

Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik,  
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Dr inż. Tomasz Kowalczyk,  
Zakład Konwersji Energii, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk

## Analiza termodynamiczna i ekonomiczna hierarchicznej elektrowni gazowo-gazowej współpracującej z magazynem sprężonego powietrza

Naturalne puste przestrzenie w górotworze (kawerny) lub podziemne wyrobiska górnicze mogą być wykorzystywane jako magazyny sprężonego powietrza, za pomocą którego można magazynować energię elektryczną w przypadku jej nadwyżek w dolinie potrzeb elektrycznych systemu elektroenergetycznego (istotnym problemem może być nieszczelność tych przestrzeni). Stosowanym od dawna sposobem magazynowania elektryczności jest jej magazynowanie za pomocą energii potencjalnej wody w górnych zbiornikach szczytowo-pompowych elektrowni wodnych.

Obecnie konieczność magazynowania, i to także w szczycie potrzeb, wynika z niestabilnej pracy elektrowni na paliwa kopalne wymuszanej przez tzw. odnawialne źródła energii (OZE), tj. turbospyły wiatrowe i ogniwa fotowoltaiczne. Źródła te mają bowiem pierwszeństwo w dostępie do sieci elektroenergetycznej dostarczającej elektryczność odbiorcom, co powoduje, że elektrownie muszą dostosowywać się do ich bardzo „chimerycznej” i kilkugodzinowej pracy. Wskutek tego elektrownie setki razy w roku są wyłączane z ruchu lub gwałtownie redukują swoją moc, co bardzo niekorzystnie wpływa na ich żywotność techniczną. Szybko ulegają degradacji, co wymusza ich częste i kosztowne remonty. Aby się tego ustrzec, konieczne jest

zapewnienie im stabilnej pracy magazynując produkowaną w nich energię elektryczną na przykład właśnie za pomocą sprężonego powietrza w kawernach. Czasami można spotkać się z opinią, że sposobem stabilizacji pracy elektrowni może być jej magazynowanie za pomocą wodoru uzyskiwanego w procesie elektrolizy wody (na wyprodukowanie kilograma wodoru o wartości opałowej  $W_d = 121 \text{ MJ/kg}_{\text{H}_2}$  potrzeba 180 MJ elektryczności). Sposób ten jest jednak w najwyższym stopniu nieuzasadniony i to zarówno termodynamicznie, jak i ekonomicznie. „Niszczy” bowiem tylko wyprodukowaną w elektrowniach energię elektryczną. Z uzyskanego bowiem w czasie elektrolizy każdego kilograma wodoru można na powrót uzyskać za-

ledwie ok. 60 MJ elektryczności, tj. tylko 33% energii elektrycznej wykorzystanej do jego produkcji ( $60 \text{ MJ} = 0,33 \times 180 \text{ MJ}$ ). Pozostałe 67% energii jest zatem bezpowrotnie tracone (sic!). Ponadto, aby z tego wodoru produkować energię elektryczną należałoby zainwestować znaczne środki finansowe na elektrownie go spalające. Należy przy tym zaznaczyć, że powstała para wodna ze spalania wodoru jest w wielokrotnie większym stopniu gazem cieplarnianym niż  $\text{CO}_2$  (interesującymi pozycjami o  $\text{CO}_2$  są publikacje [17-21]). Co więcej, wodór pozyskany w procesie elektrolizy wody jest wielokrotnie droższy od wodoru pozyskiwanego obecnie głównie w procesie reformingu gazu ziemnego parą wodną zgodnie z reakcją endotermiczną:

$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$ . Potrzeby energetyczne na ciepło (ciepło charakteryzuje się, w przeciwieństwie do energii elektrycznej niską jakością, tj. niską egzergią) dla tej reakcji wynoszą 207 MJ/kmol  $CH_4$ . Są więc ponad 5 razy mniejsze na kilogram otrzymanego wodoru od potrzeb energetycznych w procesie elektrolizy wody, w którym są one ponadto zaspokajane nie ciepłem, a energią elektryczną. Energią tożsamą z egzergią, a więc energią o najwyższej termodynamicznej jakości, a więc drogiej, gdy tymczasem ciepło charakteryzuje się niską jakością, tj. niską egzergią, a więc jest relatywnie tanie. Ponadto nakłady inwestycyjne na instalacje reformingu są małe w porównaniu z nakładami na elektrolizery. Tym samym jednostkowy koszt pozyskanego w ten sposób wodoru jest, jak już wyżej zaznaczono, wielokrotnie niższy od wodoru z elektrolizy [15]. Według szacunkowych obliczeń nie przekracza 13 PLN/kg $H_2$ . Mało tego, „niszczonej” elektryczności wyprodukowanej w elektrowniach w procesie elektrolizy nie są w stanie wyprodukować źródła OZE. Ponadto elektryczność w nich wyprodukowana jest wielokrotnie droższa od elektryczności z elektrowni i wymaga dotacji z budżetów państw (a więc i wódz uzyskany z tej elektryczności w procesie elektrolizy jest znacznie droższy [15]). Wynika to z wysokich jednostkowych (na jednostkę zainstalowanej mocy) nakładów inwestycyjnych na OZE, równych ok. 1,5 €/W (6,5 mln PLN/MW), a więc równych nakładom na elektrownie na parametry nadkrytyczne pary oraz z kilkukrotnie krótszych rocznych czasów pracy OZE w porównaniu z elektrowniami [4]. Szczególnie wysokie są nakłady na turbos zespoły budowane na morzu i wysoko w górach. Są one kilka razy większe od nakładów „lądowych”. Nakłady na turbos zespoły na morzu zawierają się bowiem w przedziale od ok. 4 do 7 €/W [16]. Są więc nawet istotnie wyższe od nakładów wynoszących ok. 3,5 €/W na elektrownie jądrowe, w których realizowany jest obieg *Clausiusa-Rankine’a*. Tak wysokie nakłady na turbos zespoły „morskie” pomimo nawet ponad dwukrotnie dłuższych rocznych czasów ich pracy po-

wodują, że są one w jeszcze wyższym stopniu pozbawione sensu ekonomicznego w porównaniu z „lądowymi”. Koszt wytwarzania w nich energii elektrycznej jest horrendalnie wysoki, jest kilkanaście razy wyższy od kosztów energii wyprodukowanej w każdej innej technologii. To dzięki wielomiliardowym rocznym subwencjom ze Skarbu Państwa mówi się wbrew prawdzie (sic!) o energii z OZE, że jest tania. Gdyby nie te miliardowe roczne subwencje (do tej pory od 2006 r. zostało z budżetu Państwa wypłaconych blisko 100 mld zł właścicielom OZE), to wielokrotnie droższa energia z OZE od energii produkowanej we wszystkich innych technologiach energetycznych byłaby absolutnie niesprzedawalna. Niestety w kraju, o zgrozo, stawia się na OZE, i to te „morskie”. Jednocześnie buldożery burzą, w tym miejscu należy aż krzyknąć „o zgrozo!”, kosztującą do tej pory grubo ponad mld zł elektrownię Ostrołęka C, budowaną w nowoczesnej, bezemisyjnej technologii całkowicie przystosowaną do elastycznej współpracy z OZE. Skoro postanowiono budować elektrownię gazowo-parową, to co stało na przeszkodzie, by zastosować wysokosprawną technologię gazowo-parową dwupaliwową? Wystarczyłoby przecież tylko sprzęgnąć budowany blok węglowy z turbiną gazową i kotłem odzyskowym w tzw. układ gazowo-parowy równoległy [1-3]. Takie rozwiązanie zwiększyłoby w dodatku moc bloku nawet ponad dwukrotnie, której to mocy tak bardzo brakuje w północno-wschodniej Polsce. *Quo vadis polska energetyka!* Kolejnym, równie wielkim absurdem jest wykorzystywanie otrzymanego w procesie elektrolizy wodoru do produkcji metanu zgodnie z reakcją egzotermiczną:  $CO_2 + 4H_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$  + ciepło (bardzo duża ilość ciepła wydzielanego w czasie reakcji równa jest różnicy wartości opałowych wodoru i metanu; wartość opałowa jednego kilomola wodoru  $MW_d = 242 \text{ MJ/kmol } H_2$ ;  $kmol_{H_2} = 2 \text{ kg } H_2$ , wartość opałowa metanu równa się  $MW_d = 802,32 \text{ MJ/kmol } CH_4$ ,  $W_d = 50,15 \text{ MJ/kg } CH_4$ ;  $kmol_{CH_4} = 16 \text{ kg } CH_4$ ).

Są niestety „mędrzy”, którzy twierdzą, że taka produkcja jest dobrodziejstwem, gdyż dzięki niej wiązany jest  $CO_2$  powstały ze spalania węgla w elektrowniach w procesie produkcji elektryczności, a więc automatycznie znika jego problem. Świadczy to o całkowitym braku pojmowania zachodzących reakcji i zjawisk termodynamicznych. By pozbyć się  $CO_2$  „niszczy” się bowiem energią elektryczną z poziomu 1440 MJ =  $= 4 \text{ kmole } H_2 \times 2 \text{ kg } H_2 / \text{kmol } H_2 \times \times 180 \text{ MJ/kg } H_2$  do poziomu ok. 400 MJ, a więc niemalże w 75% (z jednego kilomola metanu można otrzymać ok. 400 MJ energii elektrycznej). Na to samo przecież wyszłoby, gdyby jej nie produkować w ogóle. Nie trzeba by ponadto wydawać wówczas dużych pieniędzy na budowę elektrowni. Mało tego, aby „likwidować”  $CO_2$  należy budować znacznie droższe inwestycyjnie na jednostkę zainstalowanej mocy instalacje niszczące wyprodukowaną energią elektryczną, tj. instalacje do produkcji wodoru i metanu. „Genialny” pomysł, produkuje się elektryczność za duże pieniądze tylko po to, by za jeszcze większe móc ją następnie „niszczyć”. Absurd nad absurdami, kuriozum nad kuriozami! Co gorsze, są w tym przedmiocie realizowane granty! Kto na to pozwolił, kto do tego dopuścił! *O tempora! O mores!* W tym świetle wyraźnie widać, że wykorzystanie magazynowania elektryczności za pomocą sprężonego powietrza w porównaniu z jej magazynowaniem za pomocą wodoru jest racjonalnym termodynamicznie i ekonomicznie sposobem. W niniejszej pracy zatem ten sposób poddano analizie. Innymi możliwościami magazynowania elektryczności to magazynowanie za pomocą pola magnetycznego, ciekłego powietrza, akumulatorów kwasowo-ołowowych, niklowo-kadmowych, litowo-jonowych. Sposoby te nie mają jednak uzasadnienia technicznego i ekonomicznego, ich zdolności „magazynowe” są przy tym znikome.

Na rys. 1 przedstawiono schemat ideowy hierarchicznej elektrowni gazowo-gazowej [10] współpracującej z magazynem sprężonego powietrza. Silnik elektryczny sprężarki  $S_m$  ładującej ma-

gazyn powietrza w czasie doliny potrzeb elektrycznych w sieci elektroenergetycznej pobiera moc  $\Delta N_a$  (rys. 3). W czasie szczytu natomiast sprężarka  $S_m$  jest wyłączona z ruchu oraz topatki kierownicy wlotowej powietrza do sprężarki  $S_{TG}$  są zamknięte i powietrze o ciśnieniu  $p_1^{opt}$  (rys. 5) doprowadzane jest do komory spalania KS turbiny gazowej bezpośrednio z magazynu sprężonego powietrza po podgrzaniu go do temperatury  $T_{10}$  w wymienniku ciepła  $W$  (rys. 1).

