

Integracja układu ekspandera gazu ziemnego ze stacją CNG

Łukasz Nyżnyk*

Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska
e-mail: lukasznyzyk@gmail.com

Słowa kluczowe: ekspander, CNG, stacja redukcyjna, energia odpadowa, gazownictwo, gaz ziemny

Streszczenie

Gaz ziemny jest medium przesyłanym rurociągami na dalekie odległości. W sieci gazowej można wyodrębnić segmenty charakteryzujące się różnymi poziomami ciśnień. Przy redukcji ciśnienia na stacji redukcyjnej ma miejsce niszczenie potencjału gazu do wykonania pracy mechanicznej wynikającego z jego podwyższonego ciśnienia. Celem tej pracy jest analiza termodynamiczna, ekonomiczna oraz optymalizacja układu ekspandera zintegrowanego ze stacją wytwarzającą sprężony gaz ziemny (CNG) poprzedzona opisem różnych zagadnień związanych z gazownictwem, sprężonym gazem ziemnym i wytwarzaniem energii elektrycznej w ekspanderach gazu ziemnego.

* Rozdział przygotowano podczas pracy nad projektem dyplomowym magisterskim wykonywanym przez autora w Instytucie Techniki Ciepłej na Wydziale Inżynierii Środowiska i Energetyki Politechniki Śląskiej, pod opieką Dr hab. inż. Wojciecha J. Kostowskiego.

Spis najważniejszych oznaczeń występujących w pracy

A – pole powierzchni wymiennika, m²
CF – przepływ pieniężny, PLN
E – energia elektryczna, kWh
F – odsetki od kredytu, PLN
h – entalpia właściwa, kJ/kg
k – jednostkowy koszt zakupu nośnika energii, PLN/jednostka ilości
K – koszt, PLN
N – moc elektryczna, kW
s – jednostkowa cena sprzedawanego produktu, PLN/jednostka ilości
S – zysk, PLN
P – ciśnienie, kPa
t – temperatura czynnika, °C
 \dot{Q} – strumień ciepła, kW
V – strumień objętościowy normalny czynnika gazowego, m³/h
 ρ_{CH_4} – gęstość metanu w warunkach normalnych, kg/m³
 η – sprawność wewnętrzna, -
 ΔT_m – średnia logarytmiczna różnica temperatury, K

Oznaczenia indeksów występujące w pracy

CNG – dotyczy strumienia kierowanego do sprężarek
d – dochodowy (podatek)
d – dotyczy strumienia kierowanego na ciąg redukcyjny
e – dotyczy strumienia kierowanego do ekspandera gazu
el – dotyczy energii elektrycznej
ex – dotyczy ekspandera
inw – dotyczy nakładów inwestycyjnych
j – dotyczy parametru jednostkowego
k – dotyczy kotła
me – mechaniczno-elektryczna
op – operacyjne
sp – dotyczy sprężarek
wc – dotyczy wymiennika ciepła

1 Wprowadzenie

Gaz ziemny to medium, które jest transportowane na dalekie odległości rurociągami, pod wysokim ciśnieniem. Struktura sieci gazowej charakteryzuje się różnymi poziomami ciśnienia, tak by zapewnić gaz o wymaganych parametrach dla różnego typu odbiorców. Wśród tego systemu możemy rozróżnić:

- Sieci dystrybucyjne wysokiego ciśnienia (powyżej 1.6MPa) – z których bezpośrednio zasilane są między innymi turbiny gazowe
- Sieci dystrybucyjne podwyższonego średniego ciśnienia (0.5MPa-1.6MPa)
- Sieci dystrybucyjne średniego ciśnienia (10kPa-0.5MPa) – jako typ odbiorcy można podać stacje CNG
- Sieci dystrybucyjne niskiego ciśnienia (0.125MPa) – z których zasilani są bezpośrednio odbiorcy indywidualni.

Powszechnie stosowanym sposobem redukcji ciśnienia gazu jest zdławienie przepływającego strumienia. Jako, że dławienie gazu jest procesem który niszczy potencjał gazu do wykonania pracy mechanicznej, termodynamicznie bardziej zasadnym rozwiązaniem jest użycie maszyny rozprężnej - tłokowej lub turbiny ekspansyjnej. Turbina ekspansyjna to maszyna, wewnątrz której przepływający gaz wykonuje pracę, a generator sprzężony z ekspanderem produkuje energię elektryczną. Maszyny tłokowe posiadają wyższe sprawności wytwarzania energii elektrycznej niż turbiny ekspansyjne, choć ekspandery są tańszym rozwiązaniem, zatem ze względu na niższe koszty inwestycyjne mogą bardziej zachęcić inwestora do podjęcia ryzyka związanego z budową obiektu [2]. Instalacja ekspandera pozwala na zmniejszenie energochłonności systemu gazowniczego, zatem jest rozwiązaniem, które powinno być rozważane jako atrakcyjne inwestycyjnie.

Na chwilę obecną w Polsce można spotkać ekspandery gazowe, lecz nie w systemie przesyłowym, a w zakładach przemysłowych (Anwil – 990kW, Zakłady Chemiczne Police – 1040kW), choć rozważa się zastosowanie ich także w stacjach redukcyjnych jak ma to miejsce np. w Niemczech.

1.1 Stacje redukcyjne gazu ziemnego

Z miejsca wydobycia (złoża) gaz ziemny transportowany jest rurociągami na dalekie dystanse. Transport medium umożliwiają tłocznie. W sieci występują odgałęzienia od głównych rur, charakteryzujące się niższym ciśnieniem, na obniżenie którego pozwalają stacje redukcyjno-pomiarowe, których celem oprócz obniżenia ciśnienia jest archiwizacja pomiarów dotyczących przesyłanego medium jak strumień gazu, jego temperatura i ciśnienie. Redukcji ciśnienia gazu dokonuje się za pomocą urządzenia zwanego reduktorem. Ma ono także dwa inne zadania jak dopasowanie strumienia gazu według potrzeb odbiorców oraz utrzymanie ciśnienia wylotowego.

Ze względu na stopień redukcji ciśnienia wyróżniamy stacje redukcyjno-pomiarowe:

- SRP I° – redukujące z wysokiego na średnie ciśnienie
- SRP II° – redukujące z średniego na niskie ciśnienie

Innym podziałem związanym z ciśnieniem przepływającego gazu jest podział ze względu na maksymalne ciśnienie robocze dopływającego gazu ziemnego. Wyróżniamy:

- Stacje wysokiego ciśnienia (powyżej 1.6MPa)
- Stacje średniego podwyższonego ciśnienia (0.5MPa do 1.6MPa włącznie)
- Stacje średniego ciśnienia (do 0.5MPa włącznie)

Obecnie w Polsce znajduje się około 1 000 stacji redukcyjnych wysokiego i średniego ciśnienia należących do operatora Gaz System S.A. Największym potencjałem do wytwarzania energii elektrycznej cechują się stacje SRP I^o, na których można zainstalować jednostki wytwórcze o mocy rzędu dziesiątek, a czasem i setek kilowatów.

W Polsce znajduje się około:

- 20 stacji o przepustowości $>100\ 000\text{m}^3$
- 40 stacji o przepustowości $>50\ 000\ \text{m}^3$
- 190 stacji o przepustowości $>5\ 000\text{m}^3$
- 580 stacji o przepustowości $>2\ 000\text{m}^3$

1.2 Dławienie, a ekspansja gazu

Zarówno dławienie gazu ziemnego jak i ekspansja w maszynie rozprężnej powodują obniżenie temperatury przesyłanego medium, choć w przypadku rozprężania obniżenie jest znacznie większe. Niska temperatura wylotowa gazu powodowałaby wiele problemów eksploatacyjnych jak ryzyko pojawienia się wody/łodu (punkt rosy gazu w lecie to około 3.7°C lub ryzyko powstawania hydratów (ok 5°C w lecie przy 2MPa). Zalecane jest takie sterowanie układem by na wylocie z ekspandera utrzymać temperaturę 5°C .

W przypadku konwencjonalnego dławienia gazu medium podgrzewane jest za pomocą kotła gazowego. Podgrzew gazu przed ekspansją w układzie z ekspanderem może być realizowany również w ten sam sposób. Źródłem ciepła mogą być także wykorzystanie mniej popularnych źródeł ciepła jak pompa ciepła lub ogniwa paliwowe jak ma to miejsce w Kanadzie [2]. Pomysłem jest również wykorzystanie ciepła odpadowego np. ciepła chłodzenia silnika gazowego lub ciepła wydzielanego się podczas sprężania gazu ziemnego w celu wytworzenia CNG.

1.3 Stacje CNG

Stacje CNG to obiekty, które umożliwiają odbiorcom zatankowanie odpowiednio przystosowanych pojazdów sprężonym gazem ziemnym (20-25MPa). Ze względu na obszar działalności stacje te możemy podzielić na przydomowe, publiczne (komercyjne) oraz flotowe. Przydomowe sprężarki gaz ziemnego cechują się niską wydajnością – około $1\text{-}10\text{m}^3/\text{h}$ w zależności od wybranego urządzenia. Stacje publiczne to stacje typu szybkiego ładowania. Pozwalają one na obsługę klienta w czasie kilku minut. Zbudowane są ze segmentów butli nisko, średnio i wysokociśnieniowych. Sprężarka pracuje tylko w przypadku spadku ciśnienia w magazynie. Stacje powolnego tankowania stosowane są głównie w przypadku stacji flotowych. Preferowany czas tankowania to godziny nocne (z powodu niższych cen energii elektrycznej), a czas tankowania pojazdów to kilka godzin. Ze względu na długi czas tankowania nie wymagane są drogie sprężarki o dużej wydajności.

