} , e_{gaz} (szczególnie drogiego gazu e_{gaz}), tym niższy jest jednostkowy koszt produkcji ciepła $k_{c,śr}$ (wzór (6.2)). Ze wzrostem e_{el} rośnie bowiem przychód ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrociepłowni, który ze znakiem minus jest kosztem unikniętym produkcji ciepła: $-(E_{el,R}^{TP} + E_{el,R}^{TG})(1 - \varepsilon_{el})e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el}-r)T} - 1]$ (wzór (6.2)). Przychód ten jest również tym większy, im większa jest produkcja energii elektrycznej, a więc im wyższa jest moc turbiny gazowej, a więc im większa jest wartość $q_{rów}$. Gdy przychód ten jest większy od kosztów produkcji ciepła, to wówczas jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ przyjmuje wartości ujemne – rys. 6.8. krzywa 4” – a więc tym większy zysk NPV (wzór (6.1)) jest osiągnięty z eksploatacji elektrociepłowni.

6.1.3. Uniwersalne modele matematyczne dla układu z turbiną upustowo-kondensacyjną

W elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym z turbiną parową upustowo-kondensacyjną (rys. 6.2b), pożądana postać średniego jednostkowego kosztu produkcji ciepła, tj. w funkcji poszukiwanej wartości $q_{rów}$ wyraża się wzorem [13]:

$$\begin{aligned}
k_{c,\dot{s}r} = & \frac{r}{1-e^{-rT}} \left\{ \frac{q_{r\acute{o}w}}{\beta[q_{r\acute{o}w}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC}} \left\{ (1+x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{gaz} - r} [e^{(a_{gaz}-r)T} - 1] + \right. \right. \\
& + \rho_{CO_2}^{gaz} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \rho_{CO}^{gaz} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{NO_x}^{gaz} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{gaz} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \\
& \left. + \rho_{pyl}^{gaz} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + (1-u) \rho_{CO_2}^{gaz} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] \right\} + \\
& + \frac{1}{\beta[q_{r\acute{o}w}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC}} \left\{ (1+x_{wu,m,od}) e_{weg}^{t=0} \frac{1}{a_{weg} - r} [e^{(a_{weg}-r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO_2}^{weg} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2}-r)T} - 1] + \rho_{CO}^{weg} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO}-r)T} - 1] + \\
& + \rho_{NO_x}^{weg} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x}-r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{weg} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2}-r)T} - 1] + \\
& \left. + \rho_{pyl}^{weg} p_{pyl}^{t=0} \frac{1}{a_{pyl} - r} [e^{(a_{pyl}-r)T} - 1] + (1-u) \rho_{CO_2}^{weg} e_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2}-r)T} - 1] \right\} + \\
& + \frac{i}{\tau_s} (1-e^{-rT}) (1+x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} + \frac{zi}{\tau_s} \left(\frac{1-e^{-rT}}{T} + 1 \right) + \\
& - \frac{[q_{r\acute{o}w}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{me} + q_{r\acute{o}w} \eta_{TG}}{\beta[q_{r\acute{o}w}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC}} (1-\varepsilon_{el}) e_{el}^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el}-r)T} - 1] \left. \right\}. \tag{6.12}
\end{aligned}$$

Wzór ten otrzymano z równania (6.2) po podstawieniu w nim zależności wynikających z przedstawionego na rysunku 6.2b bilansu energii [13]:

$$\frac{E_{ch,R}^{gaz}}{Q_R} = \frac{q_{r\acute{o}w}}{\beta[q_{r\acute{o}w}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC}}, \tag{6.13}$$

$$\frac{E_{ch,R}^{weg}}{Q_R} = \frac{1}{\beta[q_{r\acute{o}w}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC}}, \tag{6.14}$$

$$\frac{E_{el,R}^{TP} + E_{el,R}^{TG}}{Q_R} = \frac{[q_{r\acute{o}w}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{me} + q_{r\acute{o}w} \eta_{TG}}{\beta[q_{r\acute{o}w}(1-\eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC}}. \tag{6.15}$$

Obliczając ze wzoru (6.12) pochodną $dk_{c,śr}/dq_{rów}$ otrzymuje się zależność [13]:

$$\begin{aligned}
\frac{dk_{c,śr}}{dq_{rów}} = & \frac{r}{1 - e^{-rT}} \left\{ \frac{\beta \eta_K \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC}}{\left\{ \beta [q_{rów} (1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC} \right\}^2} \times \right. \\
& \times \left\{ (1 + x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{gaz} - r} [e^{(a_{gaz} - r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO_2}^{gaz} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \rho_{CO}^{gaz} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \\
& + \rho_{NO_x}^{gaz} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{gaz} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \\
& \left. + \rho_{pył}^{gaz} p_{pył}^{t=0} \frac{1}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył} - r)T} - 1] + (1 - u) \rho_{CO_2}^{gaz} e^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] \right\} + \\
& - \frac{\beta (1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC}}{\left\{ \beta [q_{rów} (1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC} \right\}^2} \times \\
& \times \left\{ (1 + x_{wu,m,od}) e^{t=0} \frac{1}{a_{weg} - r} [e^{(a_{weg} - r)T} - 1] + \right. \\
& + \rho_{CO_2}^{weg} p_{CO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{CO_2} - r} [e^{(a_{CO_2} - r)T} - 1] + \rho_{CO}^{weg} p_{CO}^{t=0} \frac{1}{a_{CO} - r} [e^{(a_{CO} - r)T} - 1] + \\
& + \rho_{NO_x}^{weg} p_{NO_x}^{t=0} \frac{1}{a_{NO_x} - r} [e^{(a_{NO_x} - r)T} - 1] + \rho_{SO_2}^{weg} p_{SO_2}^{t=0} \frac{1}{a_{SO_2} - r} [e^{(a_{SO_2} - r)T} - 1] + \\
& \left. + \rho_{pył}^{weg} p_{pył}^{t=0} \frac{1}{a_{pył} - r} [e^{(a_{pył} - r)T} - 1] + (1 - u) \rho_{CO_2}^{weg} e^{t=0} \frac{1}{b_{CO_2} - r} [e^{(b_{CO_2} - r)T} - 1] \right\} + \\
& + \left\{ \frac{\beta (1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC} \left\{ [q_{rów} (1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{me} + q_{rów} \eta_{TG} \right\}}{\left\{ \beta [q_{rów} (1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC} \right\}^2} \right\} + \\
& - \frac{[(1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{me} + \eta_{TG}] [q_{rów} (1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \beta \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC}}{\left\{ \beta [q_{rów} (1 - \eta_{TG}) \eta_{KO} + \eta_K] \eta_{kol} \eta_{TP}^k \eta_{WC} \right\}^2} \left\{ \times \right. \\
& \left. \times (1 - \varepsilon_{el}) e^{t=0} \frac{1}{a_{el} - r} [e^{(a_{el} - r)T} - 1] \right\}
\end{aligned} \tag{6.16}$$

i z zależności tej z warunku koniecznego istnienia ekstremum kosztu $k_{c,śr}$, tj. zerowania się pochodnej $dk_{c,śr}/dq_{rów} = 0$, otrzymuje się wzór identyczny, jak wzór (6.10). Jest to konsekwencją przyjęcia w modelu matematycznym braku zależności jednostkowych

nakładów inwestycyjnych „ i ” od zmiennej $q_{r\acute{o}w}$. Graniczna cena gazu w przypadku jego spalania w elektrociepłowni – rys. 6.6, 6.7 – dla danych cen węgla i energii elektrycznej nie zależy zatem od typu zainstalowanego w niej turbozespołu parowego, mimo tego, że jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ już oczywiście od niego zależy. Jest tak dlatego, gdyż nakłady inwestycyjne są większe dla elektrociepłowni z turbiną parową upustowo-kondensacyjną niż z turbiną parową upustowo-przeciwprężną. Wynika to z konieczności poniesienia nakładów inwestycyjnych na skraplacz pary i chłodnię kominową w układzie z turbiną upustowo-kondensacyjną, których to nakładów nie ma w układzie z turbiną upustowo-przeciwprężną.

6.2. Wyniki analiz

W obliczeniach przyjęto, że nakłady jednostkowe na elektrociepłownię z turbiną parową upustowo-kondensacyjną wynoszą $i = 4,6$ mln PLN/MW, a na elektrociepłownię z turbiną upustowo-przeciwprężną $i = 4$ mln PLN/MW. Jednocześnie przyjęto, że sprawność obiegu *Clausiusa-Rankine’a* turbiny parowej upustowo-kondensacyjnej wynosi $\eta_{TP} = \eta_{CR}\eta_i = 0,45$, a turbiny upustowo-przeciwprężnej równa się $\eta_{TP} = \eta_{CR}\eta_i = 0,4$. Do obliczeń przyjęto ponadto następujące wartości danych wejściowych: $b = 4$ lata, $\beta = 2$, $\eta_{TG} = 0,35$, $\eta_{KO} = 0,85$, $\eta_K = 0,9$, $\eta_{kol} = 0,98$, $\eta_{me} = 0,98$, $\eta_{WC} = 0,95$, $\varepsilon_{el} = 0,04$, $\delta_{rem} = 0,03$, $r = 7\%$, $\tau_s = 3000$ h/a, $T = 20$ lat. Wszystkie zaprezentowane wyniki obliczeń odpowiadają zerowym wartościom wszystkich wykładników eksponent a_{el} , a_{gaz} , a_{weg} , a_{CO_2} , a_{CO} , a_{SO_2} , a_{NO_x} , $a_{pył}$, b_{CO_2} . Ceny nośników energii oraz opłat środowiskowych są zatem wartościami stałymi w całym okresie T eksploatacji elektrociepłowni, są więc wartościami średnimi całkowymi w przedziale T . Przykładowo, wartość średnia całkowita ceny energii elektrycznej zmieniającej się w czasie zgodnie ze wzorem $e_{el}(t) = e_{el}^{t=0} e^{a_{el}t}$ wyliczana jest ze wzoru:

$$e_{el}^{śred} = \frac{1}{T} \int_0^T e_{el}^{t=0} e^{a_{el}t} dt = \frac{e_{el}^{t=0}}{T a_{el}} (e^{a_{el}T} - 1). \quad (6.17)$$

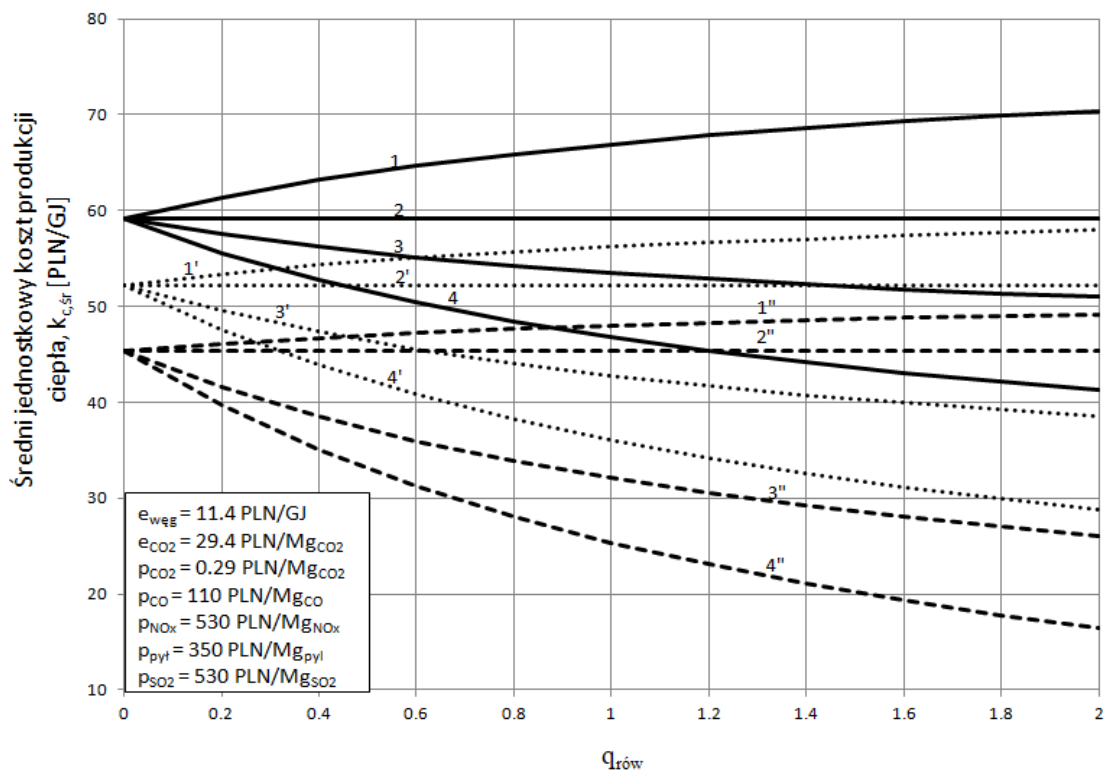
Do obliczeń przyjęto również wartość udziału energii chemicznej paliwa w całkowitym jej rocznym zużyciu, dla którego nie jest wymagany zakup pozwoleń na emisję CO₂ równą zero, $u = 0$, jako że od 2020 roku nie będzie już bezpłatnych przydziałów i trzeba będzie zapłacić za każdą tonę wyemitowanego dwutlenku węgla.

Na rysunkach 6.3–6.5, 6.8–6.10 przedstawiono przykładowe wyniki obliczeń średniego jednostkowego kosztu produkcji ciepła $k_{c,śr}$ (wzór (6.2)) w elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej. Przedstawiono je dla dwóch wariantów: dla elektrociepłowni z turbiną upustowo-kondensacyjną oraz z upustowo-przeciwprężną. Wyniki przedstawiono ponadto dla parametrów ekonomicznych, które mają największy wpływ na ten koszt. Na rysunkach 6.6 i 6.7 przedstawiono ponadto graniczne ceny gazu e_{gaz}^{gr} i węgla e_{weg}^{gr} z cenami energii elektrycznej i zakupu pozwoleń na emisję CO₂ jako parametrami. Dla cen e_{gaz}^{gr} , e_{weg}^{gr} koszt $k_{c,śr}$ przyjmuje wartości stałe, niezależne od wartości $q_{rów}$. Linie tego kosztu są zatem poziome w funkcji $q_{rów}$ (rys. 6.3–6.5, 6.8–6.10).

6.2.1. Elektrociepłownia z turbiną upustowo-kondensacyjną

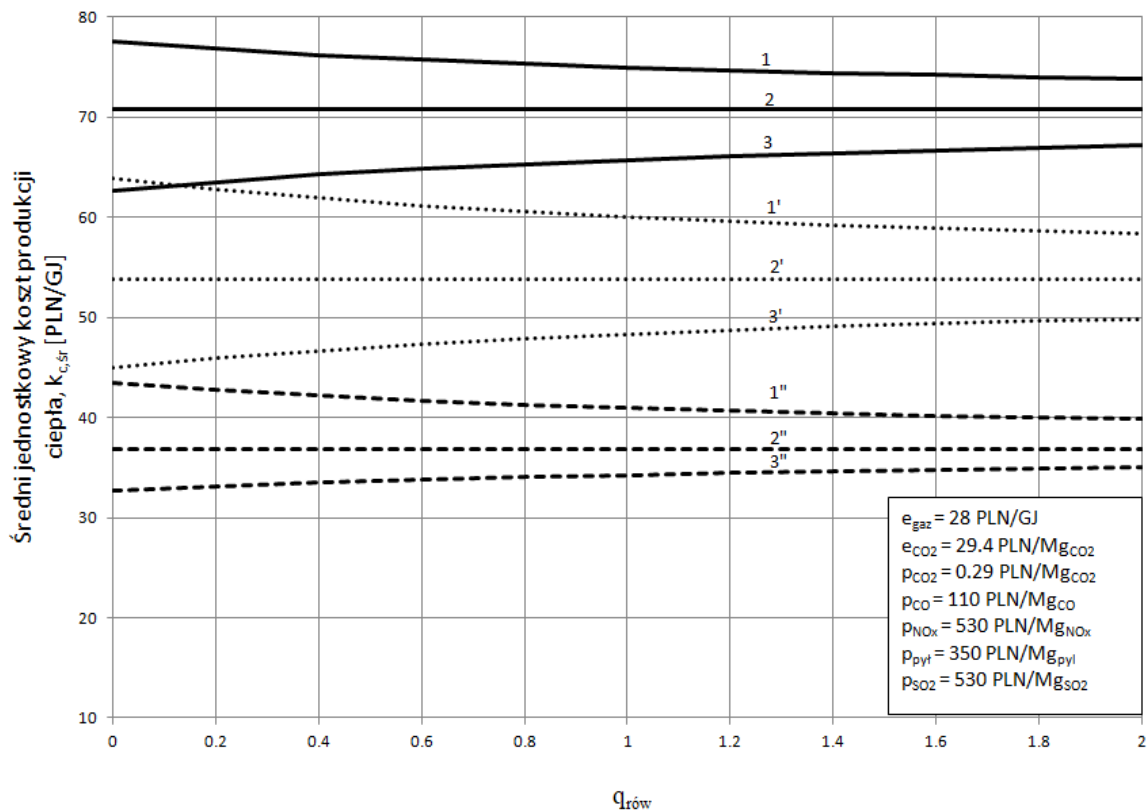
Na rysunku 6.3 przebiegi krzywych 3, 3', 3'', 4, 4', 4'' mają charakter malejący ponieważ koszty związane z gazem w równaniu (6.16) są mniejsze od kosztów związanych z węglem i wówczas $dk_{c,śr}/dq_{rów} < 0$. Wartości tych krzywych są bowiem obliczone dla cen gazu niższych od jego cen granicznych równych: $e_{gaz}^{gr} = 22.71$ PLN/GJ (dla $e_{el} = 170$ PLN/MWh), $e_{gaz}^{gr} = 27.29$ PLN/GJ (dla $e_{el} = 220$ PLN/MWh), $e_{gaz}^{gr} = 31.86$ PLN/GJ (dla $e_{el} = 270$ PLN/MWh). Ceny graniczne gazu odpowiadają aktualnej cenie węgla równej $e_{weg} = 11,4$ PLN/GJ i aktualnej cenie zakupu pozwoleń na emisję CO₂ równej $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/Mg. Krzywe 1, 1', 1'' natomiast mają charakter rosnący, gdyż cena gazu jest dla nich wyższa od cen granicznych, a zatem koszty związane z gazem w równaniu (6.16) przewyższają koszty związane z węglem i $dk_{c,śr}/dq_{rów} > 0$. Jak wynika z przebiegu krzywych 3, 3', 3'', 4, 4', 4'', elektrociepłownia gazowo-parowa dwupaliwowa jest bardziej opłacalna ekonomicznie

od elektrociepłowni wyłącznie węglowej tylko wówczas, gdy cena gazu jest niższa od jego cen granicznych wyznaczonych dla aktualnych cen węgla i energii elektrycznej. Jednostkowy koszt produkcji ciepła $k_{c,sr}$ jest wówczas najmniejszy dla jak największej mocy turbozespołu gazowego. Dla aktualnych cen węgla $e_{weg} = 11,4$ PLN/GJ i energii elektrycznej $e_{el} = 170$ PLN/MWh, cena gazu musi być mniejsza od ceny $e_{gaz}^{gr} = 22,71$ PLN/GJ. Aktualna cena gazu w Polsce to $e_{gaz} = 28$ PLN/GJ i elektrociepłownie gazowo-parowe dwupaliwowe w układzie równoległym są zatem nieopłacalne.



Rys. 6.3. Średni jednostkowy koszt produkcji ciepła w funkcji $q_{rów}$ z ceną gazu jako parametrem, gdzie: 1 – dotyczy $e_{gas} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 1' – $e_{gas} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 1'' - $e_{gas} = 35$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, 2 – dotyczy $e_{gaz}^{gr} = 22,71$ PLN/GJ; $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 2' – $e_{gaz}^{gr} = 27,29$ PLN/GJ; $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 2'' – $e_{gaz}^{gr} = 31,86$ PLN/GJ; $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 3 – dotyczy $e_{gas} = 16$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 3' – $e_{gas} = 16$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 3'' - $e_{gas} = 16$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, 4 – dotyczy $e_{gas} = 8$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 4' – $e_{gas} = 8$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 4'' - $e_{gas} = 8$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh.

Krzywe 3, 3', 3'' na rysunku 6.4 mają przebieg rosnący, gdyż koszty związane z gazem w równaniu (6.16) przewyższają koszty związane z węglem. Wartości tych krzywych są bowiem obliczone dla cen węgla e_{weg} niższych od jego cen granicznych równych: $e_{weg}^{gr} = 20$ PLN/GJ (dla $e_{el} = 170$ PLN/MWh), $e_{weg}^{gr} = 12.55$ PLN/GJ (dla $e_{el} = 220$ PLN/MWh), $e_{weg}^{gr} = 5.11$ PLN/GJ (dla $e_{el} = 270$ PLN/MWh) (krzywe 2, 2', 2''). Graniczne ceny węgla odpowiadają aktualnej cenie gazu równej $e_{gaz} = 28$ PLN/GJ i aktualnej cenie zakupu pozwoleń na emisję CO₂ $e_{CO_2} = 29,4$ PLN/Mg. Natomiast krzywe 1, 1', 1'' mają charakter malejący bowiem sporządzono je dla ceny węgla wyższej od granicznych, a zatem spełniona jest relacja $dk_{c,śr}/dq_{rów} < 0$. Najwyższy jest także wówczas, z uwagi na najwyższą cenę węgla i wysoką cenę gazu jednostkowy koszt produkcji ciepła $k_{c,śr}$.



Rys. 6.4. Średni jednostkowy koszt produkcji ciepła w funkcji $q_{rów}$ z ceną węgla jako parametrem, gdzie: 1 – dotyczy $e_{weg} = 25$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 1' – dotyczy $e_{weg} = 20$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 1'' – dotyczy $e_{weg} = 10$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 2 – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 20$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 2' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 12.55$ PLN/GJ; $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 2'' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 5.11$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 3 – dotyczy $e_{weg} = 14$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 3' – dotyczy $e_{weg} = 6$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 3'' – dotyczy $e_{weg} = 2$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh.

Na rysunku 6.5 przedstawiono wpływ ceny e_{CO_2} zakupu pozwoleń na emisję tony dwutlenku węgla na wartości jednostkowego kosztu produkcji ciepła $k_{c,śr}$. Im cena e_{CO_2} jest wyższa, tym wyższa jest graniczna wartość e_{weg}^{gr} , a więc tym wyższa może być cena gazu, dla której budowa elektrociepłowni gazowo-parowych dwupaliwowych będzie ekonomicznie opłacalna. Nie znaczy to jednak, że zwiększanie ceny e_{CO_2} jest korzystne, wręcz jest odwrotnie. Zwiększanie ceny e_{CO_2} powoduje bowiem zwiększanie kosztu $k_{c,śr}$.

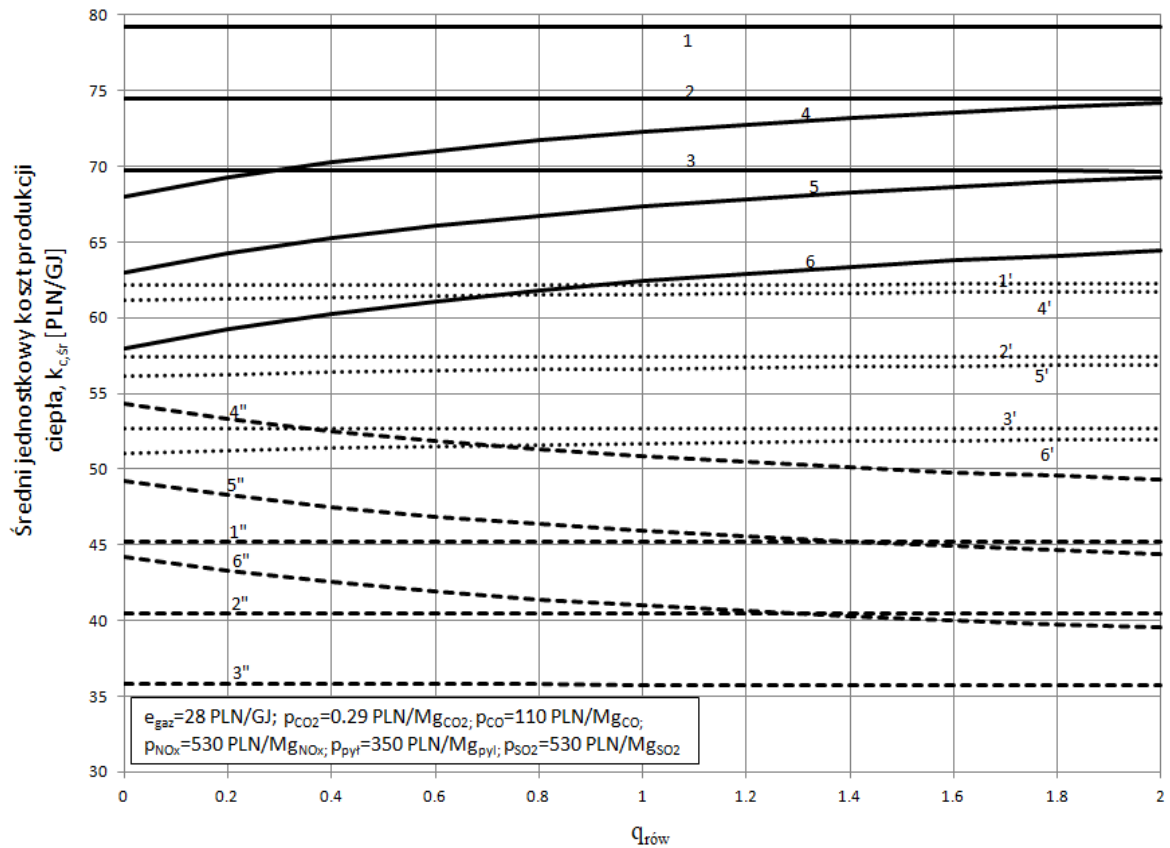
Krzywe 4, 5, 6 na rysunku 6.5 mają charakter rosnący z tego samego powodu, co krzywe na rysunkach 6.3 i 6.4. Wartości tych krzywych zostały bowiem obliczone dla ceny węgla $e_{\text{weg}} = 11,4 \text{ PLN/GJ}$ niższej od jego cen granicznych równych:

$$e_{\text{weg}}^{gr} = 19.64 \text{ PLN/GJ} \quad (\text{dla } e_{\text{CO}_2} = 100 \text{ PLN/Mg}, \quad e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}),$$

$$e_{\text{weg}}^{gr} = 19.86 \text{ PLN/GJ} \quad (\text{dla } e_{\text{CO}_2} = 60 \text{ PLN/Mg}, \quad e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}),$$

$$e_{\text{weg}}^{gr} = 20.08 \text{ PLN/GJ} \quad (\text{dla } e_{\text{CO}_2} = 20 \text{ PLN/Mg}, \quad e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}) \quad (\text{krzywe 1, 2, 3}).$$

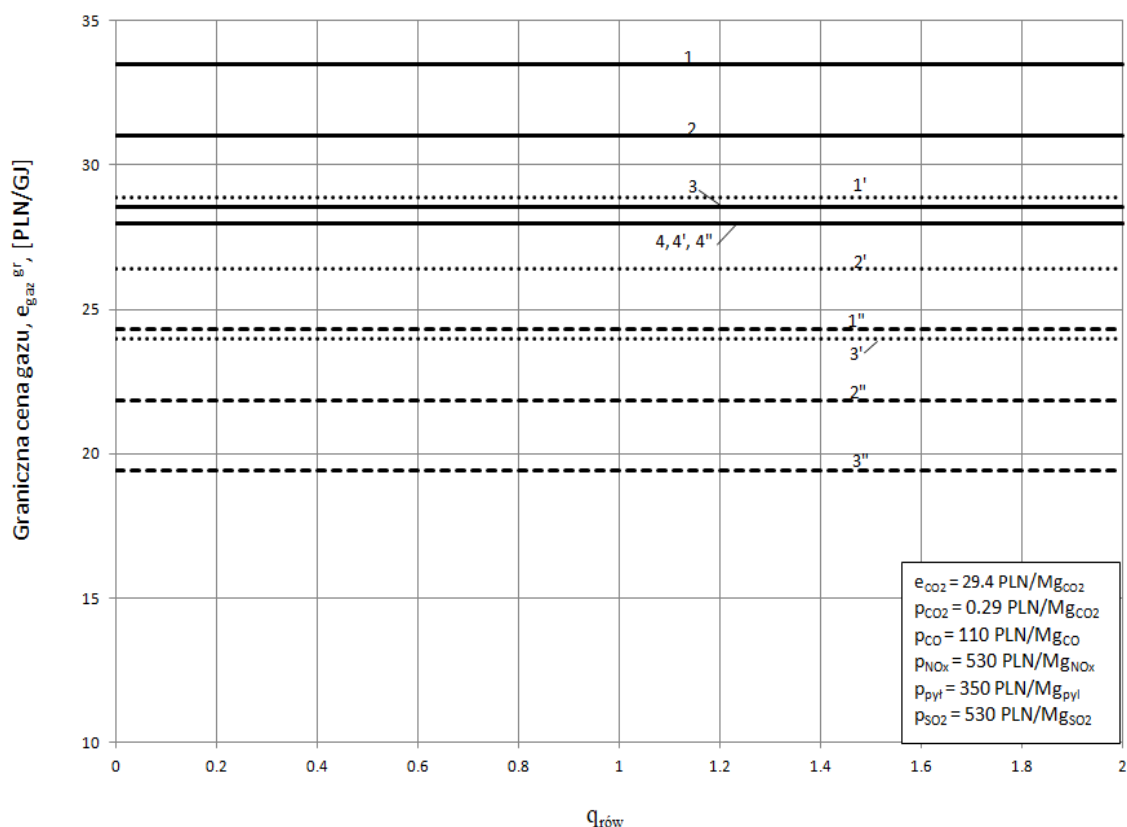
Wszystkie graniczne ceny węgla odpowiadają cenie gazu równej $e_{\text{gaz}} = 28 \text{ PLN/GJ}$.