Podgrzewanie powietrza z kawerny o temperaturze  $T_{kaw}$  do temperatury  $T_{10}$  jest konieczne, by niska wartość  $T_{kaw}$  w jak najmniejszym stopniu powodowała obniżenie sprawności  $\eta_{TG}^{max}$  turbiny, a więc i obniżenie sprawności elektrowni  $\eta_{G-G}$ . Ten negatywny wpływ niskiej wartości  $T_{kaw}$  na sprawność  $\eta_{G-G}$  jest tym większy, im wyższa jest temperatura  $T_2$ . Ze wzrostem bowiem  $T_2$  zwiększa się różnica pomiędzy temperaturami  $T_1$  i  $T_8$  [13, 14], a więc i oczywiście pomiędzy  $T_1$  i  $T_{10}$ . W obliczeniach ekonomicznych ob-

niżenie temperatury z wartości  $T_1$  do  $T_{10}$  można uwzględnić przez odpowiednie zmniejszenie we wzorach (35) i (36) wartości  $z_{TG}^{opt}$  (wzór (8)) lub poprzez przyjęcie stosunkowo dużych nakładów inwestycyjnych  $J^{aku}$  na infrastrukturę magazynu sprężonego powietrza, co uczyniono w niniejszej pracy.

Narysowane na rys. 1 linią kreskową prostokąty oznaczają, że turboekspander  $TE$  wraz ze sprężarką niskopiętną  $S_{TE}$  są zabudowane w jednej obudowie i na wspólnym wale, tak samo, jak w praktyce ma to miejsce dla części turbinowej  $TG$  i sprężarki wysokopiętną  $S_{TG}$  turbiny gazowej. Rozwiązanie takie obniża nakłady inwestycyjne na elektrownię.

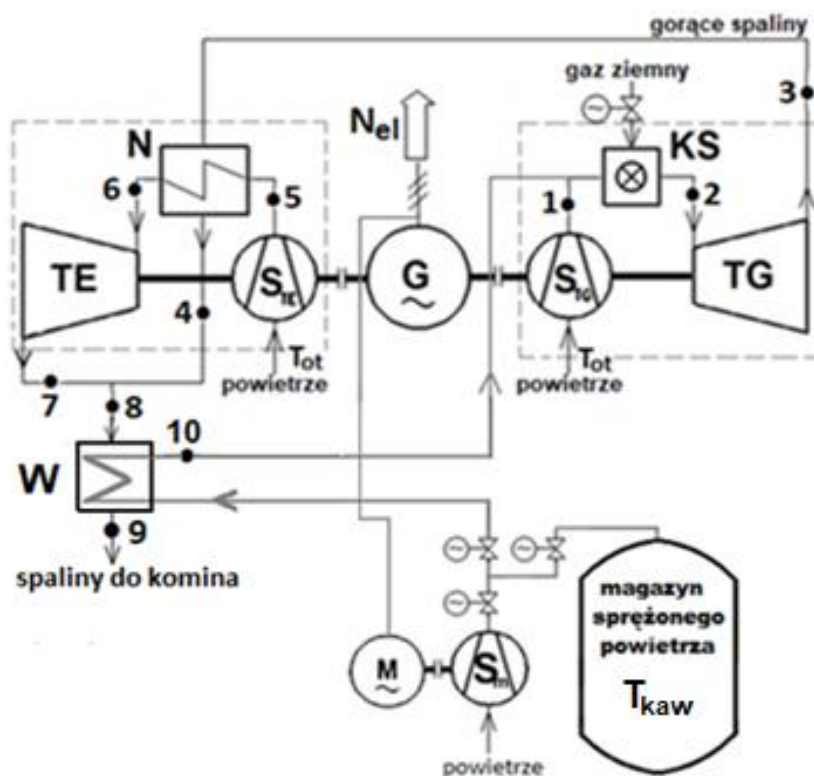
#### ■ Analiza termodynamiczna hierarchicznej elektrowni gazowo-gazowej współpracującej z magazynem sprężonego powietrza

Analizę przeprowadzono dla dwóch wariantów pracy hierarchicznej elektrowni gazowo-gazowej [10] współpracującej z magazynem sprężonego powietrza. Jeden dla elektrowni, w której w turbinie gazowej realizowany jest obieg *Joule'a* ze sprężaniem jednostopniowym czynnika obiegowego [13, 14]. Drugi - z jego sprężaniem dwustopniowym i międzystopniowym chłodzeniem (rys. 2), co jest oczywiście korzystne termodynamicznie. Natomiast obieg *Joule'a* turboekspandera pracującego w zakresie temperatur niskich jest w obu wariantach obiegiem wyłącznie ze sprężaniem jednostopniowym. Nie opłaca się bowiem termodynamiczne udoskonalanie obiegu turboekspandera z uwagi na relatywnie jego małą moc w porównaniu z mocą turbiny gazowej,  $N^{TE} \approx 0,15 N^{TG}$  [13]. Takie udoskonalanie nie przyniosłoby znaczącego przyrostu jego mocy, a więc nie przyniosłoby wymiernych korzyści ekonomicznych, a tylko niepotrzebnie zwiększyłoby nakłady inwestycyjne na turboekspander [14].

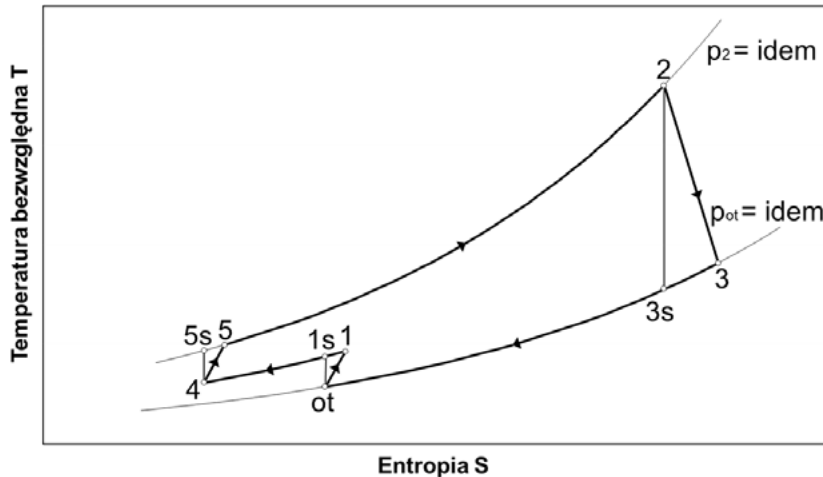
W obliczeniach dla wariantu elektrowni gazowo-gazowej z obiegiem *Joule'a* turbiny gazowej ze sprężaniem dwustopniowym (rys. 2), temperaturę  $T_4$  za chłodnicą międzystopniową przyjmowano wyższą o 20°C od temperatury otoczenia  $T_{ot}$  (oczywiście, im temperatura  $T_4$  bardziej „zbliży” się do  $T_{ot}$ , tym moc adiabatycznego sprężania będzie bliższa termodynamicznemu ideałowi, tj. minimalnej mocy sprężania izotermicznego). Minimalną moc sprężania adiabatycznego  $N_{is}$  (wzór (1)) przy założeniu takich samych wartości sprawności wewnętrznych  $\eta_i^s$  w obu stopniach gwarantuje równość  $T_{5s} - T_{1s}$  [12].

Na rys. 3 przedstawiono schemat czasowy dobowej pracy hierarchicznej elektrowni gazowo-gazowej współpracującej z akumulatorem sprężonego powietrza. Pogrubioną linią kreskową na tym rysunku przedstawiono również moc elektrowni  $N^{G-G}$  z jaką pracowałaby, gdyby w układzie nie było akumulatora.

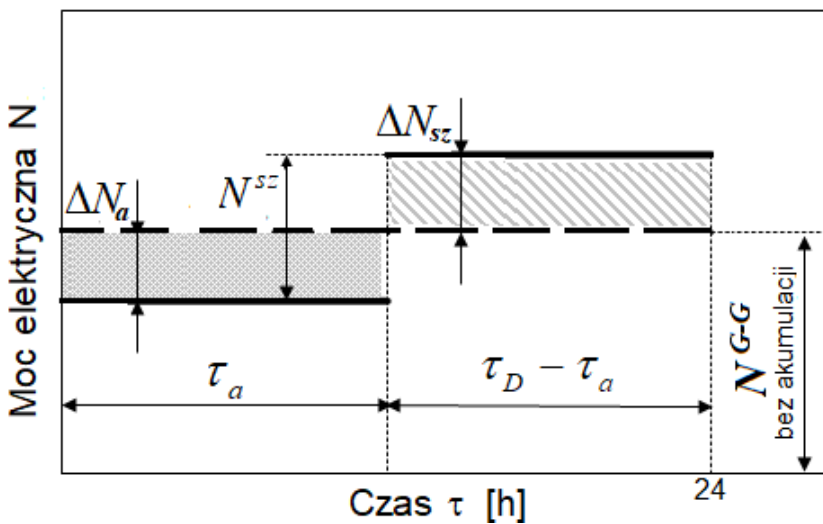
W czasie  $\tau_a$  zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektrycz-



Rys. 1. Schemat ideowy hierarchicznej elektrowni gazowo-gazowej współpracującej z magazynem sprężonego powietrza



Rys. 2. Obieg Joule'a turbiny gazowej z dwustopniowym sprężaniem z międzystopniowym chłodzeniem czynnika obiegowego



Rys. 3. Przebieg mocy elektrycznej elektrowni gazowo-gazowej bez i z akumulatorem sprężonego powietrza w czasie doby ( $\tau_D$  - liczba godzin doby,  $\tau_a$  - liczba godzin doliny obciążenia sieci elektroenergetycznej)

ną w sieci elektroenergetycznej, z elektrowni gazowo-gazowej o mocy  $N^{G-G}$  oddawana jest energia elektryczna w ilości  $(N^{G-G} - \Delta N_a)\tau_a$ , w czasie szczytu potrzeb  $\tau_{sz} = \tau_D - \tau_a$  w ilości  $(N^{G-G} + \Delta N_{sz})\tau_{sz}$ . W przypadku pracy elektrowni nie współpracującej z akumulatorem sprężonego powietrza do sieci oddawana jest energia w ilości  $N^{G-G}\tau_D$ . Dla każdego przypadku pracy dobowej układu różna jest wysokość osiąganego zysku. Można oczekiwać, że praca ze zmienną mocą z uwagi na wyż-

szą cenę elektryczności w szczycie potrzeb od ceny w dolinie będzie korzystniejsza ekonomicznie pomimo tego, że układ z magazynem sprężonego powietrza jest droższy inwestycyjnie. W analizie ekonomicznej przyjęto, że przyrosty mocy elektrowni w szczycie i dolinie potrzeb elektrycznych są sobie równe  $\Delta N_a = \Delta N_{sz}$  i równają się mocy  $N_{iS}$  sprężania powietrza w sprężarce turbiny gazowej  $S_{TG}$ . Oczywiście ze względów termodynamicznych najkorzystniejsze byłoby, gdyby moc  $N_{iS}$  była jak

najmniejsza, gdyż wówczas przy danej mocy ekspansji  $N_{iexp}$  czynnika w turbinie większa byłaby moc turbiny gazowej  $N^{TG} = N_{iexp} - N_{iS}$  (moce  $N_{iS}$  i  $N_{iexp}$  wynikają z bilansu energii obiegu Joule'a turbiny gazowej). W przypadku, gdy w turbinie realizowany jest obieg Joule'a z dwustopniowym sprężaniem z międzystopniowym chłodzeniem czynnika obiegowego (rys. 2), bilans ten wyrażony za pomocą sprawności energetycznej turbiny gazowej  $\eta_{TG}$  przedstawia się poniższym równaniem:

$$\eta_{TG} = \frac{N^{TG}}{\dot{E}_{ch}} = \frac{N_{iexp} - N_{iS}}{\dot{E}_{ch}} = \frac{\eta_m(T_2 - T_3) - \left[ \frac{1}{\eta_m}(T_1 - T_{ot}) + \frac{1}{\eta_m}(T_5 - T_4) \right]}{T_2 - T_5} = \frac{\eta_m \eta_i^{TG} T_2 \left( 1 - \frac{1}{z_{TG}^2} \right) - \frac{T_{ot} + T_4}{\eta_m \eta_i^S} (z_{TG} - 1)}{T_2 - T_4 \left( 1 + \frac{z_{TG} - 1}{\eta_i^S} \right)} \rightarrow \max \quad (1)$$

przy czym końcową postać wzoru (1) otrzymuje się po podstawieniu do niego temperatur wynikających z adiabat nieodwracalnych ot-1, 4-5, 2-3 (rys. 2):

$$T_1 = T_{ot} + \frac{1}{\eta_i^S} (T_{1s} - T_{ot}), \quad (2)$$

$$T_5 = T_4 + \frac{1}{\eta_i^S} (T_{5s} - T_4) \quad (3)$$

$$T_3 = T_2 - \eta_i^{TG} (T_2 - T_{3s}) \quad (4)$$

oraz uzyskanych za pomocą przemian izentropowych związków:

$$z_{TG} = \frac{T_{1s}}{T_{ot}} = \frac{T_{5s}}{T_4} = \left( \frac{p_1}{p_{ot}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \left( \frac{p_5}{p_4} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (5)$$

Z równania (5) wynika również, że:

$$z_{TG}^2 = \frac{T_2}{T_{3s}} = \left( \frac{p_2}{p_{ot}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \left( \frac{p_5}{p_4} \frac{p_1}{p_{ot}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (6)$$

Optymalna wartość  $z_{TG}^{opt}$ , tj. wartość gwarantująca maksymalną sprawność energetyczną  $\eta_{TG}^{max}$  obiegu turbiny gazowej (wzór (1)) wynika z warunku:

$$\frac{d\eta_{TG}}{dz_{TG}} = 0 \quad (7)$$

Po zróżniczkowaniu otrzymuje się równanie, z którego oblicza się  $z_{TG}^{opt}$ :

$$\left[2a - b(z_{TG}^{opt})^3\right] \left[ T_2 - T_4 \left( 1 + \frac{z_{TG}^{opt} - 1}{\eta_i^S} \right) \right] - \frac{T_4}{\eta_i^S} \left[ a(z_{TG}^{opt})^3 - a z_{TG}^{opt} - b(z_{TG}^{opt})^4 + b(z_{TG}^{opt})^3 \right] = 0 \quad (8)$$

przy czym:

$$a = \eta_m \eta_i^{TG} T_2, \quad b = \frac{T_{ot} + T_4}{\eta_m \eta_i^S}. \quad (9)$$

Wykorzystując  $z_{TG}^{opt}$  otrzymuje się zależność:

$$\frac{N_{iS}}{N_{iexp}} = \frac{\frac{1}{\eta_m} (T_1 - T_{ot}) + \frac{1}{\eta_m} (T_5 - T_4)}{\eta_m (T_2 - T_3)} = \frac{N_{iS}}{N^{TG} + N_{iS}} = \frac{(z_{TG}^{opt})^2 T_{ot} + T_4}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} (z_{TG}^{opt} + 1) T_2} \quad (10)$$

z której otrzymuje się ostatecznie związek pomiędzy mocami  $N_{iS}$  i  $N^{TG}$ , który, co bardzo istotne, potrzebny jest w analizie ekonomicznej (wzór (36)):

$$N_{iS} = N^{TG} \frac{(z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 (z_{TG}^{opt} + 1) - (z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)} \quad (11)$$

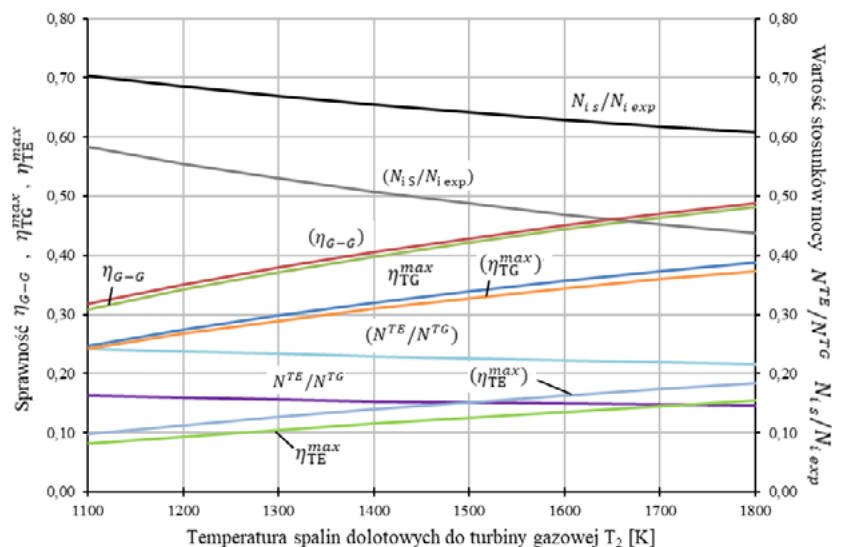
Równanie (11) jest dlatego tak bardzo istotne, gdyż uogólnia rozważania opłacalności ekonomicznej stosowania magazynów sprężonego powietrza na dowolną moc turbiny gazowej  $N^{TG}$  (wzór (36)). Drugą podstawową wielkością charakteryzującą turbinę jest temperatura  $T_2$  dołotowych do niej spalin z komory spalania KS - [13, 14] (temperatura  $T_2$  jest zawsze podawana w katalogach przez producentów; im wyższa jest sprawność  $\eta_{TG}^{max}$ ). Dlatego wzory „ekonomiczne” (35), (36) wyrażone za pomocą tych dwóch charakterystycznych wielkości technicznych są ogólne, inaczej mówiąc dotyczą każdej produkowanej turbiny. Zaprezentowane zatem na wykresach uzyskane za ich pomocą wyniki obliczeń są uniwersalne. Ich znaczenie aplikacyjne jest więc nie do przecenienia.

Analogicznie jak wzór (11) otrzymuje się równanie na związek pomiędzy mocami  $N_{iS}$  i  $N^{TG}$  dla obiegu *Joule’a* ze sprężaniem jednostopniowym czynnika obiegowego [14]:

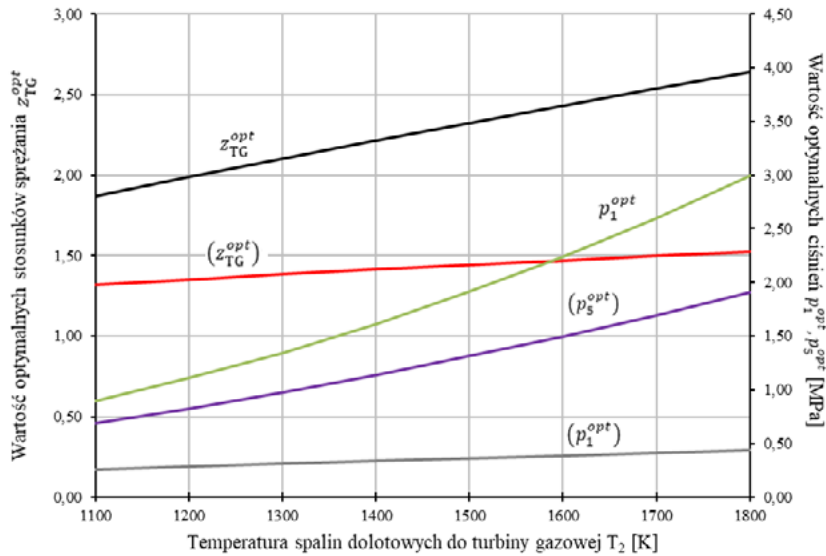
$$N_{iS} = N^{TG} \frac{z_{TG}^{opt} T_{ot}}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 - z_{TG}^{opt} T_{ot}}. \quad (12)$$

Należy w tym miejscu zaznaczyć, że w rzeczywistości produkowane są wyłącznie turbiny gazowe ze sprężaniem jednostopniowym, a zatem tylko dla nich zaprezentowane w rozdziale 3 wyniki ekonomicznych obliczeń mają praktyczną wartość. Oczywiście nie umniejsza to wynikom zaprezentowanym także dla obiegu *Joule’a* turbiny gazowej ze sprężaniem dwustopniowym. Pokazuje bowiem, co jest bardzo istotną wartością poznawczą, że pomimo tego, że jest on korzystniejszy termodynamicznie (rys. 4), to jednak jego stosowanie w układzie elektrowni gazowo-gazowej z akumulatorem sprężonego powietrza byłoby ekonomicznie mniej opłacalne (podrozdział 3, rys. 10), właśnie z przyczyny tej większej efektywności termodynamicznej. Mniejsza jest bowiem wówczas moc sprężania  $N_{iS}$ , a więc mniejszy

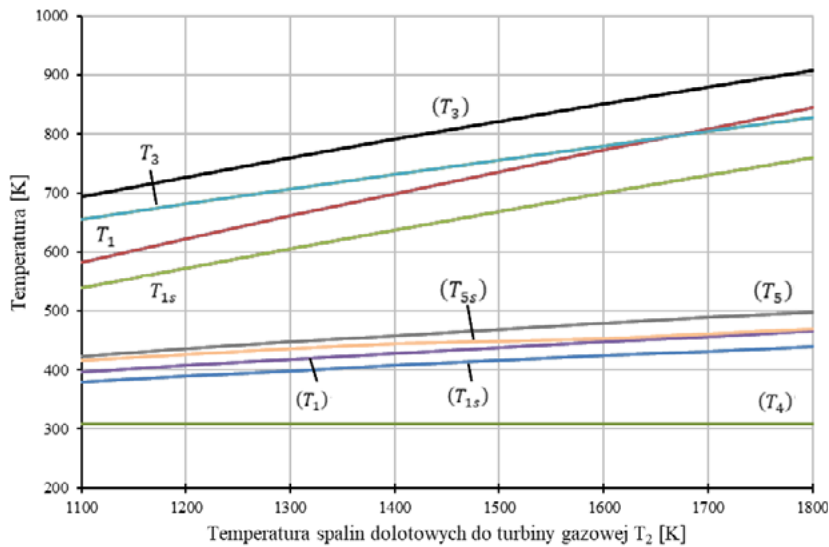
byłby przychód ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej. Nie zawsze zatem jest tak, że wyższa efektywność termodynamiczna przekłada się na wyższą opłacalność ekonomiczną. Ma to miejsce szczególnie wtedy, gdy w procesy techniczne, i nie tylko, ingerują nie znający się na nich politycy. Jeszcze zdecydowanie korzystniejszy termodynamicznie byłby obieg nie tylko ze sprężaniem dwustopniowym, ale dodatkowo z dwustopniowym rozprężaniem i z regeneracją ciepła. Obieg ten jest bowiem znacznie bliższy termodynamicznemu ideałowi, jakim jest uogólniony obieg Carnota (rys. 17), a więc dzięki temu jeszcze mniejsza jest wówczas moc  $N_{iS}$ . Obieg ten jednak zatem w najwyższym stopniu byłby ekonomicznie nieopłacalny. Narzucony więc przez polityków nieracjonalny wymóg budowy i wykorzystywania odnawialnych źródeł energii (OZE) i ich pierwszeństwo w dostępie do sieci elektroenergetycznej wyklucza niestety stosowanie termodynamicznie korzystnych rozwiązań technicznych. Można także sądzić, że i korzystnych ekonomicznie, pomimo zwiększonych nakładów na sam „doskonalszy” silnik. Należy bowiem zauważyć, że odpadyby wówczas niepo-