Produkcją stacji CNG zajmują się między innymi:

- Górnośląski Zakład Obsługi Gazownictwa – oferująca dostawę, montaż i serwis stacji. Instalacje wykonane są w oparciu o urządzenia firmy CNG Galileo. Do tej pory firma wykonała ponad 10 stacji CNG, z czego największą wydajnością cechuje się obiekt w Świdniku ($1075\text{m}^3/\text{h}$) [4].
- Aspro – jeden ze światowych liderów w produkcji stacji CNG. Oficjalnym dystrybutorem marki w Polsce jest firma ASF. W ofercie Aspro można znaleźć wiele obiektów, od przydomowych kompresorów gazu ziemnego po stacje szybkiego tankowania o wydajności $160\text{m}^3/\text{h}$. Firma zrealizowała ponad 50 inwestycji na terenie Polski [5].
- Bohlen & Doyen – niemiecka firma zajmująca się szeroko pojętym gazownictwem. Wykonała ponad 400 inwestycji związanych ze sprężonym gazem ziemnym. Wydajności dostępnych instalacji do $2\,000\text{m}^3/\text{h}$ [6].

1.4 Rynek gazu w Polsce

Rynek gazu jest strukturą, która działa dzięki współpracy wielu podmiotów wchodzących w jej skład. Są to:

- a) Transport gazu (sieci wysokiego ciśnienia) – za który odpowiada operator Gaz System S.A. Długość sieci przesyłowej to $10\,743\text{km}$, a ilość przesyłanego gazu to 17.2 mld m^3 rocznie.
- b) Dystrybucja – Polska Spółka Gazownictwa (97% udziału w systemie dystrybucji). Łączna długość sieci to 185 tyś. km .
- c) Obrót – handel gazem (najwięksi sprzedawcy należą do GK PGNiG).
- d) Magazynowanie – obecnie w Polsce istnieje 7 podziemnych magazynów gazu o łącznej pojemności ok. $3\,000\text{ mln m}^3$ - Gas Storage Poland (spółka PGNiG).
- e) Poszukiwanie i wydobycie – lokalizowanie, wydobycie oraz przygotowanie do sprzedaży węglowodorów – głównie PGNiG, Petrobaltic - działający lokalnie i kilka innych mniejszych podmiotów [7]

1.5 Rynek paliw samochodowych i perspektywy jego rozwoju

W roku 2018 konsumpcja paliw samochodowych płynnych plasuje się następująco:

- Benzyny silnikowe $6\,083\text{mln m}^3$
- Olej napędowy $20\,345\text{mln m}^3$
- Gaz płynny LPG $4\,824\text{mln m}^3$

Polska Organizacja Przemysłu i Handlu naftowego określiła 3 możliwe warianty rynku paliw ciekłych. Warianty optymistyczny i pesymistyczny dla sektora konwencjonalnych paliw ciekłych oraz wariant pośredni.

Wariant pośredni zakłada:

- Małe wahania cen ropy
- Stabilny kurs złotego do kursu dolara amerykańskiego
- Brak wpływu paliw alternatywnych na rynek
- Rozwój gospodarczy 4% rocznie
- Inne założenia polityczno-gospodarcze

Przewiduje się utrzyma się obecny trend i benzyna silnikowa będzie coraz bardziej popularna kosztem oleju napędowego. W odległej perspektywie użytkownicy samochodów z silnikiem diesla być może będą zmuszeni do znalezienia środka transportu napędzanego innym paliwem. W krajach Europy Zachodniej pozbywa się samochodów zasilanych ON, samochody te mają także ograniczony dostęp do największych miast.

Uwzględniając założenia tego modelu szacowane zużycie paliw płynnych to 39mln m³.

Wariant optymistyczny oprócz głównych założeń wariantu pośredniego zakłada:

- Obniżenie poziomu notowań ropy i paliw gotowych o 20%
- Znikomy rozwój sektora paliw alternatywnych
- Tempo rozwój gospodarki co najmniej 5%

W tym wariantcie konsumpcja paliw płynnych szacowana jest na 45mln m³.

Wariant pesymistyczny zakłada:

- Tempo rozwój gospodarki poniżej 3%
- Znaczna utrata wartości złotego lub destabilizacja gospodarczo-polityczna na świecie
- Podniesienie podatków, które uderzy w sektor paliwowy.

Estymowane zużycie paliw to około 30mln m³ [8].

Polska Organizacja Przemysłu i Handlu naftowego pokazuje, że jest możliwe w przyszłości osłabienie pozycji sektora paliw konwencjonalnych. Przy spełnieniu się tej prognozy paliwa alternatywne mogą zyskać na popularności z uwagi na większą opłacalność ich użytkowania.

Jednym z paliw alternatywnych w motoryzacji jest sprężony gaz ziemny CNG. Obecnie zastosowanie sprężonego gazu ziemnego w Polsce ogranicza się głównie do zasilania pojazdów flotowych, np. w Tychach (75 pojazdów), Rzeszowie, Częstochowie, Radomiu. Jeśli chodzi o samochody prywatne, jest ich mniej niż 4tyś. W przyszłości sektor CNG będzie się rozwijać. W planach Ministerstwa Energii do 2025r. w Polsce ma być 54 tyś. takich pojazdów, zatem mowa tu o dużej dynamice rozwoju. Sprężony gaz ziemny jest jednym z najbardziej perspektywicznych paliw alternatywnych. Jednym z plusów tej technologii to niska emisja substancji

szkodliwych, zatem rozwiązanie sprzyja proekologicznym dyrektywom dotyczącym transportu, które mogą pojawić się w przyszłości.

Innym paliwem alternatywnym jest wodór. Efektywnym wykorzystaniem tego paliwa w motoryzacji jest wykorzystanie go w ogniwach paliwowych. Wytworzony prąd stały jest transformowany na prąd przemienny, który napędza silnik elektryczny. BMW, Volkswagen, Audi, Honda i Hyundai wypuściły już na rynek auta zasilane wodorem. Na chwilę obecną problemem dla właścicieli tego typu samochodów jest brak wystarczająco rozwiniętej sieci punktów tankowania paliwa. Taką infrastrukturą na chwilę obecną mogą się pochwalić jedynie Niemcy (60 stacje tankowania na 152 znajdujących się w Europie, docelowo ma być to 400 obiektów). Na świecie znajdują się 369 stacje wodorowe (273 dostępne publicznie), przy czym oprócz Niemiec i w mniejszym stopniu innych krajów Europy Zachodniej zasługuje również Japonia [9].

Innym alternatywnym napędem jest napęd elektryczny. Obecnie na europejskich drogach porusza się ponad milion aut elektrycznych. Liderem w udziale samochodów elektrycznych wśród ogólnej liczby tych pojazdów jest Norwegia (około 30% nowych samochodów to auta elektryczne). Oprócz Norwegii europejskimi liderami w sprzedaży aut elektrycznych są: Dania, Francja, Niemcy, Szwecja, Holandia, Wielka Brytania. Konsumentów zachęca się do zakupu różnymi sposobami, np. oferując ulgi podatkowe lub dając możliwość darmowego korzystania z miejsc parkingowych.

W wyniku wprowadzania w życie planów Ministerstwa Energii do 2020r. po drogach ma się poruszać 50tyś. samochodów elektrycznych, ma powstać 6 tyś. punktów o normalnej mocy ładowania i 400 punktów o dużej mocy ładowania. Do roku 2025 po drogach ma się poruszać milion pojazdów elektrycznych [10].

1.6 Mapa sieci gazowych, a produkcja CNG i energii elektrycznej

Najlepszym miejscem dla instalacji ekspandera są stacje o wysokim ciśnieniu dopływającego gazu – zatem głównie mowa o stacjach SRP I^o. Drugim czynnikiem wpływającym na opłacalność generacji energii elektrycznej lub/i produkcję sprężonego gazu ziemnego jest strumień przepływającego medium – im jest on wyższy, tym korzystniej. W myśl tych reguł przeprowadzono próbę wskazania potencjalnie najlepszych miejsc na budowę tego typu instalacji, na przykładzie Gaz System S.A., oddział Świerklany [11].