Rys. 6.5. Średni jednostkowy koszt produkcji ciepła w funkcji $q_{r\acute{o}w}$ z ceną e_{CO_2} zakupu pozwoleń na emisję tony dwutlenku węgla jako parametrem, gdzie: 1 – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 19.64$ PLN/GJ; 1' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 12.17$ PLN/GJ; 1'' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 4.72$ PLN/GJ; 2 – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 19.86$ PLN/GJ; 2' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 12.38$ PLN/GJ; 2'' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 4.94$ PLN/GJ; 3 – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 20.08$ PLN/GJ; 3' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 12.61$ PLN/GJ; 3'' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 5.17$ PLN/GJ; 4 – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 4' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 4'' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 5 – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 5' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 5'' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 6 – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 6' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 6'' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ.

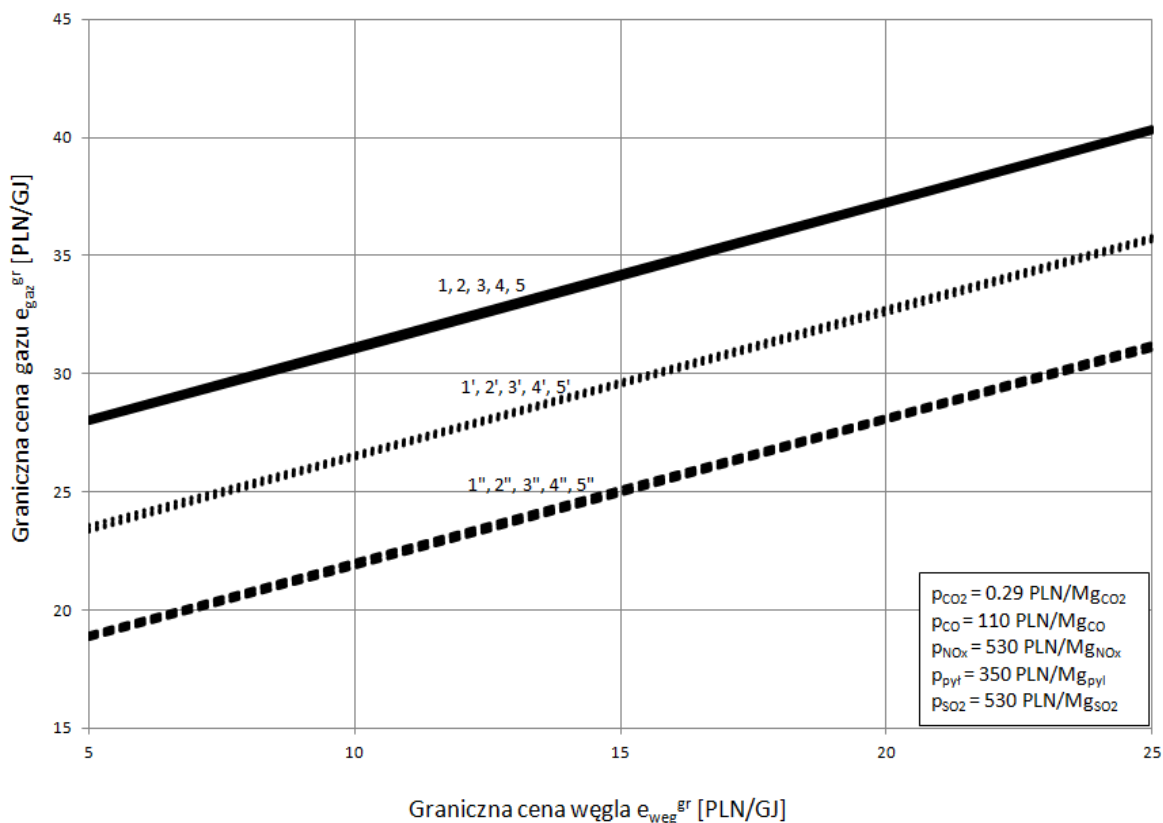
Na rysunku 6.6 przedstawiono obliczone za pomocą wzoru (6.10) graniczne ceny gazu e_{gaz}^{gr} i węgla e_{weg}^{gr} , tj. ceny, dla których koszt $k_{c,sr}$ przyjmuje wartość stałą niezależną od $q_{r\acute{o}w}$. Im wyższa jest graniczna cena węgla, tym wyższa jest graniczna cena gazu, i *vice*

versa. Jak wynika z warunku koniecznego (6.11), im wyższa jest cena e_{gaz}^{gr} , tym wyższa może być cena e_{gaz} , dla której opłacalna jest budowa elektrociepłowni gazowo-parowych dwupaliwowych.



Rys. 6.6. Graniczna cena gazu e_{gaz}^{gr} w funkcji q_{row} z graniczną ceną węgla e_{weg}^{gr} jako parametrem, gdzie: 1 – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 14$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 1' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 14$ PLN/GJ; $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 1'' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 14$ PLN/GJ; $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 2 – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 10$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 2' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 10$ PLN/GJ; $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 2'' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 10$ PLN/GJ; $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 3 – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 6$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 3' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 6$ PLN/GJ; $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 3'' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 6$ PLN/GJ; $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 4 – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 5.11$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 4' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 12.55$ PLN/GJ; $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 4'' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 20$ PLN/GJ; $e_{el} = 170$ PLN/MWh.

Na rysunku 6.7 przedstawiono szeroki zakres wartości granicznej ceny gazu e_{gaz}^{gr} w funkcji granicznej ceny węgla e_{weg}^{gr} z cenami energii elektrycznej e_{el} i zakupu pozwoleń na emisję tony dwutlenku węgla e_{CO_2} jako parametrami.

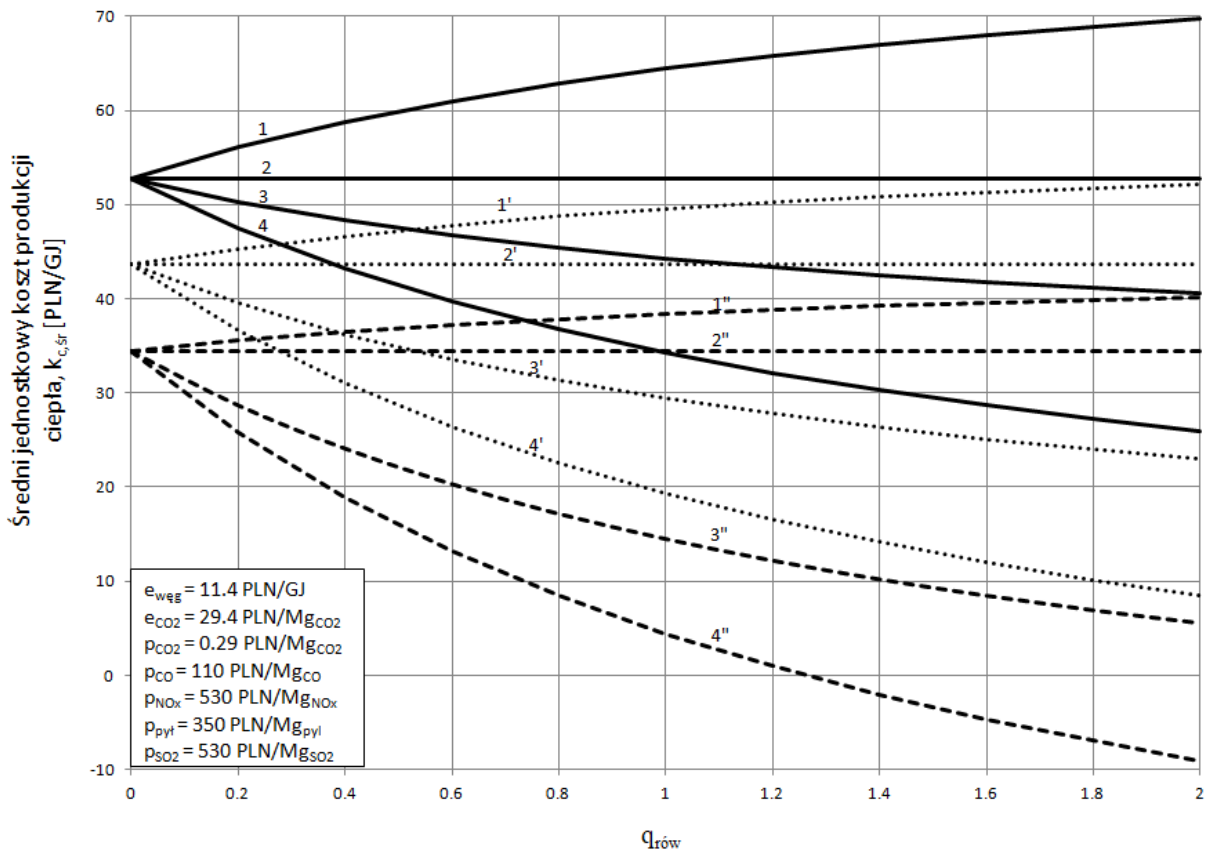


Rys. 6.7. Graniczna cena gazu e_{gaz}^{gr} w funkcji granicznej ceny węgla e_{weg}^{gr} z ceną emisji CO₂ e_{CO_2} jako parametrem, gdzie: 1 – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 2 – dotyczy $e_{CO_2} = 80$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 3 – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 4 – dotyczy $e_{CO_2} = 40$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 5 – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 1' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 2' – dotyczy $e_{CO_2} = 80$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 3' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 4' – dotyczy $e_{CO_2} = 40$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 5' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 1'' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 2'' – dotyczy $e_{CO_2} = 80$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 3'' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 4'' – dotyczy $e_{CO_2} = 40$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 5'' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh.

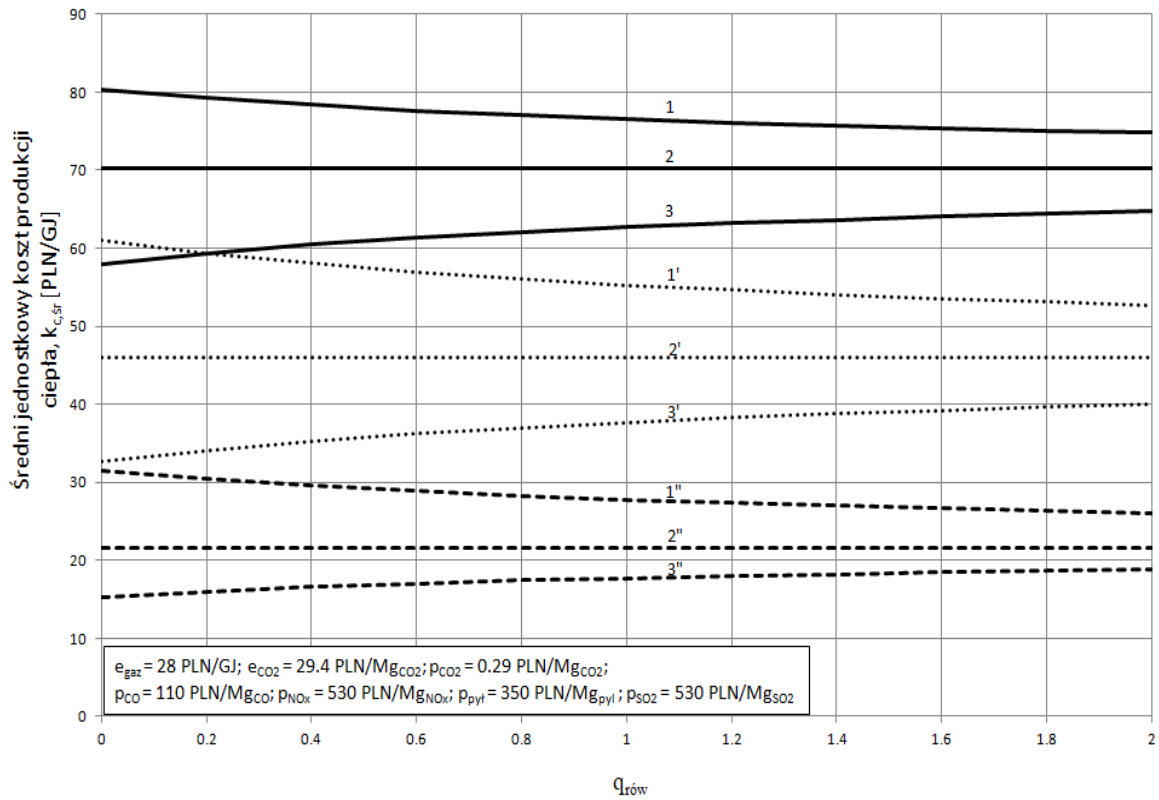
Jak wynika z przebiegu krzywych na rysunku 6.7 graniczne ceny gazu i węgla w przypadku elektrowni gazowo-parowych dwupaliwowych w najwyższej mierze zależą od ceny e_{el} energii elektrycznej. Cena e_{CO_2} zakupu pozwoleń na emisję tony CO₂ w znikomym stopniu wpływa na te ceny.

6.2.2. Elektrociepłownia z turbiną przeciwprężną

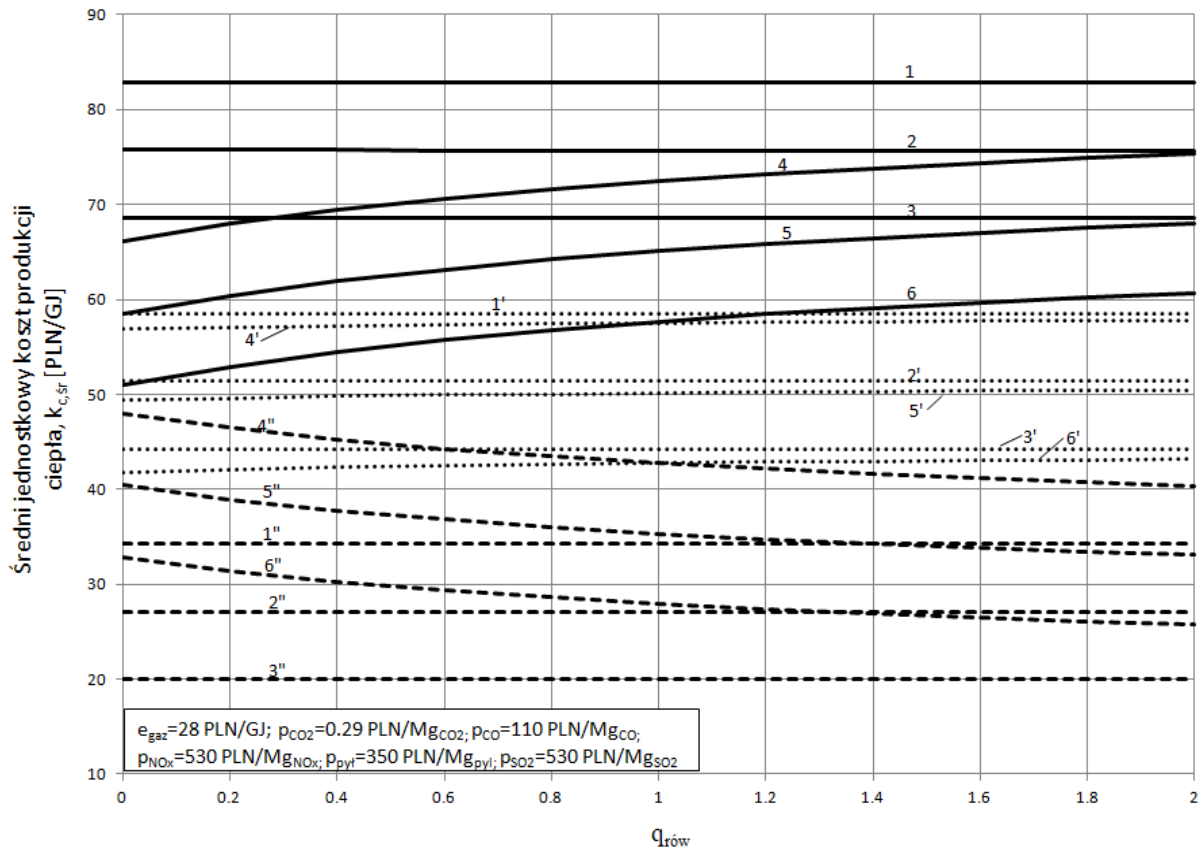
Na rysunkach 6.8–6.10 przedstawiono wyniki obliczeń jednostkowego kosztu produkcji ciepła $k_{c,śr}$ dla elektrociepłowni z turbiną parową upustowo-przeciwprężną. Charakter przebiegu poszczególnych krzywych na tych rysunkach jest identyczny z przebiegami odpowiadających im krzywych na rysunkach 6.3–6.5 sporządzonych dla elektrociepłowni z turbiną upustowo-kondensacyjną. Jediną różnicą są mniejsze wartości kosztu $k_{c,śr}$ przy takich samych wartościach cen nośników energii i opłat środowiskowych. Jest tak dlatego, gdyż całkowita sprawność energetyczna obiegu turbiny przeciwprężnej jest większa od sprawności turbiny kondensacyjnej, mimo tego, że mniejszy jest w niej, przy takich samych parametrach pary świeżej, zakres wykorzystania entalpii pary do produkcji energii elektrycznej. Jak już wyżej zaznaczono, sprawność wytwarzania energii elektrycznej w obiegu *Clausiusa-Rankine’a* turbiny parowej upustowo-kondensacyjnej przyjęto w wysokości $\eta_{TP} = 0,45$, a dla obiegu z turbiną upustowo-przeciwprężną równą $\eta_{TP} = 0,4$. Mniejszy koszt $k_{c,śr}$ obok wyższej całkowitej sprawności energetycznej układu z turbiną upustowo-przeciwprężną jest także wynikiem mniejszych na niego jednostkowych nakładów inwestycyjnych. W układzie tym niepotrzebne są bowiem, jak już wyżej zaznaczono, podturbinowy skraplacz pary i chłodnia kominowa, które są konieczne w układzie z turbiną kondensacyjną.



Rys. 6.8. Średni jednostkowy koszt produkcji ciepła w funkcji $q_{rów}$ z ceną gazu jako parametrem, gdzie:
 1 – dotyczy $e_{gas} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 1' – $e_{gas} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh;
 1'' - $e_{gas} = 35$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, 2 – dotyczy $e_{gaz}^{gr} = 22.71$ PLN/GJ; $e_{el} = 170$ PLN/MWh;
 2' – $e_{gaz}^{gr} = 27.29$ PLN/GJ; $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 2'' – $e_{gaz}^{gr} = 31.86$ PLN/GJ; $e_{el} = 270$ PLN/MWh;
 3 – dotyczy $e_{gas} = 16$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 3' – $e_{gas} = 16$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh;
 3'' - $e_{gas} = 16$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, 4 – dotyczy $e_{gas} = 8$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh;
 4' – $e_{gas} = 8$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 4'' - $e_{gas} = 8$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh.



Rys. 6.9. Średni jednostkowy koszt produkcji ciepła w funkcji $q_{rów}$ z ceną węgla jako parametrem, gdzie: 1 – dotyczy $e_{weg} = 25$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 1' – dotyczy $e_{weg} = 20$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 1'' – dotyczy $e_{weg} = 10$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; 2 – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 20$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 2' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 12.55$ PLN/GJ; $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 2'' – dotyczy $e_{weg}^{gr} = 5.11$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh.; 3 – dotyczy $e_{weg} = 14$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; 3' – dotyczy $e_{weg} = 6$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; 3'' – dotyczy $e_{weg} = 2$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh.



Rys. 6.10. Średni jednostkowy koszt produkcji ciepła w funkcji $q_{rów}$ z ceną zakupu pozwoleń na emisję tony dwutlenku węgla jako parametrem, gdzie: 1 – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 19.64$ PLN/GJ; 1' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 12.17$ PLN/GJ; 1'' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 4.72$ PLN/GJ; 2 – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 19.86$ PLN/GJ; 2' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 12.38$ PLN/GJ; 2'' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 4.94$ PLN/GJ; 3 – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 20.08$ PLN/GJ; 3' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 12.61$ PLN/GJ; 3'' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $e_{weg}^{gr} = 5.17$ PLN/GJ; 4 – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 4' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 4'' – dotyczy $e_{CO_2} = 100$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 5 – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 5' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 5'' – dotyczy $e_{CO_2} = 60$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 6 – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 170$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 6' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 220$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ; 6'' – dotyczy $e_{CO_2} = 20$ PLN/Mg, $e_{el} = 270$ PLN/MWh; $e_{weg} = 11.4$ PLN/GJ.

Graniczne ceny węgla i gazu dla danej ceny energii elektrycznej dla elektrowni z turbiną parową upustowo-przeciwprężną przedstawiają również rysunki 6.6, i 6.7. Jak już bowiem wyżej zaznaczono, ceny graniczne gazu i węgla nie zależą od typu zainstalowanego w elektrowni turbozespołu parowego.

6.3. Analiza wpływu parametrów techniczno-ekonomicznych na jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej z turbiną upustowo-kondensacyjną

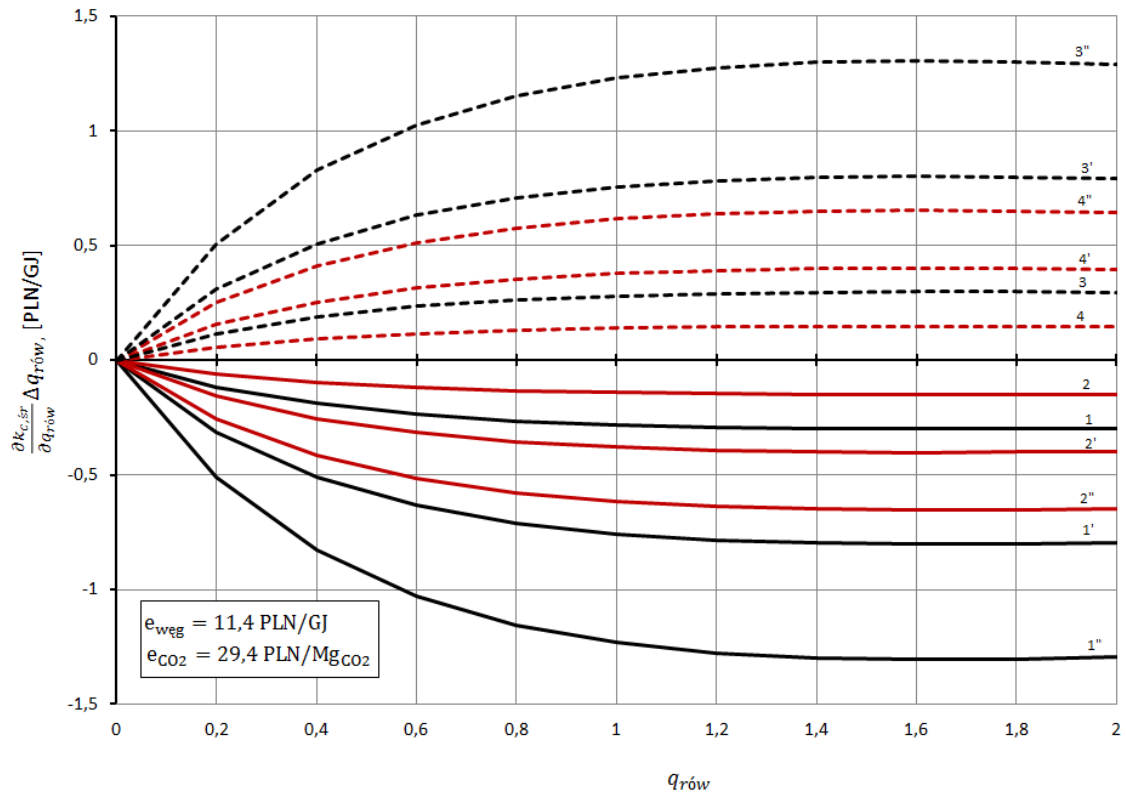
Parametry techniczno-ekonomiczne w różnym stopniu wpływają na wartość jednostkowego kosztu produkcji ciepła. Potrzebne jest więc przeanalizowanie wpływu parametrów techniczno-ekonomicznych na wartość jednostkowego kosztu oraz odpowiedź na pytanie w jakim stopniu zmiany ich wartości pozwalają na jego obniżenie w ramach różnych wartości $q_{rów}$. Analizę tę najdogodniej przeprowadzić za pomocą rachunku różniczkowego – co jest możliwe dzięki zapisowi z czasem ciągłym modeli matematycznych – wykorzystując w tym celu różniczkę zupełną jednostkowego kosztu produkcji ciepła $k_{c,śr}$ w elektrociepłowni gazowo-parowej z turbiną upustowo-kondensacyjną (wzór (6.12)):

$$\begin{aligned}
 dk_{c,śr} = & \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial q_{rów}} \Delta q_{rów} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{gaz}} \Delta a_{gaz} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{CO_2}} \Delta a_{CO_2} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{CO}} \Delta a_{CO} + \\
 & \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{NOx}} \Delta a_{NOx} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{SO_2}} \Delta a_{SO_2} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{pył}} \Delta a_{pył} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial b_{CO_2}} \Delta b_{CO_2} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{węg}} \Delta a_{węg} + \\
 & \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial i} \Delta i + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \tau_s} \Delta \tau_s + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial r} \Delta r + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{el}} \Delta a_{el} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \varepsilon_{el}} \Delta \varepsilon_{el} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \eta_{TG}} \Delta \eta_{TG} + \\
 & \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \eta_{KO}} \Delta \eta_{KO} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \eta_K} \Delta \eta_K + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \eta_{kol}} \Delta \eta_{kol} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \eta_{TP}^k} \Delta \eta_{TP}^k + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \eta_{WC}} \Delta \eta_{WC} + \frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \eta_{me}} \Delta \eta_{me}
 \end{aligned} \tag{6.18}$$

Znajomość pochodnej cząstkowej pozwala nam ocenić przyrost wartości funkcji, gdy sterujemy wartością tylko jednej zmiennej, a wartości pozostałych zmiennych nie zmieniają się. Wykorzystując pochodną $dk_{c,śr}/dq_{rów}$ (wzór 6.16), wykonano analizy widoczne na rys. 6.11 – 6.17. We wszystkich analizach przyjmowano aktualną cenę e_{el} energii elektrycznej na poziomie 170 PLN/MWh oraz możliwe jej wyższe ceny na poziomie 220 PLN/MWh i 270 PLN/MWh oraz parametry ekonomiczne mające największy wpływ na jednostkowy koszt $k_{c,śr}$.

W wykonanych analizach na rysunkach 6.11 - 6.13 przyjętym parametrem były następujące ceny gazu e_{gaz} : 20 PLN/GJ, 26 PLN/GJ i 32 PLN/GJ. Obecnie cena gazu

ziemnego w Polsce jest całkiem stabilna, oscyluje ok. 28 PLN/GJ. Polski rynek gazu przekształca się aktualnie w rynek otwarty i konkurencyjny. Zachodzą na nim duże zmiany zarówno dla podmiotów na nim działających, jak i dla samych odbiorców. O tempie jego rozwoju będą decydować w największym stopniu uwarunkowania na rynku gazu oraz kryteria ekonomiczne związane m.in. z ceną gazu. Na wykresie 6.11, który powstał w wyniku przeprowadzonych obliczeń, przyjęto cenę gazu e_{gaz} na poziomie 20 PLN/GJ, czyli niższą niż w tym momencie na rynku i niższą niż ceny graniczne gazu, które zostały wyliczone w poprzednim rozdziale. Można zaobserwować, że krzywe 1, 1', 1'' oraz 2, 2', 2'' na rysunku 6.11 mają do pewnego momentu charakter malejący i przyjmują wartości ujemne. Im większa jest wartość $q_{rów}$ tym bardziej jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ maleje. Zwiększenie do pewnej wysokości wartości $q_{rów}$ wpływa na zmniejszenie jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$. Dla wartości $q_{rów} > 1,6$ koszt $k_{c,śr}$ przyjmuje wartości stałe, niezależne od wyższych wartości $q_{rów}$. Aby stosowanie układu gazowo-parowego dwupaliwowego z turbiną upustowo-kondensacyjną było ekonomicznie opłacalne to cena energii elektrycznej musi być odpowiednio wysoka w stosunku do ceny gazu ziemnego spalane w turbinie gazowej, tak aby stosowanie turbiny gazowej nie generowało strat finansowych. W obliczeniach na rysunku 6.11 jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ osiąga najmniejsze wartości przy wyższych cenach energii elektrycznej $e_{el} = 220$ PLN/MWh i $e_{el} = 270$ PLN/MWh oraz przy możliwie największej mocy turbozespołu gazowego – przedstawiają to krzywe 1' i 1''. Przy aktualnej cenie energii elektrycznej $e_{el} = 170$ PLN/MWh, przyjętej w tych obliczeniach cenie gazu $e_{gaz} = 20$ PLN/GJ i przyroście wartości $q_{rów}$ koszt nieznacznie maleje, ale również osiąga wartości ujemne (krzywa 1 i 2). W przypadku kiedy zakładamy spadek wartości $q_{rów}$ to na rysunku 6.11 widzimy, że krzywe 3, 3', 3'' oraz 4, 4', 4'' obrazujące tę sytuację mają charakter rosnący. Zmniejszenie mocy turbozespołu gazowego powoduje zwiększenie jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$.