Rys. 4. Wartości stosunków mocy  $N_{iS}/N_{iexp}$ ,  $N^{TE}/N^{TG}$  i sprawności  $\eta_{G-G}$ ,  $\eta_{TG}^{max}$ ,  $\eta_{TE}^{max}$  w funkcji  $T_2$  temperatury dla obiegów *Joule’a* turbiny gazowej ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu *Joule’a* ze sprężaniem dwustopniowym)



Rys. 5. Wartości optymalnych ciśnień  $p_1^{opt}$ ,  $p_5^{opt}$  oraz optymalnych stosunków sprężania  $z_{TG}^{opt}$  w funkcji temperatury  $T_2$  dla obiegów Joule'a turbiny gazowej ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu Joule'a ze sprężaniem dwustopniowym)



Rys. 6. Wartości temperatur  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ,  $T_4$ ,  $T_5$ ,  $T_{5s}$ ,  $T_{1s}$  w funkcji temperatury  $T_2$  dla obiegów Joule'a turbiny gazowej ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu Joule'a ze sprężaniem dwustopniowym)

trzebne znaczne nakłady inwestycyjne na całą infrastrukturę magazynowania energii elektrycznej. Gdyby zatem nie politycy, to oczywiście najkorzystniejsze termodynamicznie i ekonomicznie byłoby zrezygnowanie z magazynowania elektryczności i jej produkowanie w wysokosprawnych obiegach termo-

dynamicznych z obniżoną mocą turbiny gazowej w dolinie potrzeb elektrycznych w sieci elektroenergetycznej w stosunku do jej mocy nominalnej (tj. mocy z jaką pracowałaby w szczycie potrzeb sieci), pomimo tego, że praca z obniżoną mocą odbywa się także z obniżoną sprawnością energetyczną.

Wypieranie rozwiązań lepszych przez gorsze jest niestety wielką, ponadczasową prawdą. Na przykład w ekonomii od tysięcy lat funkcjonuje prawo Kopernika-Greshama: pieniądź gorszy zawsze wypiera pieniądź lepszy.

Na rys. 4-6 zaprezentowano wyniki wielowariantowych termodynamicznych obliczeń dla obiegów Joule'a turbiny gazowej ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym.

Jak wynika z przedstawionych na rys. 4 wyników obliczeń, im mniejsza jest temperatura  $T_2$  spalin doletowych z komory spalania do turbiny, tym większa jest moc sprężania  $N_{iS}$ . Duża moc  $N_{iS}$  jest oczywiście niekorzystna termodynamicznie, ale natomiast w przypadku stosowania akumulatorów sprężonego powietrza w celu magazynowania za jego pomocą elektryczności (rys. 1), jest korzystna ekonomicznie. Zaprezentowane w pracy wyniki ekonomicznych obliczeń wykonano dla temperatury  $T_2 = 1800$  K - rys. 11, 13, 14, 16 (jedynie rys. 15 dla udokumentowania wzrostu zysku  $NPV_{aku}$ , patrz wzór (39), ze zmniejszaniem się temperatury  $T_2$  wykonano dla temperatury  $T_2 = 1400$  K). Postąpiono tak dlatego, gdyż dla temperatury  $T_2 = 1800$  K (jest to obecnie największa dopuszczalna temperatura spalin doprowadzanych do turbiny z uwagi na ograniczoną żywotność jej łożysk) efektywność ekonomiczna jest najmniejsza. Najmniejsza jest bowiem wówczas moc szczytowa  $N^{sz} = N_{iS}$  (rys. 3), a więc najmniejsze są przychody ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej. Przedstawiony zatem na rys. 11 zysk  $NPV_{aku}$  (wzory (35), (36)) jest „bezpiecznie zaniżony”, gdyż należy oczekiwać, że w praktyce z uwagi na niższe w rzeczywistości temperatury  $T_2$  będzie on większy.

Jak już zaznaczono wyżej, minimalną moc sprężania adiabatycznego  $N_{iS}$  (wzór (1)) przy założeniu takich samych wartości sprawności wewnętrznych  $\eta_i^s$  w obu stopniach gwarantuje równość  $T_{5s} = T_{1s}$ . Dla wartości  $z_{TG}^{opt}$ , która z kolei gwarantuje maksymalną sprawność

$\eta_{TG}^{\max}$  temperatury te są jednak różne (rys. 6).

#### □ Powierzchnia wymienników ciepła

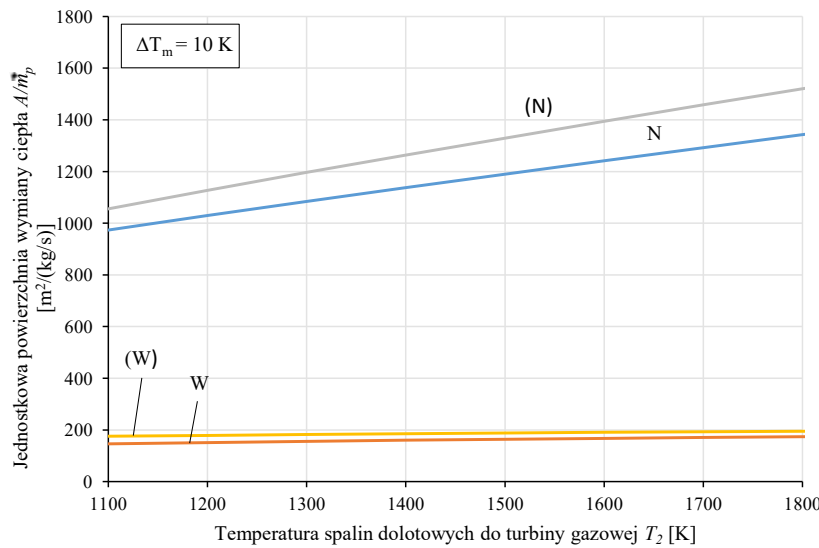
Wymiana ciepła pomiędzy gazami z zastosowaniem przepływowych, konwekcyjnych wymienników ciepła zachodzi

z małą intensywnością. Powodem tego jest mała wartość współczynników przenikania ciepła  $k$  dla gazów. W konsekwencji wymienniki mają duże rozmiary. Ich pola powierzchni oblicza się ze wzoru Pecleta  $\dot{Q} = k A \Delta T_m$ , gdzie  $\dot{Q}$  oznacza strumień ciepła przenikający przez przegrodę o powierzchni  $A$  rozdzielającą strugi gazów, a  $\Delta T_m$  średnią logarytmicz-

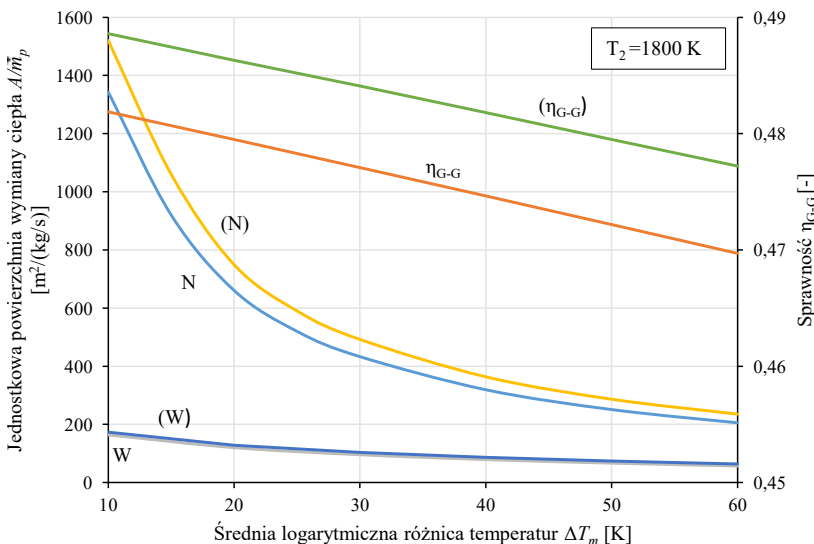
ną różnicę temperatur pomiędzy gazem ogrzewanym i ogrzewającym. Zgodnie z literaturą [22] współczynnik  $k$  dla wymienników płaszczowo-rurowych zasilanych powietrzem zawiera się w przedziale 10-50 W/(m<sup>2</sup>K). Do obliczeń przyjęto wartość  $k = 30$  W/(m<sup>2</sup>K).

Na rys. 7 przedstawiono wpływ temperatury spalin doletowych do turbiny gazowej na powierzchnie wymienników  $N$  i  $W$  (rys. 1) w odniesieniu do 1 kg/s doprowadzanych do nich strumieni powietrza przy wartości  $\Delta T_m = 10$  K. Należy w tym miejscu zaznaczyć, że spaliny wylotowe z turbiny to niemalże „czyste” powietrze. Stosunek bowiem strumieni masy gazu ziemnego i powietrza doprowadzanych do komory spalania turbiny gazowej wynosi zaledwie ok. 2-3%. Na rys. 8 natomiast przedstawiono wpływ logarytmicznej różnicy temperatur  $\Delta T_m$  na powierzchni  $A$  i na sprawność układu  $\eta_{G-G}$ .

Jak wynika z rys. 7 wzrost temperatury spalin doletowych do turbiny gazowej powoduje wzrost powierzchni wymienników  $N$  i  $W$ . Jest to spowodowane wzrostem optymalnego sprężu w obiegach *Joule'a* turbiny gazowej i turboekspandera. Wzrost powierzchni jest największy dla wymiennika wysokotemperaturowego  $N$  z powodu największego wzrostu jego mocy cieplnej. Również i  $\Delta T_m$  ma największy wpływ na zmianę powierzchni wymiennika  $N$  (rys. 8). Z przedstawionego ponadto na rys. 8 charakteru przebiegu krzywych wynika, że „graniczną” wartością logarytmicznej różnicy temperatur  $\Delta T_m$  mającą wpływ na wielkość powierzchni jest wartość  $\Delta T_m \approx 30$  K. Poniżej bowiem tej wartości wzrost powierzchni wymiennika  $N$  jest bardzo duży, co jest oczywiście ekonomicznie niekorzystne. Na przykład dla  $\Delta T_m = 10$  K w porównaniu z  $\Delta T_m = 30$  K wzrost ten jest ponad 3-krotny. Natomiast powyżej 30 K zmniejszanie jednostkowej powierzchni wymiennika  $N$  jest już relatywnie małe. Na przykład dla  $\Delta T_m = 50$  K powierzchnia wymiany ciepła maleje o 42%. W obu przypadkach zmiana sprawności



Rys. 7. Jednostkowe powierzchnie wymiany ciepła  $A/\dot{m}_p$  dla wymienników  $N$ ,  $W$  w funkcji temperatury  $T_2$  dla obiegu *Joule'a* ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu *Joule'a* ze sprężaniem dwustopniowym)



Rys. 8. Jednostkowe powierzchnie wymiany ciepła  $A/\dot{m}_p$  dla wymienników  $N$ ,  $W$  oraz sprawności  $\eta_{G-G}$  w funkcji średniej logarytmicznej różnicy temperatur  $\Delta T_m$  (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu *Joule'a* ze sprężaniem dwustopniowym)

$\eta_{G-G}$  z uwagi na liniowy charakter jej przebiegu jest taka sama i wynosi zaledwie ok. 0,5 punktu procentowego. Co istotne jednak, w pierwszym przypadku, tj. ze wzrostem powierzchni następuje również wzrost sprawności, a w drugim jej spadek z wartości  $\eta_{G-G} \approx 0,4775$  do wartości  $\eta_{G-G} \approx 0,4725$ . Należy zauważyć, że zmiany sprawności są znikome, co pozwala na stosowanie relatywnie dużych wartości  $\Delta T_m$ , a więc na istotne zmniejszanie powierzchni wymienników ciepła. Ostatecznie ich optymalne wartości, a więc i optymalne parametry pracy obiegów *Joule'a* turbiny gazowej i turboekspandera powinny wynikać z analizy ekonomicznej. Zmniejszenie powierzchni wymienników, a tym samym zmniejszenie na nie nakładów inwestycyjnych i kosztów ich eksploatacji powinno być co najmniej nie mniejsze od zmniejszonego także wówczas rocznego zysku osiąganego z pracy układu w wyniku zmniejszonej jego sprawności  $\eta_{G-G}$ .