Rysunek 1: Miejsca o potencjale produkcji energii elektrycznej lub/i sprężonego gazu ziemnego [15]

Wykonując mapę wskazano na stacje redukcyjne wykazujące potencjał do wdrożenia proponowanej inwestycji. Rozmieszczenie stacji o wysokim ciśnieniu i dużej przepustowości jest nierównomierne, ale można wyodrębnić najlepsze stacje redukcyjne. Są to stacje o przepustowościach i maksymalnych ciśnieniach dostawy:

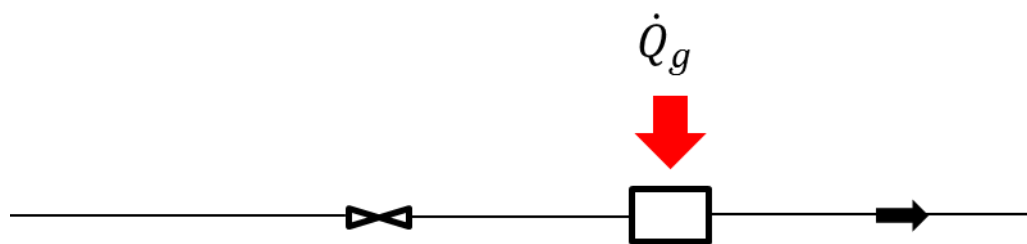
- Szopienice: 110 000m³, 2.5MPa
- Tworzeń: 45 000m³, 2.5MPa
- Opole: 15 000m³, 3.6MPa

2 Koncepcja układu

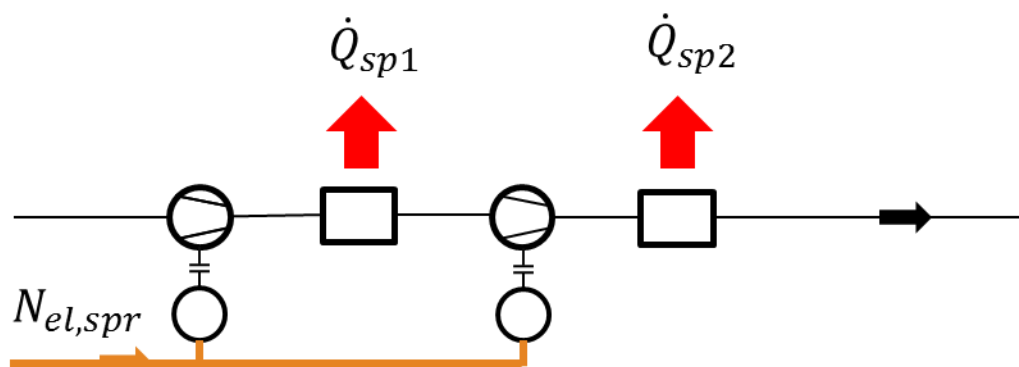
2.1 Schemat układu referencyjnego

W układzie referencyjnym mamy do czynienia z rozdzielonym procesem redukcji ciśnienia oraz sprężania gazu ziemnego. Ciśnienie gazu na dolocie do układu sprężania to 300kPa (średnie ciśnienie). Ciepło chłodzenia międzystopniowego jest rozpraszane do otoczenia.

W części redukcyjnej ciepło dostarczane w układzie podgrzewu jest wytwarzane w kotle gazowym obecnym na stacji redukcyjnej.



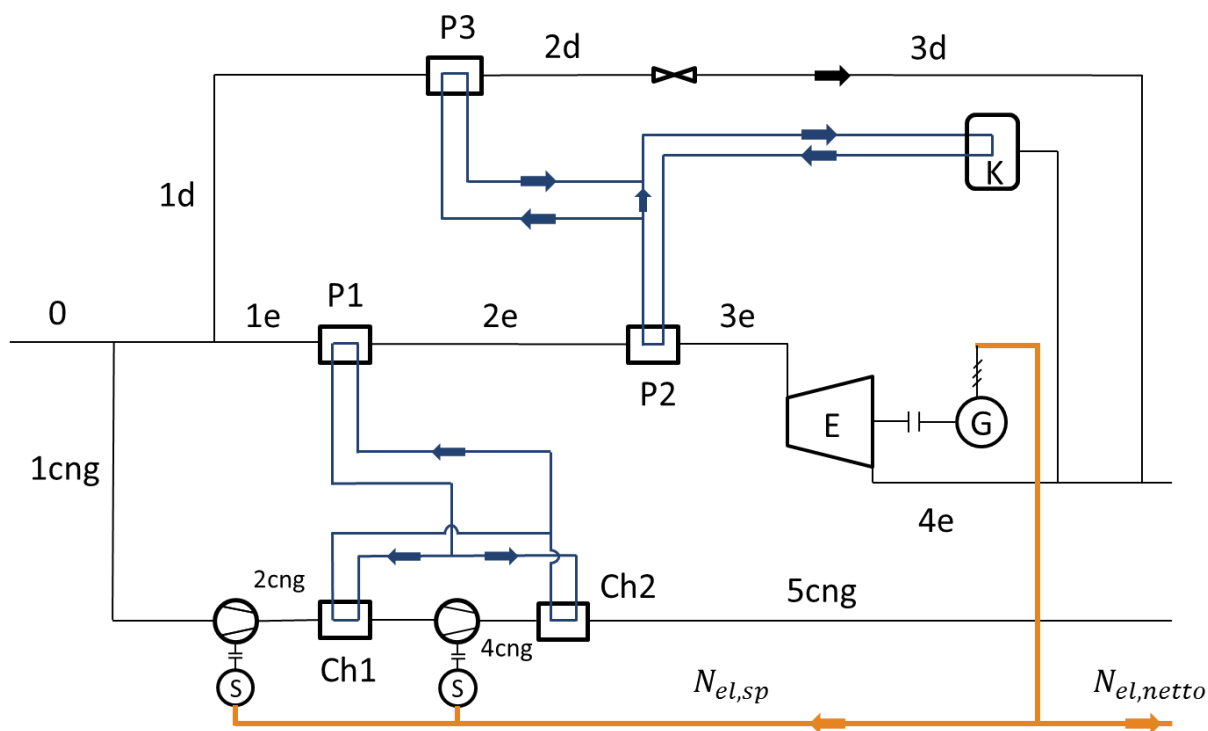
Rysunek 2a: Redukcja gazu w układzie referencyjnym [16]



Rysunek 2b: Wytwarzanie CNG w układzie referencyjnym [16]

2.2 Układ ekspandera ze stacją CNG

Przypadek integrujący stację CNG oraz układ ekspandera. Nadmiarowy strumień gazu jest dławiony zaworem umiejscowionym w ciągu dławiacym. Ciepło chłodzenia sprężarek wykorzystywane jest do wstępnego podgrzania gazu kierowanego na maszynę rozprężną, przed głównym wymiennikiem zasilanym gorącą wodą produkowaną w kotle gazowym, który wytwarza ciepło również na potrzebę podgrzewu gazu w ciągu redukcyjnym. Poza zaletą jaką jest wykorzystanie ciepła odpadowego ze sprężania gazu, gaz pobierany jest z sieci wysokiego ciśnienia, a nie jak ma to miejsce obecnie z sieci średniego ciśnienia. Skutkuje to lepszą opłacalnością wytwarzania CNG, choć przy obecnej sytuacji prawnej nie jest możliwe.



Rysunek 3: Schemat układu zintegrowanego [16]

Strumień V_0 dopływający do układu jest rozdzielany na trzy strumienie – strumień V_{CNG} , z którego wytwarzany jest gaz CNG, strumień V_e kierowany na ekspander (E) sprzężony z generatorem (G) oraz V_d , czyli nadmiarowy strumień który ulega dławieniu. Gaz kierowany do maszyny rozprężnej wymaga wstępnego podgrzania. Wstępny podgrzew realizowany jest w podgrzewaczu P1, w którym przekazywane jest do czynnika ciepło odbierane w chłodnicach międzystopniowych (Ch1) i (Ch2) sprężarek CNG. W ciągu redukcyjnym strumień gazu podgrzewany jest wodą w podgrzewaczu (P3) wodą powrotną obiegu kotłowego. Moc netto oddawana do sieci $N_{el,netto}$ to moc generatora pomniejszona o moc wymagającą do napędu sprężarek $N_{el,sp}$.

2.3 Scenariusze eksploatacyjne

2.3.1 Scenariusz I

Ekspander pracuje tylko podczas produkcji sprężonego gazu ziemnego. Zatem produkcja energii elektrycznej ma miejsce wyłącznie w najkorzystniejszych warunkach termodynamicznych – gdy możliwe jest wykorzystanie ciepła odpadowego, a więc uniknięcie spalanie pewnej ilości gazu w kotle.

2.3.2 Scenariusz II

Ekspander pracuje w sposób ciągły, jeśli pozwala na to wartość strumienia dopływającego do stacji redukcyjnej. Wynika z tego, że zostanie wyprodukowana większa ilość energii elektrycznej niż podczas pracy według scenariusza I, ale maszyna będzie pracowała także gdy nie pracują sprężarki CNG.

3 Model termodynamiczny

Wejściowymi wielkościami użytymi w obliczeniach są:

- Strumień gazu dopływającego do instalacji $\dot{V}_0, \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$
- Temperatura dopływającego gazu $t_0, ^\circ\text{C}$
- Temperatura gazu na wylocie z układu $t_5, ^\circ\text{C}$
- Ciśnienie dopływającego gazu p_0, kPa
- Ciśnienie gazu na wylocie z układu p_5, kPa
- $\dot{V}_{\text{CNG}} = 600 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$
- Czas pracy sprężarek CNG to 4h

W obliczeniach wykorzystano model gazu rzeczywistego, zatem entalpie w poszczególnych punktach układu obliczona według zależności (1). Skorzystano z bibliotek programu Engineering Equation Solver.

$$h_i = f(t_i; p_i) \quad (1)$$

a) Układ ekspandera

Moc ekspandera została wyznaczona według zależności (2). We wzorach (2) i (3) występują dwie sprawności. Sprawność wewnętrzna $\eta_{i,e}$ to sprawność średnioroczna maszyny wynosząca 40%, a η_{me} to sprawność mechaniczno-elektryczna równa 95%.

$$N_{el,e} = \dot{V}_e \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot (h_{3e} - h_{4e}) \cdot \eta_{me} \quad (2)$$

$$h_{4e} = h_{3e} - \eta_{i,e} \cdot (h_{3e} - h_{4e,s}) \quad (3)$$

b) Ciąg redukcyjny

Jednym z elementów ciągu redukcyjnego jest zawór, za pomocą którego zmniejsza się ciśnienie przepływającego gazu. Dławienie to proces zachodzący przy stałej entalpii, zatem temperatura t_{2e} została wyznaczona w oparciu o równanie (4)

$$h_{2d} = h_{3d} \quad (4)$$

c) Układ CNG

Opis matematyczny układu sprężarek wymaga założenia temperatury wychładzania gazu po przepływie przez wymienniki ciepła. W obliczeniach założono temperatury $T_{3\text{cng}} = T_{3\text{cng}} = 50^\circ\text{C}$.