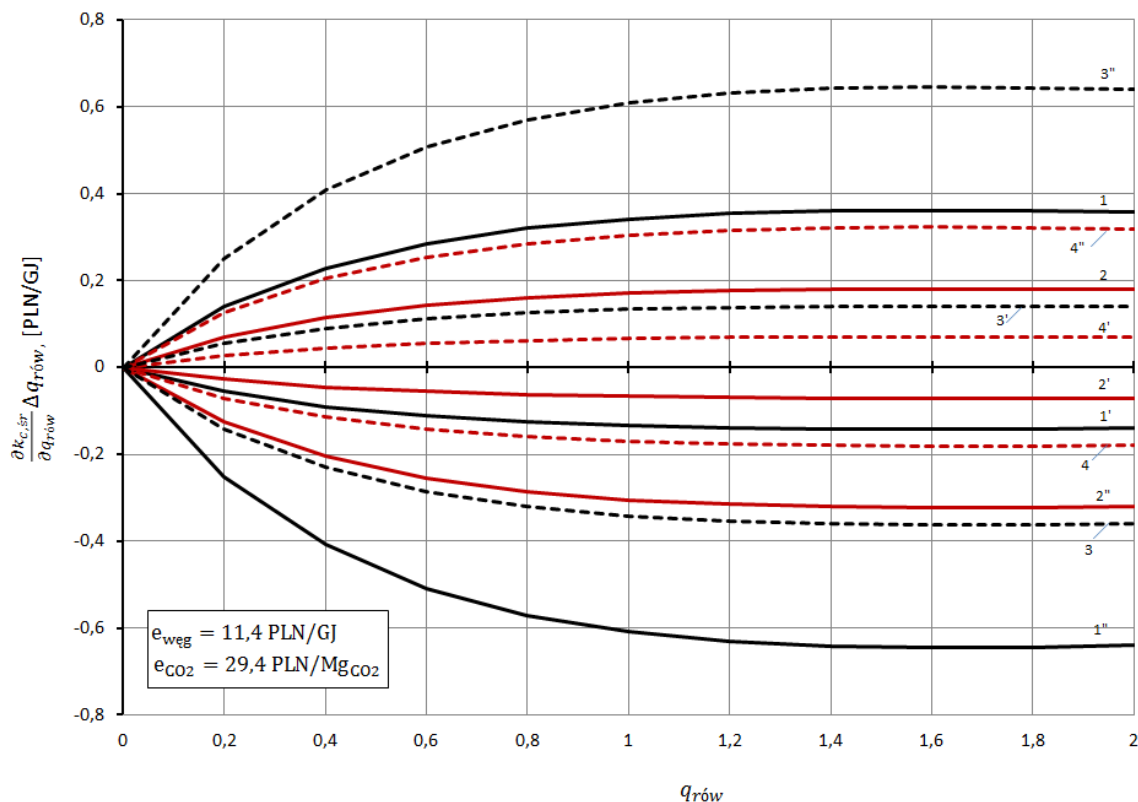


Rys. 6.11. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji $q_{r\acute{o}w}$ z ceną gazu jako parametrem, gdzie:

1 – dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,2q_{r\acute{o}w}$; 1' - dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,2q_{r\acute{o}w}$; 1'' - dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,2q_{r\acute{o}w}$; 2 – dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,1q_{r\acute{o}w}$; 2' – dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,1q_{r\acute{o}w}$; 2'' - dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,1q_{r\acute{o}w}$; 3 – dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,2q_{r\acute{o}w}$; 3' - dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,2q_{r\acute{o}w}$; 3'' - dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,2q_{r\acute{o}w}$; 4 – dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,1q_{r\acute{o}w}$; 4' - dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,1q_{r\acute{o}w}$; 4'' - dotyczy $e_{\text{gaz}} = 20 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,1q_{r\acute{o}w}$

Przy założonej wyższej cenie gazu $e_{\text{gaz}} = 26 \text{ PLN/GJ}$ w obliczeniach pokazanych na rysunku 6.12 zwiększenie wartości $q_{r\acute{o}w}$ wpływa na obniżenie kosztu $k_{c,śr}$ również przy wyższych cenach energii elektrycznej $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$ oraz $e_{\text{el}} = 270 \text{ PLN/MWh}$ oraz przyroście $q_{r\acute{o}w}$ (krzywe 1', 1'', 2', 2''), ale także koszt ten maleje w przypadku ceny energii elektrycznej $e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}$ i założonym spadku $q_{r\acute{o}w}$ (krzywe 3 i 4). Porównując jednak ten przypadek do przypadku z analizy na rysunku 6.11 widać, że wyższa cena gazu w stosunku do wyższych cen energii elektrycznej powoduje, że zmniejszenie tego kosztu nie jest tak znaczne jak w przypadku niższej ceny gazu.

Sytuację tę można zaobserwować analizując przebieg krzywych 1', 1'' oraz 2', 2'' na rysunku 6.11 i 6.12. Wykonane obliczenia przedstawione na tych wykresach wyraźnie pokazują, że niższa cena gazu i wyższe ceny energii elektrycznej wpływają bardziej korzystnie na zmniejszenie kosztu $k_{c,śr}$.

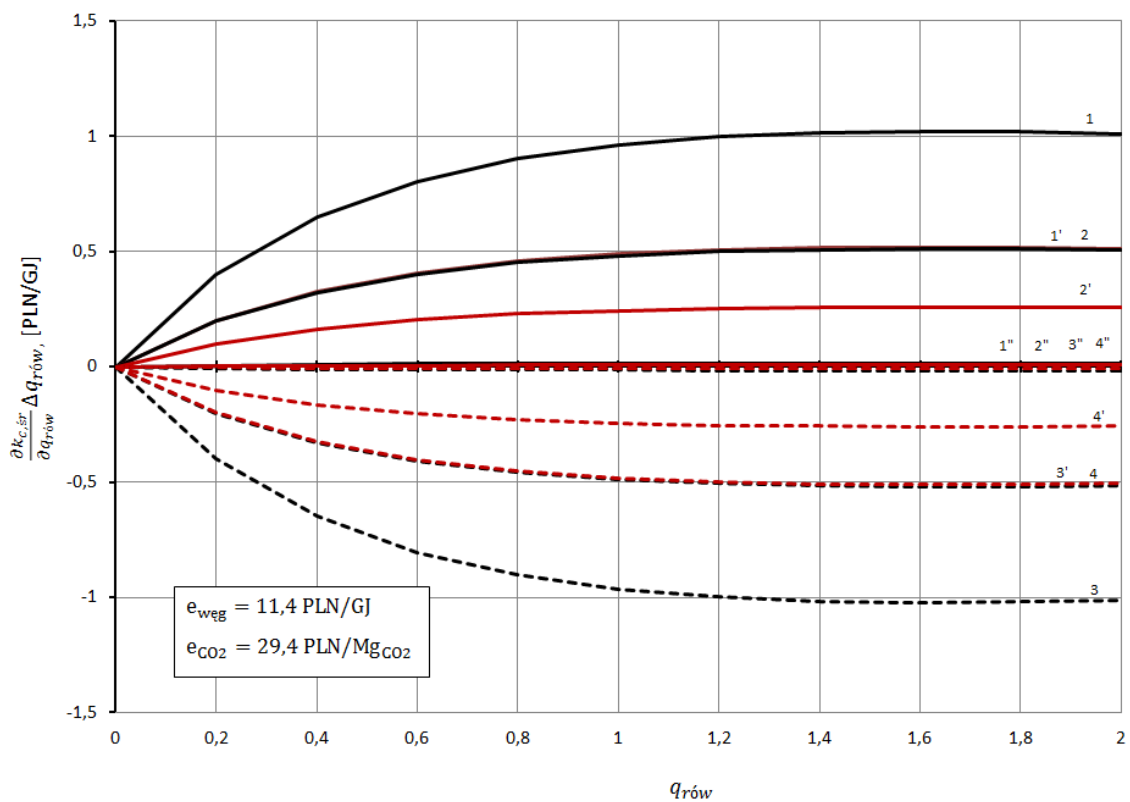


Rys. 6.12. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji $q_{rów}$ z ceną gazu jako parametrem, gdzie:

1 – dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 1' - dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 1'' - dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 2 – dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 2' - dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 2'' - dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 3 – dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 3' - dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 3'' - dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 4 – dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$; 4' - dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$; 4'' - dotyczy $e_{gaz} = 26$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$

W obliczeniach pokazanych na rysunku 6.13 przyjęto jeszcze wyższą cenę gazu e_{gaz} na poziomie 32 PLN/GJ. Przy tej cenie i założonej najwyższej cenie energii elektrycznej $e_{el} = 270$ PLN/MWh widzimy, że zakres zmiany przyrostu wartości $q_{rów}$ nie wpływa na wartość jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$. Sytuację tę prezentują krzywe 1'', 2'', 3'' i 4'', które nakładają się na siebie, są poziome w funkcji $q_{rów}$. Jak już wspomniano w rozdziale 6.2,

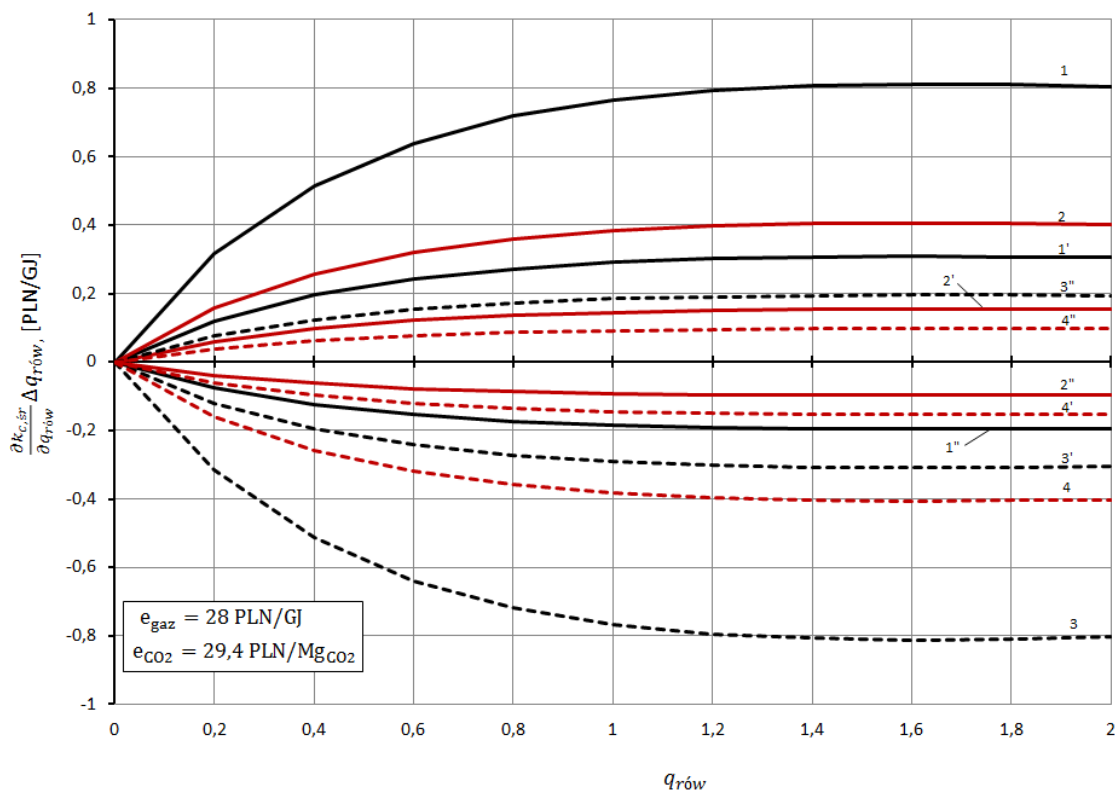
dla ceny $e_{gaz}^{gr} = 31,86$ PLN/GJ koszt $k_{c,śr}$ przyjmuje wartości stałe, niezależne od wartości $q_{rów}$, co widać na rysunku 6.13. Krzywa numer 3 pokazuje, że w tym wypadku jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ osiąga najmniejsze wartości przy najniższej założonej cenie energii elektrycznej oraz przy zmniejszeniu wartości $q_{rów}$. Wysoki koszt gazu powoduje, że wraz ze wzrostem $q_{rów}$ rośnie również koszt $k_{c,śr}$ - na rysunku przedstawiają to krzywe 1, 1', 2 oraz 2'. Przy cenie gazu wyższej od jego cen granicznych jednostkowy koszt produkcji ciepła $k_{c,śr}$ jest najmniejszy dla niższych mocy turbiny gazowej.



Rys.6.13. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji $q_{rów}$ z ceną gazu jako parametrem, gdzie:

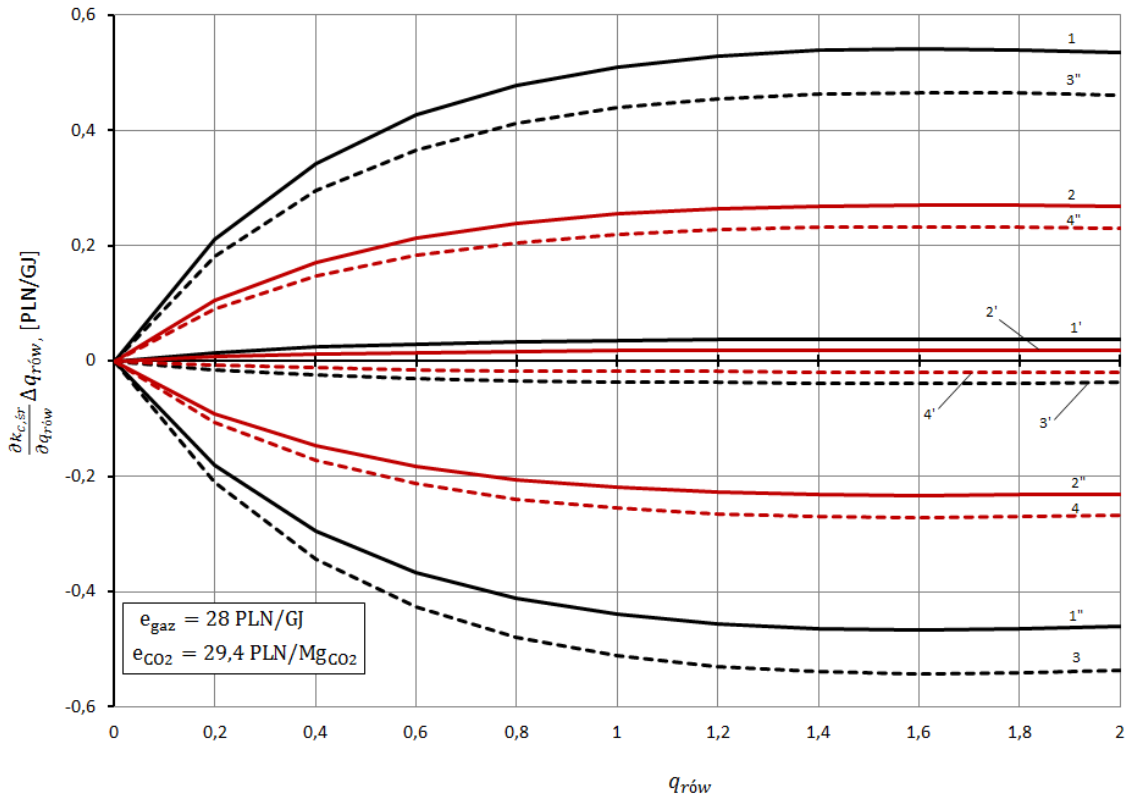
1 – dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 1' - dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 1'' - dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 2 – dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 2' - dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 2'' - dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 3 – dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 3' - dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 3'' - dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 4 – dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$; 4' - dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$; 4'' - dotyczy $e_{gaz} = 32$ PLN/GJ, $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$

W przeprowadzonych analizach na rysunkach 6.14- 6.15 przyjętym parametrem były następujące ceny $e_{\text{węg}}$: 8 PLN/GJ i 12 PLN/GJ. Pod koniec 2018 r. węgiel kamienny dla ciepłownictwa dostarczany z krajowych kopalń zdrożał z ok. 10 PLN/GJ do 12 PLN/GJ i tym samym osiągnął poziom najwyższy od pięciu lat, zbliżony do poziomu z 2013 r. Posługując się opracowanymi wykresami dla założonych cen węgla $e_{\text{węg}}$ i cen energii elektrycznej e_{el} , możemy odczytać przy jakich wartościach i zakresach przyrostu wartości $q_{\text{rów}}$ jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ przyjmuje najmniejsze wartości. Malejący charakter na rysunkach 6.14 i 6.15 mają krzywe 1'', 2'', 3, 3', 4 i 4'. Krzywe te maleją mniej więcej do wartości $q_{\text{rów}} = 1,4$, powyżej tej wartości koszt $k_{c,śr}$ przyjmuje wartości ujemne, ale praktycznie na stałym poziomie. W obliczeniach na rysunkach 6.14 i 6.15 najmniejszy jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ jest wyznaczony przez krzywą numer 3. Najmniejsze wartości kosztu są osiągnięte dla $q_{\text{rów}} > 1,4$, przy aktualnej cenie energii elektrycznej $e_{\text{el}} = 170$ PLN/MWh oraz zakładanym spadku wartości $q_{\text{rów}}$. Natomiast przy tych samych wartościach, ale założonym przyroście wartości $q_{\text{rów}}$ widzimy, że koszt wyznaczony przez krzywą numer 1 ma charakter rosnący do wartości $q_{\text{rów}} = 1,4$. Na rysunku 6.15 krzywe 1', 2', 3' i 4' wyznaczone przy cenie $e_{\text{el}} = 220$ PLN/MWh leżą blisko siebie i widzimy, że przy tej cenie zakres zmiany wartości i przyrostu $q_{\text{rów}}$ wpływa nieznacznie na wartość jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$. Osiągnięcie ujemnych wartości kosztu $k_{c,śr}$ przy zwiększaniu mocy turbozespołu gazowego jest możliwe tylko w przypadku najwyższej przyjętej ceny energii elektrycznej $e_{\text{el}} = 270$ PLN/MWh (krzywa 1'' oraz 2'').



Rys.6.14. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji $q_{\text{rów}}$ z ceną węgla jako parametrem, gdzie:

1 – dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = 0,2q_{\text{rów}}$; 1' - dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = 0,2q_{\text{rów}}$; 1'' - dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = 0,2q_{\text{rów}}$; 2 – dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = 0,1q_{\text{rów}}$; 2' - dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = 0,1q_{\text{rów}}$; 2'' - dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = 0,1q_{\text{rów}}$; 3 – dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = -0,2q_{\text{rów}}$; 3' - dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = -0,2q_{\text{rów}}$; 3'' - dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = -0,2q_{\text{rów}}$; 4 – dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = -0,1q_{\text{rów}}$; 4' - dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = -0,1q_{\text{rów}}$; 4'' - dotyczy $e_{\text{węg}} = 8 \text{ PLN/GJ}$, $e_{\text{el}} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{\text{rów}} = -0,1q_{\text{rów}}$

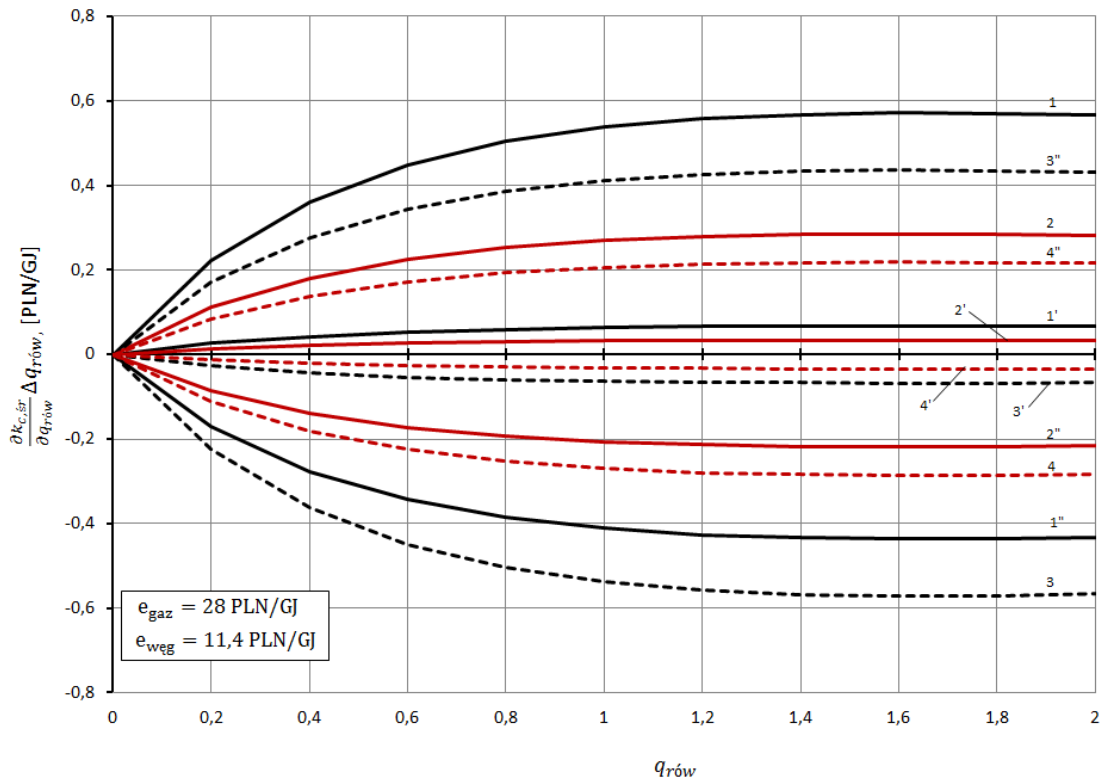


Rys. 6.15. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji $q_{rów}$ z ceną węgla jako parametrem, gdzie:

1 – dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 1' - dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 1'' - dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 2 – dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 2' - dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 2'' - dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 3 – dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 3' - dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 3'' - dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 4 – dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 170 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$; 4' - dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 220 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$; 4'' - dotyczy $e_{węg} = 12 \text{ PLN/GJ}$, $e_{el} = 270 \text{ PLN/MWh}$, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$

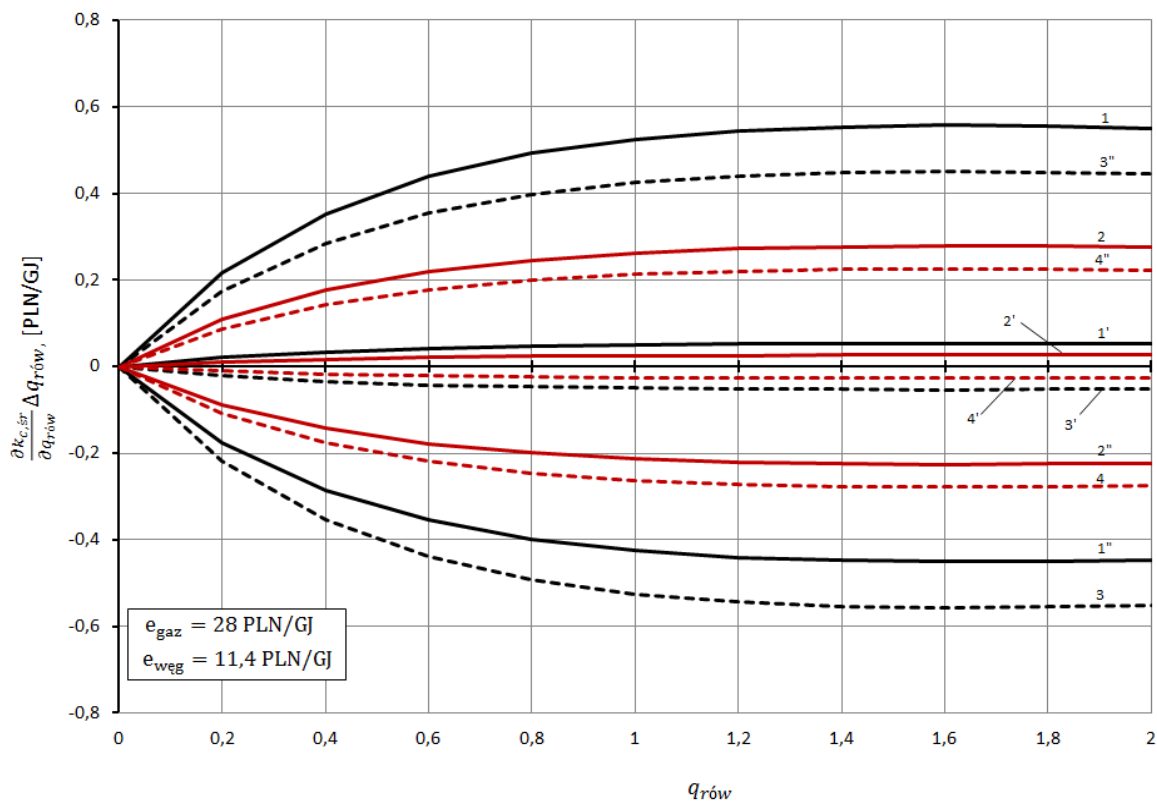
Na rysunkach 6.16 - 6.17 przyjętym parametrem w obliczeniach były ceny uprawnień do emisji e_{CO2} . W poniższych analizach przyjęto cenę emisji e_{CO2} na poziomie 60 PLN/MgCO₂ oraz 100 PLN/MgCO₂ i w przypadku obu zakładanych tych cen wartości przyrostu jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji $q_{rów}$ są bardzo podobne. Krzywe 1'', 2'', 3, 3', 4 i 4' na rysunkach 6.16 i 6.17 mają malejący charakter mniej więcej do wartości $q_{rów} = 1,4$. Zwiększając wartość $q_{rów}$ koszt $k_{c,śr}$ nadal przyjmuje wartości ujemne, ale pozostają one na tym samym poziomie. Można zauważyć też, że przy cenie energii elektrycznej $e_{el} = 220 \text{ PLN/MWh}$ zakres zmiany wartości jak i przyrostu $q_{rów}$ wpływa bardzo nieznacznie na wartość jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$ -

krzywe pokazujące te obliczenia 1', 2', 3' i 4' są praktycznie poziome, krzywe 3' i 4' przyjmują wartości ujemne, a krzywe 1' i 2' wartości dodatnie. Krzywe 1'' i 2'' pokazujące ujemną wartość kosztu przy zwiększaniu wartości $q_{rów}$ są obliczone dla najwyższej zakładanej w analizie ceny energii elektrycznej $e_{el} = 270$ PLN/MWh.



Rys. 6.16. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji $q_{rów}$ z ceną emisji CO_2 jako parametrem, gdzie:

1 – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 1' – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 1'' – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,2q_{rów}$; 2 – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 2' – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 2'' – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = 0,1q_{rów}$; 3 – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 3' – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 3'' – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,2q_{rów}$; 4 – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$; 4' – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$; 4'' – dotyczy $e_{co2} = 60$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{rów} = -0,1q_{rów}$



Rys. 6.17. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji $q_{r\acute{o}w}$ z ceną emisji CO_2 jako parametrem, gdzie:

1 – dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,2q_{r\acute{o}w}$; 1' - dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,2q_{r\acute{o}w}$; 1'' - dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,2q_{r\acute{o}w}$; 2 – dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,1q_{r\acute{o}w}$; 2' - dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,1q_{r\acute{o}w}$; 2'' - dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = 0,1q_{r\acute{o}w}$; 3 – dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,2q_{r\acute{o}w}$; 3' - dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,2q_{r\acute{o}w}$; 3'' - dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,2q_{r\acute{o}w}$; 4 – dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 170$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,1q_{r\acute{o}w}$; 4' - dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 220$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,1q_{r\acute{o}w}$; 4'' - dotyczy $e_{co_2} = 100$ PLN/Mg CO_2 , $e_{el} = 270$ PLN/MWh, $\Delta q_{r\acute{o}w} = -0,1q_{r\acute{o}w}$

Wartość jednostkowego kosztu $k_{c, \acute{s}r}$ zależy od wartości $q_{r\acute{o}w}$. Z wykonanych wykresów pokazanych na rysunkach 6.11 – 6.17 możemy odczytać optymalną wartość $q_{r\acute{o}w}$, tj. wartość dla których koszt $k_{c, \acute{s}r}$ osiąga najmniejsze wartości. Optymalna wartość $q_{r\acute{o}w}$ zależy oczywiście od relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii i ich zmianami w czasie, tj. zależy od czasowych relacji cen paliw (węgla, gazu) do ceny energii elektrycznej, a także od taryfowych opłat za korzystanie ze środowiska naturalnego, w tym szczególnie od ceny zakupu pozwoleń na emisję CO_2 . Relacje te oraz zmiany zakresu wartości $q_{r\acute{o}w}$ zaprezentowane na wykresach pokazują jaki zakres zmian pozwala na obniżenie jednostkowego kosztu $k_{c, \acute{s}r}$. Opracowane na podstawie obliczeń

przedstawione wykresy umożliwiają kompleksową analizę wpływu parametrów ekonomicznych na jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej z turbiną upustowo-kondensacyjną i tym samym pozwalają dokonać wyboru najlepszej strategii inwestycyjnej.