#### □ Minimalna wymagana objętość magazynu sprężonego powietrza

Do wyznaczenia minimalnej wymaganej objętości magazynu sprężonego powietrza, tj. objętości gwarantującej, że ciśnienie w nim nie spadnie poniżej dopuszczalnej wartości ciśnienia w komorze spalania turbiny gazowej należy wykorzystać termiczne równanie stanu gazów. W niniejszym rozdziale wykorzystano równanie dla gazów doskonałych i półdoskonałych, równanie *Clapeyrona*. Zastosowanie bowiem „skomplikowanych” matematycznie równań stanu dla gazów rzeczywistych (na przykład równania wirtualnego) nie spowoduje, że otrzymane za ich pomocą wartości objętości magazynu będą znacząco się różniły od wartości otrzymanej z równania *Clapeyrona*. Ich wykorzystanie zatem nie ma sensu, niepotrzebnie tylko „zamazałoby” „prostotę” obliczeń objętości magazynu (wzór (15)).

Zapisując równanie *Clapeyrona* dla magazynu sprężonego powietrza o ob-

jętości  $V_{kaw}^{\min}$  przed pobraniem z niego powietrza (indeks *p*):

$$p_p V_{kaw}^{\min} = m_p R_{pow} T_{kaw} \quad (13)$$

oraz po jego pobraniu (indeks *k*):

$$p_k V_{kaw}^{\min} = m_k R_{pow} T_{kaw} \quad (14)$$

otrzymuje się wzór na minimalną wymaganą objętość kawerny, która zagwarantuje, że w czasie szczytu potrzeb elektrycznych w sieci elektroenergetycznej będzie można zamykać łopatki kierownicy wlotowej powietrza do sprężarki  $S_{TG}$  (rys. 1) i powietrze o ciśnieniu  $p_p = p_1^{opt}$  (rys. 5) doprowadzać do komory spalania turbiny z kawerny:

$$V_{kaw}^{\min} = \frac{\dot{m}_a (\tau_D - \tau_a)}{\Delta p_{kaw}} R_{pow} T_{kaw} \quad (15)$$

przy czym pobór powietrza z kawerny w szczycie potrzeb  $\tau_{sz} = \tau_D - \tau_a$  (rys. 2) wyznacza się z równania:

$$\dot{m}_a (\tau_D - \tau_a) = m_p - m_k \quad (16)$$

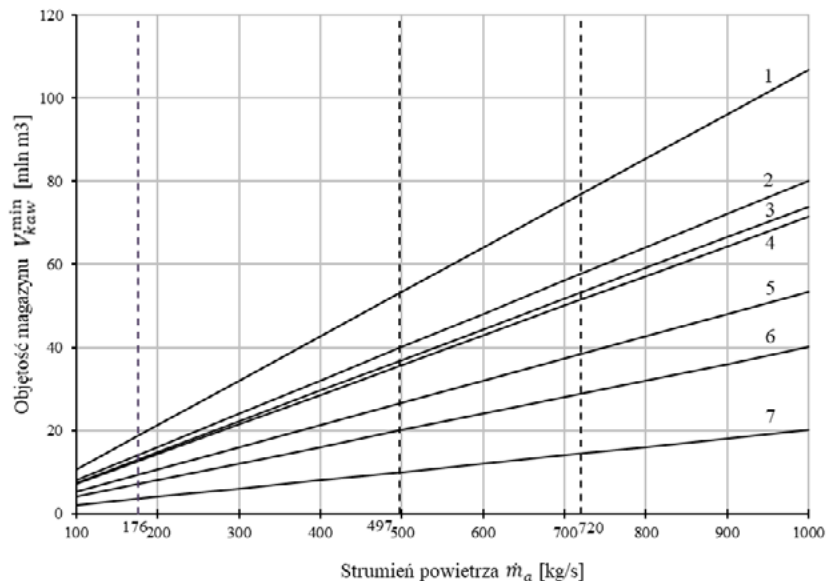
a dopuszczalny spadek w niej ciśnienia wynosi:

$$\Delta p_{kaw} = p_p - p_k \quad (17)$$

gdzie:

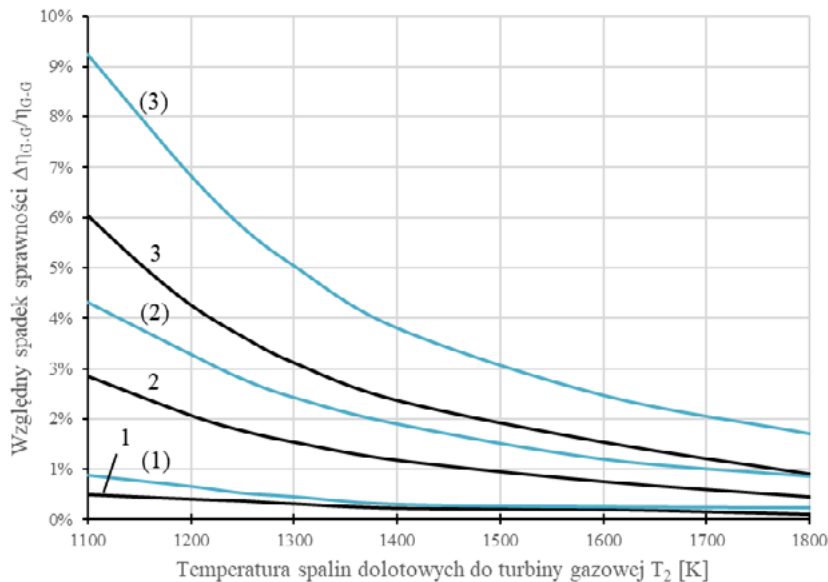
$\dot{m}_a$  - strumień powietrza doprowadzane do komory spalania turbiny gazowej (wartość  $\dot{m}_a$  jest oczywiście tym większa, im większa jest moc turbiny gazowej),  
 $R_{pow}$  - stała gazowa powietrza,  
 $R_{pow} = 287,04 \text{ J/(kg K)}$ ,  
 $T_{kaw}$  - temperatura powietrza w kawernie (założono, że temperatura  $T_{kaw}$  jest stała).

Aby ciśnienie powietrza przy dopływie do komory spalania KS turbiny było stałe i równe  $p_1^{opt}$ , to ciśnienie  $p_p$  w zbiorniku powinno być większe od  $p_1^{opt}$  i podczas rozładowywania zbiornika powinno być dławione za pomocą zaworu regulacyjnego zainstalowanego na



Rys. 9. Wymagana minimalna objętość magazynu sprężonego powietrza  $V_{kaw}^{\min}$  w funkcji strumienia  $\dot{m}_a$  z wielkościami  $\Delta p_{kaw}$ ,  $\tau_{sz}$ ,  $T_{kaw}$  jako parametrami, gdzie: 1 -  $\Delta p_{kaw} = 0,5 \text{ bar}$ ,  $\tau_{sz} = 12 \text{ h}$ ,  $T_{kaw} = 323 \text{ K}$ , 2 -  $\Delta p_{kaw} = 0,5 \text{ bar}$ ,  $\tau_{sz} = 16 \text{ h}$ ,  $T_{kaw} = 323 \text{ K}$ , 3 -  $\Delta p_{kaw} = 0,5 \text{ bar}$ ,  $\tau_{sz} = 12 \text{ h}$ ,  $T_{kaw} = 298 \text{ K}$ , 4 -  $\Delta p_{kaw} = 0,5 \text{ bar}$ ,  $\tau_{sz} = 12 \text{ h}$ ,  $T_{kaw} = 288 \text{ K}$ , 5 -  $\Delta p_{kaw} = 0,5 \text{ bar}$ ,  $\tau_{sz} = 8 \text{ h}$ ,  $T_{kaw} = 323 \text{ K}$ , 6 -  $\Delta p_{kaw} = 1,0 \text{ bar}$ ,  $\tau_{sz} = 12 \text{ h}$ ,  $T_{kaw} = 323 \text{ K}$ , 7 -  $\Delta p_{kaw} = 2,0 \text{ bar}$ ,  $\tau_{sz} = 12 \text{ h}$ ,  $T_{kaw} = 323 \text{ K}$  (wartości strumienia powietrza  $\dot{m}_a = 176 \text{ kg/s}$ ,  $497 \text{ kg/s}$  oraz  $720 \text{ kg/s}$  odpowiadają kolejno turbozespolom gazowym GE GT8C o mocy 52,8 MW, Siemens SGT6-5000F o mocy 202 MW oraz MHPS M701G o mocy 334 MW)





Rys. 10. Wartości  $\Delta\eta_{G-G}/\eta_{G-G}$  w funkcji temperatury  $T_2$  dla obiegów Joule'a ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym ze spadkiem ciśnienia  $\Delta p_{kaw}$  jako parametrem: 1 -  $\Delta p_{kaw} = 0,1$  bar, 2 -  $\Delta p_{kaw} = 0,5$  bar, 3 -  $\Delta p_{kaw} = 1$  bar (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu Joule'a ze sprężaniem dwustopniowym)

wypływie ze zbiornika do  $p_1^{opt}$ . Dławienie izentalpowe, jakie ma miejsce w zaworze, jest jednak źródłem strat egzergii.

Wykorzystując wzór (15) przeprowadzono wielowariantowe obliczenia objętości  $V_{kaw}^{min}$ , których wyniki zaprezentowano na rys. 9.

Oczywistym jest, że im większy jest dopuszczalny spadek ciśnienia  $\Delta p_{kaw}$ , tym mniejsza może być objętość kawerny  $V_{kaw}^{min}$ , i z kolei im dłuższy jest czas  $\tau_{sz}$  oraz większy strumień  $\dot{m}_a$  pobieranego z niej powietrza, tym objętość musi być większa.

Na rys. 10 przedstawiono, co istotne, względne zmniejszenie sprawności  $\eta_{G-G}$  elektrowni gazowo-gazowej o wartość  $\Delta\eta_{G-G}$  w wyniku spadku ciśnienia  $\Delta p_{kaw}$  w kawernie.