Korzystając z zależności (5) i (6) opisujących sprawności wewnętrzne sprężarek można wyznaczyć entalpie $h_{2,\text{cng}}$ i $h_{4,\text{cng}}$, a następnie ich moc elektryczną (7) i strumień ciepła odbieranego od rozgrzanego, sprężonego gazu (8).

$$\eta_{i,\text{sp1}} = \frac{h_{2s,\text{cng}} - h_{1\text{cng}}}{h_{2,\text{cng}} - h_{1\text{cng}}} \quad (5)$$

$$\eta_{i,\text{sp2}} = \frac{h_{4s,\text{cng}} - h_{3\text{cng}}}{h_{4,\text{cng}} - h_{3\text{cng}}} \quad (6)$$

$$N_{\text{el,sp}} = \dot{V}_{\text{sp}} \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot \frac{1}{\eta_{\text{me}}} \cdot [(h_{2,\text{cng}} - h_{1\text{cng}}) + (h_{4,\text{cng}} - h_{3\text{cng}})] \quad (7)$$

$$\dot{Q}_{\text{sp}} = \dot{V}_{\text{sp}} \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot [(h_{2,\text{cng}} - h_{3\text{cng}}) + (h_{4,\text{cng}} - h_{5\text{cng}})] \quad (8)$$

d) Określenie mocy cieplnej kotła gazowego

Aby określić moc z jaką powinien pracować kocioł gazowy należy wyznaczyć entalpię h_{2e} . Można to zrobić wykorzystując bilans energii (9).

$$\dot{Q}_{\text{sp}} = \dot{V}_e \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot (h_{2e} - h_{1e}) \quad (9)$$

Kocioł pracuje by podgrzewać dwa strumienie gazu – główny odbiór ciepła to układ ekspandera, a drugi to ciąg redukcyjny. Ostatecznie moc kotła to:

$$\dot{Q}_k = \dot{V}_e \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot (h_{3e} - h_{2e}) + \dot{V}_d \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot (h_{2d} - h_{1d}) \quad (10)$$

Sprawność kotła gazowego przyjęto na poziomie 85%.

e) Roczny produkcję energii elektrycznej i zużycie energii chemicznej gazu można wyznaczyć korzystając z zależności (11), (12).

$$E_{\text{el,rok}} = \int_{\tau=0\text{h}}^{\tau=8760\text{h}} N_{\text{el}}(\tau) \cdot d\tau \cong \sum_{i=0}^{i=8760} N_{\text{el},i} \cdot \Delta\tau_i \quad (11)$$

$$E_{\text{ch,rok}} = \int_{\tau=0\text{h}}^{\tau=8760\text{h}} \dot{E}_{\text{ch}}(\tau) \cdot d\tau \cong \sum_{i=0}^{i=8760} \dot{E}_{\text{ch}} \cdot \Delta\tau_i \quad (12)$$

f) Tok obliczeń dla przykładowej godziny. Jako przykładową godzinę wybrano godzinę charakteryzującą się najwyższym przepływem gazu, przy jednoczesnej produkcji CNG. Jest to godzina numer 1337 w roku.

Dane wejściowe:

- Strumień gazu dopływającego do instalacji $\dot{V}_0 = 28412 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$
- Temperatura dopływającego gazu $t_0 = 1.286 \text{ }^\circ\text{C}$
- Temperatura gazu na wylocie z układu $t_5 = 5 \text{ }^\circ\text{C}$
- Ciśnienie dopływającego gazu $p_0 = 3587 \text{ kPa}$
- Ciśnienie gazu na wylocie z układu $p_5 = 417.4 \text{ kPa}$

$$\begin{aligned} N_{el,e} &= \dot{V}_e \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot (h_{3e} - h_{4e}) \cdot \eta_{me} = \\ &= 3.339 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 0.714 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \left(65.16 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - (-48.69 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}) \right) \cdot 0.95 = 257.8 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h_{4e} &= h_{3e} - \eta_{i,e} \cdot (h_{3e} - h_{4e,s}) = \\ &= 65.16 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 0.4 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot \left(65.16 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - (-219.5 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}) \right) = -48.69 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} h_{2d} &= h_{3d} = -48.69 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \\ \eta_{i,sp1} &= \frac{h_{2s,cng} - h_{1cng}}{h_{2,cng} - h_{1cng}} \\ 0.85 &= \frac{49.67 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - (-94.42 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}})}{h_{2,cng} - (-94.42 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}})} \\ h_{2,cng} &= 75.09 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N_{el,sp} &= \dot{V}_{sp} \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot \eta_{me} \cdot [(h_{2,cng} - h_{1cng}) + (h_{4,cng} - h_{3cng})] \\ &= 0.167 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 0.714 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0.95 \end{aligned}$$

$$\cdot \left[\left(75.09 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - (-94 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}) \right) + \left(179.1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - (-23.83 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}) \right) \right] = 42.11 \text{ kW}$$

$$\dot{Q}_{sp} = \dot{V}_{sp} \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot [(h_{2,cng} - h_{3cng}) + (h_{4,cng} - h_{5cng})] =$$

$$= 0.167 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 0.714 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \left[\left(75.09 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - \left(-23.83 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \right) + \left(179.1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - \left(-117.9 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \right) \right] = 47.11 \text{kW}$$

$$\dot{Q}_{\text{sp}} = \dot{V}_e \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot (h_{2e} - h_{1e})$$

$$47.11 \text{kW} = 3.339 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 0.714 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \left(h_{2e} - \left(-94.42 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \right) =$$

$$\dot{Q}_{\text{sp}} = 47.11 \text{kW}$$

$$\dot{Q}_k = \dot{V}_e \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot (h_{3e} - h_{2e}) + \dot{V}_d \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot (h_{2d} - h_{1d}) =$$

$$= 3.339 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 0.714 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \left(65.16 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - \left(-74.65 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \right) +$$

$$+ 4.387 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 0.714 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \left(-48.69 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - \left(-94.42 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \right) = 333.3 \text{kW}$$

4 Model ekonomiczny

4.1 Założenia makroekonomiczne

Do ważnych założeń makroekonomicznych w znaczący sposób wpływających na opłacalność inwestycji w energetyce należą ceny nośników energii, które trzeba zakupić oraz tych nośników, ze sprzedaży których czerpie się zyski. W przeprowadzonej analizie ekonomicznej założono:

- Jednostkową cenę sprzedawanej energii elektrycznej $s_{j,\text{el}} = 250 \frac{\text{PLN}}{\text{MWh}}$
- Jednostkową cenę sprzedawanego sprężonego gazu ziemnego $s_{j,\text{CNG}} = 4.51 \frac{\text{PLN}}{\text{kg}}$
- Jednostkowy koszt zakupu gazu spalanego w kotle $k_{j,\text{gaz,grz}} = 80 \frac{\text{PLN}}{\text{MWh(Wg)}}$
- Jednostkowy koszt zakupu gazu do produkcji $k_{j,\text{gaz,CNG}} = 110 \frac{\text{PLN}}{\text{MWh(Wg)}}$

Przyjęte oznaczenie $\frac{\text{PLN}}{\text{MWh}(W_g)}$ oznacza, że cena gazu odniesiona jest do energii chemicznej paliwa wyrażonej za pomocą ciepła spalania.

