

ANALIZA OPŁACALNOŚCI INWESTYCJI INSTALACJI OPALANYCH PALIWAMI GAZOWYMI LUB O ŁĄCZNEJ MOCY ZAINSTALOWANEJ ELEKTRYCZNEJ ŹRÓDŁA PONIŻEJ 1 MW W OPARCIU O PROGNOZĘ CENOWĄ PRAW MAJĄTKOWYCH

Alicja STOLTMANN¹, Adrian MILLER², Paweł BUĆKO³

1. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347 12-54 e-mail: alicja.stoltmann@pg.gda.pl
2. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
e-mail: a.w.miller@wp.pl
3. Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki
tel.: 58 347 17-81 e-mail: pawel.bucko@pg.gda.pl

Streszczenie: Rada Ministrów w dniu 10 listopada 2009 roku podjęła uchwałę w sprawie Polityki energetycznej Polski do 2030 roku. W dokumencie wyszczególniono skójarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, jako jeden z kierunków realizacji celów: poprawy efektywności energetycznej, wzrostu bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, rozwoju konkurencyjnych rynków paliw i energii a także ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko. Za energię wytworzoną w instalacjach opalanych paliwami gazowymi lub w jednostkach o mocy poniżej 1 MW uzyskuje się tzw. żółty certyfikat, który jest zbywalnym prawem majątkowym. W artykule przedstawiono predykcję ceny rynkowej dla praw majątkowych z kogeneracji do roku 2025 zakładając przedłużenie systemu wsparcia w obecnej formie. Model cenowy oparto o modele opłacalności inwestycji oraz obowiązek zakupu świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji.

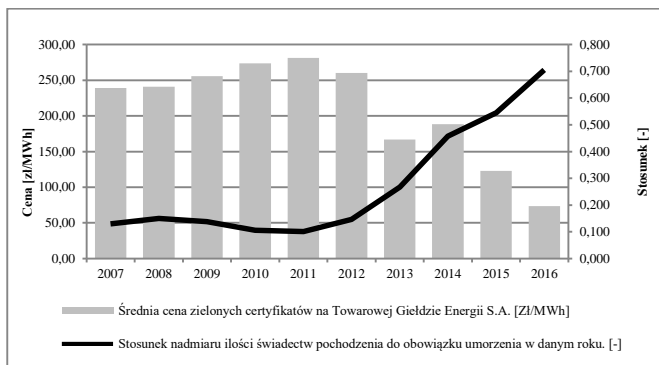
Słowa kluczowe: Prawa majątkowe, certyfikacja energii, predykcja ceny praw majątkowych.

1. WPROWADZENIE

Prawa majątkowe z instalacji opalanych paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła kogeneracyjnego poniżej 1 MW – tak zwane „żółte certyfikaty” - zostały wprowadzone w 2007 roku jako system wsparcia dla wytwórców na mocy nowelizacji ustawy Prawo energetyczne [1], która była skutkiem ogłoszenia Dyrektywy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 roku w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG [2]. Kontynuacja tego systemu wsparcia została wydłużona do roku 2018 na mocy ustawy z dnia 14 marca 2014 roku o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw [3] oraz jest niezbędna ze względu na konieczność osiągnięcia celu ilościowego określonego w „Polityce energetycznej Polski do roku 2030” [4], który zakłada podwojenie do 2020 roku produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w stosunku do 2006 roku. Oznacza to, że w 2020 roku zostanie wyprodukowane około 49 TWh energii elektrycznej pochodzącej z wysokosprawnej kogeneracji. Dodatkowy przychód ze sprzedaży żółtych certyfikatów pochodzenia energii spowodował rozdzielenie strumienia przychodów dla wytwórcy energii elektrycznej i ciepła na: te związane

z przychodem ze sprzedaży energii oraz te pochodzące ze sprzedaży żółtych certyfikatów. Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne „odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 1a, w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, są obowiązani: 1) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 9e ust. 1 lub w art. 9o ust. 1, wydane dla energii elektrycznej wytworzonej w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub 2) uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 5, obliczoną w sposób określony w ust. 2.” [1]. Obrót rynkowy certyfikatami pomiędzy producentami energii a podmiotami zobowiązanymi do ich umorzenia, obciążony jest ryzykiem spadku ceny certyfikatów w przypadku ich nadmiernej ilości (nadpodaży) na rynku. Żółte świadectwa pochodzenia energii należy umorzyć obligatoryjnie w roku ich wydania (przez URE), w przeciwnym razie ich ważność wygasa. Dzięki tej regulacji prawnej zapobiega się ewentualnemu pojawieniu się nadpodaży żółtych certyfikatów na rynku, w wyniku ich kumulacji. Nadmierna liczba dostępnych do kupienia certyfikatów może spowodować znaczne obniżenie ich ceny rynkowej w stosunku do poziomu opłaty zastępczej. Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku rynku tzw. zielonych certyfikatów, czyli wydawanych przez Prezesa URE świadectw pochodzenia energii z odnawialnych źródeł. W wyniku ich dużej nadpodaży w latach 2012-2016 rynkowa cena praw majątkowych jest ponad 4-krotnie niższa niż odpowiednia opłata zastępcza. Stwarza to problemy zarówno dla regulatora – gdyż system nie jest już atrakcyjny dla inwestorów, ale również dla producentów energii, którzy w chwili obecnej nie otrzymują zakładanych korzyści, co powoduje ich kłopoty finansowe.