Jak wynika z przedstawionych na rys. 10 wartości  $\Delta\eta_{G-G}/\eta_{G-G}$  wpływ spadku ciśnienia  $\Delta p_{kaw}$  w kawernie w znikomym stopniu wpływa na sprawność elektrowni  $\eta_{G-G}$ . Poza tym, jak już powyżej zaznaczono, aby zupełnie wyeliminować wpływ  $\Delta p_{kaw}$  na sprawność  $\eta_{G-G}$ , to ciśnienie w zbiorniku powinno być większe od  $p_1^{opt}$  i przy doprowadza-

niu powietrza do komory spalania  $KS$  powinno być dławione.

### ■ Analiza ekonomiczna zastosowania magazynu sprężonego powietrza jako sposobu magazynowania elektryczności

Do analizy ekonomicznej współpracy hierarchicznej elektrowni gazowo-gazowej z akumulatorem sprężonego powietrza najlepiej jest zastosować nowatorską metodykę zapisu mierników ekonomicznych opłacalności dowolnych przedsięwzięć gospodarczych w czasie ciągłym [4, 6, 7]. Metodyka ta pozwala na otrzymanie ciągłej funkcji zdyskontowanego zysku  $NPV_{aku} = f(N^{TG})$ . Jest to bardzo istotne, gdyż znajomość jej przebiegu w całym przedziale zmienności mocy turbiny gazowej  $N^{TG} \in (0; \infty)$  (turbina gazowa charakteryzuje termodynamicznie cały silnik gazowo-gazowy) daje, co należy z całą mocą podkreślić, całościowe spojrzenie na rozważany problem. Znany i stosowany do tej pory za-

pis dyskretny miernika zdyskontowanego zysku  $NPV$  [5] takiej możliwości nie daje. Obliczenie bowiem za jego pomocą kilku, czy nawet kilkudziesięciu wartości  $NPV$  nie pozwala na ocenę charakteru przebiegu krzywej  $NPV$ . „Punkto-we” wyniki nie dają zatem możliwości uogólniania rozważań, a jedynie droga od ogółu do szczegółu jest poprawna i taką możliwość daje. Nowatorska metodyka [4, 6, 7] zapisu zysku w czasie ciągłym za pomocą funkcjonatu całkowitego (22) daje zatem całkowicie nową jakość i nowe możliwości analiz techniczno-ekonomicznych wszelkich procesów inwestycyjnych. Dzięki zapisowi „ciągłemu” (22) otrzymuje się bowiem w konsekwencji:

- funkcje  $NPV$  dla analizowanych procesów (funkcje (35) i (36)), gdy tymczasem zapis dyskretny daje wyłącznie szczegół (punkt), tj. wartość liczbową  $NPV$ , co uniemożliwia jakąkolwiek analizę, i nie zmienia tego obliczenie nawet kilkudziesięciu, i więcej, wartości  $NPV$  i uznanie największej z nich za optymalną.

Dzięki metodyce ciągłej można w analizach wykorzystywać:

- rachunek różniczkowy do badania zmienności funkcji  $NPV$ , co pozwala uzyskiwać wyczerpujące o nich informacje, a także na sporządzanie ich wykresów, co umożliwia uzyskanie całego szeregu dodatkowych, ważnych informacji, których bez nich nie można by, a co najmniej byłoby bardzo trudno dostrzec. Co więcej, rachunek różniczkowy pozwala na łatwe znalezienie wartości ekstremalnych i wartości największej funkcji  $NPV$ . Otrzymane funkcje pokazują zatem charakter przebiegu zmian wartości  $NPV$ .

Kolejna szalenie istotna sprawa. Zapis „ciągły” umożliwia:

- wykorzystywanie dowolnych funkcji podcałkowych, tj. dowolnych scenariuszy czasowych w funkcjonalne (22) charakteryzujących

analizowany proces inwestycyjny, które pozwalają, co bardzo ważne, analizować przyszłość, kreować myślenie o niej w sposób naukowy.

Podsumowując, otrzymane za pomocą funkcjonatu (22) funkcje  $NPV_{aku}$  (35), (36) mają fundamentalną, wręcz nie do przecenienia wartość. Dają bowiem całościowy obraz analizowanego procesu (rys. 11, 12), którego nie dawałby zapis dyskretny miernika  $NPV_{aku}$  i otrzymane za jego pomocą wartości „punktowe”. Funkcje te umożliwiają tym samym dyskusję i analizę wyników badań, umożliwiają wyciąganie wniosków o ogólnym charakterze o analizowanym procesie inwestycyjnym.

Jak wynika z rys. 3 dobowy przyrost przychodu ze sprzedaży elektryczności wyłącznie dzięki zastosowaniu w układzie z elektrownią akumulatora sprężonego powietrza wynosi:

$$\begin{aligned} \Delta S &= S_{aku} - S_{bez\ aku} = \\ &= [(N^{G-G} - \Delta N_a) \tau_D e_{el}^d + N^{sz} (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz} - N^{G-G} \tau_D e_{el}^d] (1 - \varepsilon_{el}) = \\ &= [\Delta N_a (\tau_D - \tau_a) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \Delta N_{sz} (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz} - \Delta N_a \tau_a e_{el}^d] (1 - \varepsilon_{el}) \end{aligned} \quad (18)$$

przy czym przychód dobowy ze sprzedaży elektryczności w układzie z akumulatorem powietrza wyraża się równaniem:

$$S_{aku} = [(N^{G-G} - \Delta N_a) \tau_D e_{el}^d + N^{sz} (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz}] (1 - \varepsilon_{el}) \quad (19)$$

gdzie:

$$N^{sz} = \Delta N_a + \Delta N_{sz} \quad (20)$$

a natomiast przychód dobowy ze sprzedaży elektryczności w układzie bez akumulatora równa się:

$$S_{bez\ aku} = N^{G-G} \tau_D e_{el}^d (1 - \varepsilon_{el}) \quad (21)$$

gdzie:

$e_{el}^{sz}, e_{el}^d$  - cena energii elektrycznej w szczycie i dolinie potrzeb,

$\varepsilon_{el}$  - wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrowni gazowo-gazowej i infrastruktury kawerny (bez oczywiście mocy sprężarki zatłaczającej powietrze do kawerny).

W szczycie potrzeb elektrycznych do komory spalania KS turbiny gazowej doprowadzane jest powietrze z kawerny o temperaturze  $T_{10}$  niższej od temperatury  $T_2$ . We wzorach (18)-(20) pominięto jednak zmianę wartości tej temperatury na zmianę mocy turbiny gazowej  $N^{TG}$ , a więc i na zmianę mocy  $N^{G-G}$ .

W obliczeniach przyjęto, że liczba godzin doliny  $\tau_a$  jest równa liczbie godzin szczytu:  $\tau_a = \tau_{sz} = \tau_D - \tau_a$ . Gdyby  $\tau_{sz} > \tau_a$ , to należałoby od przychodu  $\Delta S$  (wzór (18)) odjąć jeszcze koszt zakupu energii elektrycznej z sieci na pokrycie wydłużonych o czas  $\tau_{sz} - \tau_a > 0$  potrzeb elektrycznych w celu zasilania silnika napędzającego sprężarkę powietrza „ładującą” kawernę.

Całkowity zdyskontowany zysk, jaki jest uzyskiwany na przestrzeni  $T_y$  lat wyłącznie dzięki zastosowaniu w układzie z elektrownią akumulatora sprężonego powietrza wynosi:

$$NPV_{aku} = \int_0^{T_y} [\Delta S_R - \Delta K_e - F^{aku} - R^{aku} - (\Delta S_R - \Delta K_e - F^{aku} - A^{aku}) p] e^{-rt} dt \quad (22)$$

gdzie:

$A^{aku}$  - rata amortyzacji,

$$A^{aku} = J^{aku} / T_y \quad (23)$$

$J^{aku}$  - (nakłady inwestycyjne na przystosowanie kawerny do współpracy z elektrownią gazowo-gazową),

$F^{aku}$  - zmienne w czasie odsetki (koszty finansowe) od środków inwestycyjnych  $J^{aku}$ ,

$$F^{aku} = r[J^{aku} - (t-1)R^{aku}], \quad (24)$$

$\Delta K_e$  - roczny koszt konserwacji i remontów infrastruktury kawerny,

$p$  - stopa podatku dochodowego,  
 $R^{aku}$  - rata spłaty kredytu,

$$R^{aku} = J^{aku} / T_y \quad (25)$$

$r$  - stopa oprocentowania kapitału  $J^{aku}$ ,  
 $\Delta S_R$  - zmienny w czasie przyrost rocznego przychodu z produkcji szczytowej energii elektrycznej,  
 $t$  - czas,  
 $T_y$  - wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji akumulatora sprężonego powietrza.

Po uwzględnieniu wszelkich indeksów roczny przychód wynosi:

$$\begin{aligned} \Delta S_R = & \left\{ L_z [\Delta N_a^z (\tau_D - \tau_a^z) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \Delta N_{sz}^z (\tau_D - \tau_a^z) e_{el}^{sz} - \Delta N_a^z \tau_a^z e_{el}^d] + \right. \\ & \left. + L_l [\Delta N_a^l (\tau_D - \tau_a^l) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \Delta N_{sz}^l (\tau_D - \tau_a^l) e_{el}^{sz} - \Delta N_a^l \tau_a^l e_{el}^d] \right\} (1 - \varepsilon_{el}), \end{aligned} \quad (26)$$

gdzie:

$L_z$  - liczba dni trwania zimy,  
 $L_l$  - liczba dni poza zimą,  
 $\Delta N$  - obniżenie/zwiększenie mocy elektrowni gazowo-gazowej.

Jeśli dodatkowo się założy, że przyrosty mocy w zimie i poza zimą są identyczne,  $\Delta N^z = \Delta N^l$  oraz że równe są czasy doliny w zimie i poza nią,  $\tau_a^z = \tau_a^l$ , to przyrost rocznego przychodu z produkcji szczytowej energii elektrycznej przedstawia się równaniem:

$$\Delta S_R = (365 - L) [\Delta N_a (\tau_D - \tau_a) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \Delta N_{sz} (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz} - \Delta N_a \tau_a e_{el}^d] (1 - \varepsilon_{el}) \quad (27)$$

gdzie:

$L$  - liczba dni w roku, w których elektrownia nie pracuje.

Pierwszy składnik po prawej stronie powyższej zależności oznacza przyrost przychodu ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej wynikający tylko z różnicy cen energii szczytowej i z doliny obciążenia (w układzie bez akumulacji energia  $\Delta N_a (\tau_D - \tau_a)$  jest sprzedawana po cenie  $e_{el}^d$ ), składnik drugi oznacza przychód ze sprzedaży energii po cenie szczytowej, składnik trzeci jest utraconym przychodem ze sprzedaży energii elektrycznej w dolinie obciążenia sieci elektroenergetycznej.