Wykorzystując inne pochodne cząstkowe ze wzoru (6.18) możemy wykonać kolejne interesujące analizy. Pochodne cząstkowe we wzorze (6.18) stanowią wagi wpływu poszczególnych parametrów techniczno-ekonomicznych na zmianę wartości jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$ w elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej z turbiną upustowo-kondensacyjną. Rozpatrując najważniejsze parametry techniczno-ekonomiczne mające wpływ na koszt $k_{c,śr}$, możemy te wagi wyrazić następującymi zależnościami:

- waga zmiany w czasie wartości ceny węgla:

$$\frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{węg}} = \left(\frac{r}{1-e^{-rT}} \right) \frac{1}{[\beta[q_{rów}(1-\eta_{TG})\eta_{KO}+\eta_k]\eta_{kol}\eta_{TP}^k\eta_{WC}]} (1+x_{wu,m,od}) e_{węg}^{t=0} \left[\frac{e^{(a_{węg}-r)T}[T(a_{węg}-r)-1]+1]}{(a_{węg}-r)^2} \right] \quad (6.19)$$

- waga zmiany w czasie wartości ceny gazu:

$$\frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{gaz}} = \left(\frac{r}{1-e^{-rT}} \right) \frac{q_{rów}}{[\beta[q_{rów}(1-\eta_{TG})\eta_{KO}+\eta_k]\eta_{kol}\eta_{TP}^k\eta_{WC}]} (1+x_{wu,m,od}) e_{gaz}^{t=0} \left[\frac{e^{(a_{gaz}-r)T}[T(a_{gaz}-r)-1]+1]}{(a_{gaz}-r)^2} \right] \quad (6.20)$$

- waga zmiany w czasie wartości ceny energii elektrycznej:

$$\frac{\partial k_{c,śr}}{\partial a_{el}} = \left(\frac{r}{1-e^{-rT}} \right) \left(-\frac{[q_{rów}(1-\eta_{TG})\eta_{KO}+\eta_k]\eta_{kol}\eta_{TP}^k\eta_{me}+q_{rów}\eta_{TG}}{\beta[q_{rów}(1-\eta_{TG})\eta_{KO}+\eta_k]\eta_{kol}\eta_{TP}^k\eta_{WC}} (1-\varepsilon_{el}) e_{el}^{t=0} \left[\frac{e^{(a_{el}-r)T}[T(a_{el}-r)-1]+1]}{(a_{el}-r)^2} \right] \right) \quad (6.21)$$

- waga zmiany w czasie wartości ceny zakupu pozwoleń na emisję CO₂:

$$\frac{\partial k_{c,śr}}{\partial b_{co_2}} = \left(\frac{r}{1-e^{-rT}} \right) \frac{1}{[\beta[q_{rów}(1-\eta_{TG})\eta_{KO}+\eta_k]\eta_{kol}\eta_{TP}^k\eta_{WC}]} \left[q_{rów}(1-u)\rho_{co_2}^{gaz} e_{co_2}^{t=0} \frac{e^{(b_{co_2}-r)T}[T(b_{co_2}-r)-1]+1]}{(b_{co_2}-r)^2} + (1-u)\rho_{co_2}^{węg} e_{co_2}^{t=0} \frac{e^{(b_{co_2}-r)T}[T(b_{co_2}-r)-1]+1]}{(b_{co_2}-r)^2} \right] \quad (6.22)$$

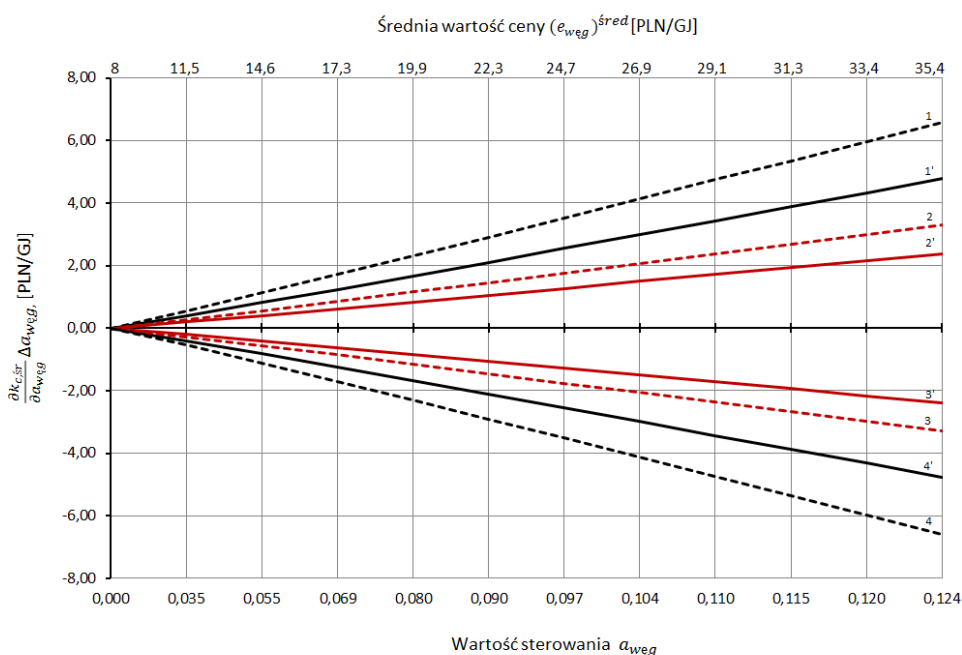
- waga zmiany wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych poniesionych na budowę elektrociepłowni:

$$\frac{\partial k_{c,śr}}{\partial i} = \left(\frac{r}{1-e^{-rT}} \right) \left[\frac{1}{\tau_s} (1-e^{-rT})(1+x_{pł,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} + \frac{z}{\tau_s} \left(\frac{1-e^{-rT}}{T} + 1 \right) \right] \quad (6.23)$$

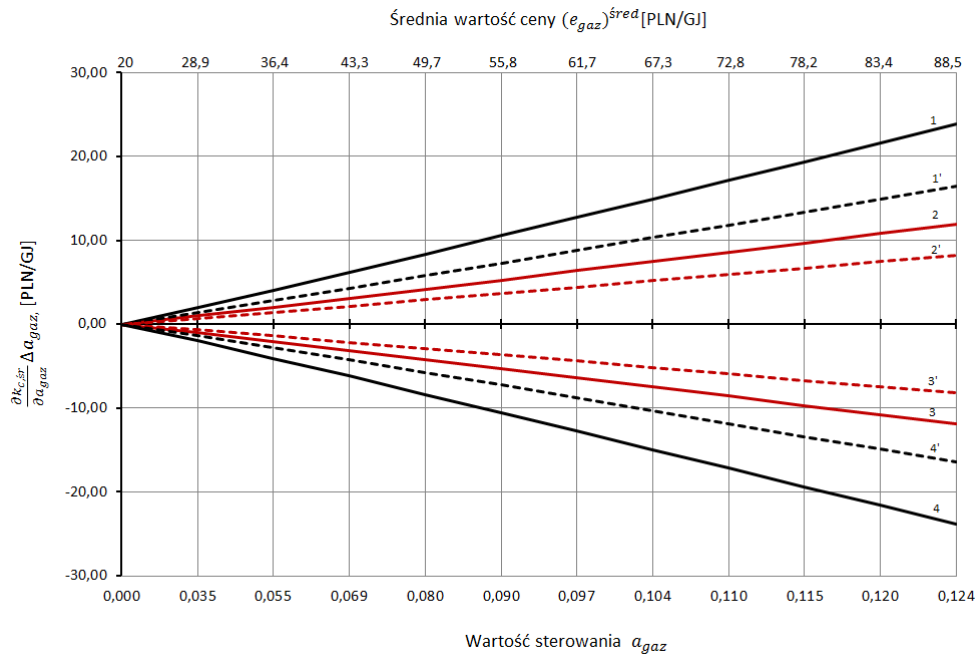
- waga zmiany wartości rocznego czasu τ_s pracy elektrociepłowni:

$$\frac{\partial k_{c,śr}}{\partial \tau_s} = \left(\frac{r}{1 - e^{-rT}} \right) \left[-\frac{i}{\tau_s^2} (1 - e^{-rT}) (1 + x_{pl,p,ub}) \frac{\delta_{rem}}{r} + \frac{zi}{\tau_s^2} \left(\frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \right] \quad (6.24)$$

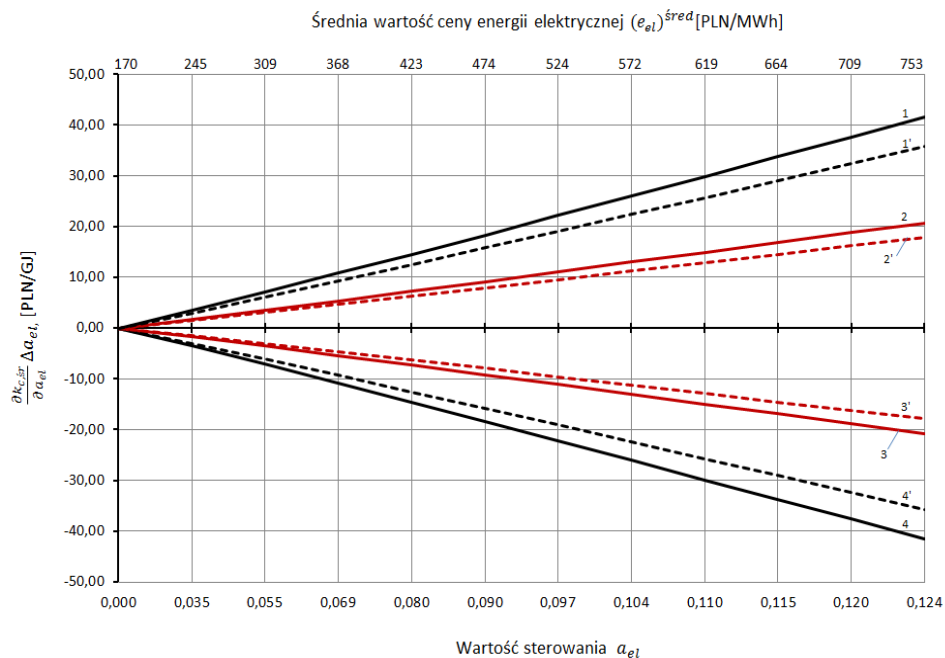
Na rysunkach 6.18 – 6.23 przedstawiono wyniki obliczeń wpływu wymienionych powyżej najistotniejszych parametrów techniczno-ekonomicznych na wartość jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$ produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej z turbiną upustowo-kondensacyjną. Obliczenia przeprowadzono za pomocą wzorów 6.19–6.24. Dla porównania obliczenia wykonano dla dwóch różnych wariantów wartości $q_{rów}$: $q_{rów} = 1$ (linie przerywane), $q_{rów} = 2$ (linie ciągłe).



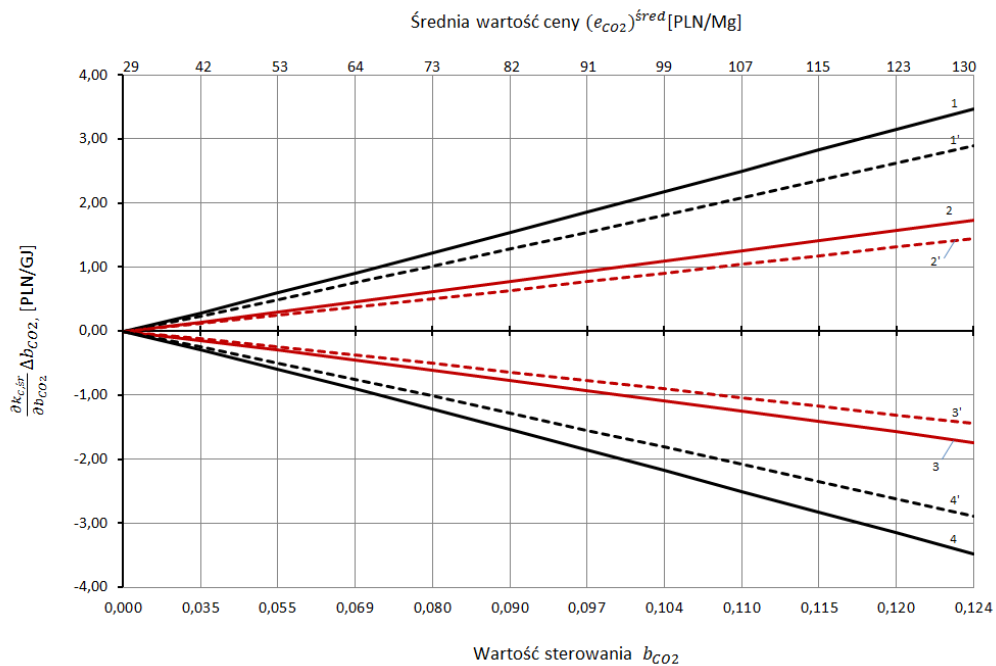
Rys. 6.18. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji ceny $a_{węg}$, gdzie:
 1 - $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{węg} = 0,2a_{węg}$; 1' - $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{węg} = 0,2a_{węg}$; 2 - $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{węg} = 0,1a_{węg}$;
 2' - $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{węg} = 0,1a_{węg}$; 3 - $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{węg} = -0,1a_{węg}$; 3' - $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{węg} = -0,1a_{węg}$;
 4 - $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{węg} = -0,2a_{węg}$; 4' - $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{węg} = -0,2a_{węg}$



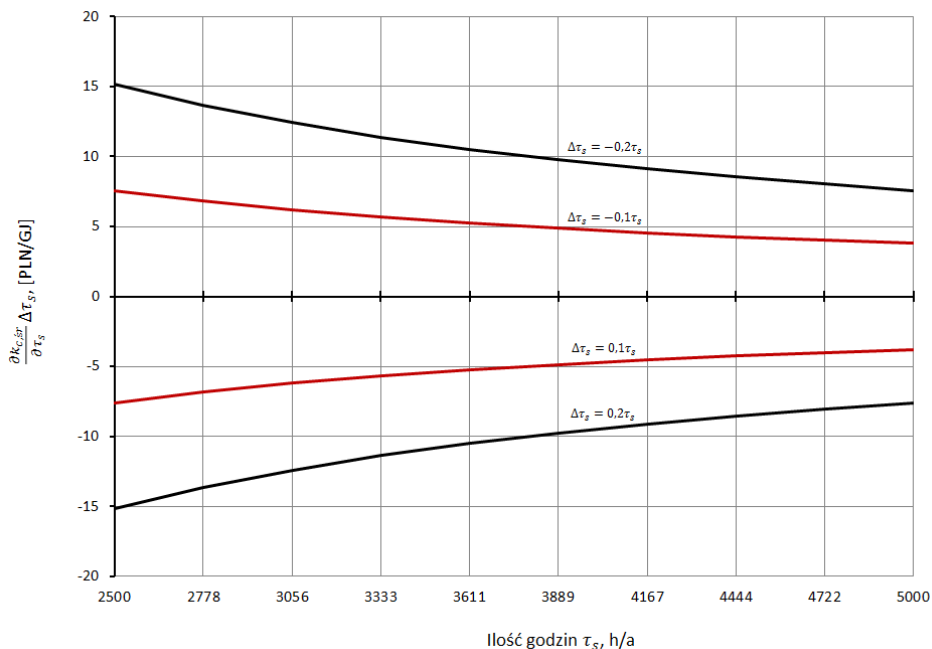
Rys. 6.19. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji ceny a_{gaz} , gdzie:
 1- $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{gaz} = 0,2a_{gaz}$; 1'- $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{gaz} = 0,2a_{gaz}$; 2- $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{gaz} = 0,1a_{gaz}$;
 2'- $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{gaz} = 0,1a_{gaz}$; 3- $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{gaz} = -0,1a_{gaz}$; 3'- $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{gaz} = -0,1a_{gaz}$;
 4- $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{gaz} = -0,2a_{gaz}$; 4'- $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{gaz} = -0,2a_{gaz}$



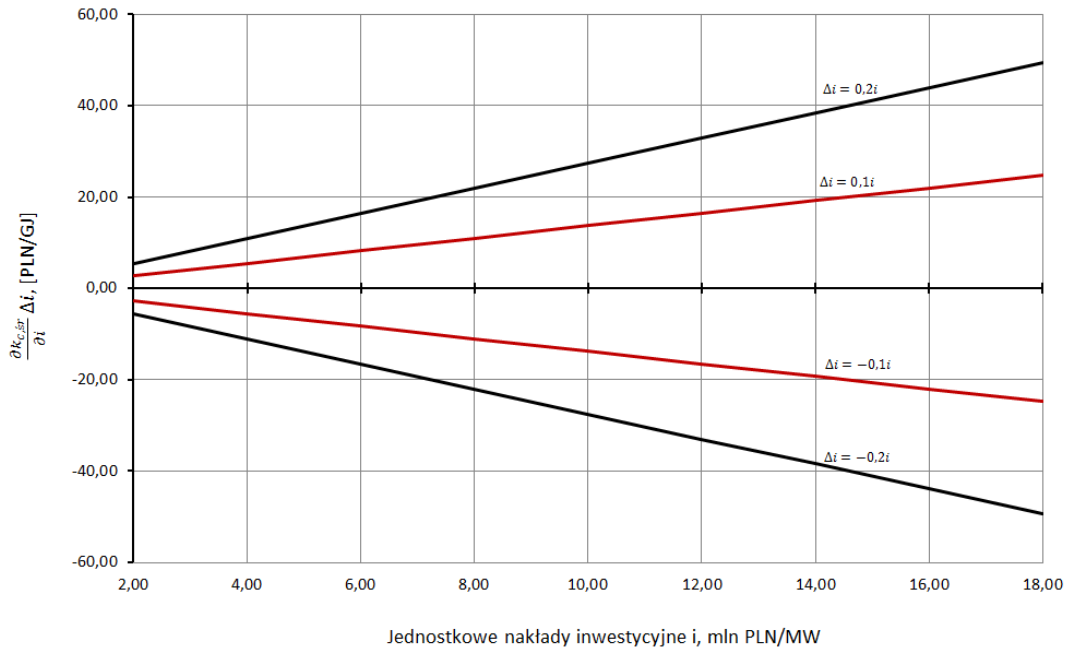
Rys. 6.20. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji ceny a_{el} , gdzie:
 1- $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{el} = -0,2a_{el}$; 1'- $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{el} = -0,2a_{el}$; 2- $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{el} = -0,1a_{el}$; 2'- $q_{rów} = 1$,
 $\Delta a_{el} = -0,1a_{el}$; 3- $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{el} = 0,1a_{el}$; 3'- $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{el} = 0,1a_{el}$; 4- $q_{rów} = 2$, $\Delta a_{el} = 0,2a_{el}$;
 4'- $q_{rów} = 1$, $\Delta a_{el} = 0,2a_{el}$



Rys. 6.21. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji ceny b_{CO_2} , gdzie:
 1- $q_{rów} = 2$, $\Delta b_{CO_2} = 0,2b_{CO_2}$; 1'- $q_{rów} = 1$, $\Delta b_{CO_2} = 0,2b_{CO_2}$; 2- $q_{rów} = 2$, $\Delta b_{CO_2} = 0,1b_{CO_2}$;
 2'- $q_{rów} = 1$, $\Delta b_{CO_2} = 0,1b_{CO_2}$; 3- $q_{rów} = 2$, $\Delta b_{CO_2} = -0,1b_{CO_2}$; 3'- $q_{rów} = 1$, $\Delta b_{CO_2} = -0,1b_{CO_2}$;
 4- $q_{rów} = 2$, $\Delta b_{CO_2} = -0,2b_{CO_2}$; 4'- $q_{rów} = 1$, $\Delta b_{CO_2} = -0,2b_{CO_2}$



Rys. 6.22. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji ilości godzin wykorzystania ciepłej mocy maksymalnej elektrociepłowni w ciągu roku τ_s .



Rys. 6.23. Przyrost wartości jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła w funkcji wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych i

Największy wpływ na zmianę wartości jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$ mają ceny paliw (rys. 6.18 i 6.19). Zmniejszenie wartości wskaźników cen paliw powoduje zmniejszenie jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$ (krzywe 3, 3', 4, 4'), zwiększenie tych wartości powoduje oczywiście sytuację odwrotną czyli zwiększenie kosztu $k_{c,śr}$ (krzywe 1, 1', 2, 2'). Bardzo duży wpływ na koszt $k_{c,śr}$ ma też cena produkowanej energii elektrycznej (rys. 6.20). Przyrost wartości wskaźnika ceny energii elektrycznej wpływa istotnie na zmniejszenie kosztu $k_{c,śr}$ (krzywe 3, 3', 4, 4'), a jego zmniejszenie na zwiększenie kosztu $k_{c,śr}$. Jeżeli chodzi o kolejny ważny parametr, cenę zakupu pozwoleń na emisję tony CO₂, to na rysunku 6.21 widać, że krzywe 3, 3', 4, 4' mające charakter malejący reprezentują zmniejszenie wartości wskaźników tych cen. Natomiast krzywe 1, 1', 2, 2' mające charakter rosnący reprezentują zwiększenie wartości wskaźników ceny zakupu pozwoleń na emisję tony CO₂. Roczny czas τ_s wykorzystania cieplnej mocy maksymalnej (znamionowej, szczytowej) również wpływa, choć w mniejszym stopniu niż ceny paliw na jednostkowy koszt $k_{c,śr}$ (rys. 6.22). Dla elektrociepłowni gazowo-parowej dwupaliwowej z turbiną upustowo-kondensacyjną w obliczeniach założono

$\tau_s = 5000$ h/a. W elektrociepłowniach komunalnych zainstalowanie parowego turbozespołu upustowo-kondensacyjnego pozwala na bardzo elastyczną całoroczną pracę układu i na dopasowanie się do zmiennego zapotrzebowania na ciepło grzejne. Wykres na rys. 6.22 pokazuje, że im mniejsza ilość godzin wykorzystania ciepłej mocy maksymalnej, tym bardziej jej przyrost zmniejsza jednostkowy koszt $k_{c,śr}$. Odnosząc się do ostatnich obliczeń pokazanych na rysunku 6.23 dotyczących nakładów inwestycyjnych, to pokazują one że zwiększenie wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych i powoduje naturalnie zwiększenie jednostkowego kosztu $k_{c,śr}$ i odwrotnie - zmniejszenie tych nakładów powoduje, że koszt $k_{c,śr}$ maleje.

Za pomocą zaprezentowanych w pracy metodyki i modeli matematycznych analizy techniczno-ekonomicznej pracy elektrociepłowni w technologii gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym wykonano wielowariantowe obliczenia, które przedstawiono na wykresach 6.3–6.23. Przedstawiono je dla elektrociepłowni z turbiną upustowo-kondensacyjną oraz upustowo-przeciwprężną dla szerokiego zakresu zmian cen nośników energii i opłat środowiskowych, a zatem także dla cen i opłat aktualnych. Wszystkie wykresy otrzymano wykorzystując, co istotne, nowatorską metodykę i model matematyczny w zapisie z czasem ciągłym całkowitego, zdyskontowanego na chwilę aktualną zysku NPV osiąganego z eksploatacji elektrociepłowni gazowo-parowych dwupaliwowych (wzór (6.1)). Decydującymi wielkościami o wartości mocy turbozespołu gazowego $N_{el\ max}^{TG}$ są ceny gazu, węgla, energii elektrycznej, koszty środowiskowe oraz nakłady inwestycyjne. Im ceny paliw i nakłady są mniejsze, oraz im wyższa jest cena energii elektrycznej, tym niższy jest jednostkowy koszt produkcji ciepła $k_{c,śr}$ (wzór (6.2)).

Warunkiem koniecznym opłacalności ekonomicznej budowy elektrociepłowni gazowo-parowych dwupaliwowych, a więc większej ich opłacalności od elektrociepłowni wyłącznie węglowych, jest spełnienie relacji $e_{gaz} \leq e_{gaz}^{gr}$ (wzór (6.11)), tj. by cena gazu była niższa od jego ceny granicznej. Co więcej, im niższa jest cena gazu od ceny granicznej (wyznaczonej dla aktualnych cen węgla i energii elektrycznej) tym niższy jest jednostkowy koszt produkcji ciepła $k_{c,śr}$ i najkorzystniejsza jest jak największa moc turbozespołu gazowego $N_{el\ max}^{TG}$ – krzywe 3, 3', 3'', 4, 4', 4'' na rysunkach 6.3 i 6.8 oraz krzywe 1, 1', 1'', 2, 2', 2'' na rysunku 6.11. Im wyższa jest przy

tym cena e_{CO_2} zakupu pozwoleń na emisję CO_2 (rys. 6.5, 6.10), tym wyższe są graniczne wartości $e_{\text{weg}}^{\text{gr}}$ i $e_{\text{gaz}}^{\text{gr}}$ (rys. 6.7), a tym samym wyższa może być cena gazu, dla której budowa elektrowni gazowo-parowych dwupaliwowych jest opłacalna. Nie znaczy to jednak, jak już zaznaczono, że zwiększanie ceny e_{CO_2} jest korzystne. Jest absolutnie odwrotnie, bowiem zwiększanie ceny e_{CO_2} , do czego dąży Unia Europejska, powoduje zwiększanie kosztu produkcji ciepła $k_{\text{c,śr}}$, a więc w większym stopniu drenuje z pieniędzy kieszenie jego użytkowników.

Korzystniejsza ekonomicznie jest elektrownia z turbiną upustowo-przeciwprężną z uwagi na niższy koszt $k_{\text{c,śr}}$ produkcji w niej ciepła. Należy jednak zaznaczyć, że układy z turbiną upustowo-przeciwprężną mają rację bytu tylko w elektrowniach przemysłowych, tj. wówczas, gdy zapotrzebowanie na ciepło grzejne dostarczane do procesów technologicznych jest na stałym poziomie przez cały rok. Układy z turbiną upustowo-kondensacyjną pozwalają natomiast na całoroczną elastyczną pracę elektrowni, tj. pracę niezależną od zmiennych potrzeb na ciepło grzejne. W sytuacjach nadwyżki pary grzejnej doprowadzana jest ona do turbozespołu kondensacyjnego i wytwarzana jest dzięki niej energia elektryczna, najszlachetniejsza postać energii. Natomiast zastosowanie wówczas turbiny przeciwprężnej powodowałoby, że w przypadku zmniejszonych potrzeb ciepłych turbina gazowa musiałaby pracować na przykład częściowo na „gorący komin” (wylot spalin z turbiny do komina zamiast do kotła odzyskowego) lub z niepełnym obciążeniem. Praca układu byłaby wówczas nieefektywna termodynamicznie i ekonomicznie. Innymi możliwościami mogłaby być praca kotła parowego ze zmienną wydajnością, co jednak istotnie wpływa na zwiększenie jego zużycia technicznego, lub wyłączenie z ruchu bloku i uruchomienie rezerwowo-szczytowych kotłów wodnych w elektrowni. Warunkiem „splacenia się” inwestycji jest jednak praca podstawowych urządzeń. Gdy urządzenia nie pracują lub są krótko, nie w pełni, wykorzystywane, mogą nie tylko „nie przynieść” zysku, ale i nie zwrócić poniesionych nakładów inwestycyjnych. Dlatego w komunalnych elektrowniach zainstalowanie parowego turbozespołu upustowo-kondensacyjnego pozwala, jak już wyżej zaznaczono, na bardzo elastyczną całoroczną pracę układu, na dopasowywanie się do zmiennego zapotrzebowania na ciepło grzejne oraz pracę nawet przy całkowitej kondensacji – pod warunkiem braku ograniczeń w sprzedaży energii elektrycznej.

7. Wnioski

Na podstawie zaproponowanej metodyki prowadzenia analiz techniczno-ekonomicznych oraz uzyskanych rezultatów badań można sformułować następujące wnioski:

1. Istnieje możliwość wykorzystania metodyki prowadzenia analiz techniczno-ekonomicznych w procesie wyboru technologii kogeneracyjnej o największej efektywności ekonomicznej. Za pomocą przedstawionej w pracy metodyki i przy wykorzystaniu uniwersalnych modeli matematycznych z czasem ciągłym wykonano analizę techniczno-ekonomiczną technologii energetycznych produkcji ciepła z wykorzystaniem założonych scenariuszy zmian w czasie cen nośników energii oraz opłat środowiskowych. Uzyskane rezultaty analizy umożliwiają dokonanie racjonalnego wyboru strategii inwestycyjnej w przedsiębiorstwach wykorzystujących źródła ciepła oraz wskazują technologie, za pomocą których można osiągnąć, teraz i w przyszłości, pożądane wartości ekonomiczne w sposób optymalny dla założonych cen nośników energii i opłat środowiskowych.
2. Zastosowana w pracy nowatorska metodyka i modele matematyczne w zapisie z czasem ciągłym są innowacyjnym podejściem do wykonywania szczegółowych analiz techniczno-ekonomicznych procesów inwestycyjnych w podmiotach wykorzystujących źródła ciepła. Zapis miernika NPV za pomocą funkcjonału całkowego umożliwia wykonywanie analiz techniczno-ekonomicznych dowolnych przedsięwzięć inwestycyjnych, w tym także z obszaru energetyki, przy dowolnych scenariuszach zmian w czasie wszystkich wielkości podcałkowych je charakteryzujących. Nie byłoby to możliwe z zastosowaniem zapisu dyskretnego miernika NPV. Zapis ciągły ma istotną przewagę nad dotychczas poznanymi i stosowanymi zapisami dyskretnymi. Pozwala w łatwy i szybki sposób analizować zmiany wartości zysku NPV w celu znalezienia jego wartości największej z uwzględnieniem dowolnych, czasowych zmian wielkości, których jest funkcją. Zapis ciągły pozwala na analizę modeli matematycznych za pomocą rachunku różniczkowego, bez którego byłoby bardzo trudno badać zmienność funkcji NPV w zależności od czasowych zmian m.in. cen nośników energii i taryfowych opłat środowiskowych.

3. Wykonanie za pomocą metodyki i modeli matematycznych wielowariantowych obliczeń umożliwia opracowanie ich wyników w postaci wykresów służących do doboru efektywnej ekonomicznie strategii inwestycyjnej w przedsiębiorstwach wykorzystujących źródła ciepła. Przedstawione w pracy wykresy mają uniwersalną wartość. Pozwalają bowiem dobrać najkorzystniejsze technologie skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej zarówno do nowo budowanych, jak i do modernizowanych źródeł ciepła, dla dowolnych przy tym cen nośników energii oraz opłat środowiskowych. Dają tym samym możliwość analizowania, jaka będzie efektywność ekonomiczna technologii energetycznych przy zmianie cen i opłat. Pozwalają więc w sposób badawczy analizować przyszłość.
4. Wartość jednostkowego kosztu wytwarzania ciepła zależy od technologii produkcji. Technologia determinuje wysokość nakładów inwestycyjnych na budowę elektrociepłowni, jej sprawność energetyczną oraz roczny czas wykorzystania cieplnej mocy maksymalnej. Koszt ten zależy ponadto od stopy oprocentowania kapitału inwestycyjnego, cen paliw i kosztów środowiskowych, a także, co istotne, zmian ich wartości w czasie. Zmiany w czasie cen nośników energii i relacji pomiędzy nimi są procesami nieuchronnymi i to z wielu powodów. Jednym z nich jest inflacja, ale też w dużym stopniu na te zmiany wpływają regulacje prawne i polityka. Wykorzystując opracowane w pracy wykresy można przy danych cenach paliwa, energii elektrycznej i opłat środowiskowych, wybrać najkorzystniejszą technologię produkcji ciepła, tj. technologię, w której jednostkowy koszt jego produkcji jest najniższy. Najniższe jednostkowe koszty produkcji ciepła, osiągnąć można przy jak najniższych nakładach inwestycyjnych (w wykonanych w pracy analizach są to nakłady $i = 1,5$ mln PLN/MW), najniższej cenie paliwa, najwyższej cenie sprzedaży produkowanej w skojarzeniu z ciepłem energii elektrycznej oraz jak największej jej ilości, a więc dla jak największej wartości rocznego wskaźnika skojarzenia σ_R .
5. Krajowa energetyka, elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie wymagają modernizacji. Za pomocą zaprezentowanej w pracy metodyki i uniwersalnych modeli matematycznych wykonano wielowariantowe obliczenia techniczno-ekonomiczne pozwalające analizować do jakich technologii należy modernizować istniejące ciepłownie i elektrociepłownie, jak na wybór tych technologii wpływają wartości oraz zmiany w czasie relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii oraz

cenami zakupu wprowadzonych przez Unię Europejską, w ramach prowadzonej polityki energetyczno-klimatycznej, pozwoleń na emisję CO₂. Zatem, najbardziej właściwą strategią jest jak najszybsze dokonywanie modernizacji, w przeciwnym wypadku źródła ciepła trzeba będzie wyłączać z ruchu. Decydującymi wielkościami wpływającymi istotnie na opłacalność ekonomicznej modernizacji są ceny paliw, energii elektrycznej oraz emisji tony CO₂. Im ceny nośników energii, opłat za emisję CO₂ są mniejsze, oraz im wyższa jest cena energii elektrycznej, tym niższy jest jednostkowy koszt produkcji ciepła w zmodernizowanych źródłach.