Poniżej przedstawiono zestawienie występującej nadpodaży praw majątkowych pochodzących z OZE oraz średnich cen rocznych wynikających z zawieranych transakcji kupna na Towarowej Giełdzie Energii (TGE).



Rys. 1. Zestawienie średniej rocznej ceny zielonych certyfikatów oraz nadwyżki ilości praw majątkowych w poszczególnych latach (opracowanie własne na podstawie danych TGE oraz URE)

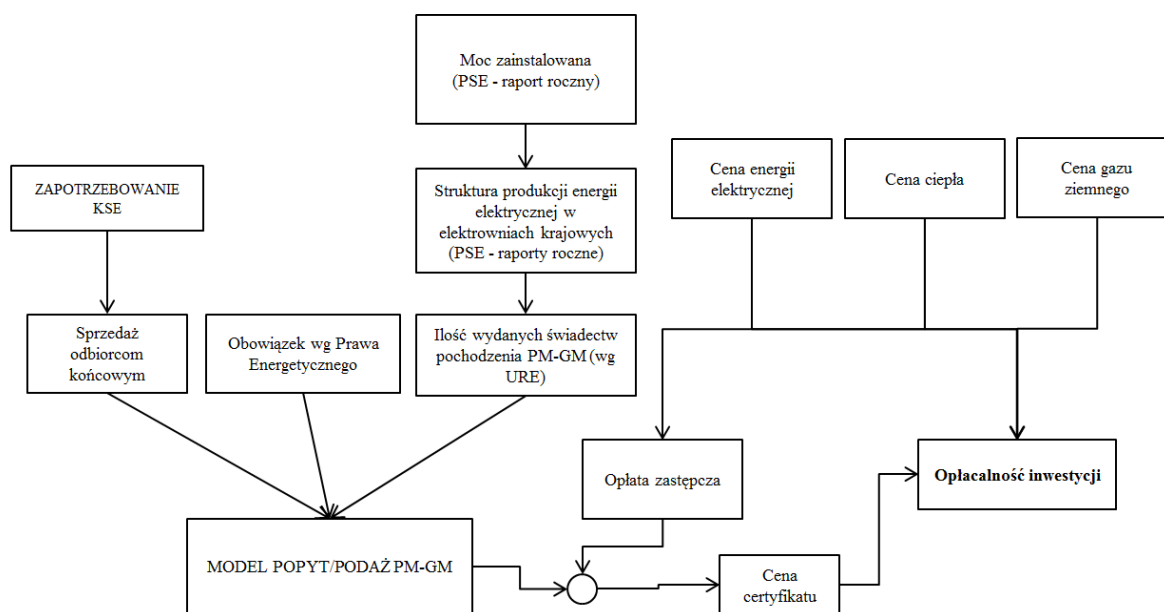
2. PRZEGLĄD LITERATURY

Wyznaczenie opłacalności inwestycji jest przesłanką do rozpoczęcia bądź zaniechania procesu związanego z budową lub rozbudową instalacji energetycznych. W [5] zauważono, że przychód ze sprzedaży certyfikatów znacząco wpływa na opłacalność finansową inwestycji, a w konsekwencji na decyzję o budowie lub zaniechaniu budowy nowych instalacji. Zwrócono także uwagę na fakt, że o realizacji inwestycji nie decydują jedynie korzystne wskaźniki efektywności energetycznej. W [6] dokonano analizy opłacalności budowy biogazowni rolniczych dokonano i wskazano, że względu na wysokie ceny nakładów inwestycyjnych, cenę sprzedaży żółtych certyfikatów jako jeden z głównych przychodów finansowych. Również w sektorze ciepłowniczym opłacalność inwestycji związana jest ściśle z ceną rynkową żółtych certyfikatów [7]. W [8] zwrócono uwagę na istotność systemów wsparcia, w postaci

żółtych certyfikatów, w stymulowaniu rozwoju kogeneracji. Z powyższego przeglądu wynika, że predykcja ceny rynkowej praw majątkowych ma istotne znaczenie w wyznaczeniu opłacalności inwestycji.