Po wykonaniu obliczeń termodynamicznych oraz dysponując cenami nośników energii przystąpiono do wyznaczenia poszczególnych dochodów i kosztów związanych z inwestycją. Równania (13) i (14) przedstawiają strumienie dochodów ze sprzedaży energii elektrycznej i CNG.

$$\dot{S}_{\text{ele}} = S_{j,\text{el}} \cdot (N_{\text{el,eks}} - N_{\text{el,sp}}) \quad (13)$$

$$\dot{S}_{\text{cng}} = S_{j,\text{cng}} \cdot \dot{V}_{\text{cng}} \cdot \rho_{\text{CH}_4} \quad (14)$$

Równania (15) i (16) opisują strumienie kosztów związanych z kupnem gazu ziemnego.

$$\dot{K}_{\text{gaz,grz}} = k_{j,\text{gaz,grz}} \cdot E_{\text{ch,k}} \cdot \frac{W_g}{W_d} \quad (15)$$

$$\dot{K}_{\text{gaz,CNG}} = k_{j,\text{gaz,CNG}} \cdot \dot{V}_{\text{CNG}} \cdot W_g \quad (16)$$

Całkowite roczne przychody S i koszty K opisane równaniami (17) i (18) zostały użyte w dalszej analizie ekonomicznej.

$$\begin{aligned} S &= \int_{\tau=0\text{h}}^{\tau=8760\text{h}} S_{j,\text{el}} \cdot (N_{\text{el,eks}} - N_{\text{el,sp}}) d\tau \\ &\quad + \int_{\tau=0\text{h}}^{\tau=8760\text{h}} S_{j,\text{cng}} \cdot \dot{V}_{\text{cng}} \cdot \rho_{\text{CH}_4} d\tau \cong \\ &\cong \sum_{i=0}^{i=8760} S_{j,\text{el}} \cdot (N_{\text{el,eks},i} - N_{\text{el,sp},i}) \Delta\tau_i + \sum_{i=0}^{i=8760} S_{j,\text{CNG}} \cdot \dot{V}_{\text{CNG},i} \cdot \rho_{\text{CH}_4} \Delta\tau_i \end{aligned} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} K &= \int_{\tau=0\text{h}}^{\tau=8760\text{h}} K_{j,\text{gaz,grz}} \cdot E_{\text{ch,k}} \cdot \frac{W_g}{W_d} d\tau + \int_{\tau=0\text{h}}^{\tau=8760\text{h}} K_{j,\text{gaz,CNG}} \cdot \dot{V}_{\text{CNG}} \cdot W_g d\tau \cong \\ &\cong \sum_{i=0}^{i=8760} K_{j,\text{gaz,grz}} \cdot E_{\text{ch,k},i} \cdot \frac{W_g}{W_d} \Delta\tau_i + \sum_{i=0}^{i=8760} K_{j,\text{gaz,CNG}} \cdot \dot{V}_{\text{CNG},i} \cdot W_g \Delta\tau_i \end{aligned} \quad (18)$$

4.2 Założenia mikroekonomiczne

Całkowity nakład inwestycyjny jest sumą kosztów wszystkich komponentów. Użyto kilku metod szacujących koszt analizowanej stacji. Kolejne maszyny i urządzenia zostały wycenione w następujący sposób:

- a) Ekspander gazu

Maszyna została wyceniona za pomocą krzywej cenowej opracowanej przez Jacka Kalinę [1]. Cenę ekspandera wyznaczono według równania (20).

$$K_{j,ex} = 17\,115 \cdot N_{el}^{-0.5282} = \quad (19)$$

$$= 17\,115 \cdot 250\text{kW}^{-0.5282} = 926 \frac{\text{USD}}{\text{kW}}$$

$$K_{ex} = 926 \frac{\text{USD}}{\text{kW}} \cdot 250\text{kW} \cdot 3.86 \frac{\text{PLN}}{\text{USD}} = 894\,000\text{PLN} \quad (20)$$

b) Kocioł gazowy

Przy wycenie posłużono się katalogiem firmy Hevac [12]. Wybrano model ECO C630-700, którego minimum i maksimum techniczne umożliwia zastosowanie go w analizowanym przypadku. Przy kursie $3.41 \frac{\text{PLN}}{\text{€}}$ koszt kotła $K_k = 122\,000\text{PLN}$

c) Sprężarki CNG

Cena sprężarek została ustalona dzięki konsultacjom z p. Krzysztofem Górnym (Gascontrol). $K_{sp} = 1\,200\,000\text{PLN}$

d) Przy obliczeniach związanych z wymiennikami ciepła dokonano kilku założeń. Są to:

- Spiętrzenie temperatur wynoszące 5K
- Współczynnik przenikania ciepła $16 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}}$
- Temperatura wody kotłowej 90/60°C
- Średnioroczne wartości temperatur wody dopływającej i wypływającej z wymienników ciepła

Pola powierzchni wymienników ciepła zostały wyznaczone przy wykorzystaniu równania Pecleta.

$$\dot{Q}_i = k \cdot A_i \cdot \Delta T_{m,i} \quad (21)$$

Dysponując i-tymi polami powierzchni A_i i wykorzystując krzywą cenową ceny wymienników w zależności od pola powierzchni [13] wyznaczono całkowitą cenę wymienników ciepła $K_{WC} = 587\,000\text{PLN}$

Stosując mnożnik 1.5 przy sumie cen komponentów uwzględniamy koszty inwestycyjne nie uwzględnione w analizie i otrzymujemy całkowite nakłady inwestycyjne K_{inw} .

$$K_{inw} = 1.5 \cdot (K_{ex} + K_k + K_s + K_{WC}) = 4\,200\,000\text{PLN} \quad (22)$$

4.3 Metoda NPV

Wykorzystany wskaźnik NPV pozwala na oszacowanie zysków wynikających z realizacji inwestycji, przy uwzględnieniu zmiany wartości pieniądza w czasie. Wykorzystanie tego wskaźnika stanowi więc wiarygodne podejście ekonomiczne. Pozostałe założenia ekonomiczne wykorzystane w obliczeniach to:

- Czas budowy: 1 rok
- Czas eksploatacji: 10 lat
- Inflacja: 2%
- Prowizja 1.5%
- Całość inwestycji jest finansowana z kredytu

Przepływ pieniężny CF zależy od zysków S, ponoszonych kosztów K, kosztów operacyjnych K_{op} oszacowanych jako 2% nakładu inwestycyjnego i podatku dochodowego P_d . F to odsetki od kredytu, a A to amortyzacja środków trwałych, przyjęta jako 7% nakładów inwestycyjnych (stawka dla kotłów i układów energetycznych).

$$CF = S - K - K_{op} - P_d \quad (23)$$

$$P_d = 0.19 \cdot (S - K - K_{op} - F - A) \quad (24)$$

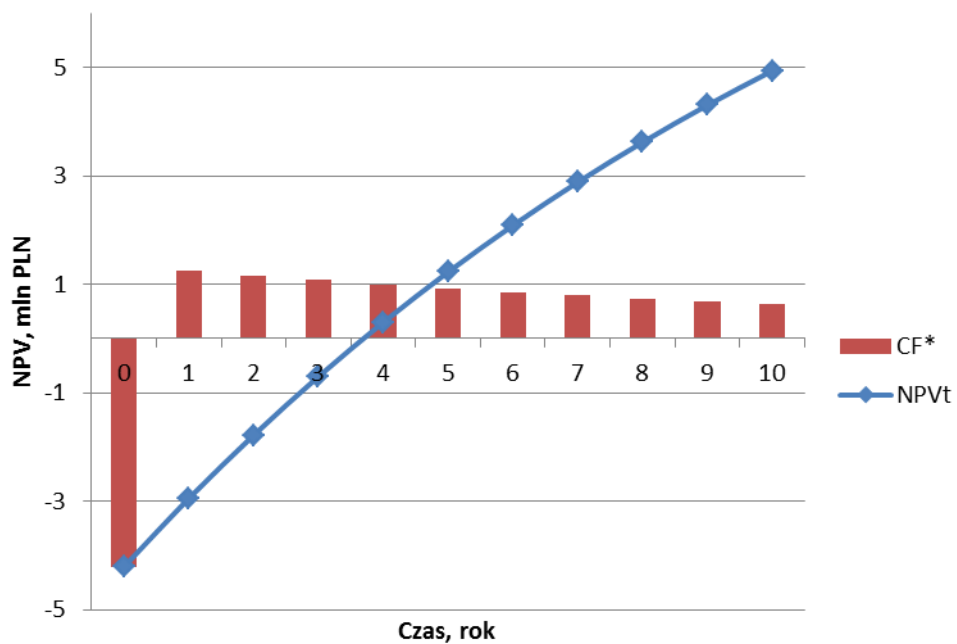
$$K_{op} = 0.02 \cdot K_{inw} \quad (25)$$

$$A = 0.07 \cdot K_{inw} \quad (26)$$

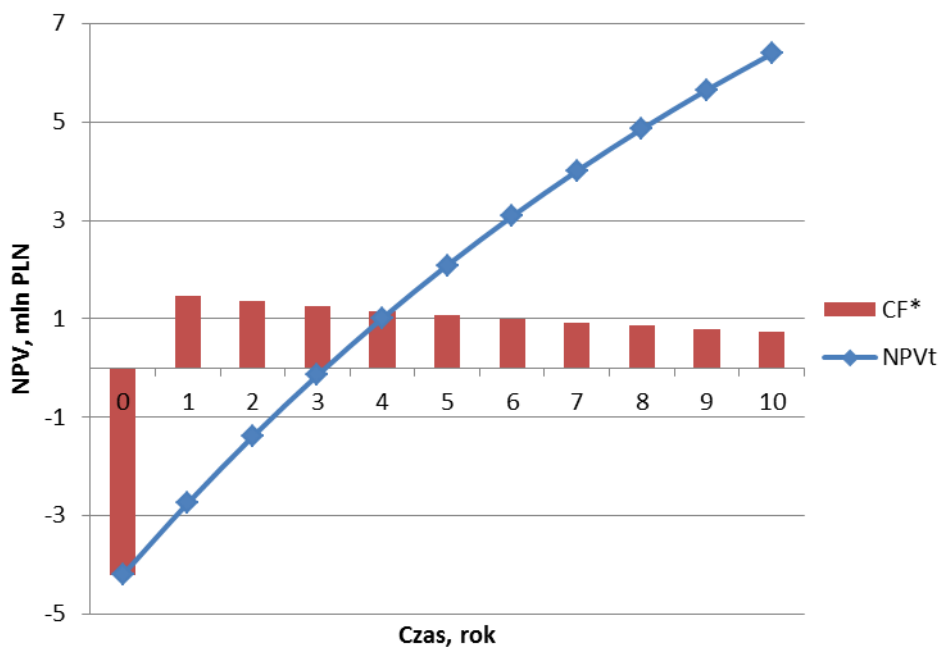
Zdyskontowane przepływy pieniężne wyznaczane są jako suma przepływów pieniężnych CF mnożonych przez czynnik dyskontujący a_t .

$$a_t = \frac{1}{(r + 1)^t} \quad (27)$$

$$NPV = \sum_{i=0}^{10} CF \cdot a_t \quad (28)$$



Rysunek 4: Analiza NPV dla przypadku I



Rysunek 5: Analiza NPV dla przypadku II

Tabela 1: Zestawienie wyników analizy ekonomicznej:

Wskaźnik	Przypadek I	Przypadek II
NPV	4 940 000PLN	6 400 000PLN
IRR	29.84%	35.54%
SPB	4	3
DPB	4	4

Analiza ekonomiczna wykazała opłacalność inwestycji już w 4 roku eksploatacji. Jest to stosunkowo szybki czas zwrot biorąc pod uwagę inwestycje energetyczne, których czas zwrotu zwykle wynosi około 7-10 lat i więcej w zależności od skali i rodzaju projektu.