6. Racjonalnym kierunkiem modernizacji jest modernizacja do układów gazowo-parowych dwupaliwowych. Za pomocą zaprezentowanej metodyki i uniwersalnych modeli matematycznych analizy techniczno-ekonomicznej pracy elektrociepłowni w technologii gazowo-parowej dwupaliwowej w układzie równoległym wykonano wielowariantowe obliczenia, których rezultaty zaprezentowano na wykresach. Przedstawione modele matematyczne z czasem ciągłym umożliwiają kompleksową analizę relacji cenowych pomiędzy cenami paliw, ceną energii elektrycznej, ciepła oraz ceną pozwoleń na emisję CO₂, dla których opłacalne jest stosowanie układów gazowo-parowych dwupaliwowych. Umożliwiają również dobór do nich optymalnej mocy turbozespołu gazowego, tj. mocy gwarantującej najniższe koszty produkcji ciepła i energii elektrycznej. Decydującymi wielkościami o wartości optymalnej mocy turbozespołu gazowego są ceny gazu, węgla, energii elektrycznej, koszty środowiskowe oraz nakłady inwestycyjne. Im ceny paliw i nakłady są mniejsze, oraz im wyższa jest cena energii elektrycznej, tym niższy jest jednostkowy koszt produkcji ciepła.

Podsumowując, zaprezentowane w rozprawie doktorskiej rezultaty badań potwierdzają słuszność postawionej na wstępie pracy tezy naukowej. Zaprezentowana w pracy metodyka i uniwersalne modele matematyczne oraz wykonana za ich pomocą analiza techniczno-ekonomiczna technologii energetycznych produkcji ciepła z wykorzystaniem założonych scenariuszy zmian w czasie cen nośników energii i opłat środowiskowych pozwala na wybór efektywnej strategii inwestycyjnej w przedsiębiorstwach wykorzystujących źródła ciepła.

BIBLIOGRAFIA:

1. Badyda K.: Perspektywy rozwoju technologii turbin gazowych oraz bloków gazowo-parowych, Rynek Energii, nr 8/2014.
2. Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce. WNT, Warszawa 2014.
3. Bartnik R., Bartnik B., Duczkowska-Kądziel A.: A formulate of problem of seeking an optimum investment strategy in power engineering, Energetyka, nr 4/2014.
4. Bartnik R., Bartnik B.: Model matematyczny poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce, Energetyka, nr 1/2015.
5. Bartnik R.: Poszukiwanie optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce. Metodyka i wyniki przykładowych obliczeń, Energetyka, nr 10/2015.
6. Bartnik R.: Rachunek efektywności techniczno-ekonomicznej w energetyce zawodowej: podręcznik akademicki. Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej, Opole 2008.
7. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna. WNT, Warszawa 2009.
8. Bartnik R., Buryń Z., Hnydiuk-Stefan A.: Ekonomia energetyki w modelach matematycznych z czasem ciągłym. Wydawnictwo PWN, Politechnika Opolska 2017.
9. Bartnik R., Buryń Z.: Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle: Thermal and Economic Effectiveness. Wydawnictwo Springer, London 2011.
10. Bartnik R.: The Modernization Potential of Gas Turbines in the Coal-Fired Power Industry. Thermal and Economic Effectiveness. Wydawnictwo Springer, London 2013.
11. Bartnik R., Bartnik B., Hnydiuk-Stefan A: Optimum Investment Strategy in the Power Industry. Mathematical Models. Wydawnictwo Springer, New York 2016.
12. Bartnik R., Buryń Z., Hnydiuk-Stefan A: Investment Strategy in Heating and CHP. Mathematical Models. Wydawnictwo Springer, London 2017.
13. Bartnik R., Skomudek W., Buryń Z., Hnydiuk-Stefan A., Otawa A.: Methodology and Continuous Time Mathematical Model to Select Optimum Power of Gas

- Turbine Set for Dual-Fuel Gas-Steam Combined Heat and Power Plant in Parallel System, *Energies* no. 11/2018.
14. Bartnik R., Skomudek W., Otawa A.: Metodyka i modele matematyczne poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w źródłach ciepła, *Pomiary Automatyka Robotyka*, nr 4/2016.
 15. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A., Juszcak A.: Metodyka i modele matematyczne z czasem ciągłym poszukiwania optymalnej strategii inwestowania w źródła ciepła.
[http://www.ptzp.org.pl/files/konferencje/kzz/artyk_pdf_2017/T1/t1_347.pdf],
dostęp: 13.02.2018 r.
 16. Bartosik M., Kamrat W., Kaźmierkowski M., Lewandowski W., Pawlik M., Peryt T., Skoczowski T., Strupczewski A., Szelań A.: Wytwarzanie energii elektrycznej – diagnoza i terapia, *Przegląd elektrotechniczny* nr 10/2016.
 17. Behrens W., Hawranek P.M.: Poradnik przygotowania przemysłowych studiów feasibility. United Nations Industrial Development Organization, Warszawa 2003.
 18. Będkowska A.: Wysokosprawna kogeneracja, *Globenergia. Odnawialne Źródła i Poszanowanie Energii*, nr 5/2014.
 19. Buczek K.: Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w małych elektrociepłowniach. Wydawnictwo i Handel Książkami „KaBe”, Krosno 2001.
 20. Buczek K.: Kogeneracja ciepła i energii elektrycznej w małych elektrociepłowniach. Wydawnictwo i Handel Książkami KaBe, Krosno 2018.
 21. Bućko P.: Kogeneracja gazowa w nowych uwarunkowaniach po implementacji dyrektywy europejskiej, *Rynek Energii*, nr 4/2007.
 22. Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A.: Analiza kosztów emisji CO₂ w ciepłownictwie.
[www.ptzp.org.pl/files/konferencje/kzz/artyk_pdf_2015/T1/t1_0393.pdf], dostęp:
22.02.2019 r.
 23. Charun H.: Podstawy gospodarki energetycznej Cz. 2. Przykłady, zastosowania. Wydawnictwo Uczelniane PK, Koszalin 2005.
 24. Chmielniak T.: Technologie energetyczne. Wydawnictwo WNT, Warszawa 2013.
 25. Chmielniak T. (red.): Wyzwania paliwowe, technologiczne i ekologiczne dla polskiej energetyki. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2010.
 26. Chochowski A., Krawiec F.: Zarządzanie w energetyce: koncepcje, zasoby, strategie, struktury, procesy i technologie energetyki odnawialnej. Centrum Doradztwa i Informacji Difin, Warszawa 2008.

27. Ciesielska J.: Kogeneracyjne układy gazowe małej mocy i perspektywa ich rozwoju w Polsce, *Technika Chłodnicza i Klimatyzacyjna*, nr 3/2017.
28. Czyżewski A.: Analiza ekonomiczna w realizacji projektów inwestycyjnych. Wydawnictwo Uniwersytetu Ekonomicznego, Poznań 2011.
29. Ćwięk W., Sumara A.: Ocena zagrożeń wynikających z ograniczeń dostaw gazu ziemnego dla wysokosprawnej kogeneracji CHP.
[http://wydawnictwo.inzynieria.com/cat/93/mag_id/9/art/38750/w/175/a/archiwum/module_id/143/ocena-zagrozen-wynikajacych-z-ograniczen-dostaw-gazu-ziemnego-dla-wysokosprawnej-kogeneracji-chp], dostęp: 02.10.2017 r.
30. Corless V., Fjosna E., Havlik J., Helseth J., Hoff E., Knudsen T., Taylor D., Tjetland G., Zaborowski M.: Polisa na niezależność energetyczną. Mapa drogowa CCS dla Polski. Raport. Fundacja Bellona, Kraków 2011.
31. Dańko R., Szymała K., Holtzer M., Holtzer G.: Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w systemie Kogeneracji, *Archives for Foundry Engineering*, vol. 12, 2012.
32. Dobski T.: Kogeneracja – sposób na zwiększenie efektywności generacji energii elektrycznej i ciepła na podstawie zasilania paliwami gazowymi, *Zeszyt Naukowo-Techniczny „Ciepłownictwo-Gazownictwo-Elektroenergetyka”*, nr 1/2014.
33. Dodds P.E., Staffell I., Hawkes D., Li F., Grunewald P., McDowall W., Ekins P.: Hydrogen and fuel cell technologies for heating: a review, *International Journal of Hydrogen Energy* no.40/2015.
34. Duczkowska-Kądziel A.: Metodyka poszukiwania innowacyjnych rozwiązań za pomocą optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce.
[http://www.ptzp.org.pl/files/konferencje/kzz/artyk_pdf_2014/T1/t1_57.pdf],
dostęp: 26.05.2018 r.
35. Dubiński J., Turek M., Aleksa H.: Węgiel kamienny dla energetyki zawodowej w aspekcie wymogów ekologicznych, *Prace naukowe GIG Górnictwo i Środowisko*, nr 2/2005.
36. Dużyński A.: Analiza rzeczywistych parametrów techniczno-eksploatacyjnych gazowych zespołów kogeneracyjnych. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2008.
37. Dreszer K., Ściążko M., Chmielniak T., Zuwała J.: Scenariusz rozwoju technologii energetycznych, *Archiwum Energetyki*, t.38, nr 2/2008.

38. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dn. 11.02.2004 r. [<https://www.uokik.gov.pl/download.php?plik=1437>], dostęp: 06.03.2017 r.
39. Ellamla H.R., Staffell I., Bujlo P., Pollet B.G., Pasupathi S.: Current status of fuels cell based combined heat and power systems for residential sector, *Journal of Power Sources*, no.293/2015.
40. Frączek P.: Rola branży gazowniczej w modernizacji sektora energii w Polsce. Wydawnictwo Uniwersytetu Rzeszowskiego, Rzeszów 2008.
41. Fuksa D.: Przyszłość polskiego węgla. [yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech.../IM_2-2016-a2.pdf], dostęp: 14.06.2018 r.
42. Gawęda A.: Przyszłość polskiej energetyki z wykorzystaniem bazy zasobowej surowców energetycznych, *Systemy Wspomagania w Inżynierii Produkcji*, vol.7, 2018.
43. Gawlik L., Mokrzycki E.: Paliwa kopalne w krajowej energetyce – problemy i wyzwania, *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, t.20, z.4, 2017.
44. Głąb P.: O celowości modernizacji źródeł ciepła słów kilkoro. [http://pc-u.pl/grafiki/NC_O.pdf], dostęp: 10.11.2018 r.
45. Gomuła S., Pytel K., Piaskowska-Silarska M.: Kogeneracja jako technologia efektywnego wykorzystania energii chemicznej paliw, *Przemysł Chemiczny*, t.97, nr 9/2018.
46. Góralczyk I.: Racjonalna gospodarka energią: wybrane zagadnienia. Wydawnictwo i Drukarnia Towarzystwa Słowaków w Polsce, Kraków 2013.
47. Górzyński J.: Efektywność energetyczna w działalności gospodarczej. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2017.
48. Grudziński Z., Stala – Szlugaj K.: Wpływ emisji CO₂ na koszty produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego, *Annual Set The Environment Protection Rocznik Ochrona Środowiska*, t.17, 2015.
49. Hausner J., Białecka B.: Analiza procesu wdrażania czystych technologii węglowych w Polsce, *Prace Naukowe GIG Górnictwo i środowisko* nr 2/2012.
50. Henning B., Sloan M., de Leon M.: *Natural Gas and Energy Price Volatility. Energy and Environmental Analysis*, 2003.
51. Hinc A.: Jak skutecznie wdrożyć CCS w Polsce? Ramy polityczne i prawne. [http://old.chronmyklimat.pl/theme/UploadFiles/RaportCCS_demosEUROPA.pdf], dostęp: 26.01.2019 r.

52. Holuk M.: Zagadnienia cieplne oraz elektryczne w układzie mikrokogeneracyjnym (mikro_HCP), Instytut Nauk Technicznych i Lotnictwa, Państwowa Wyższa Szkoła w Chełmie.
53. Jaczewski M.: Światowe tendencje rozwoju elektroenergetyki, Energetyka, nr 2/2002.
54. Janowski T., Nalewaj K., Holuk M.: Układ kogeneracyjny z silnikiem Stirlinga. [<http://pe.org.pl/articles/2014/2/17.pdf>], dostęp: 17.10.2018 r.
55. Janusz P.: Aktualna sytuacja na rynku gazu ziemnego – perspektywy rozwoju, Polityka Energetyczna, t. 16, z. 2, 2013.
56. Jaworowska M.: Kogeneracja technologią dla przemysłu – skojarzona produkcja energii elektrycznej, ciepła i chłodu. [www.automatykab2b.pl], dostęp: 28.08.2018r.
57. Jaworski J.: O istocie i strukturze strategii finansowej przedsiębiorstwa, Zarządzanie współczesnymi przedsiębiorstwami. Uwarunkowania strategiczne, innowacyjne i kulturowe, (red.) Falencikowski T., "Prace Naukowe Wyższej Szkoły Bankowej w Gdańsku", Tom 7, Warszawa 2010.
58. Jewulski J., Kupecki J., Błesznowski M.: Postęp w rozwoju układów u-CHP z ogniwami paliwowymi, Instal nr 1/2014.
59. Jeżowski P.: Koszty polityki klimatycznej UE dla polskich przedsiębiorstw energetycznych. Przedsiębiorstwa wobec zmian klimatu, 7-8 kwietnia 2011, Szkoła Główna Handlowa w Warszawie.
60. Jurczyk M.: Generacja rozproszona a rynek energii, Rynek Energii nr 3/2005.
61. Kacejko P.: Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym. Politechnika Lubelska, Lublin 2004.
62. Kaczmarek A.: Analiza uwarunkowań rozwoju elektrowni i elektrociepłowni gazowych i gazowo-parowych, Energetyka, nr 6/2010.
63. Kamiński J., Malik A.: Analiza krajowego sektora ciepłowniczego – stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju, Zeszyty Naukowe Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, nr 92/2016.
64. Kamiński J.: Modelowanie systemów energetycznych: ogólna metodyka budowa modeli, Polityka Energetyczna, t. 13, z. 2/2010.
65. Kamrat W.: Paliwa gazowe dla energetyki – stagnacja czy rozwój, Rynek Energii, nr 4/2007.

66. Kaleta P., Wałek T.: Wykorzystanie wysokosprawnych technologii wytwarzania energii z paliw gazowych jako element zrównoważonego rozwoju, *Systemy wspomaganie w Inżynierii Produkcji*, z. 4 (16), 2016.
67. Kalina J., Skorek J.: Paliwa gazowe dla układów kogeneracyjnych.
[<http://www.zgazowywarkaobornikislaskie.pl/wp-content/uploads/2013/01/technologie-chp.pdf>], dostęp: 10.12.2016 r.
68. Kaliski M., Szurlej A.: Perspektywiczne segmenty krajowego rynku gazu ziemnego, *Wiertnictwo Nafta Gaz*, Tom 25, Zeszyt 2, 2008.
69. Kiciński J., Lampart P.: Siłownie kogeneracyjne energetyki rozproszonej skojarzonej z układami produkcji paliw z biomasy.
[<https://www.imp.gda.pl/bioenergy/biznes/kogeneracja-biomasa.pdf>] dostęp: 22.03.2018 r.
70. Kiciński J., Lampart P.: Kogeneracja w dużej i małej skali, *Acta Energetica*, nr 2/2009.
71. Klepacki A., Klepek Ł.: Koszty wsparcia kogeneracji w Polsce.
[https://www.cire.pl/pliki/2/2017/koszty_wsparcia_kogeneracji.pdf], dostęp: 03.02.2019 r.
72. Kowal I.: Kogeneracja – wczoraj, dziś, jutro, *Nowa Energia* nr 2/2017.
73. Kornasiewicz M.: Aktualny stan oraz perspektywy rozwoju kogeneracji w Polsce, *Nowa Energia* nr 3/2017.
74. Krajewska R., Łukasik Z.: Bezpieczeństwo energetyczne, a planowanie dostaw paliw w przedsiębiorstwach energetycznych, *Autobusy: technika, eksploatacja, systemy transportowe*, R.17, nr 10/2016.
75. Kryzia D., Gawlik L., Peplowska M.: Uwarunkowania rozwoju czystych technologii wytwarzania energii z paliw kopalnych, *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, Tom 19, Zeszyt 4, 2016.
76. Kubski P.: Skojarzona gospodarka ciepłno-elektryczna. *Energia, ciepło i chłód*.
[<http://www.cire.pl/pliki/2/ubski-Skojarzona.pdf>] dostęp: 24.10.2018 r.
77. Lior N., Advanced energy conversion to power. *Energy Conver Manage*, vol. 38, no. 10-13/1997.
78. Lior N., Chair P., Brief summary of the ECOS'05 Panel on "Future Power Generation". *Energy*, vol. 32, no. 4/2007.
79. Lior N.: Thoughts about future power generation systems and the role of exergy analysis in their development. *Energy Conver Manage*, vol. 43, no. 9-12/2002.

80. Łaciak M.: Energetyka gazowa. Tarbonus, Tarnobrzeg 2008.
81. Machlejd M.: Kogeneracja to przyszłość ciepłownictwa, Energetyka Ciepła i Zawodowa nr 2/2014.
82. Mackevicius J., Tomasevic V.: Evaluation of investment projects in case of conflict between the internal rate of return and net present value methods, *Ekonomika*, vol. 89, nr 4/2010.
83. Majchrzak H.: Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła na rynku Unii Europejskiej: zagadnienia wybrane. Wydawnictwo Federacji Stowarzyszeń Naukowo-Technicznych „Energetyka i Środowisko”, Warszawa 2006.
84. Malicki M.: Trendy w efektywności energetycznej: kogeneracja i trigeneracja, *Polski Instalator* nr 6/2016.
85. Malinowski L., Rachtan W., Batko B., Dawidowski J.B., Rogalska P.: Układ kogeneracyjny oparty na mikroturbinie gazowej Capstone C30, *Inżynieria Rolnicza*, nr 1 (110), 2009.
86. Marecki J.: Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej, *Wokół Energetyki* nr 1/2005, vol. 8.
87. Matuszczyk P., Popławski T., Flaszka J.: Rozwój energetyki prosumenckiej na przykładzie kogeneracji CHP, *Przegląd elektrotechniczny* nr 1/2016.
88. Mazurkiewicz J.: Efektywność ekonomiczna instrumentów ograniczania emisji CO₂, *Polityka Energetyczna*, t.19, z.3, 2016.
89. Micuła I.: Metodyka analizy kosztów wytwarzania w przedsiębiorstwach energetycznych, *Finanse, Rynki Finansowe, Ubezpieczenia* nr 1/2016 (79).
90. Mielczarski W.: Perspektywy dla kogeneracji, *Zeszyt Naukowo-Techniczny „Ciepłownictwo-Gazownictwo-Elektroenergetyka”*, nr 1/2014.
91. Molenda J., Steczko K.: Ochrona środowiska w gazownictwie i wykorzystaniu gazu. Wydawnictwo Naukowo – Techniczne, Warszawa 2000.
92. Motowidlak T.: Istota skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej na rynkach krajów Unii Europejskiej, *Energetyka*, czerwiec/lipiec 2007.
93. Moussawi H.A., Fardoun F., Louahlia H.: Selection based on differences between cogeneration and trigeneration in various prime mover technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 74, 2017.
94. Mróz T.M.: Innowacyjne ciepłownictwo – możliwości i ograniczenia, *Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja* t. 43, nr 10/2012.
95. Mszyca J.: Ciepłownictwo na zakręcie, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, nr 3/2013.

96. Nantka M.: Ogrzewnictwo i ciepłownictwo. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2010.
97. Ney R., Galos K.: Bilans polskich surowców mineralnych (energetycznych, metalicznych, chemicznych i skalnych),
[http://www.mir.gov.pl/rozwoj_regionalny/poziom_krajowy/polska_polityka_przestrzenna/prace_nad_KPZK_2008_2033/Documents/Ney_Galos.pdf], dostęp: 26.04.2016 r.
98. Niedoks J.: Ciepłownictwo sieciowe warunkiem rozwoju kogeneracji, Rynek Energii, nr 5/2006.
99. Olejarnik T.: Konsekwentnie w kierunku kogeneracji, Energetyka Ciepła i Zawodowa, nr 1/2014.
100. Olkusiński T.: Analiza struktury produkcji energii elektrycznej we Francji i w Polsce, Polityka Energetyczna, t.16, zeszyt 3, 2013.
101. Olkusiński T.: Wpływ handlu uprawnieniami do emisji CO₂ w Unii Europejskiej na przeciwdziałanie zmianom klimatu, Polityka Energetyczna, t.18, z.3, 2015.
102. Otawa A., Skomudek W.: Wpływ aktualnych uwarunkowań rynku gazu w Polsce na bezpieczeństwo energetyczne i rozwój gazowych jednostek kogeneracyjnych, Logistyka, nr 6/2014.
103. Otawa A., Sinkowski Ł.: Zarządzanie projektami jako niezbędny element zarządzania we współczesnych podmiotach gospodarczych sektora energetycznego, [w:] Knosala R.: Innowacje w Zarządzaniu i Inżynierii Produkcji, Oficyna Wydawnicza Polskiego Towarzystwa Zarządzania Produkcją, Tom I, Opole 2016.
104. Otawa A., Skomudek W.: Innowacyjne rozwiązania w zakresie odnawialnych źródeł energii na wybranych przykładach, [w:] Knosala R.: Innowacje w Zarządzaniu i Inżynierii Produkcji, Oficyna Wydawnicza Polskiego Towarzystwa Zarządzania Produkcją, Tom I, Opole 2018.
105. Otawa A., Skomudek W.: Efektywność ekonomiczna i wybrane aspekty ryzyka projektów budowy układów kogeneracyjnych, Przedsiębiorstwo we współczesnej gospodarce – teoria i praktyka, nr 3/2018.
106. Paska J., Kłós M.: Ogniwia paliwowe przyszłością wytwarzania energii elektrycznej i ciepła? Przegląd Elektrotechniczny nr 8/2010.

107. Paska J., Surma T.: Wpływ polityki energetycznej Unii Europejskiej na funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych w Polsce, Rynek Energii nr 2/2016.
108. Pastusiak R.: Ocena efektywności inwestycji. CeDeWu, Warszawa 2000.
109. Pazio W. J.: Analiza finansowa i ocena efektywności projektów inwestycyjnych przedsiębiorstw. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2002.
110. Pilavachi P.A., Afgan N.H., Carvalho M.G.: Multi-criteria evaluation of natural gas resources, Energy Policy, nr 35/2007.
111. Pipitone G., Bolland O., Power generation with CO₂ capture: Technology for CO₂ purification. International Journal of Greenhouse Gas Control, vol.3, issue 5/2009.
112. Pisarev V.: Mikrokogeneracja w projektowaniu systemów energetycznych. Oficyna Wydawnicza Politechniki Rzeszowskiej, Rzeszów 2014.
113. Piwowarczyk-Ściebura K.: Rozwój krajowego sektora energetycznego w perspektywie do 2030 roku, Logistyka, nr 4/2013.
114. Płatek W., Buczak A.: Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej, ciepła i chłodu w modułach kogeneracyjnych, Czysta Energia, nr 11/2005.
115. Podziemska A.: Technologiczno-ekonomiczne aspekty gazowej gospodarki skojarzonej cz.1, Nowoczesne Gazownictwo, nr 4/2005.
116. Popczyk J.: Energetyka rozproszona. Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011.
117. Popławski T., Dąsał K., Problematyka programowania rozwoju systemów elektroenergetycznych w Polsce, Polityka Energetyczna, t.11, z. 1/2008.
118. Prymon M., Wrona J.: Analiza ekonomiczna wykorzystania agregatu kogeneracyjnego zbudowanego z wykorzystaniem silnika Stirlinga, Ciepłownictwo, ogrzewnictwo, wentylacja, nr 15/2011.
119. Rak A., Lizak M.: Sposoby modernizacji i kierunki rozwoju systemów ciepłowniczych, Archiwum Wiedzy Inżynierskiej, t.1, nr 1/2016.
120. Rataj M.: Wysokosprawna kogeneracja – charakterystyka dostępnych technologii, Gaz, Woda i Technika Sanitarna, nr 2/2018.
121. Ratuszny P.: Kogeneracja – przegląd technologii.
[<https://repo.uni.opole.pl/docstore/download/.../RatusznyP.-Kogeneracja-.pdf>],
dostęp: 17.12.2018 r.

122. Reński A.: Perspektywy rozwoju skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w Polsce, Rynek Energii, nr 6/2008.
123. Rozmarynowski A., Wojciechowski J.: Kogeneracja – dobór układów CHP, Logistyka nr 6/2011.
124. Ryk J.: Strategia Polski w obszarze rozwoju kogeneracji, Ciepłownictwo Ogrzewnictwo, Wentylacja, nr 10/2007.
125. Ruszel M.: Ocena bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego do Polski – stan obecny i perspektywa do 2025 r, Polityka Energetyczna t.20, z.1, 2017.
126. Siemek J., Rychlicki S., Kaliski M., Szurlej A., Janusz P.: Rola sektora gazowego w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski na tle wybranych państw Unii Europejskiej, Rynek Energii nr 6/2010.
127. Skorek J., Kalina J.: Technologie i efektywność ekonomiczna generacji rozproszonej w układach gazowych, Materiały seminarium pt. „Elektroenergetyka w okresie przemian – Generacja rozproszona”, Gliwice 2002.
128. Skorek J., Kalina J.: Gazowe układy kogeneracyjne. WNT, Warszawa 2005.
129. Skorek J., Kalina J.: Uwarunkowania energetyczne i ekonomiczne rozwoju technologii kogeneracji rozproszonej [w:] Kogeneracja rozproszona. Równoczesne wytwarzanie ciepła i prądu w gminie i w przedsiębiorstwie pod red. nauk. M. Tańczuka, P. Bębenka. Politechnika Opolska Oficyna Wydawnicza, Opole 2007.
130. Skorek J., Kalina J.: Uwarunkowania energetyczne i ekonomiczne rozwoju technologii kogeneracji rozproszonej [w:] Kogeneracja rozproszona. Równoczesne wytwarzanie ciepła i prądu w gminie i w przedsiębiorstwie pod red. nauk. M. Tańczuka, P. Bębenka. Politechnika Opolska Oficyna Wydawnicza, Opole 2007.
131. Stala-Szlugaj K., Grudziński Z.: Import oraz eksport węgla kamiennego i ich wpływ na zapotrzebowanie energetyki zawodowej w Polsce, Inżynieria Mineralna R.18, nr 2/2017.
132. Steczko K., Froński A.: Gaz ziemny w Unii Europejskiej: stan obecny – zasoby, wydobywanie, zużycie, import, eksport, analiza zapotrzebowania w perspektywie do 2030 r., kierunki i możliwości dostaw gazu w perspektywie do 2030 r. Instytut Nafty i Gazu, Kraków 2010.
133. Strzelczyk F.: Zastosowanie turbiny gazowej w wysokosprawnej kogeneracji rozproszonej, Nowa Energia nr 4/2017.

134. Szargut J., Ziębik A.: Skojarzone wytwarzanie ciepła i elektryczności – elektrociepłownie. Wydawnictwo Pracowni Komputerowej Jacka Skalmierskiego, Gliwice 2007.
135. Szczerbiowski R.: Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna, *Polityka energetyczna*, t.16, z.4, 2013.
136. Szczerbiowski R.: Prognoza rozwoju polskiego sektora wytwórczego do 2050 roku – scenariusz węglowy, *Polityka Energetyczna*, t.19, z.3, 2016.
137. Szczerbiowski R.: Polityka energetyczna Polski w aspekcie wyzwań XXI wieku, *Polityka Energetyczna*, t.20, z.3, 2017.
138. Szymała A.: Kogeneracja wysokosprawna, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, nr 7/8, 2010.
139. Tarapata Z.: Optymalizacja decyzji inwestycyjnych, cz. I. Optymalizacja decyzji inwestycyjnych.
[http://tarapata.strefa.pl/p_efektywnosc_systemow_informatycznych/download/optymalizacja_decyzji_inwestycyjnych_czI.pdf], dostęp: 08.05.2018 r.
140. Walczak M.: Analiza finansowa w zarządzaniu przedsiębiorstwem. Wydawnictwo Difin, Warszawa 2003.
141. Wanielista K.: Rachunek ekonomiczny w przedsiębiorstwach górniczych: ekonomiczne aspekty gospodarki zasobami złóż kopalin stałych. Wydawnictwo Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków 2009.
142. Wawrzyńczyk J.: Problemy i kierunki innowacyjnych rozwiązań w polskiej energetyce, *Przegląd Elektrotechniczny*, R.93, nr 11/2017.
143. Wędzik A.: Układy kombinowane produkcji energii elektrycznej. Część I. Zagadnienia techniczne, *Energetyka* nr 5/2006.
144. Włosik K.: Unijny system handlu uprawnieniami do emisji i jego wpływ na kształtowanie się cen energii elektrycznej w Polsce, *Debiuty Ekonomiczne*, nr 17/2016.
145. Wojciechowski H.: Efektywność techniczna i ekonomiczna rozproszonych i rozsianych układów wytwarzania energii, *Instal* nr 6/2010.
146. Wojciechowski H.: Małe elektrociepłownie gazowe z zasobnikami ciepła i gazu, *Instal* nr 9/2009.
147. Wojdyga K.: Szanse i bariery w rozwoju instalacji kogeneracyjnych w Polsce, *Nowa Energia* nr 2-3/2014.
148. Wróblewski R.: Kogeneracja na biomasę, *Energia Gigawat*, nr 10-11/2014.