Jeśli ponadto założy się, że przyrosty mocy  $\Delta N$  równają się mocy sprężania  $N_{iS}$ , czyli że powietrze z kawerny jest bezpośrednio doprowadzane do komory spalania turbiny w szczycie potrzeb, a w dolinie moc  $N_{iS}$  jest wykorzystywana do napędu sprężarki złączającej do niej powietrze, to:

- dla obiegu *Joule'a* z jednostopniowym sprężaniem

$$\begin{aligned} \Delta S_R = & (365 - L) N^{TG} \frac{z_{TG}^{opt} T_{ot}}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 - z_{TG}^{opt} T_{ot}} (\tau_D - \tau_a) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \\ & + N^{TG} \frac{z_{TG}^{opt} T_{ot}}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 - z_{TG}^{opt} T_{ot}} (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz} - N^{TG} \frac{z_{TG}^{opt} T_{ot}}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 - z_{TG}^{opt} T_{ot}} \tau_a e_{el}^d (1 - \varepsilon_{el}) \end{aligned} \quad (28)$$

- dla obiegu *Joule'a* ze sprężaniem dwustopniowym

$$\begin{aligned} \Delta S_R = & (365 - L) [N^{TG} \frac{(z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 (z_{TG}^{opt} + 1) - (z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)} (\tau_D - \tau_a) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \\ & + N^{TG} \frac{(z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 (z_{TG}^{opt} + 1) - (z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)} (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz} + \\ & - N^{TG} \frac{(z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 (z_{TG}^{opt} + 1) - (z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)} \tau_a e_{el}^d (1 - \varepsilon_{el})] \end{aligned} \quad (29)$$

Nakłady inwestycyjne na całą infrastrukturę kawerny  $J^{aku}$  można wyrazić na przykład za pomocą wzoru:

$$J^{aku} = N^{G-G} i^{aku} \quad (30)$$

i przyjmując, że  $N^{G-G} \approx 1,15 N^{TG}$  [13] oraz zakładając, że jednostkowe nakłady inwestycyjne (na jednostkę mocy elektrowni gazowo-gazowej) na infrastrukturę kawerny  $i^{aku}$  są równe jednostkowym nakładom na turbozespół gazowy  $i^{aku} = i^{TG}$ :

$$i^{TG} = 1579 (N^{TG})^{-0,341} \quad [\text{USD/kW}] \quad (31)$$

(nakłady  $i^{TG}$  wyznaczono za pomocą [11] przy czym moc  $N^{TG}$  wyrażona jest w MW), otrzymuje się:

$$J^{aku} = A(N^{TG})^B \quad [\text{mln USD}] \quad (32)$$

gdzie  $A = 1,8$  i  $B = 0,659$ .

Przyjmując roczny koszt konserwacji i remontów infrastruktury kawerny za pomocą standardowej zależności:

$$\Delta K_e = \delta_{rem} J^{aku} \quad (33)$$

(w obliczeniach przyjęto  $\delta_{rem} = 0,03$ ),

oraz przyjmując ceny energii elektrycznej  $e_{el}(t)$  na przykład za pomocą funkcji wykładniczej:

$$e_{el}(t) = e_{el}^{t=0} e^{at} \quad (34)$$

(w zależności od wartości  $a_{el}$  cena  $e_{el}(t)$  może w kolejnych latach rosnąć, maleć lub być wartością stałą) i podstawiając do wzoru (22) wszystkie występujące w nim wielkości (wzory (23)-(25), (28)-(34)) oraz wykonując następnie operację całkowania otrzymuje się końcowe postaci zależności na zdyskontowany zysk  $NPV_{aku}$  osiągnięty przez  $T_y$  lat z eksploatacji akumulatora w funkcji mocy turbiny gazowej  $N^{TG}$ :

■ dla obiegu Joule'a ze sprężaniem jednostopniowym

$$\begin{aligned} NPV_{aku} = & \left\{ N^{TG} \frac{z_{TG}^{opt} T_{ot} (\tau_D - \tau_a)}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 - z_{TG}^{opt} T_{ot}} \left[ e_{el}^{sz,t=0} \frac{e^{(a_{el}^{sz}-r)T_y} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - e_{el}^{d,t=0} \frac{e^{(a_{el}^d-r)T_y} - 1}{a_{el}^d - r} \right] + \right. \\ & \left. + N^{TG} \frac{z_{TG}^{opt} T_{ot}}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 - z_{TG}^{opt} T_{ot}} \left[ (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz,t=0} \frac{e^{(a_{el}^{sz}-r)T_y} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - \tau_a e_{el}^{d,t=0} \frac{e^{(a_{el}^d-r)T_y} - 1}{a_{el}^d - r} \right] \right\} \times \\ & \times (365 - L)(1 - \varepsilon_{el})(1 - p) - A(N^{TG})^B \left[ (1 - e^{-rT_y}) \frac{\delta_{rem}}{r} + z_z \left( \frac{1 - e^{-rT_y}}{T_y} + 1 \right) \right] (1 - p) \end{aligned} \quad (35)$$

■ dla obiegu Joule'a ze sprężaniem dwustopniowym

$$\begin{aligned} NPV_{aku} = & \left\{ N^{TG} \frac{(z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4) (\tau_D - \tau_a)}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 (z_{TG}^{opt} + 1) - (z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)} \left[ e_{el}^{sz,t=0} \frac{e^{(a_{el}^{sz}-r)T_y} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - e_{el}^{d,t=0} \frac{e^{(a_{el}^d-r)T_y} - 1}{a_{el}^d - r} \right] + \right. \\ & \left. + N^{TG} \frac{(z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)}{\eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TG} T_2 (z_{TG}^{opt} + 1) - (z_{TG}^{opt})^2 (T_{ot} + T_4)} \left[ (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz,t=0} \frac{e^{(a_{el}^{sz}-r)T_y} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - \tau_a e_{el}^{d,t=0} \frac{e^{(a_{el}^d-r)T_y} - 1}{a_{el}^d - r} \right] \right\} \times \\ & \times (365 - L)(1 - \varepsilon_{el})(1 - p) - A(N^{TG})^B \left[ (1 - e^{-rT_y}) \frac{\delta_{rem}}{r} + z_z \left( \frac{1 - e^{-rT_y}}{T_y} + 1 \right) \right] (1 - p) \end{aligned} \quad (36)$$

z wielkościami  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ ,  $T_2$  jako parametrami (dla obiegu Joule'a ze sprężaniem dwustopniowym dodatkowym parametrem jest temperatura  $T_d$ ). W obliczeniach przyjęto, że  $a_{el} = 0$ , co należy oczywiście interpretować, że cena elektryczności jest ceną średnią całkową na przestrzeni czasu  $T_y$  lat i równa się:

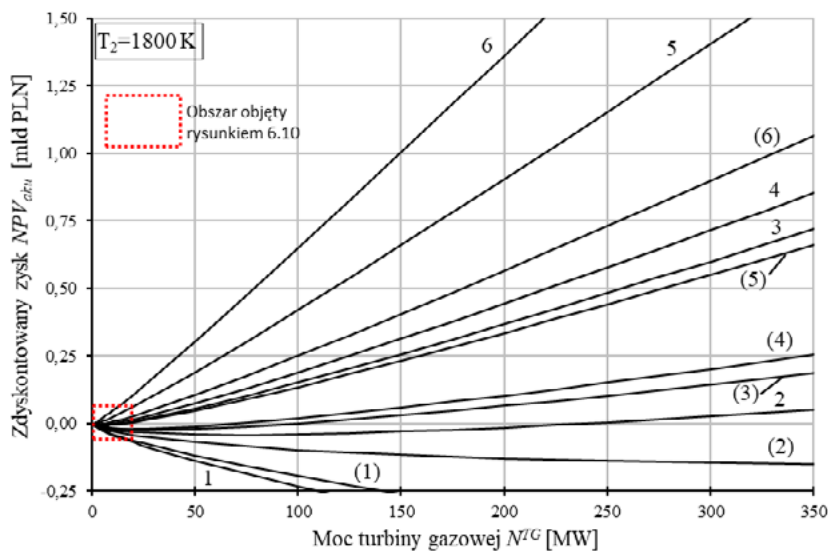
$$e_{el}^{śred} = \frac{1}{T_y} \int_0^{T_y} e_{el}^{t=0} e^{a_{el}t} dt = \frac{e_{el}^{t=0}}{T_y a_{el}} (e^{a_{el}T_y} - 1) = e_{el}^{t=0}. \quad (37)$$

Wielkość  $z_z$  we wzorach (35), (36) oznacza współczynnik zamrożenia kapitału inwestycyjnego  $J^{aku}$  (kapitał  $J^{aku}$  w czasie budowy akumulatora nie przynosi bowiem zysku;  $z_z > 1$ ) [1–9].

Jak już wyżej zaznaczono, zapis „ciągły” funkcji  $NPV_{aku} = f(N^{TG})$  (wzór (22) i otrzymane za jego pomocą wzory (35), (36)) umożliwia analizę jej przebiegu za pomocą rachunku różniczkowego. Na przykład druga pochodna  $d^2 NPV_{aku} / dN^{TG}{}^2$  przyjmuje wyłącznie wartości dodatnie. Funkcja  $NPV_{aku} = f(N^{TG})$  jest zatem funkcją wklęsłą w całym przedziale zmienności mocy turbiny gazowej  $N^{TG} \in \langle 0; \infty \rangle$  ma minimum przyjmujące zawsze wartość ujemną:  $NPV_{aku}^{min} = f(N_{min}^{TG}) < 0$ . Funkcja  $NPV_{aku} = f(N^{TG})$  jest zatem stale malejąca w przedziale  $N^{TG} \in \langle 0; N_{min}^{TG} \rangle$  i stale rosnąca w przedziale  $N^{TG} \in \langle N_{min}^{TG}; \infty \rangle$ . Wartość  $NPV_{aku}$  dąży zatem do nieskończoności, gdy moc  $N^{TG}$  dąży do nieskończoności:  $NPV_{aku} \rightarrow \infty$ , gdy  $N^{TG} \rightarrow \infty$ . Wartość  $N_{min}^{TG}$  można oczywiście obliczyć z warunku koniecznego istnienia ekstremum  $dNPV_{aku} / dN^{TG} = 0$ . Przykładowe przebiegi krzywych  $NPV_{aku} = f(N^{TG})$  dla rzeczywistego zakresu mocy produkowanych turbin  $N^{TG} \in \langle 0; 350 \rangle$  przedstawiono na rys. 11 i 12. Z obserwacji niektórych z nich można by wyciągnąć błędny wniosek, wynikający ze wspomnianego ograniczonego w praktyce zakresu mocy  $N^{TG}$ , że są one stale malejące. Jest to prawdą wyłącznie dla tego ograniczonego zakresu, bowiem i dla nich  $NPV_{aku} \rightarrow \infty$ , gdy  $N^{TG} \rightarrow \infty$ . Ujemne wartości  $NPV_{aku}$  dla tych krzywych (np. krzywa (2) na rys. 11) pokazują jednak, że dla całego zakresu  $N^{TG} \in \langle 0; 350 \rangle$  produkowanych turbin akumulacja elektryczności dla danych wartości  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ ,  $\tau_a$ ,  $J^{aku}$ ,  $r$  może być nieopłacalna ekonomicznie.