Wariant II jest bardziej opłacalny niż I zatem jest bardziej rekomendowany. W przypadku I ekspander pracuje tylko w czasie najkorzystniejszych warunków termodynamicznych (produkcja CNG, podczas którego wydziela się ciepło odpadowe wykorzystane w układzie ekspandera). W analizowanym przypadku produkcja trwa zaledwie 4h dziennie. Ten scenariusz eksploatacyjny może być potencjalnie lepszy dla jednostek wytwórczych większej wydajności.

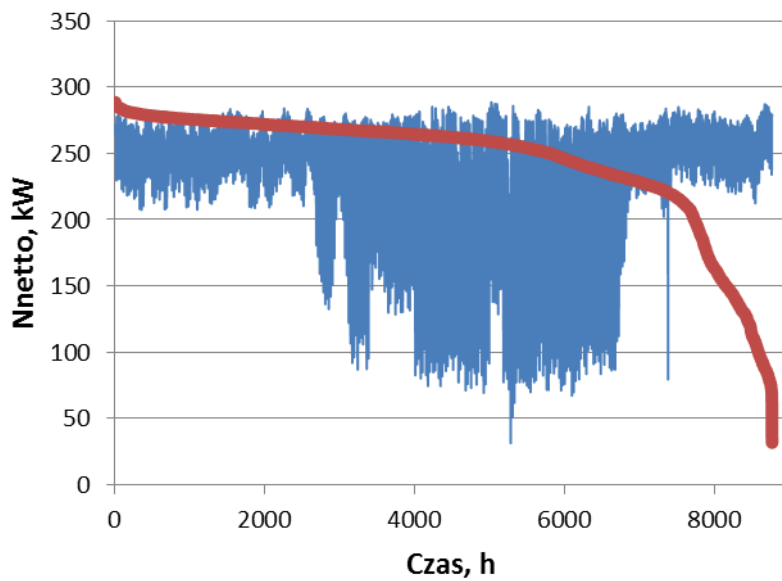
Jeśli sytuacja prawna pozwoli na sprzedawanie energii elektrycznej wyprodukowanej przez ekspander do sieci oraz produkcje CNG z wykorzystaniem przyłącza do sieci wysokiego ciśnienia należy realizować inwestycje tego typu jako alternatywę dla obecnej postaci produkcji sprężonego gazu ziemnego, gdyż ten wariant eliminuje niedoskonałości termodynamiczne procesu w sposób efektywny ekonomiczny.

5 Zestawienie rocznych wyników eksploatacyjnych

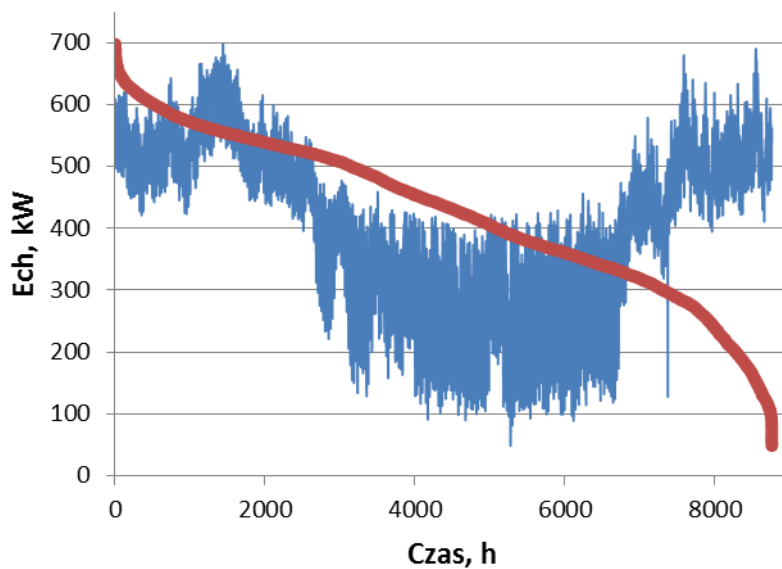
Tabela 2: Zestawienie wyników rocznych

Wielkość	Referencyjny	Przypadek I	Przypadek II
E_{el}	-182MWh	258MWh	2 144MWh
$E_{ch,gaz}$	1 000MWh	1 410MWh	3 740MWh
V_{CNG}	876 000m ³	876 000m ³	876 000m ³
S_{el}	-	64 500PLN	536 000PLN
S_{CNG}	2 821 000PLN	2 821 000PLN	2 821 000PLN
$K_{gaz,kocioł}$	93 000PLN	125 000PLN	332 000PLN
$K_{gaz,CNG}$	1 181 000PLN	1 181 000PLN	1 181 000PLN
K_{el}	63 700PLN	-	-
S	1 483 300PLN	1 579 500PLN	1 844 000PLN

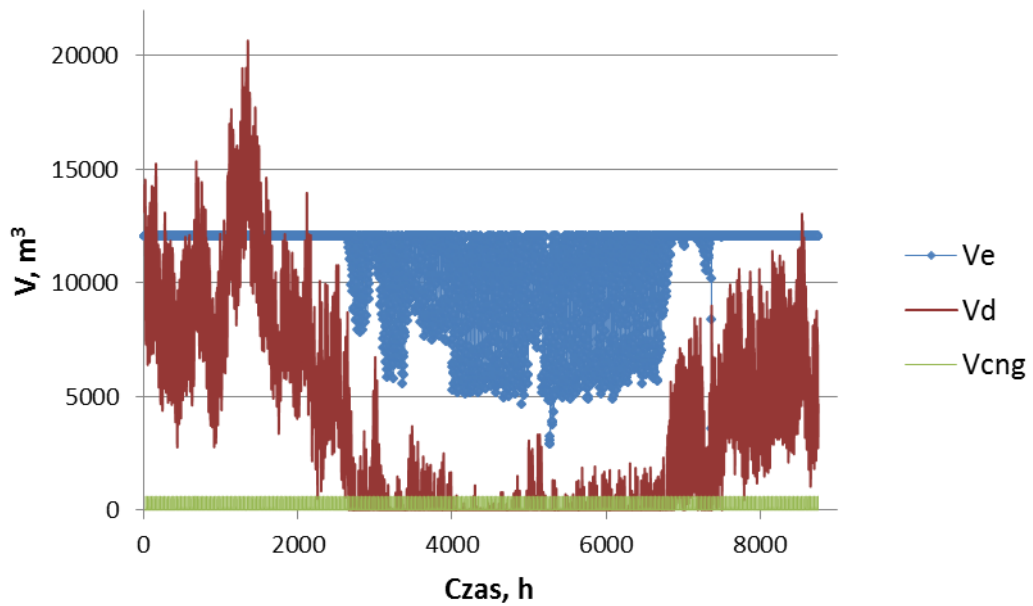
Porównując wyniki eksploatacyjne można wykazać korzyść łączenia procesów wytwarzania energii elektrycznej oraz sprężania gazu ziemnego. Dla korzystniejszego wariantu w analizowanym przypadku zyskuje się 360 000PLN więcej w skali roku względem wariantu referencyjnego.