149. Zajdler R., Andruszkiewicz M.: Inwestycje w kogenerację. Bariery w rozwoju, Energetyka Ciepła i Zawodowa, nr 9/2010.
150. Zaporowski B.: Perspektywy rozwoju źródeł wytwórczych opalanych gazem ziemnym w polskiej elektroenergetyce, Polityka Energetyczna, t.12, z.2/2, 2009.
151. Zaporowski B.: Nowoczesne technologie skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, Polityka Energetyczna, t.20, z.3, 2017.
152. Ziębik A., Liszka M., Hoinka K., Stanek W.: Poradnik inwestora i projektanta układów wysokosprawnej dużej kogeneracji.
[http://www.itc.polsl.pl/files/projekty/CHP_strateg/Poradnik.pdf], dostęp: 20.12.2018 r.
153. [<https://www.cire.pl/>] - Portal gospodarczy.
154. [<https://energetyka.wnp.pl>] - Portal gospodarczy.
155. [<https://www.energetyka24.com/>] - Portal gospodarczy.
156. [<https://www.green-projects.pl>] – Portal informacyjny.
157. [<https://www.ure.gov.pl/>] – Portal informacyjny.

ZAŁĄCZNIKI

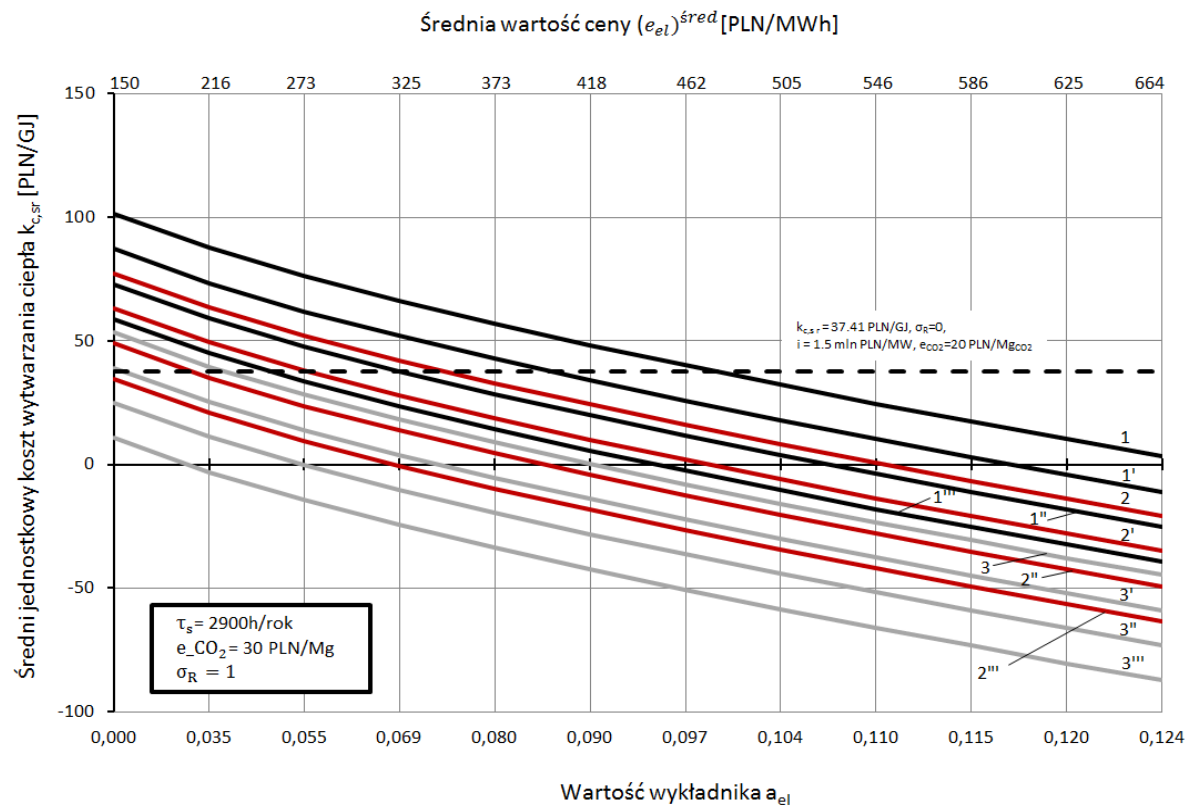
Zestawienie załączników:

Załącznik 1 - Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} dla trzech różnych wariantów cen uprawnień do emisji CO₂ (rysunki Z-1.1 – Z-1.10)

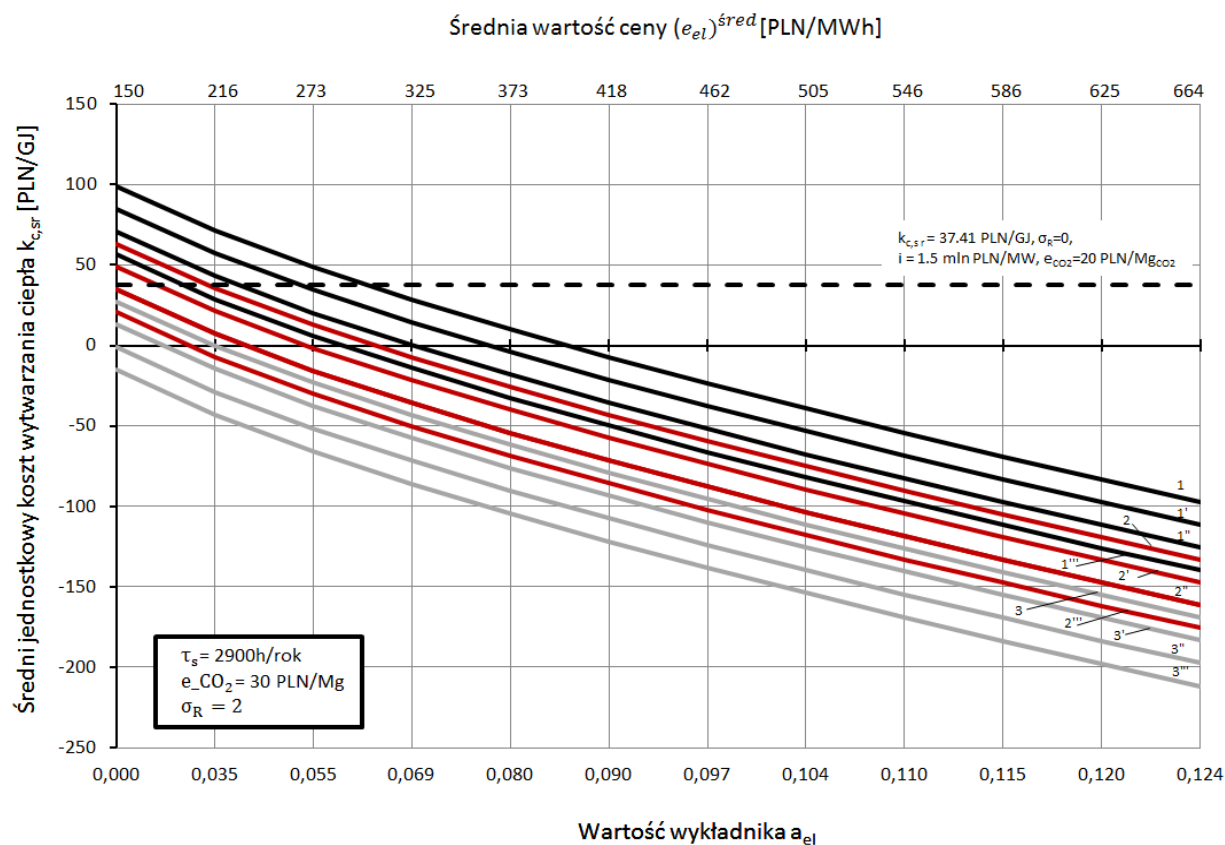
Załącznik 2 - Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} dla trzech różnych wariantów cen energii elektrycznej (rysunki Z-2.1 – Z-2.9)

Załącznik 3 - Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny emisji do uprawnień CO₂ oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} dla trzech różnych wariantów cen paliwa (rysunki Z-3.1 – Z-3.9)

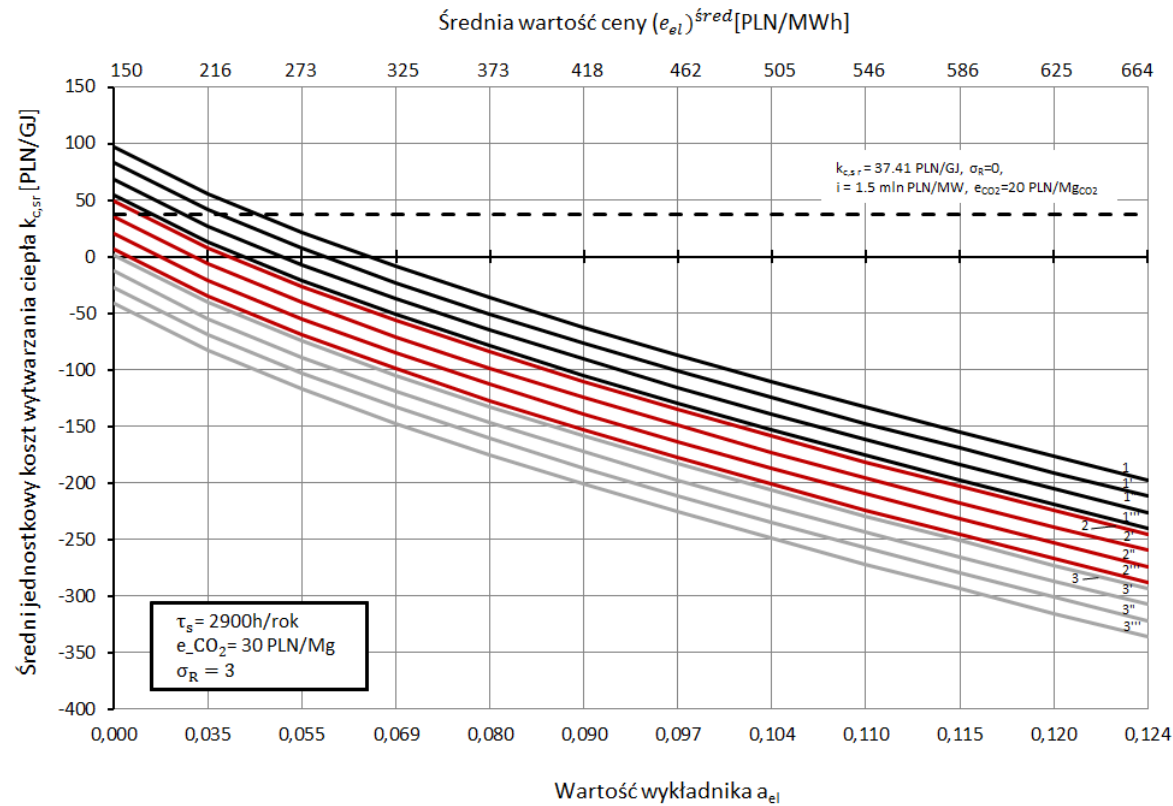
ZAŁĄCZNIK 1



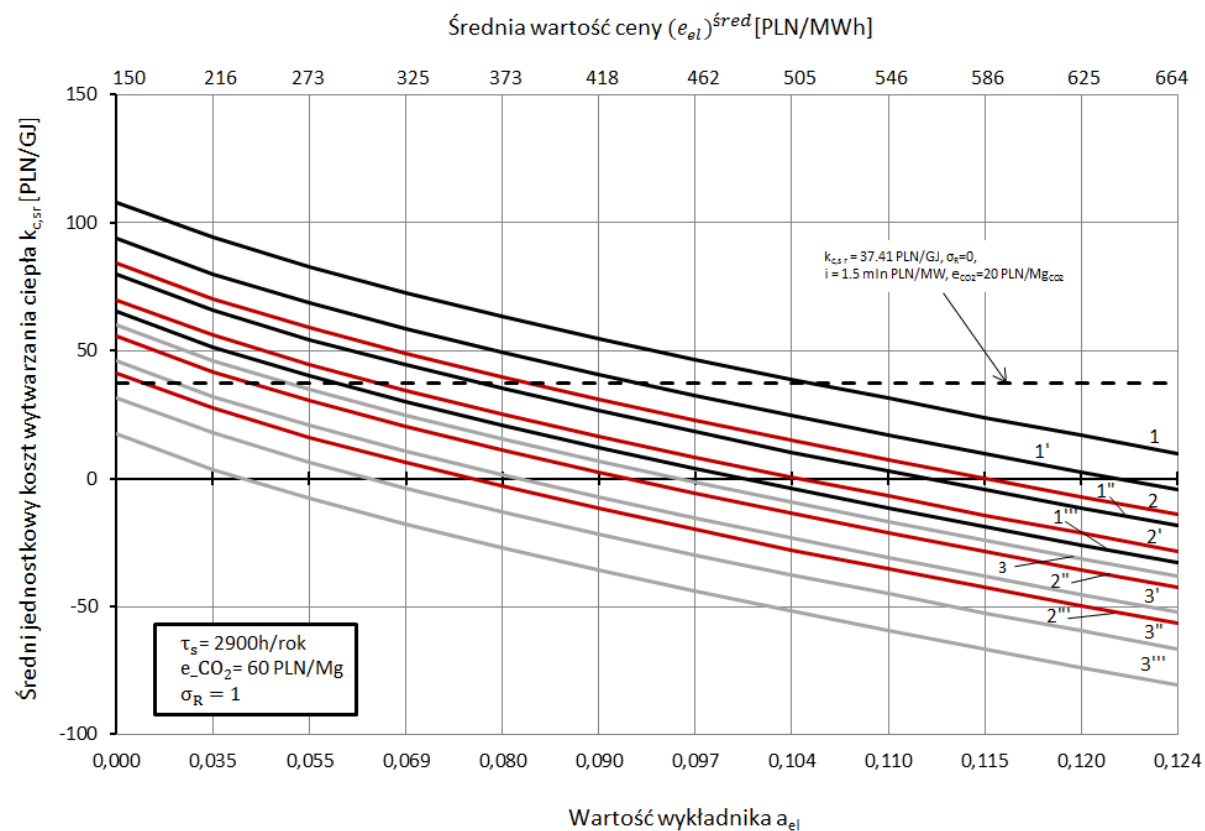
Rys. Z-1.1. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.



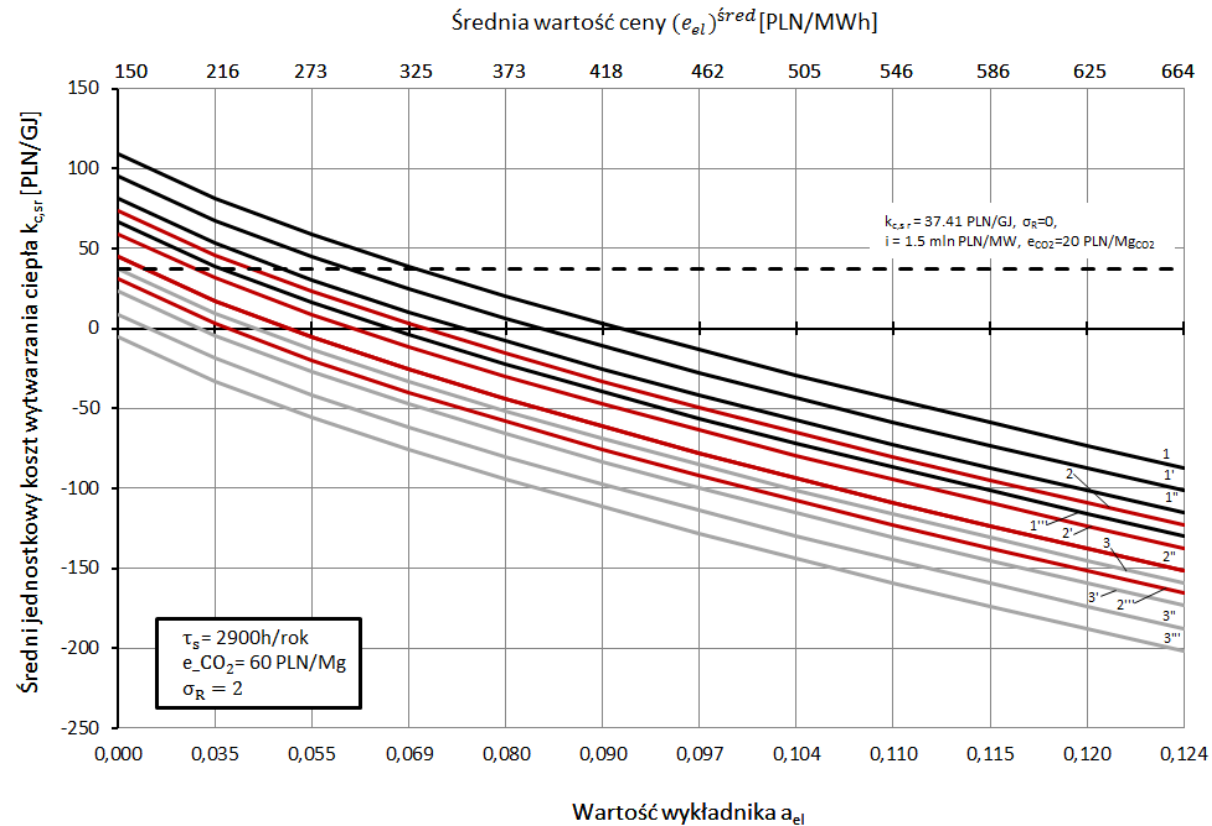
Rys. Z-1.2. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



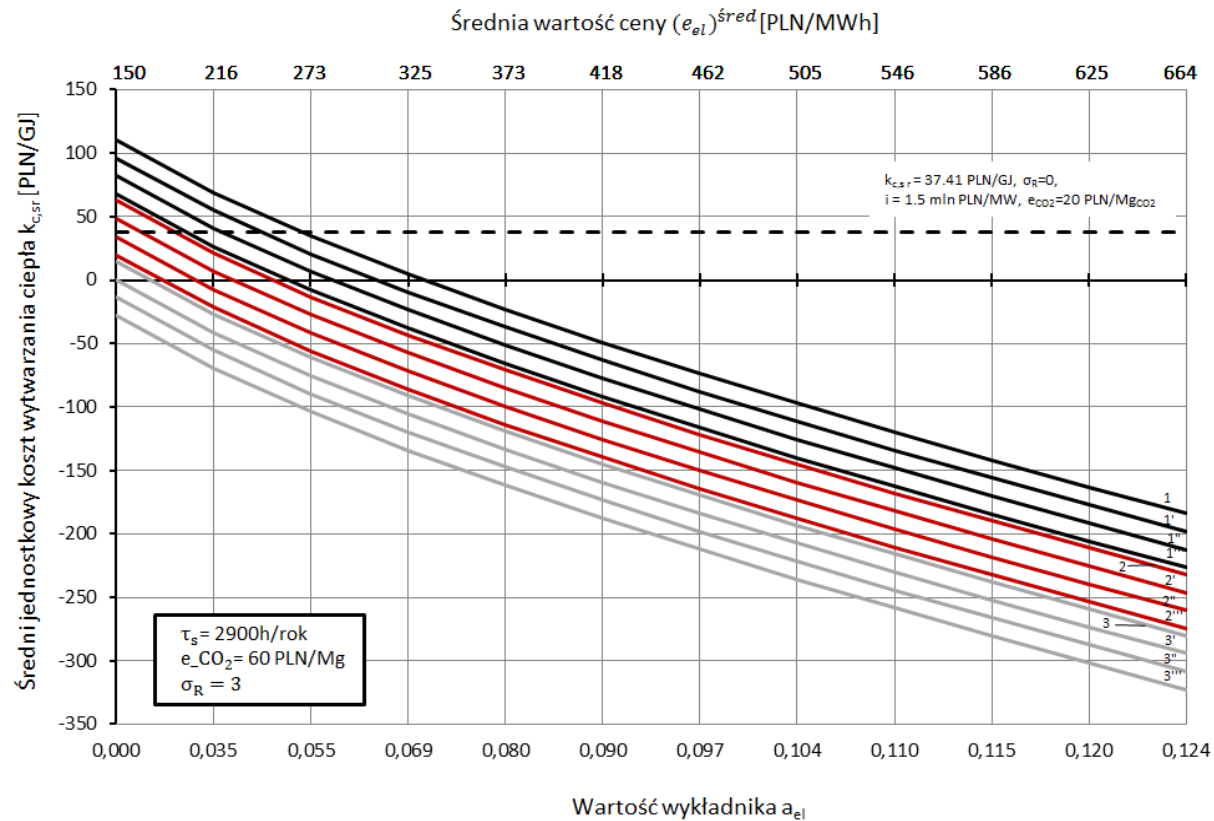
Rys. Z-1.3. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



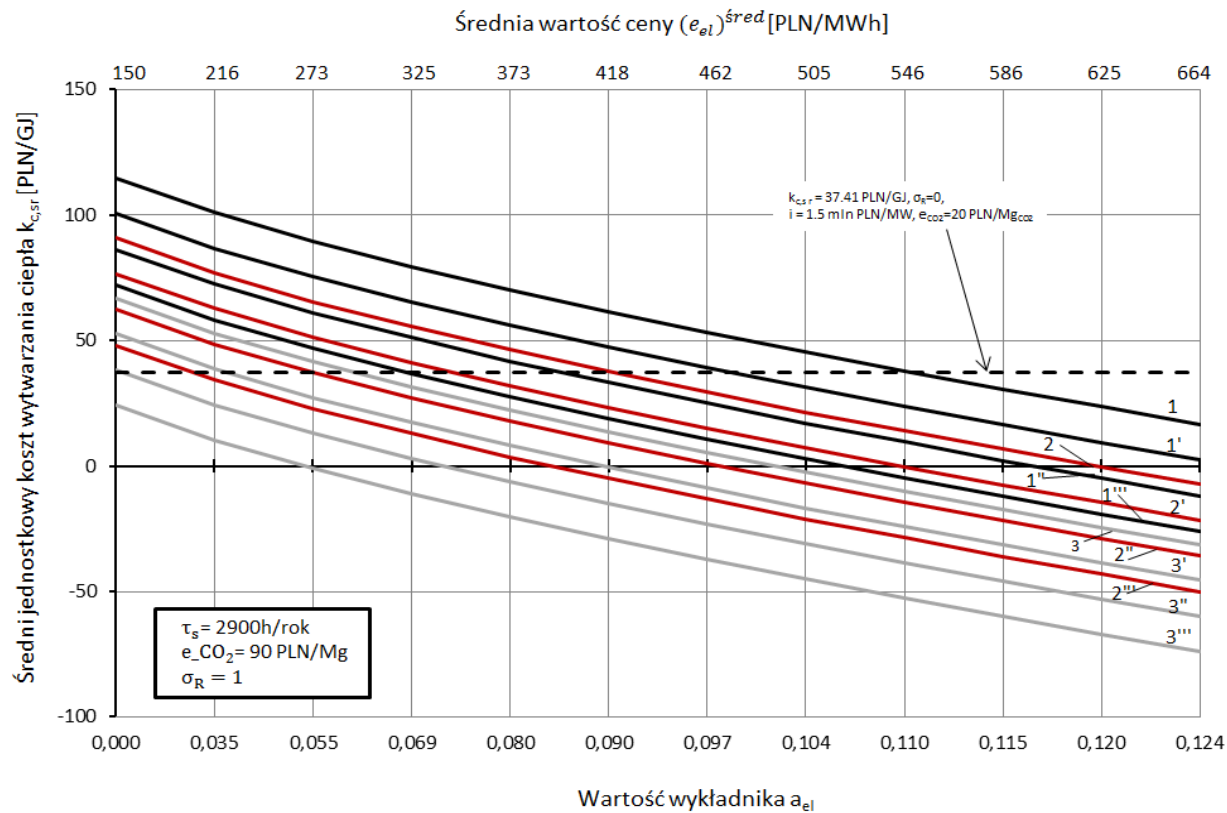
Rys. Z-1.4. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.



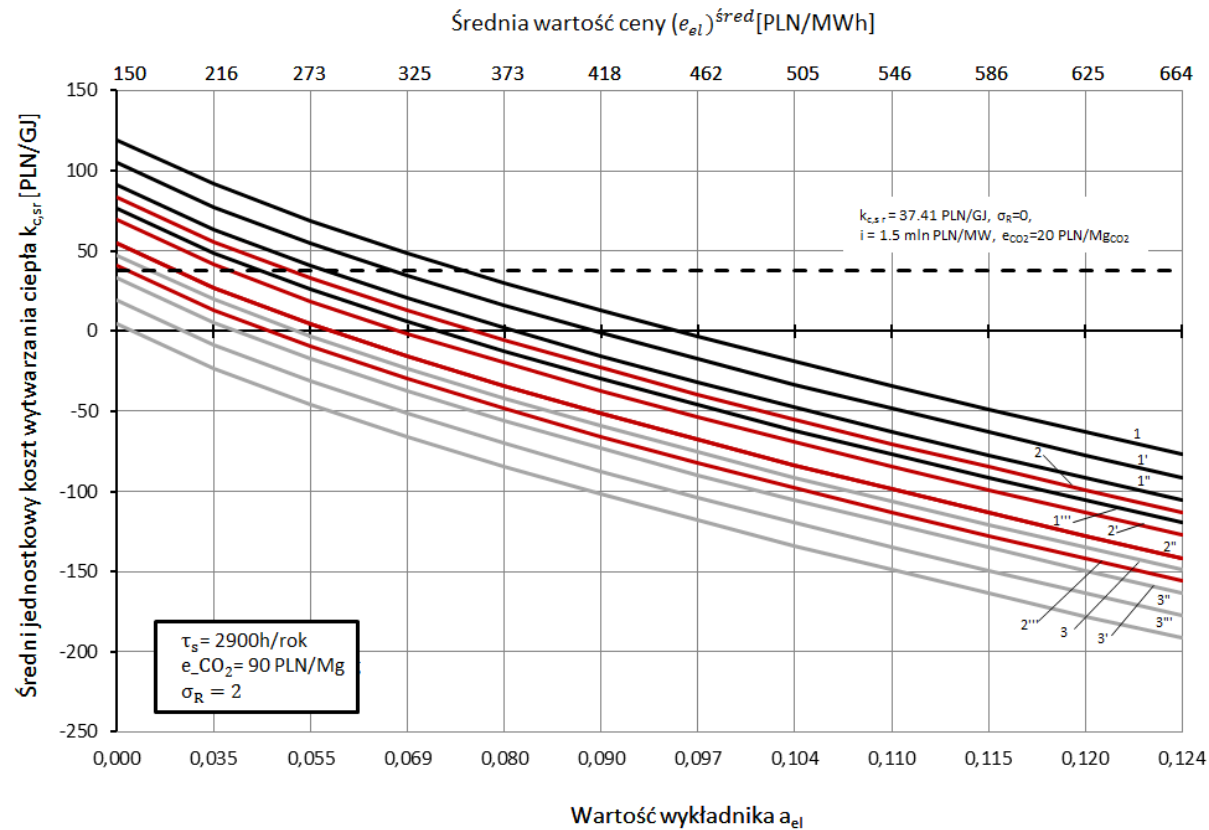
Rys. Z-1.5. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



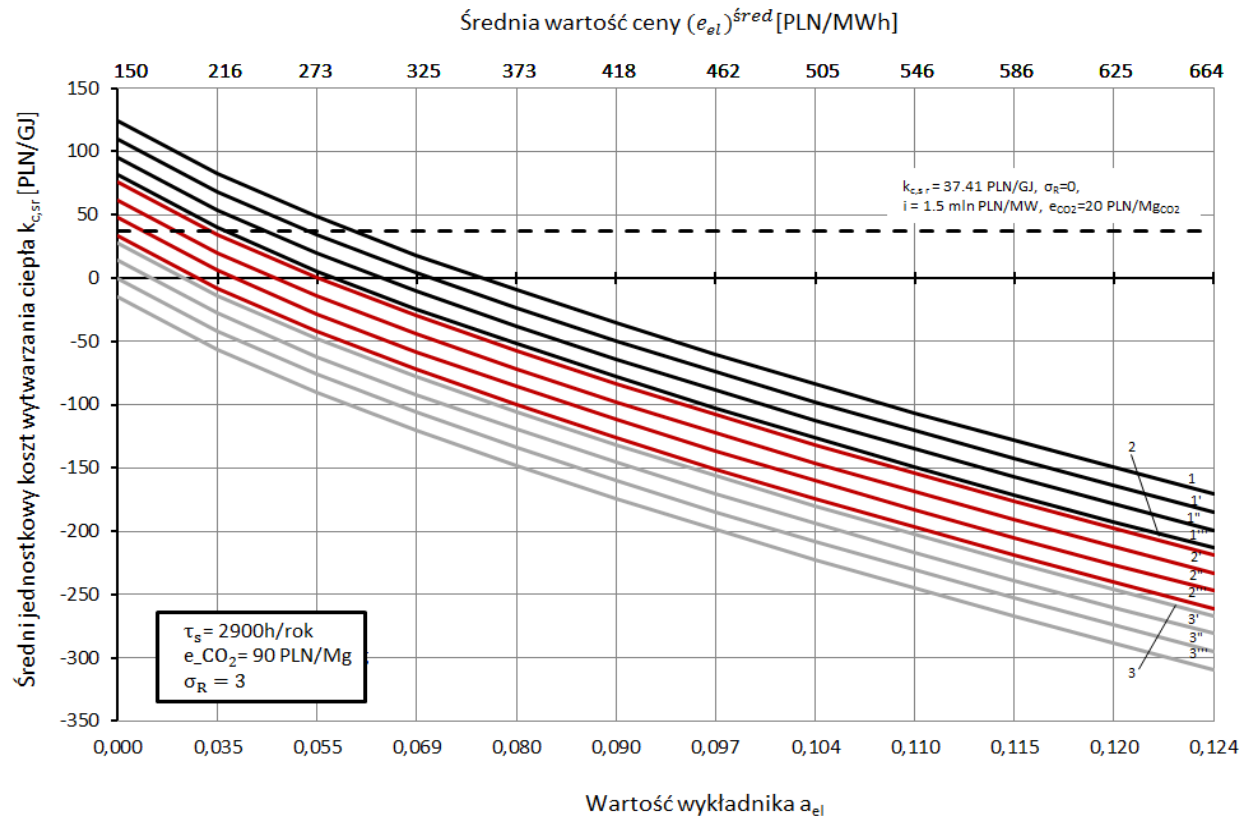
Rys. Z-1.7. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



Rys. Z-1.8. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej e_{el}^{sred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.