3. PREDYKCJA CENY ŻÓŁTYCH CERTYFIKATÓW

Cena rynkowa żółtych certyfikatów uwarunkowana jest wysokością popytu oraz podaży na liczbę zielonych certyfikatów na rynku oraz wysokością opłaty zastępczej. Wysokość popytu oraz podaży certyfikatów uwarunkowana jest trzema czynnikami. Pierwszym z nich jest wysokość wolumenu energii sprzedana odbiorcom końcowym, która warunkuje zapotrzebowanie na energię w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Drugim czynnikiem jest obowiązek umorzenia certyfikatu przed prezesem URE. Trzecim czynnikiem jest liczba wydanych żółtych certyfikatów. Zamiast zakupu certyfikatów pochodzenia energii sprzedawca może uiścić opłatę zastępczą. W celu prognozy kształtowania się przyszłych cen żółtych certyfikatów opracowano model funkcjonowania systemu wsparcia, wykorzystując skoroszyt Excel. Autorzy zamodelowali podstawowe zależności i przeprowadzili badania scenariuszowe. Schemat blokowy modelu przedstawiony jest na rys. 2, a założenia dotyczące scenariusza badań modelowych prezentowane są w dalszej części artykułu. Podstawowym celem modelu jest określenie prognozy ceny żółtych certyfikatów, na podstawie szacunkowego bilansowania popytu i podaży zapotrzebowania na nie. W zakresie szacowania przyszłej podaży świadectw analizowano opłacalność realizacji inwestycji w sektorze elektrociepłowni, objętych systemem wsparcia.



Rys. 2. Schemat zależności ceny certyfikatu na opłacalność inwestycji
Źródło: opracowanie własne

W celu wyznaczenia prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną i spodziewanego popytu na świadectwa pochodzenia energii, skorzystano z danych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), które pozyskano od Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE), które pełnią rolę Operatora Sieci Przesyłowej. Dane określają zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE oraz sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Prognozę uzyskano ekstrapolując dane historyczne.

Wysokość popytu na świadectwa pochodzenia energii jest wynikiem iloczynu obowiązku umorzenia praw majątkowych ze źródeł kogeneracyjnych opalanych gazem lub o mocy elektrycznej poniżej 1 MW (określony w Ustawie Prawo energetyczne [1]) i wielkości sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym. W celu wyznaczenia ilości wydawanych świadectw określono stosunek produkcji energii elektrycznej w elektrowniach krajowych do mocy zainstalowanej w instalacjach mogących ubiegać się o żółte certyfikaty. Wyznaczono także stosunek ilości wydanych żółtych świadectw do produkcji, dzięki czemu wyznaczono predykcję ilości wydawanych świadectw do roku 2025.

Metodą najmniejszych kwadratów oszacowano wysokość opłaty zastępczej na lata 2016-2025 uwzględniając średnią cenę sprzedaży energii na rynku konkurencyjnym.

Przewidywaną moc zainstalowaną dla poszczególnych lat wyznaczono na podstawie dostępnej wiedzy na temat inwestycji energetycznych w Polsce. Według Portalu Inwestycje Energetyczne [8] planowanych i w trakcie budowy jest 12 inwestycji instalacji wytwarzania energii, dla których energią pierwotną jest gaz. Założono, iż w roku następnym po planowanym zakończeniu inwestycji, określona moc zainstalowana będzie dostępna w systemie elektroenergetycznym. Zakładając powodzenie w realizacji wszystkich inwestycji w roku 2020 całkowita moc zainstalowana pochodząca z omówionych instalacji będzie trzykrotnie większa w stosunku do mocy zainstalowanej w 2016 roku i będzie wynosić 3 246 MW. Na potrzeby predykcji ceny żółtych certyfikatów założono średnioroczną cenę gazu zgodnie z Aktualizacją prognozy zapotrzebowania na paliwa do roku 2030, opracowaną przez ARE [9]. Średnioroczna cena ciepła została przyjęta zgodnie z wartościami referencyjnymi URE.

Średnioroczną cenę energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym wyznaczono na podstawie trendu wzrostu

bazowych cen energii i zwiększono ją uwzględniając przyrost cen uprawnień do emisji CO₂, współczynnik emisyjności oraz prognozę udziału elektrowni węglowych w ogóle jednostek wytwarzających w KSE.

Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w układach kogeneracyjnych przyczynia się do obniżenia emisji CO₂ wskutek zwiększonej sprawności wytwarzania energii użytecznej i oszczędności paliwa pierwotnego w porównaniu z procesami rozdzielonymi [10].

4. OPŁACALNOŚĆ INWESTYCJI

Opłacalność inwestycji układów gazowych oraz kogeneracyjnych uwarunkowana jest strumieniem przychodów i kosztów [5]. Przychody wynikają ze sprzedaży energii elektrycznej, sprzedaży ciepła lub unikniętego zakupu, oraz sprzedaży świadectw pochodzenia wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach gazowych oraz w kogeneracji.

W celu oszacowania opłacalności inwestycji w jednostki kogeneracyjne wyznaczono:

- średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh],
- średnioroczną cenę gazu ziemnego [zł/MWh],
- średnią cenę żółtego certyfikatu [zł/MWh],
- średnią cenę ciepła z jednostek gazowych [zł/GJ].

Jednostkowe koszty stałe związane z wypłatą płac dla pracowników elektrociepłowni oraz serwisem instalacji na poziomie 4,6 zł/MWh, wysokość jednostkowych nakładów inwestycyjnych równą 14,46 zł/MWh. Uwzględniono także roczny wzrost kosztów stałych o 1% rocznie [12]. Predykcji ceny żółtych certyfikatów dokonano na podstawie stosunku ceny sprzedaży żółtych certyfikatów oraz wysokości opłaty zastępczej, która zależna jest od ceny energii elektrycznej oraz cen uprawnień do emisji CO₂.

Wyniki prognozowania ceny energii elektrycznej, ceny żółtych certyfikatów, kosztów zmiennych paliwowych dla instalacji o mocy 50 MW, cen emisji CO₂ oraz wskaźnik przepływów operacyjnych zdyskontowanych przedstawiono w Tab. 1.

Tablica 1. Opłacalność inwestycji uprawnionych do zakupu żółtych certyfikatów do roku 2025

Nazwa	Jednostka	Rok										
		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Prognozowana cena energii elektrycznej	[PLN/MWh]	169,99	160,29	163,12	166,42	168,83	170,8	173,67	178,1	183,49	188,72	193,22
Prognozowana cena żółtych certyfikatów	[PLN/MWh]	118,03	121,59	111,83	113,12	114,63	115,73	116,63	117,94	119,96	122,43	124,82
Koszty zmienne paliwowe	[mln PLN]	71,75	61,6	86,13	87,7	89,26	90,83	91,92	93,01	94,11	95,2	96,29
Cena emisji CO ₂	[PLN/MgCO ₂]	31,36	21,36	24,28	27,68	30,16	32,2	35,16	39,72	45,28	50,68	55,32
Saldo przepływów operacyjnych zdyskontowanych -NPV	[mln PLN]	5,67	24,17	-2,87	-6,32	-8,59	-10,3	-12,02	-14,33	-16,72	-18,59	-19,78

Źródło: opracowanie własne na podstawie [13]

Nawet najbardziej korzystne wskaźniki efektywności energetycznej i ekologicznej nie są czynnikiem przesądającym o realizacji projektu inwestycyjnego budowy układu kogeneracyjnego. Przesłanką dla takiej decyzji może być jedynie pozytywny efekt ekonomiczny.

Możliwy do uzyskania efekt ekonomiczny (wyrażony np. wartością bieżącą netto projektu - NPV) zależy jednak od wielu czynników, spośród których najważniejsze to:

1. przebieg zmienności zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną,
2. cena paliwa, ciepła i energii elektrycznej, świadectw pochodzenia energii elektrycznej,

3. konfiguracja układu, charakterystyka techniczna instalowanych urządzeń (moc, sprawność, wskaźnik skojarzenia oraz ich możliwe zmiany w trakcie pracy),
4. tryb pracy układu CHP [5].

Wielkości odniesienia, wymienione w punktach 1, 3 i 4 zostały przyjęte zgodnie z rozdziałem referencyjnym dokonany przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) w ramach postępowań administracyjnych w przedmiocie udzielenia promesy koncesji lub promesy zmiany koncesji, dotyczącej warunków funkcjonowania infrastruktury służącej do wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji.