Rysunek 6: Moc netto generatora, charakterystyka rzeczywista oraz uporządkowana



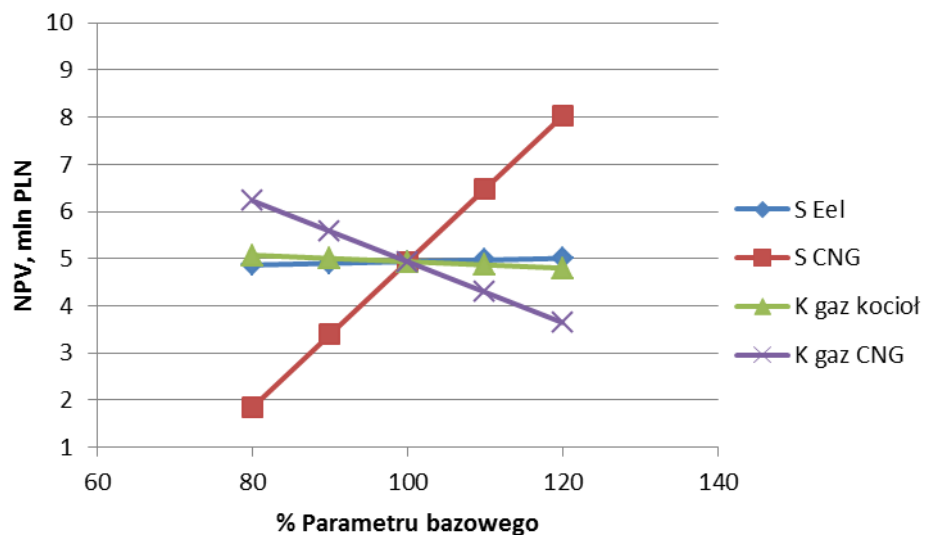
Rysunek 7: Strumień energii chemicznej zużywanej w kotle w skali roku, charakterystyka rzeczywista oraz uporządkowana



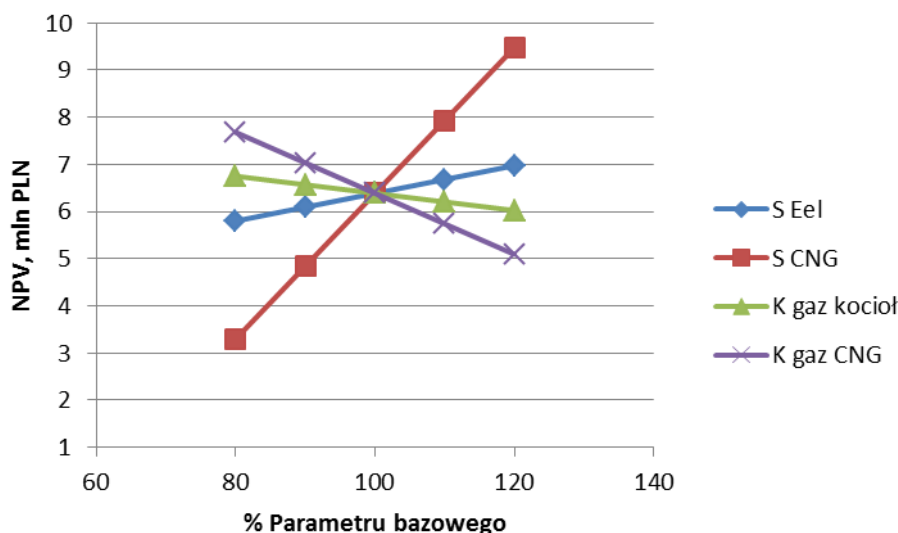
Rysunek 8: Godzinowy rozptył strumieni w układzie, V_e – strumień kierowany na ekspander, V_d – strumień dławiony, V_{CNG} – strumień kierowany do produkcji CNG

6 Analiza wrażliwości

Warto zwrócić uwagę na zależność opłacalności projektu od wielu czynników, jak np. ceny nośników energii, których wyraźne zmiany mogą wpływać na zyski jakie można odnieść realizując inwestycje. W celu zbadania wpływu zmiany cen nośników energii na NPV przeprowadzono analizę wrażliwości.



Rysunek 9: Analiza wrażliwości dla przypadku I



Rysunek 10: Analiza wrażliwości dla przypadku II

Na opłacalność inwestycji najbardziej wpływając ceny sprzedaży CNG oraz koszt zakupu gaz do jego wytworzenia, dlatego wskazane jest dokonanie dokładnej analizy jak te składowe będą kształtować się w przyszłości. W przypadku I inwestycja jest mniej wrażliwa na zmianę pozostałych parametrów, choć zapewnia ona mniejsze zyski ekonomiczne, zatem jest mniej rekomendowana.

7 Obliczenia związane z emisją CO₂

Dwutlenek węgla jest jednym z gazów które odpowiadają za efekt nadmierny efekt cieplarniany. Ludzkość emituje znaczące ilości CO₂ do atmosfery, dlatego po zidentyfikowaniu problemu prowadzi się globalne działania mające na celu zmniejszenie antropogenicznej emisji dwutlenku węgla. Technologie umożliwiające niskoemisyjne wytwarzanie energii elektrycznej zyskują więc na popularności. W pracy podjęto próbę określenia jednostkowej emisji dwutlenku węgla z analizowanego układu.

Przy wyznaczeniu jednostkowej emisji CO₂ przyjęto jednostkową emisję elektrowni systemowej $e_{CO_2,sys} = 643 \frac{kg}{kWh}$ [14].

$$e_{CO_2,ref} = \frac{\sum_i N_{el,sp,i} \cdot \Delta\tau_i \cdot e_{CO_2,sys} + \sum_i \dot{V}_k \cdot \rho_{CH_4} \cdot \left(\frac{M_{CO_2}}{M_{CH_4}}\right)}{\sum_i V_{cng,i}} \quad (29)$$

W układzie referencyjnym produkcja CNG odbywa się przy jednostkowej emisji $e_{CO_2,ref} = 42.84 \frac{kg_{CO_2}}{m^3}$.

Do analizy przypadku I i II stacji CNG zintegrowanej z układem ekspandera zaproponowano dwa podejścia wyznaczania jednostkowej emisji CO₂. Oba wskazują na proekologiczny charakter inwestycji.

- a) Wyznaczenie oddzielnych wskaźników emisyjnych dla układu CNG i wytwarzania energii elektrycznej.

Wirtualnie rozdzielono strumień spalanego gazu w kotle \dot{V}_k na dwa strumienie. Strumień spalany na potrzeby podgrzewu gazu w części dotyczącej ekspandera $\dot{V}_{k,ex}$ oraz strumień przeznaczony na podgrzew w części redukcyjnej $\dot{V}_{k,red}$ według udziału w ilości dostarczanego ciepła.

Produkcji energii elektrycznej ekspandera przypisano emisję CO₂ związaną ze spalaniem strumienia $\dot{V}_{k,ex}$.

$$e_{CO_2,ex} = \frac{\sum_i \dot{V}_{k,ex,i} \rho_{CH_4} \cdot \left(\frac{M_{CO_2}}{M_{CH_4}}\right)}{\sum_i N_{el,ex,i} \cdot \Delta\tau_i} \quad (30)$$

Sprężaniu gazu ziemnego przypisano emisję związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej ekspandera na potrzeby sprężania oraz emisję spalania strumienia $\dot{V}_{k,red}$.

$$e_{CO_2,CNG} = \frac{\sum_i N_{el,sp,i} \cdot \Delta\tau_i \cdot e_{CO_2,ex} + \sum_i V_{k,red,i} \rho_{CH_4} \cdot \left(\frac{M_{CO_2}}{M_{CH_4}}\right)}{\sum_i V_{cng,i}} \quad (31)$$

Dla przypadku I otrzymano wyniki: $e_{CO_2,ex} = 0.2427 \frac{kg_{CO_2}}{kWx}$ oraz $e_{CO_2,CNG} = 0.2149 \frac{kg_{CO_2}}{m^3}$, a dla przypadku II $e_{CO_2,ex} = 0.2422 \frac{kg_{CO_2}}{kWx}$ i $e_{CO_2,CNG} = 0.0926 \frac{kg_{CO_2}}{m^3}$.

- b) Metoda unikniętych emisji elektrowni referencyjnej.

Drugim zaproponowanym sposobem obliczeń emisji CO₂ jest metoda, w której emisje dwutlenku węgla przypisano wytwarzaniu CNG, a produkowana energia elektryczna netto oddawana do sieci odciąża referencyjną produkcję, która cechuje się wysoką emisyjnością.

$$e_{CO_2} = \frac{\sum_i N_{el,netto,i} \cdot \Delta\tau_i \cdot (e_{CO_2,ex} - e_{CO_2,sys}) + \sum_i V_{k,red,i} \rho_{CH_4} \cdot \left(\frac{M_{CO_2}}{M_{CH_4}}\right)}{\sum_i V_{cng,i}} \quad (32)$$

Emisja wyznaczona tą metodą w obu scenariuszach eksploatacyjnych jest ujemna. Świadczy to o obniżeniu emisji CO₂ w przypadku zrealizowania projektu i zastąpienia referencyjnego układu ekspanderem gazu ziemnego.

$$e_{\text{CO}_2, \text{I}} = -189 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{m}^3}$$
$$e_{\text{CO}_2, \text{II}} = -1573 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{m}^3}$$

8 Analiza ryzyka

Realizacja każdej inwestycji niesie za sobą prawdopodobieństwo niepowodzenia lub wykonaniu planu w sposób mniej efektywnym niż założono. Mowa zatem o ryzyku związanym z inwestycją [3].