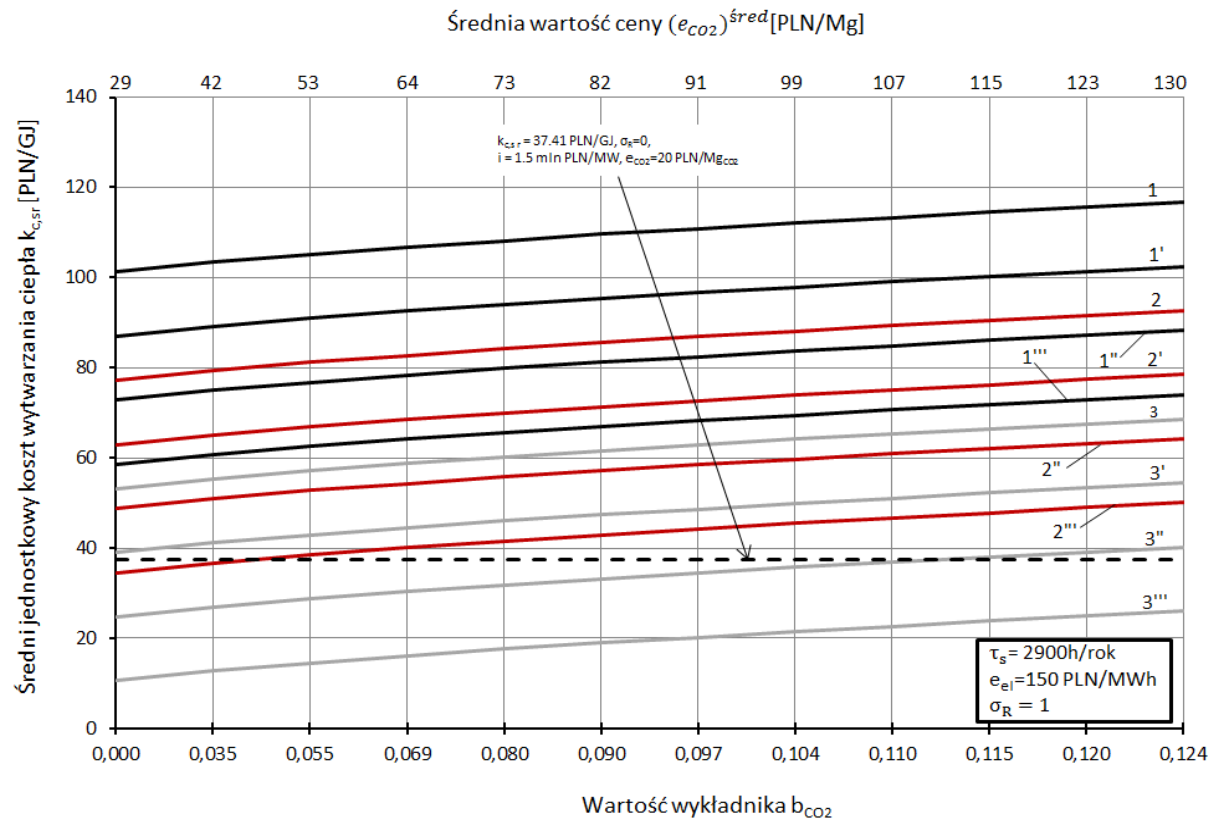


Rys. Z-1.9. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej e_{el}^{sred} oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.

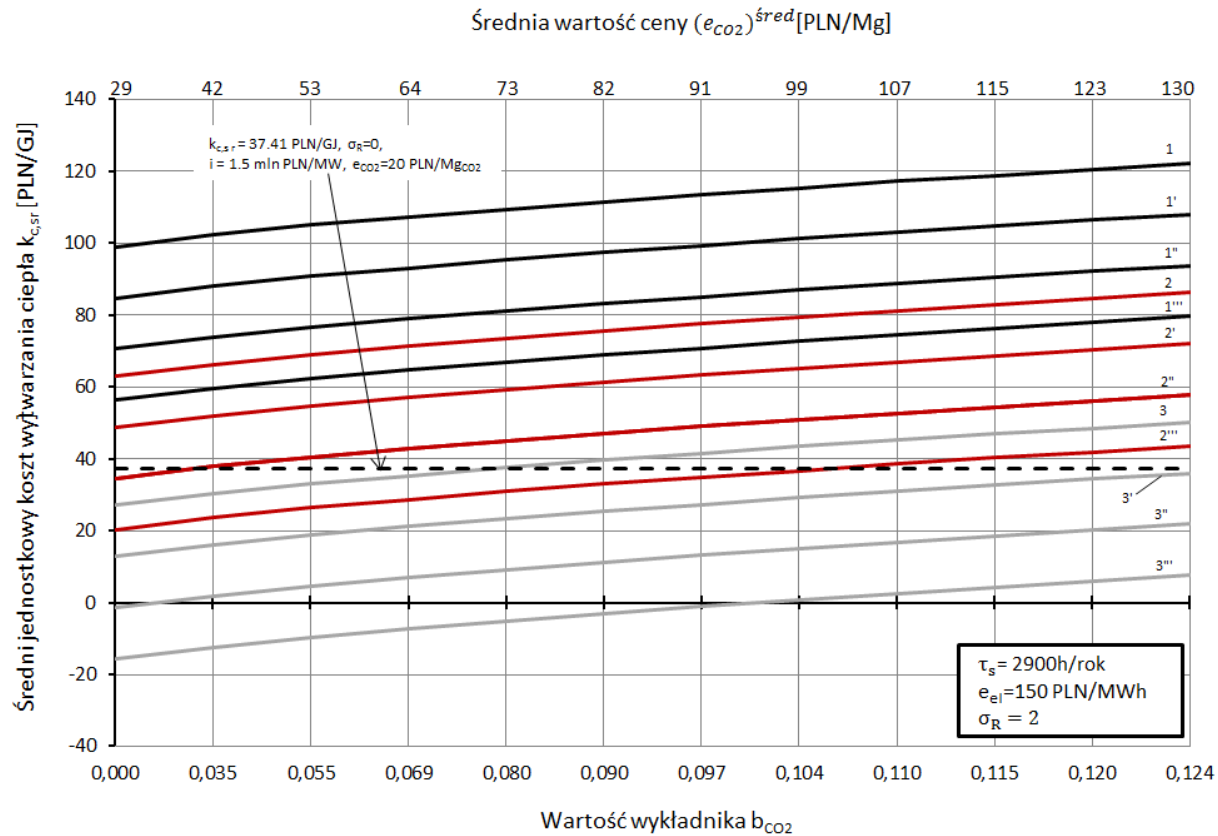


Rys. Z-1.10. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny energii elektrycznej $e_{el}^{śred}$ oraz wartości wykładnika eksponenty a_{el} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.

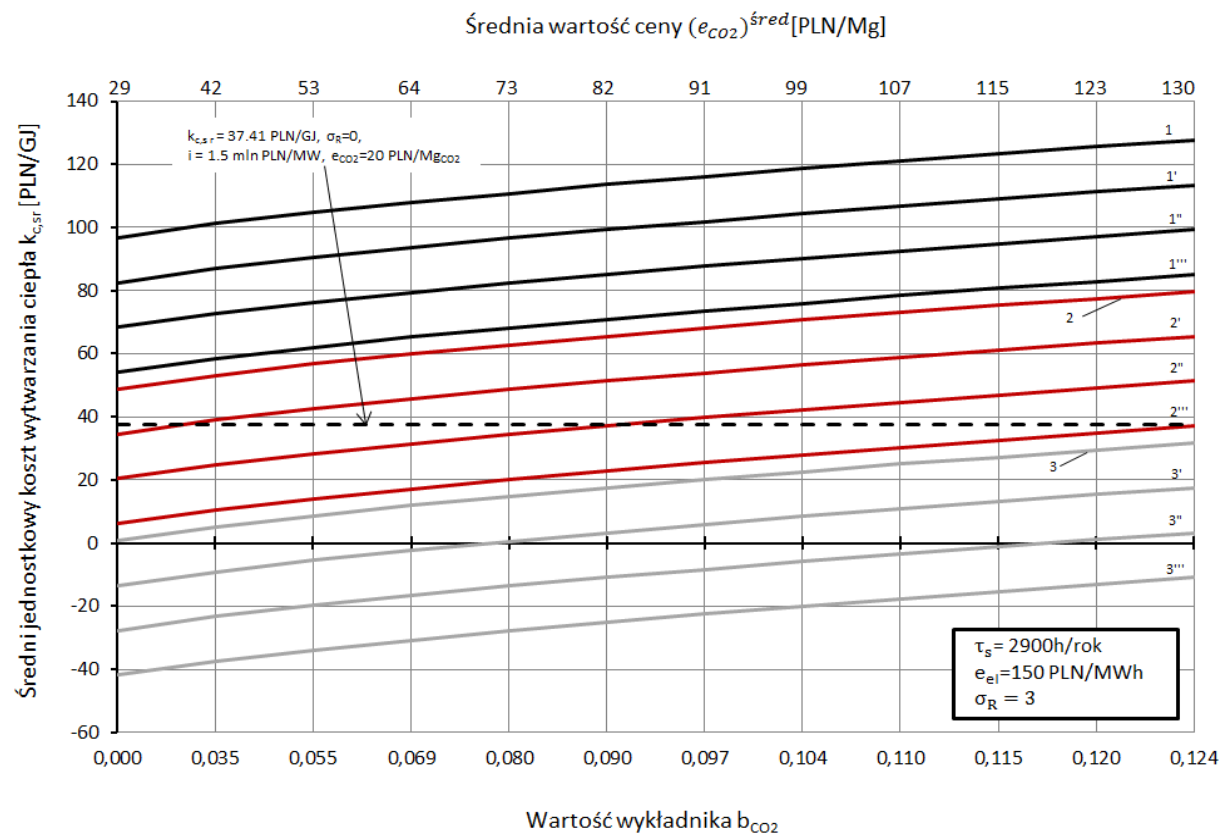
ZAŁĄCZNIK 2



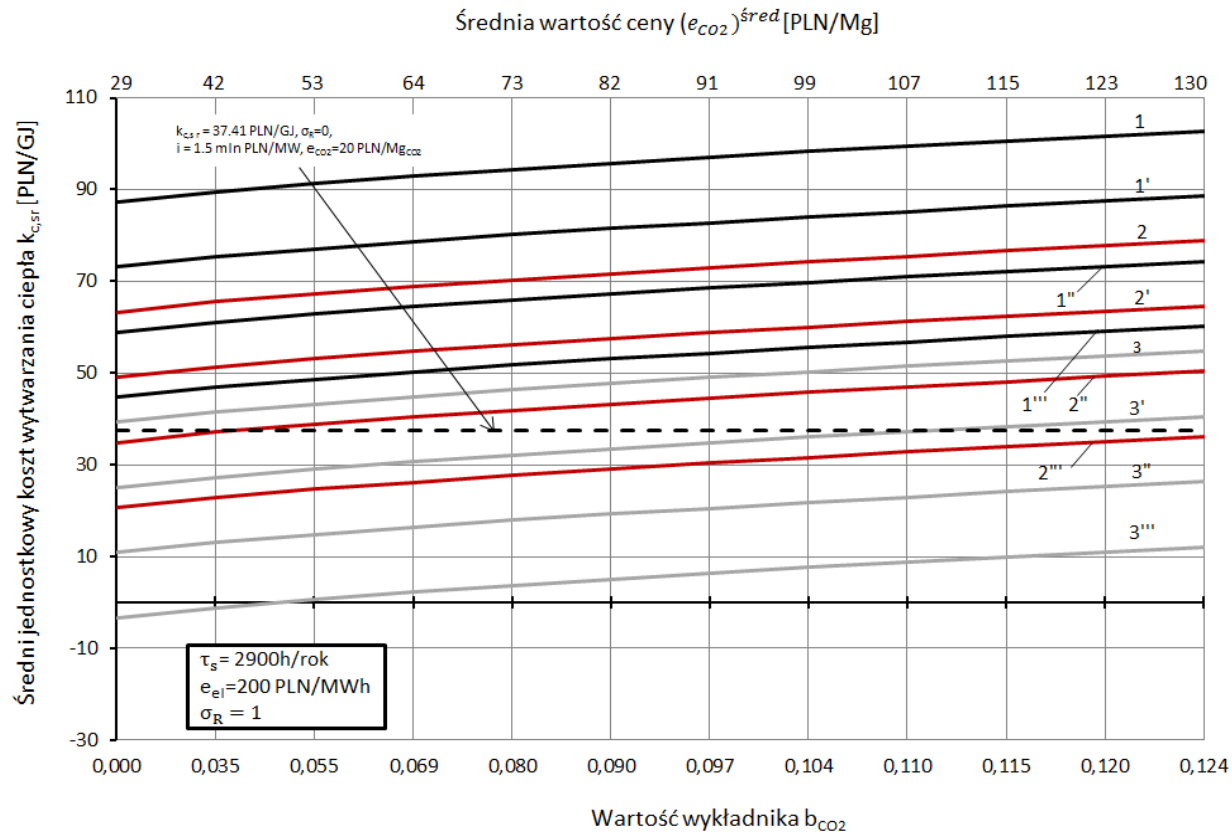
Rys. Z-2.1. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



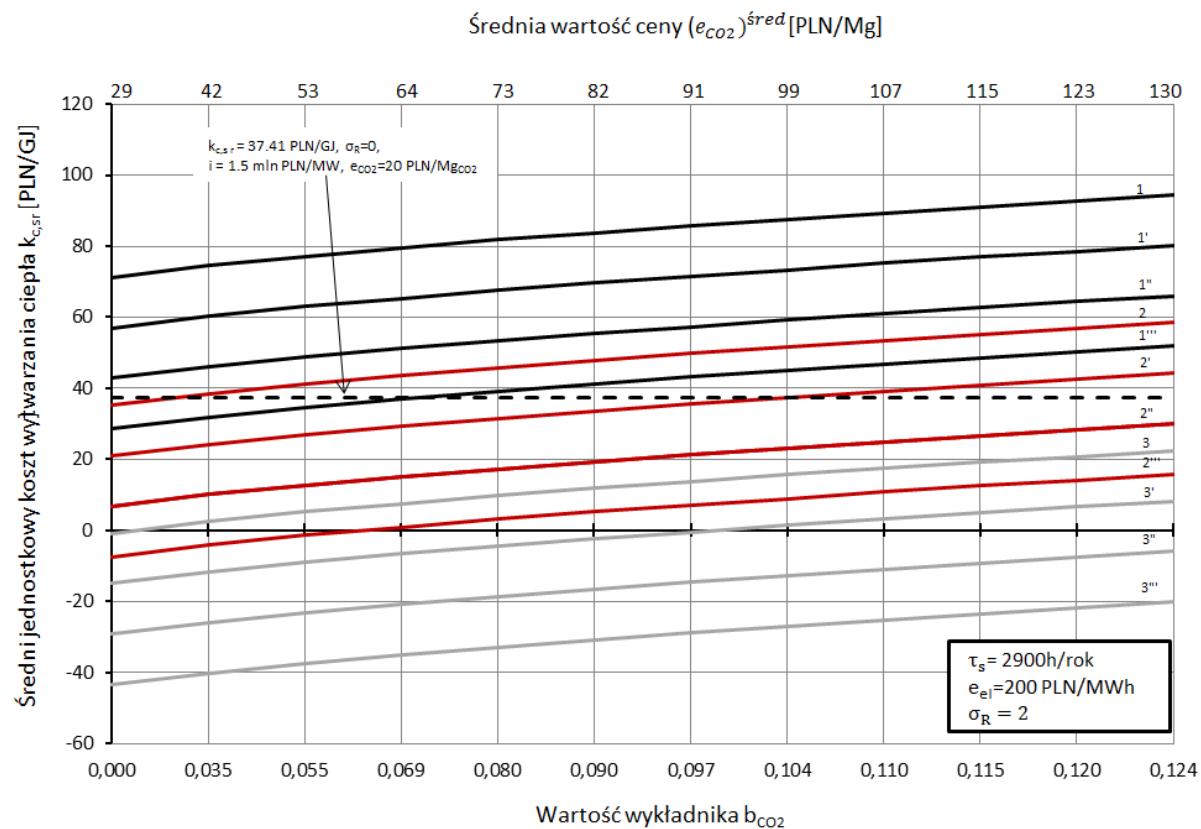
Rys. Z-2.2. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30\text{ PLN/GJ}$; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30\text{ PLN/GJ}$; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30\text{ PLN/GJ}$; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30\text{ PLN/GJ}$; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20\text{ PLN/GJ}$; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20\text{ PLN/GJ}$; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20\text{ PLN/GJ}$; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20\text{ PLN/GJ}$; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10\text{ PLN/GJ}$; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10\text{ PLN/GJ}$; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10\text{ PLN/GJ}$; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5\text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10\text{ PLN/GJ}$.



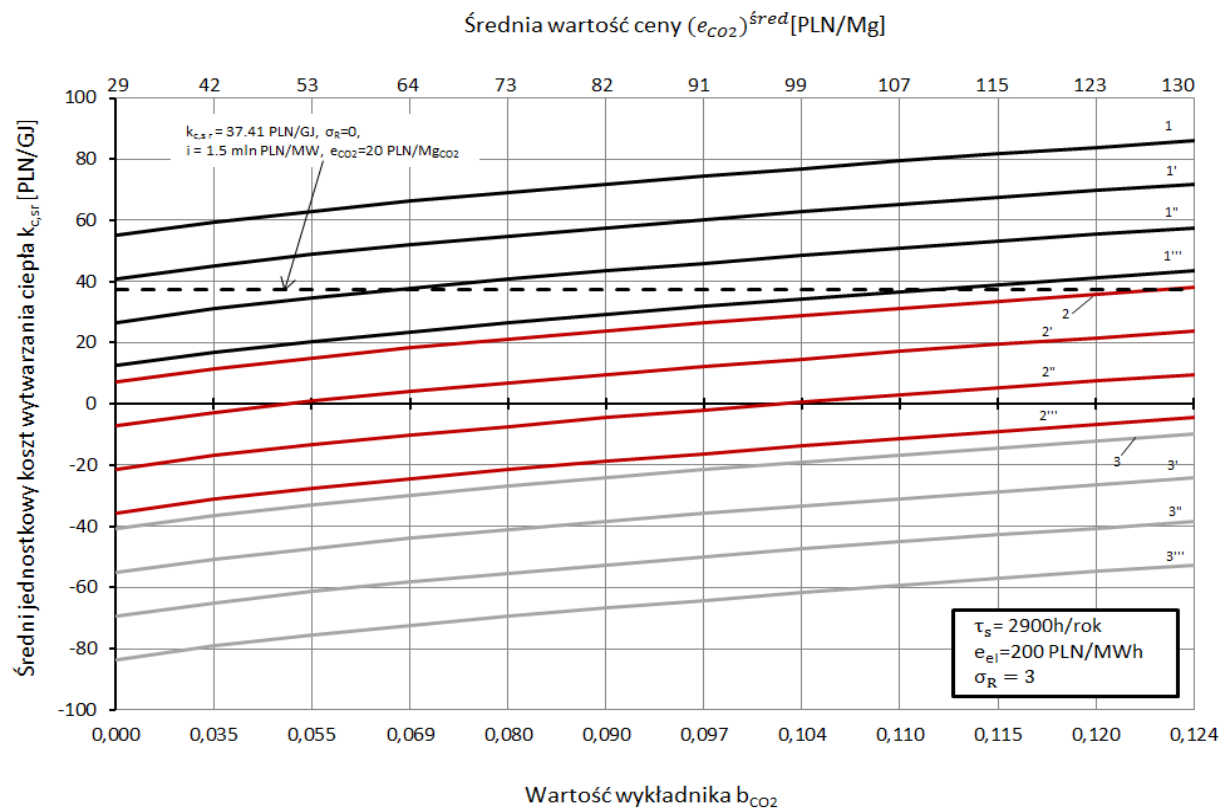
Rys. Z-2.3. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



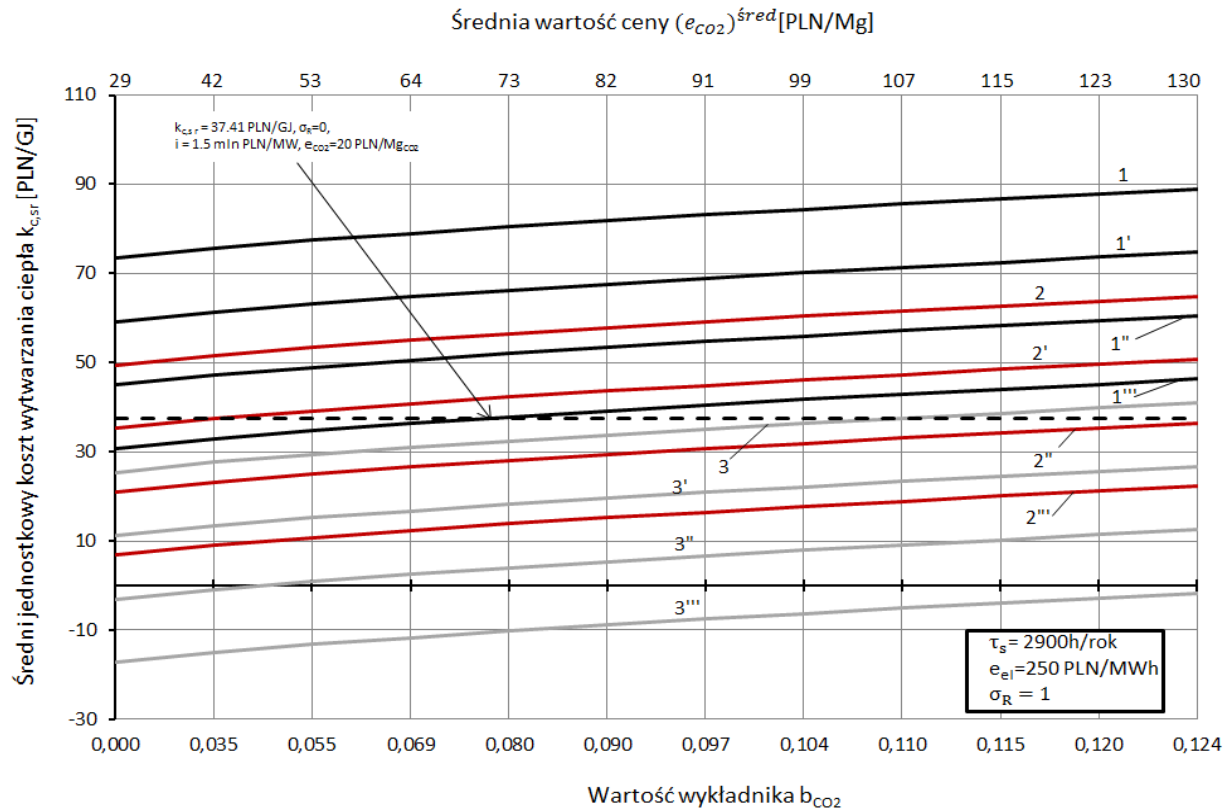
Rys. Z-2.4. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



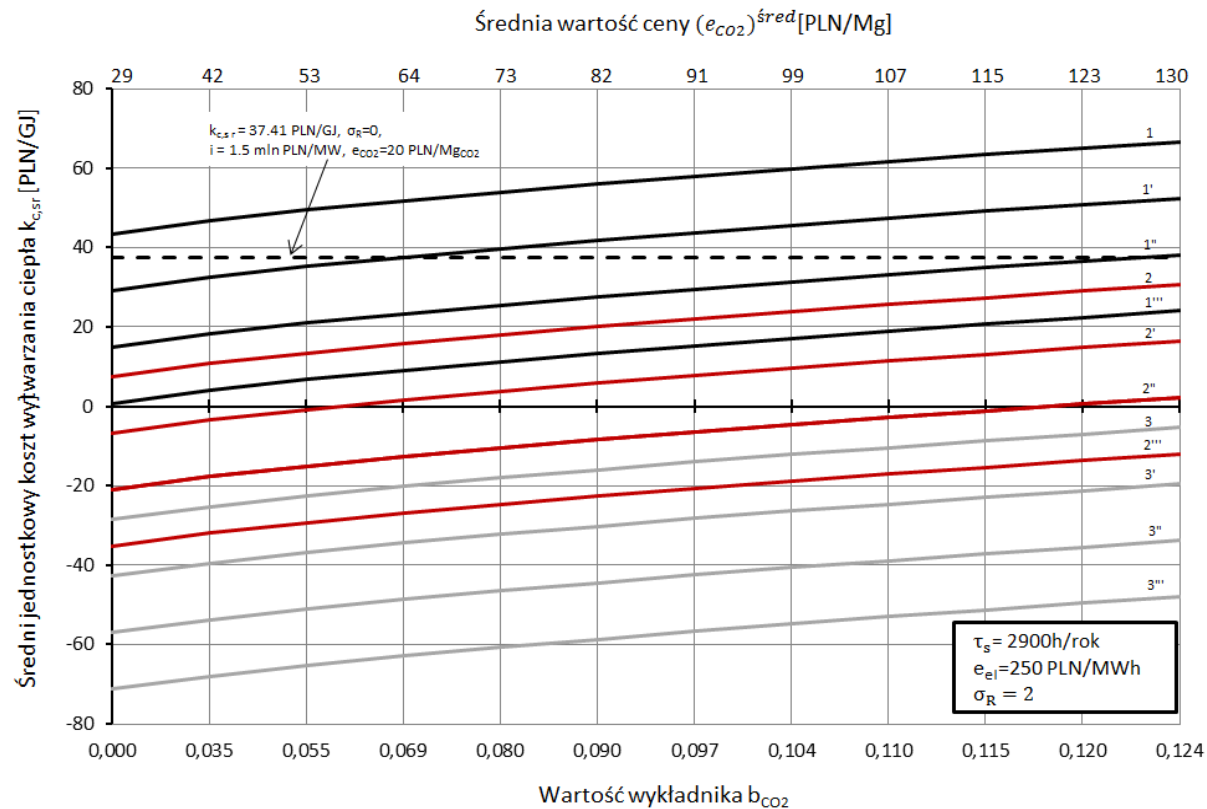
Rys. Z-2.5. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 30 \text{ PLN/GJ}$; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 20 \text{ PLN/GJ}$; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{pal} = 10 \text{ PLN/GJ}$.



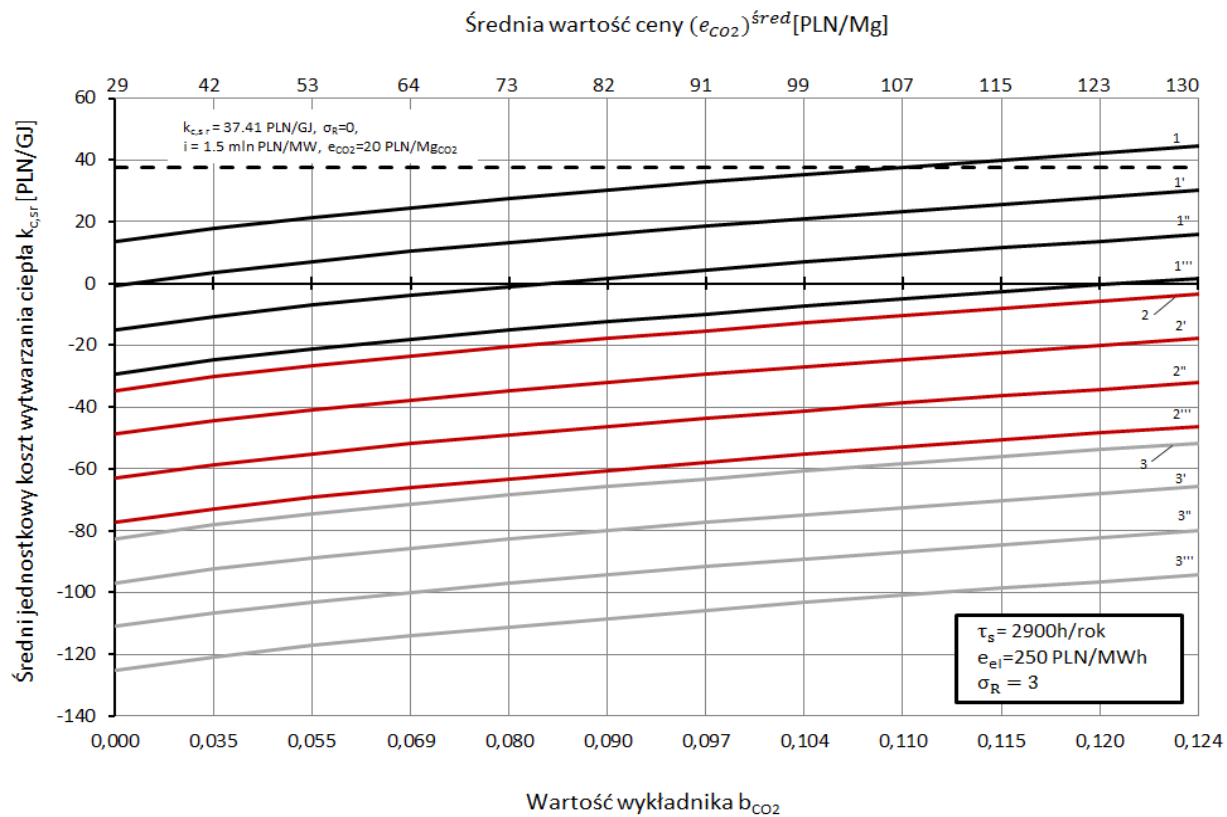
Rys. Z-2.6. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.



Rys. Z-2.7. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal}=10$ PLN/GJ.