5. WNIOSKI KOŃCOWE

W referacie przedstawiono wpływ systemu wsparcia, w postaci zysków ze sprzedaży żółtych certyfikatów, na opłacalność inwestycji. Zauważono, że pomimo trzykrotnego wzrostu mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych wykorzystujących paliwo gazowe, w analizowanym scenariuszu ceny żółtych certyfikatów utrzymują się blisko prognozowanej opłaty zastępczej. Wynika to z dwóch powodów. Pierwszym jest rosnące w okresie analizy zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE, za którym nadąża przewidywany wzrost mocy zainstalowanej w omawianym typie źródeł. Drugim jest regulacja prawna niepozwalająca na tzw. bankowanie, czyli przechowywanie na kolejne lata żółtych certyfikatów. O ile prognoza ceny certyfikatów na przyszłe lata wydaje się być optymistyczna, należy pamiętać, że uzależniona ona jest od kontynuacji obecnego systemu wsparcia. W chwili obecnej Prawo Energetyczne definiuje obowiązek umarzania żółtych certyfikatów tylko do końca roku 2018. Jak wynika z analizy stosunek ceny energii elektrycznej oraz ceny gazu ma istotny wpływ na rentowność inwestycji. Niska cena energii elektrycznej w stosunku do paliwa pierwotnego, jakim jest gaz wysokometanowy nie pozwala na rentowność inwestycji bez dodatkowych przychodów. Rozwiązaniem powinno być wprowadzenie zachęt długoterminowych stabilizujące system wsparcia na lata kolejne.

6. BIBLIOGRAFIA

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, Dz. U. z 2006, nr 89, poz. 625, z późn. zm.

2. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie spierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG, 2004.
3. Ustawa z dnia 14 marca 2014 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.
4. Ministerstwo Gospodarki, Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Załącznik do uchwały nr 202/2009 Rady Ministrów Z dnia 10 listopada 2009 r.
5. Skorek J., Techniczno-ekonomiczna analiza porównawcza budowy gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy z silnikiem tłokowym lub turbiną gazową, Instal, Nr 4, s. 28–33, 2012.
6. Sulewski P., Majewski E., Wąs A., Szymańska M.: Uwarunkowania ekonomiczno-prawne i opłacalność inwestycji w biogazownie rolnicze w Polsce, Zagadnienia Ekon. Rolnej, Nr 346, s. 119–143, 2016.
7. Kamiński J., Malik A.: Analiza krajowego sektora ciepłowniczego - stan obecny i kluczowe determinanty rozwoju, Zesz. Nauk. Inst. Gospod. Surowcami Miner. i Energią Pol. Akad. Nauk, Nr 92, s. 307–324, 2016.
8. Bartosik M., Kamrat W., i inn.: Wytwarzanie energii elektrycznej-diagnoza i terapia, Prz. Elektrotechniczny, vol. 92, no. 10, pp. 167–170, 2016.
9. Agencja Rynku Energii S.A.: Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, 2011.
10. Dreszer K., Ocena stanu aktualnego i perspektywy rozwoju czystych technologii węglowych możliwych do zastosowania w siłowniach energetycznych w Polsce wraz z opracowaniem charakterystyk techniczno-ekonomicznych. 2008.
11. Grudziński Z.: Sytuacja na giełdach handlu emisją a ceny energii elektrycznej, Polityka Energ., Nr 15, s. 77–90, 2012.
12. Tomczyński M., Analiza ryzyka w projektach wysokosprawnej kogeneracji CHP -Praca dyplomowa magisterska, 2016.
13. Prezes URE: Opis techniczno-ekonomiczny projektowanej instalacji...” dostęp online www.ure.gov.pl, data publikacji 23.09.2014.

THE ANALYSIS OF THE PROFITABILITY OF INVESTMENT IN GAS-FIRED POWER PLANTS OR WITH A TOTAL INSTALLED CAPACITY BELOW 1 MW BASED ON THE PREDICTION OF THE MARKET PRICE OF THE PROPERTY RIGHTS FROM COGENERATION

On the 10th of November 2009, the Polish Council of Ministers adopted a resolution on the Polish Energy Policy until 2030 (PEP-30). The document details that the implementation of the following objectives: improving energy efficiency, increasing the security of fuels and energy supply, developing competitive markets for fuels and energy as well as reducing the impact of energy on the environment, combining the production of both electricity and heat (known as ‘cogeneration’) are the main directions. Moreover, PEP-30 assumes that by 2020 the production of electricity from high-efficiency cogeneration will be doubled in relation to 2016. This means that in 2020 about 49 TWh electricity will be produced in cogeneration. From energy produced in gas-fired plants or units with a capacity below 1 MW, a producer can obtain a yellow certificate, which is a confirmation of the origin of energy and, at the same time, a negotiable property right. In this way, power producers can generate additional income. The article presents the prediction of the market price for the property rights from cogeneration by 2025. The prediction was based on the model of the profitability of investments and the obligation to purchase of certificates of origin for electricity generated in cogeneration.

Keywords: Property rights, energy certification, prediction of the property law prices.