Ryzyko może wynikać z uwarunkowań ekonomicznych lub technicznych.

a) Ryzyko ekonomiczne

- Ryzyko poniesienia wysokich nakładów inwestycyjnych. Jako środek zaradczy dla ryzyka tego typu można wyznaczyć górną granicę nakładów inwestycyjnych, których nie przekroczy inwestor. Proponowana cena to ta wyznaczona w pracy magisterskiej. Cena uwzględnia cenę wszystkich komponentów i jest dodatkowo powiększona o współczynnik poprawkowy uwzględniające dodatkowe koszty związane z budową.
- Ryzyko mniejszego strumienia gazu przepływającego przez stacje redukcyjną. Może ono negatywnie wpłynąć na produkcję energii elektrycznej latem, gdy ekspander pracuje poniżej maksimum technicznego i obniżenie strumienia wpłynęłoby na pracę maszyny. Należy skonsultować logistykę właściciela sieci gazowej związaną z obrotem gazu. Być może planowane zwiększenie strumienia przesyłowego, co mogłoby spowodować nieefektywne wykorzystanie potencjału gazu do wykonanie pracy z powodu zbyt niskiego maksimum technicznego.
- Ryzyko związane z wysokimi kosztami i cenami nośników energii. Na opłacalność inwestycji w znaczącym stopniu wpływają ceny nośników energii, co zostało przedstawione w analizie wrażliwości. Zminimalizowanie ryzyka mogłoby być osiągnięte przez możliwie długoterminowe kontraktowanie cen nośników.

b) Ryzyka techniczne

Mają związek z problemami eksploatacyjnymi na jakich może doświadczyć inwestor. Ocena ryzyka ma charakter subiektywny. Ryzyko wyznacza się jako iloczyn prawdopodobieństwa wyrażonego w pięciostopniowej skali oraz skutków jakie niesie za sobą jego wystąpienie.

Pięciopunktowa skala prawdopodobieństwa:

1. Małe: nigdy lub rzadziej niż co 5 lat;
2. Umiarkowane: rzadko np. raz na 3 lata;
3. Wysokie: dość często np. raz na 2 lata;
4. B. wysokie: często: np. raz na rok;
5. Krytyczne: częściej niż raz na rok.

Oraz skutki:

1. Małe: nie wymagają nakładu czynności, nie wywołują trwałej szkody i nie mają wpływu na finanse instytucji;
2. Znaczące: skutki są widoczne, wymagają czasu i niewielkiego nakładu czynności, mogą być zagrożone finanse;
3. Poważne: skutki mogą powodować brak realizacji celu (tu: tłoczenia gazu a także dostawy ciepła), wymagają nakładu pracy przez kierownictwo, mają wpływ na finanse;
4. Bardzo duże: skutki trudne do usunięcia, wymagają czasu, mają duży wpływ na finanse, możliwe że cel nie będzie zrealizowany;
5. Krytyczne: mogą nie zostać usunięte, wymagają bardzo dużo czasu i zasobów, mogą stać się wydarzeniem publicznym.

Tabela 3: Analiza ryzyka wg E. Szczepankiewicz

		Skutki (poziom strat)				
		1	2	3	4	5
Prawdopodobieństwo	5	Ryzyko			Ryzyko krytyczne	
	4	Ryzyko średnie		Ryzyko wysokie		Ryzyko krytyczne
	3	Ryzyko małe		R. średnie	Ryzyko wysokie	
	2	Ryzyko małe		Ryzyko średnie		Ryzyko wysokie
	1	Ryzyko nieznaczne		Ryzyko średnie		Ryzyko wysokie

Tabela 4: Czynniki ryzyka w analizowanym obiekcie

Ryzyko	P	S	P	Uwagi
Wytąpienie drgań/hałasu	1	1	1	Duża ilość pracujących maszyn może przyczynić się do wzrostu hałasu. Rekomenduje się minimalizację czasu przebywania w obiekcie serwisantów, zaizolowanie instalacji materiałem tłumiącym hałas
Uszkodzenia Wymienników ciepła	1	3	3	Skutkuje zaburzeniami pracy układu. Potencjalnie najgroźniejszym rodzajem uszkodzenia mógłby spowodować przeciek wody do rurociągu i erozję ekspandera. Zaleca się okresowe sprawdzanie stanu technicznego wymienników ciepła
Wpływ wysokiej temperatury na stan techniczny ekspandera	1	2	2	Przy wyższych niż wymaganych temperaturach podgrzewu w dłuższej perspektywie użytkowania ekspander może wykazywać szybszą degradację. Układ automatyki powinien reagować na ewentualnie znaczne, gwałtowne spadki przepływu gazu latem, które przy bezwładności układu powodowałyby okresową pracę ekspandera w reżimie wysokich temperatur
Uszkodzenie jednej z maszyn wirnikowych	1	4	4	Uszkodzenie którejś z maszyn, np. w wyniku oderwania łopatek byłoby dotkliwym zdarzeniem powodującym duże straty z powodu przerwania produkcji nośników energii. Już na etapie zakupu maszyn należy szukać doświadczonych i sprawdzonych producentów oferujących maszyny dobrej jakości z możliwie długim okresem gwarancyjnym.
Wpływ wysokiej temperatury na rurociąg wylotowy	2	3	6	Rurociąg wylotowy zbudowany jest z PE. Latem należy uważać by układ w warunkach niskich obciążeń nie generował strumienia wylotowego gazu o wysokiej temperaturze. Układ automatyki powinien nadzorować tę temperaturę. Zaleca się okresowe badania stanu technicznego rurociągu jako potencjalnie bardziej narażonego na degradację niż w przypadku układu referencyjnego.
Przecieki gazu z instalacji	1	2	2	Znaczne rozbudowanie układu, a co za tym idzie rozgałęzienie układu rurociągów może powodować straty czynnika roboczego. Proponuje się okresowe sprawdzanie stanu uszczelnień.

9 Podsumowanie i wnioski

W pracy krótko scharakteryzowano technologię polegającą na skojarzeniu dwóch procesów: wytwarzania energii elektrycznej z użyciem ekspanderów gazu ziemnego oraz wytwarzania sprężonego gazu ziemnego. Wykorzystanie ciepła odpadowego sprężarek do wstępnego podgrzania gazu w ciągu ekspandera niesie korzyści termodynamiczne – użyteczne wykorzystanie ciepła odpadowego.

Dokonano także oceny ekonomiczności tego procesu przyjmując kryterium sumy zdyskontowanych przepływów pieniężnych NPV. Analiza wykazała zyski z projektu, w stosunkowo niskim jak na inwestycje energetyczne czasie. Warto wspomnieć, że analizowana stacja to stacja o wydajności 2400m³/dzień. W przypadku większych obiektów korzyści byłyby znacznie większe. Efekt skojarzenia układów skutkowałby jeszcze większymi zyskami ekonomicznymi.

Inwestycja ma charakter proekologiczny. Wykorzystanie potencjału gazu wynikającego z jego podwyższonego ciśnienia pozwala na wytwarzanie energii elektrycznej przy niskiej jednostkowej konsumpcji gazu. Skutkuje to niskimi emisjami substancji szkodliwych oraz dwutlenku węgla. Technologia może być promowana jako ekologiczna, zasadnym byłoby gdyby stała się certyfikowana.

CNG jest paliwem alternatywnym, które może mieć przed sobą dobrą przyszłość. W szczególności gdy będzie promowane przez prawodawstwo, a analizowana technologia pozwala na efektywne jej wdrażanie.

Literatura

- [1] Kalina J. Fossil fuel savings, carbon emission reduction and economic attractiveness of medium-scale integrated biomass gasification combined cycle cogeneration plants, SDEWES Conference, Dubrovnik, Croatia 2011
- [2] Rataj M., Zdzisław Gebhardt, Możliwość uzyskiwania ekologicznej energii na stacjach redukcyjnych gazu, NAFTA-GAZ kwiecień 2009
- [3] E. Szczepankiewicz. Wykorzystanie punktowej metody oszacowania ryzyka operacyjnego w instytucjach finansowych. ZN Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach, nr 298/2016
- [4] <https://gzog.pl>, stron internetowa Górnośląskiego Zakładu Obsługi Gazownictwa
- [5] <http://asf.net.pl> – strona internetowa firmy Asf
- [6] www.bohlen-doyen.com – strona internetowa firmy Bohlen-doyen
- [7] <https://rynek-gazu.cire.pl/st,43,287,tr,32,0,0,0,0,0,struktura-ryнку.html>
- [8] www.popihn.pl/download.php?id=408 – strona internetowa Polskiej Organizacji Przemysłu i handlu naftowego
- [9] <https://www.orpa.pl/w-ubieglym-roku-na-swiecie-zainstalowano-48-nowych-stacji-tankowania-wodoru/>
- [10] <https://www.gov.pl/web/energia/elektromobilnosc-w-polsce>
- [11] <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/gis/map/preview?id=10059&lang=pl>, mapa sieci przesyłowej gazu ziemnego
- [12] <http://www.hevac.ie>, strona internetowa firmy Hevac
- [13] https://www.researchgate.net/figure/Cost-curve-for-purchasing-shell-and-tube-Heat-Exchanger_fig4_279517270

- [14] <https://www.electricitymap.org/?page=map&solar=false&remote=true&wind=false>
[15] Opracowanie własne i mapy Gaz System S.A.
[16] Opracowanie własne

Integration of the expander and CNG station at natural gas pressure letdown station

Łukasz Nyżnyk

Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska
e-mail: lukasznyznyk@gmail.com

Key words: expander, CNG, pressure letdown station, waste energy, gas industry, natural gas

Abstract

Natural gas is a medium transported by pipeline to long distances. One can distinguish several pressure levels, separated by pressure letdown stations (PLS). At a PLS, exergy of the high pressure gas is destroyed so the gas is no longer able to perform mechanical work. The aim of this work is a thermodynamic and economic optimization of an integrated PLS-expander-compressor system for the production of compressed natural gas (CNG) for vehicles.