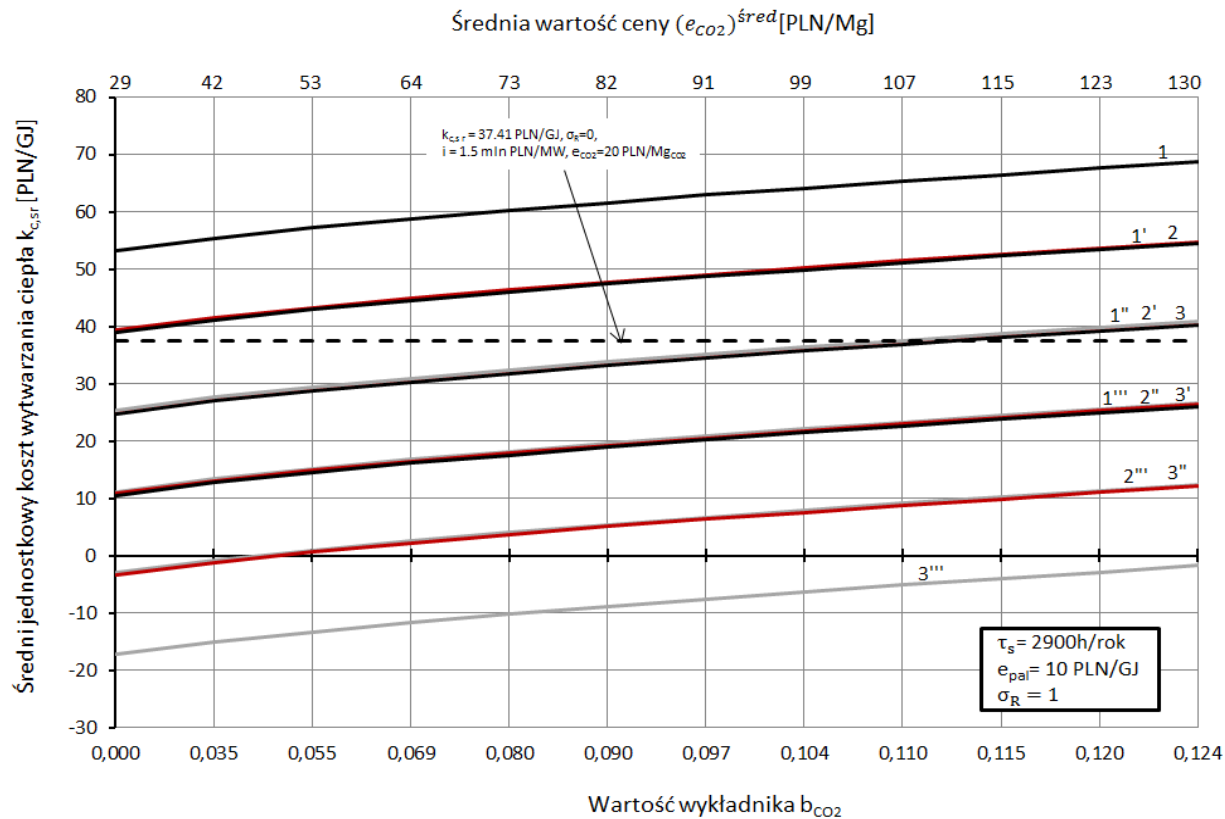


Rys. Z-2.8. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pai} = 10$ PLN/GJ.

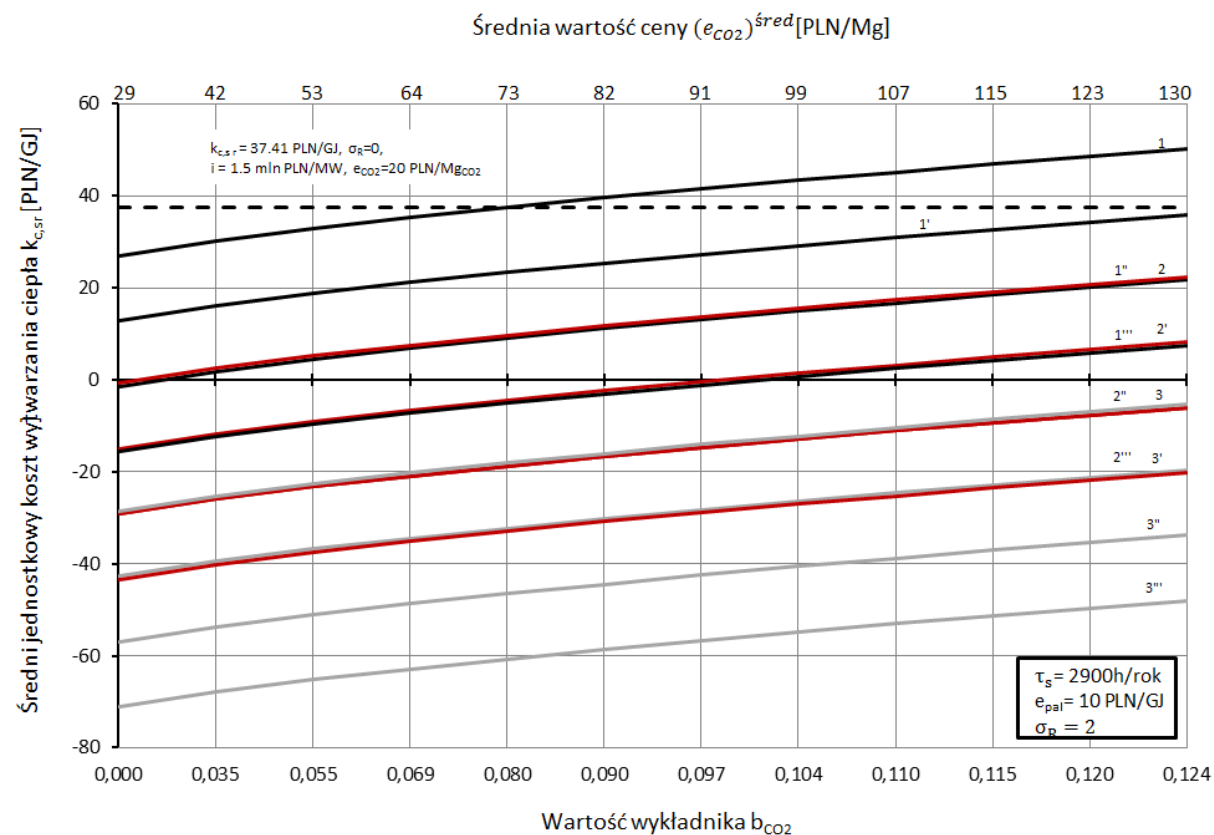


Rys. Z-2.9. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 30$ PLN/GJ; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 20$ PLN/GJ; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{pal} = 10$ PLN/GJ.

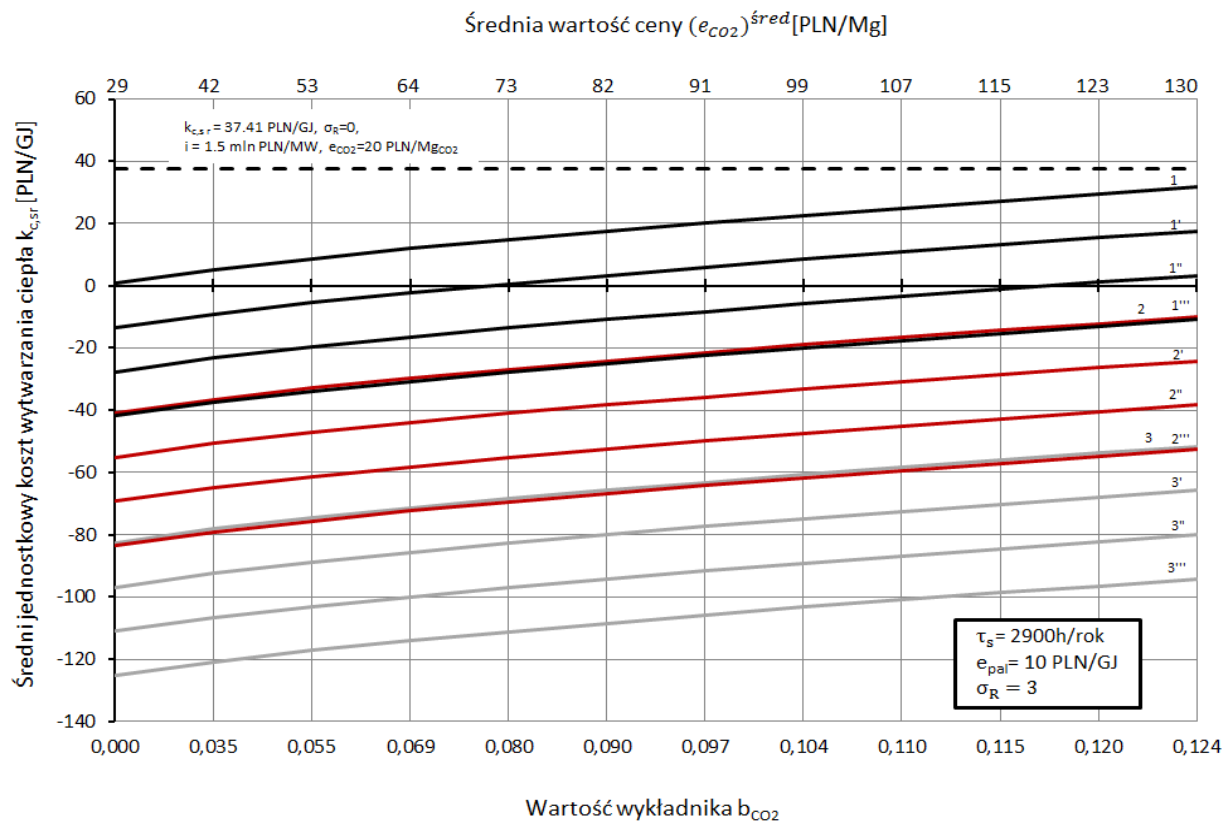
ZAŁĄCZNIK 3



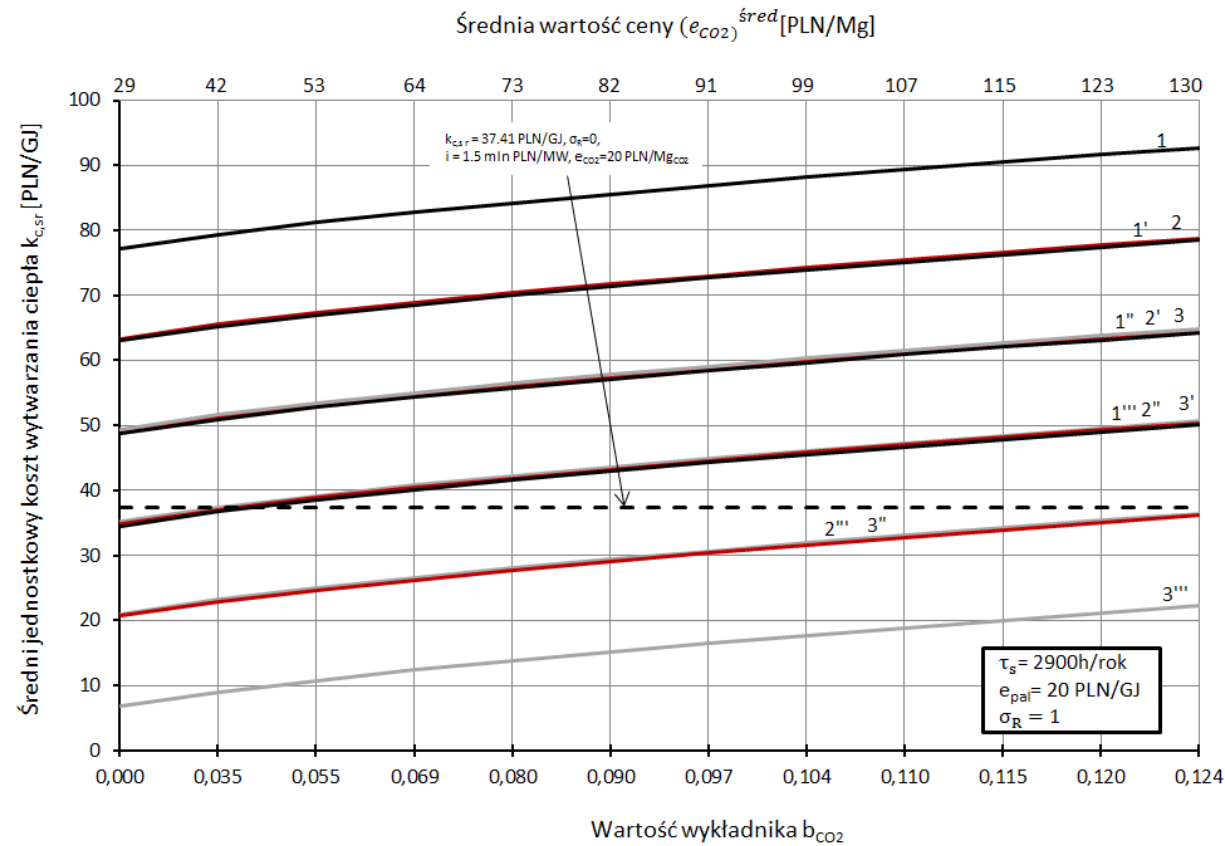
Rys. Z-3.1. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh.



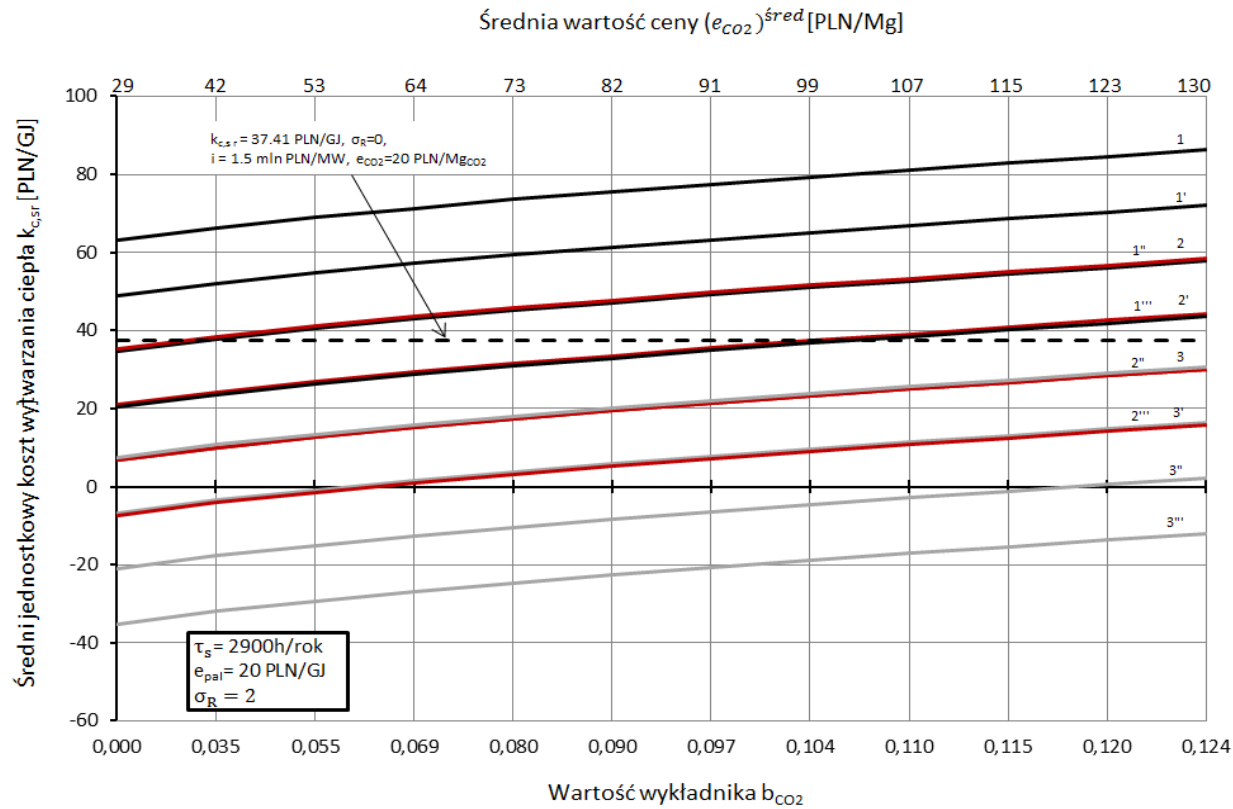
Rys. Z-3.2. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh.



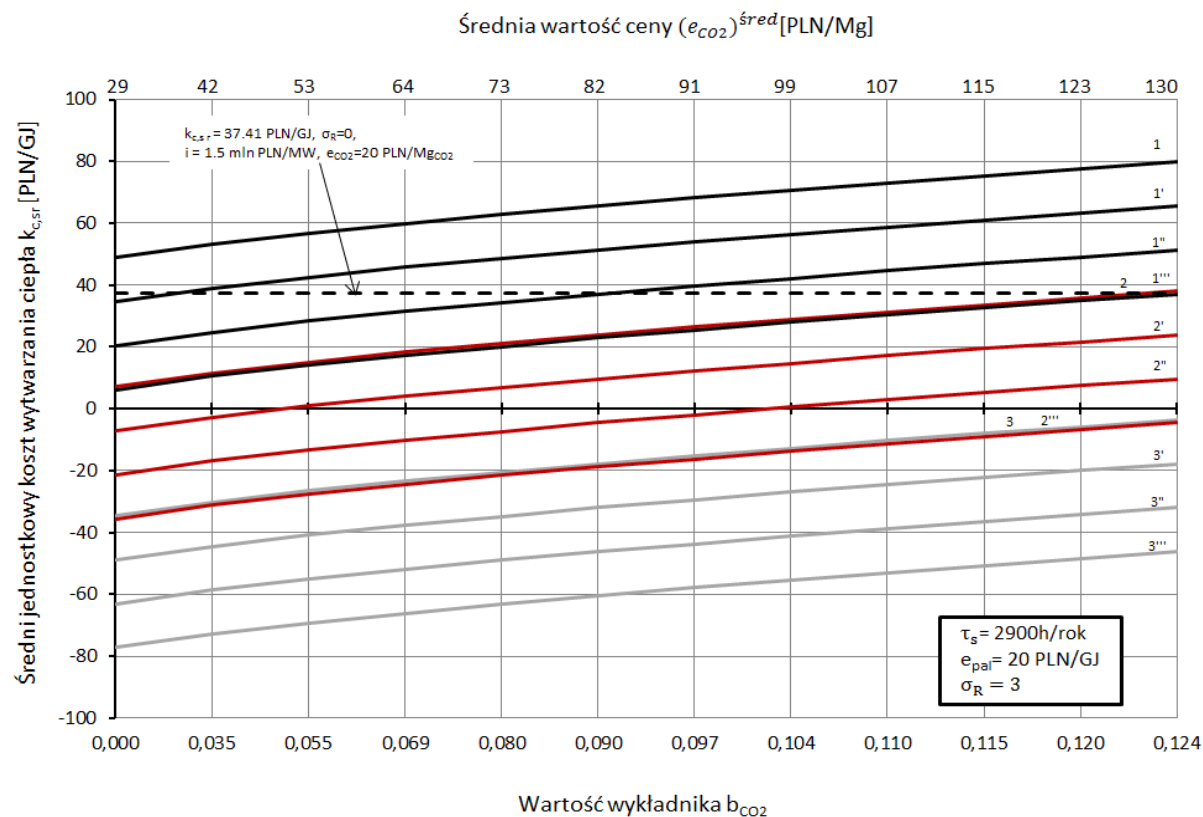
Rys. Z-3.3. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el}=250$ PLN/MWh.



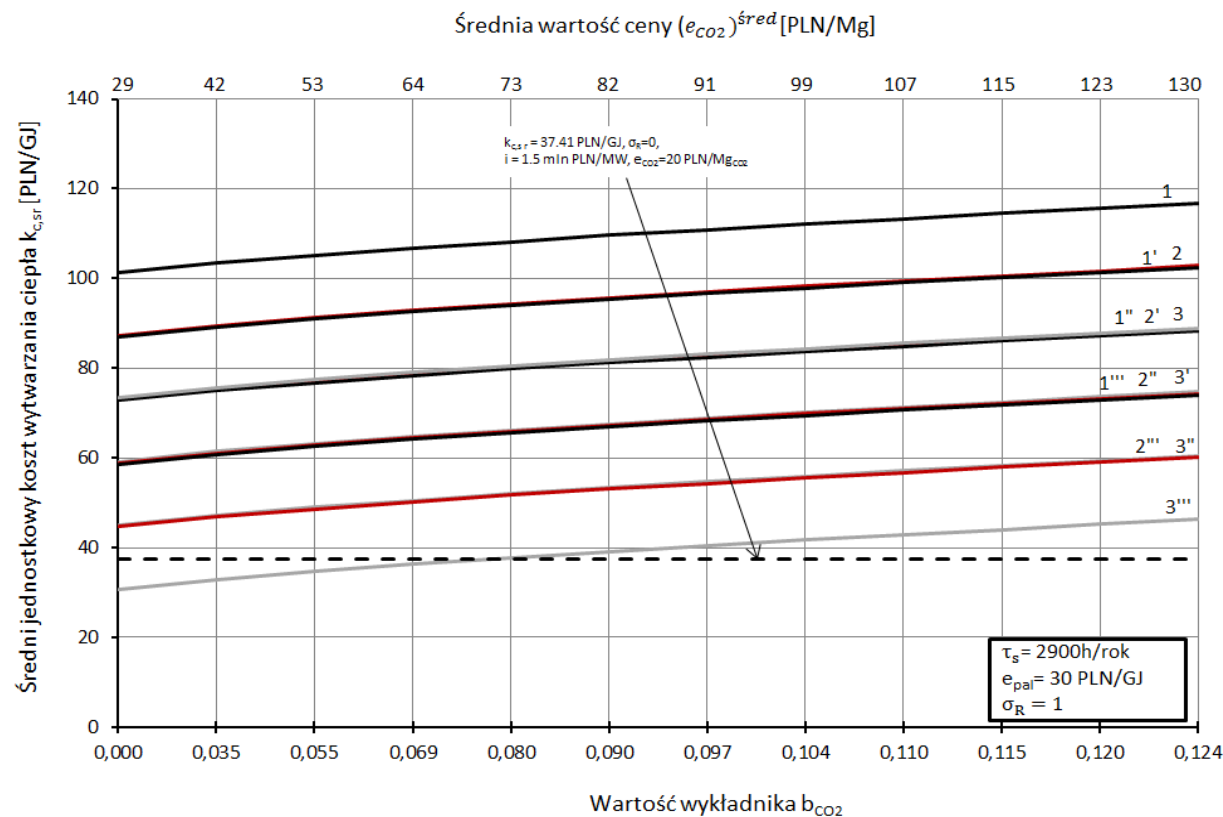
Rys. Z-3.4. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{el} = 250$ PLN/MWh.



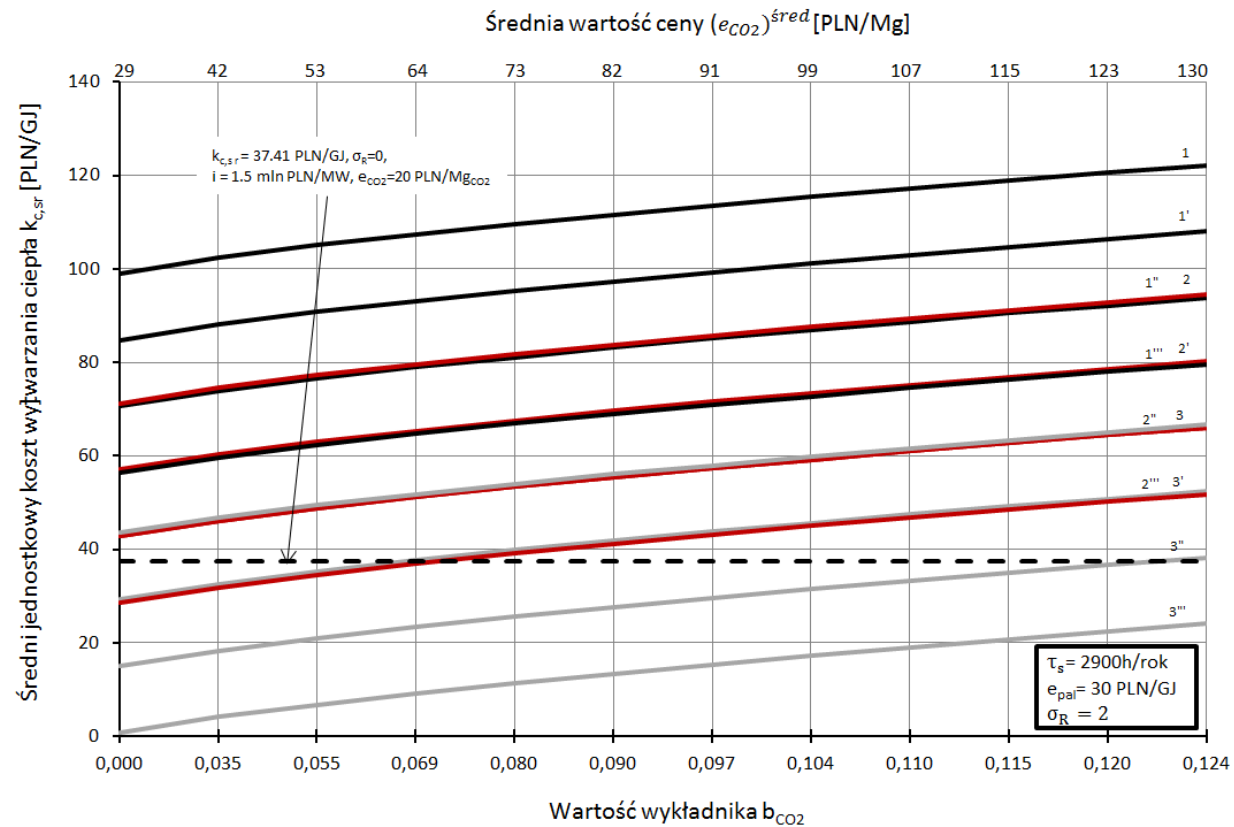
Rys. Z-3.5. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh.



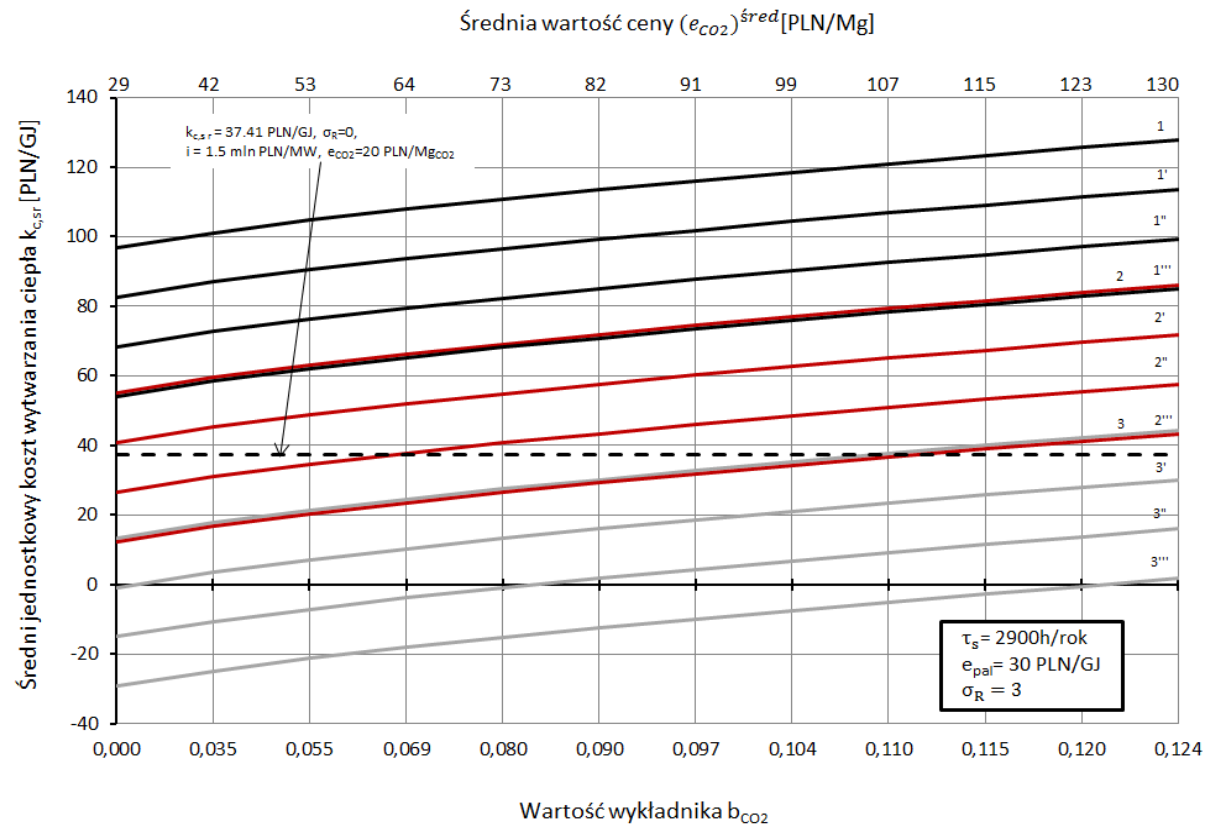
Rys. Z-3.6.. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh.



Rys. Z-3.7.. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 1$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei}=250$ PLN/MWh.



Rys. Z-3.8. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 2$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 150$ PLN/MWh; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 200$ PLN/MWh; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5$ mln PLN/MW oraz $e_{ei} = 250$ PLN/MWh.



Rys. Z-3.9. Jednostkowe koszty produkcji ciepła w funkcji średniej ceny e_{CO_2} oraz wartości wykładnika eksponenty b_{CO_2} , wartość rocznego wskaźnika skojarzenia $\sigma_R = 3$, gdzie: 1 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$; 1' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$; 1'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$; 1''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 150 \text{ PLN/MWh}$; 2 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$; 2' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$; 2'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$; 2''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 200 \text{ PLN/MWh}$; 3 – nakłady inwestycyjne $i = 4,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$; 3' – nakłady inwestycyjne $i = 3,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$; 3'' – nakłady inwestycyjne $i = 2,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$; 3''' – nakłady inwestycyjne $i = 1,5 \text{ mln PLN/MW}$ oraz $e_{el} = 250 \text{ PLN/MWh}$.