#### □ Zdyskontowany zysk osiągnąy ze stosowania magazynu sprężonego powietrza

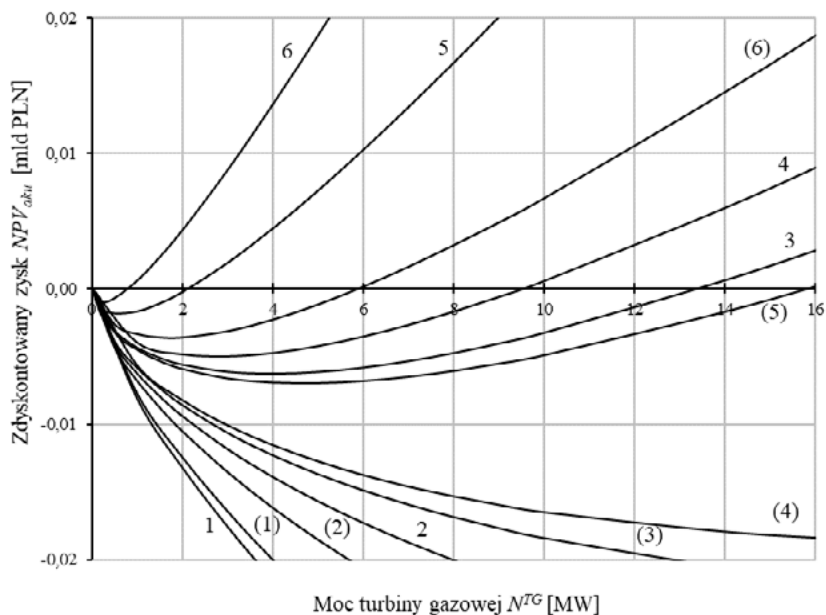
Na rys. 11 przedstawiono wyniki wielowariantowych obliczeń za pomocą wzorów (35) i (36) wartości zysku  $NPV_{aku}$  osiąganego z eksploatacji akumulatora sprężonego powietrza współpracującego z hierarchiczną elektrownią gazowo-gazową. W obliczeniach przyjęto dla obu wariantów elektrowni takie same nakłady inwestycyjne (wzór (32)).



Rys. 11. Zdyskontowany zysk  $NPV_{aku}$  w funkcji mocy turbiny gazowej  $N^{TG}$  dla obiegów Joule'a ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym z różnicą cen energii elektrycznej  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$  oraz czasem trwania doliny  $\tau_a$  jako parametrami. odzie: 1 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 30$  PLN,  $\tau_a = 14$  h; 2 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 50$  PLN,  $\tau_a = 14$  h; 3 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 70$  PLN,  $\tau_a = 14$  h; 4 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 30$  PLN,  $\tau_a = 12$  h; 5 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 50$  PLN,  $\tau_a = 12$  h; 6 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 70$  PLN,  $\tau_a = 12$  h (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu Joule'a ze sprężaniem dwustopniowym)

Jak wynika z rys. 11 stosowanie elektrowni we współpracy z akumulatorem sprężonego powietrza dla wartości  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 30$  PLN oraz czasu  $\tau_a = 14$  h jest ekonomicznie nieopłacalne. Zysk  $NPV_{aku}$  jest bowiem wówczas zawsze ujemny w całym przedziale mocy  $N^{TG} \in \langle 0; 350 \rangle$  produkowanych turbin gazowych. Dla  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 50$  PLN i  $\tau_a = 14$  h stosowanie akumulatora jest opłacalne dopiero powyżej mocy  $N_{TG} = 250$  MW (patrz krzywa 2 na rys. 11), a na przykład dla wartości  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 30$  PLN i  $\tau_a = 12$  h opłacalne jest dopiero powyżej mocy  $N_{TG} = 9,5$  MW (patrz krzywa 4 na rys. 12). Zwiększanie wartości  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ , a szczególnie skracanie czasu  $\tau_a$  tę opłacalność zwiększa. Dla czasu doliny  $\tau_a = 12$  h i mniejszego oraz dla różnic  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ , większych od 30 PLN zawsze opłaca się już stosować akumulator nawet dla mocy turbiny gazowej

$N_{TG}$  rzędu kilkudziesięciu kilowatów. Co więcej, stosowanie silnika ze sprężaniem dwustopniowym i międzystopniowym chłodzeniem powietrza jest mniej opłacalne ekonomicznie od stosowania silnika ze sprężaniem jednostopniowym. Wynika to z małych wartości dla silnika „dwustopniowego” stosunków  $N_{iS}/N_{iexp}$  i  $N_{iS}/N_{TG}$  (wzory (11), (12)) - rys. 4. Na przykład dla mocy turbiny gazowej  $N_{TG} = 200$  MW i temperatury  $T_2 = 1800$  K wartość stosunku  $N_{iS}/N_{iexp}$  dla silnika „dwustopniowego” wynosi 0,43, gdy w układzie ze sprężaniem jednostopniowym aż 0,6, a więc sprężarka „pożera” aż 60% mocy  $N_{iexp}$  rozprężania się czynnika w turbinie, co znacząco zmniejsza jej moc  $N^{TG}$  ( $N^{TG} = N_{iexp} - N_{iS}$ ). A zatem pomimo tego, że silnik „dwustopniowy” jest korzystniejszy termodynamicznie, to wówczas moc szczytowa  $N^{sz} = 2N_{iS}$  (rys. 3) jest także mała, co w konsekwencji przekłada się na mniejszy przychód ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej (wzór (29)), a więc na mniejszy zysk  $NPV_{aku}$  (wzór (36)).

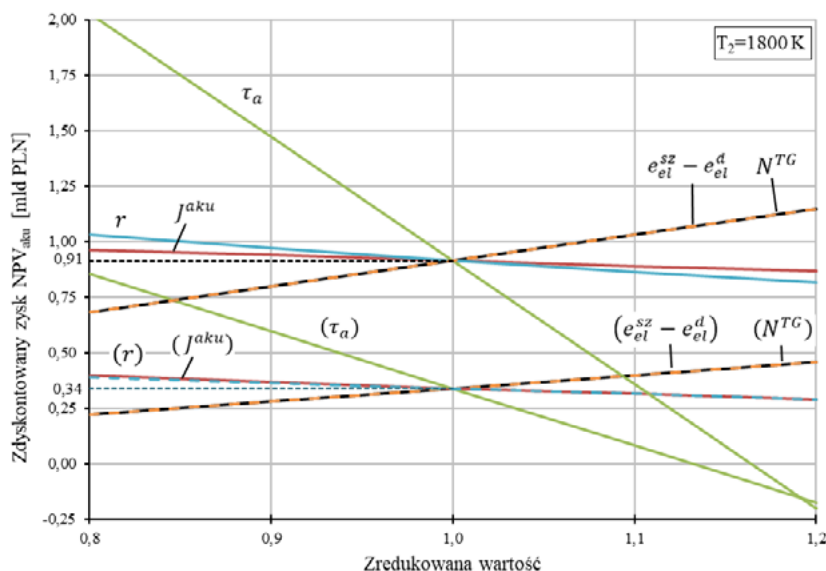


Rys. 12. Fragment rys. 11 w powiększeniu (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu Joule'a ze sprężaniem dwustopniowym)

### □ Analiza wrażliwości zdyskontowanego zysku

Analiza ekonomicznej opłacalności przedsięwzięcia gospodarczego powinna być uzupełniona o analizę wrażliwości charakterystycznych dla niej mierników w celu oceny zmian ich wartości w funkcji zmian parametrów mających na nie wpływ. Przyszłość bowiem jest nieprzewidywalna i przyjęte do obliczeń tzw. wartości bazowe (np. wartości nakładów inwestycyjnych, poziom cen energii elektrycznej, itd.) w przyszłości mogą być inne. Analiza wrażliwości daje zatem inwestorowi dodatkowo duże pole widzenia opłacalności inwestycji. Co więcej, w przypadku zmian wartości przyjętych do analizy ekonomicznej danych wejściowych pozwala ocenić jej „bezpieczeństwo”. W warunkach konkurencyjności umożliwia ponadto prowadzenie polityki cenowej.

Na rys. 13 przedstawiono analizę wrażliwości zdyskontowanego zysku  $NPV_{aku}$  na zmianę różnicy cen energii elektrycznej w szczycie i dolinie potrzeb elektrycznych w sieci elektroenergetycznej



Rys. 13. Wpływ różnicy cen energii elektrycznej  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ , czasu trwania doliny potrzeb elektrycznych  $\tau_a$ , wartości kapitału inwestycyjnego  $r$ , jego oprocentowania oraz mocy turbiny gazowej  $N^{TG}$  na zdyskontowany zysk  $NPV_{aku}$  osiągnięty z eksploatacji akumulatora sprężonego powietrza współpracującego z elektrownią gazowo-gazową z obiegami Joule'a turbiny gazowej ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu Joule'a ze sprężaniem dwustopniowym)

nej, czasu doliny obciążenia sieci, wysokości nakładów inwestycyjnych na akumulator sprężonego powietrza, stopy ich oprocentowania oraz mocy turbiny gazowej. Wartości tych wielkości zmieniano w przedziale  $\pm 20\%$  od ich wartości bazowych. Jako wartości bazowe przyjęto:  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 50$  PLN/MWh,  $\tau_a = 12$  h,  $J^{aku} = 214$  mln PLN,  $r = 6\%$ , (turbina Siemens SGT6-5000F). Odpowiadające przykładowym wartościom bazowym zredukowane ich wartości na rys. 14 przyjmują na osi odciętych oczywiście wartość 1, a na osi rzędnych wartości zysku dla turbiny gazowej ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym odpowiednio  $NPV_{aku} = 0,91$  mld PLN i  $NPV_{aku} = 0,34$  mld PLN.

Jak wynika z rys. 13 największy wpływ na wartość zysku  $NPV_{aku}$  ma dobowy czas doliny potrzeb elektrycznych  $\tau_a$ . Im jest krótszy, a więc im dłuższy jest czas szczytu  $\tau_{sz}$ , tym większy jest przychód ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej. Czas  $\tau_a$  ma zatem fundamentalne znaczenie na opłacalność magazynowania elektryczności. W końcu to idea jej magazynowania w czasie  $\tau_a$  jest podstawą stosowania akumulatorów sprężonego powietrza. Drugą w kolejności wielkością mającą duży wpływ na  $NPV_{aku}$  jest różnica cen energii elektrycznej  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$  w szczytce i dolinie potrzeb. Im jest większa, tym oczywiście zysk  $NPV_{aku}$  jest większy. Zwiększanie mocy elektrowni gazowo-gazowej, a więc zwiększanie mocy turbiny gazowej  $N^{TG}$  także zwiększa zysk (wzory (35), (36)), gdyż większa jest wówczas sprzedaż szczytowej energii elektrycznej. W małym natomiast stopniu na zysk  $NPV_{aku}$  wpływają nakłady inwestycyjne  $J^{aku}$ . Wynika to z relatywnie małego rocznego kosztu kapitałowego (kosztu finansowego plus amortyzacja)  $K_{kap} = F^{aku} + A^{aku}$  działania akumulatora, który od tych nakładów zależy. W zależności od stopy  $r$  i  $T_y$  lat eksploatacji akumulatora roczny koszt  $K_{kap}$  stanowi zaledwie kilka (co najwyżej kilkanaście) procent nakładów  $J^{aku}$  (oczywiście zwiększanie stopy  $r$  zwiększa ten koszt, maleje on natomiast ze wzrostem lat  $T_y$ ). Całkowite koszty kapitałowe na przestrzeni  $T_y$  lat przedstawia w równaniach (35) i (36) zależność  $K_{kap} = J^{aku} z_z \{ [1 - \exp(-rT_y)] / T_y + 1 \}$ .

Przedstawione na rys. 11 wyniki obliczeń wartość zysku  $NPV_{aku}$  przeprowadzono dla  $L = 30$  dni w roku, w których elektrownia nie pracuje. Nawet podwojenie wartości  $L$  w znikomym stopniu zmniejsza wartość  $NPV_{aku}$ . Z tego powodu na rys. 13 nie przedstawiono linii zmian wartości  $NPV_{aku}$  ze zmianą wartości  $L$ . Zlewałyby się one bowiem z liniami „bazowymi”  $NPV_{aku} = 0,91$  i  $0,34$  mld PLN. Z tego samego powodu na rys. 16 nie przedstawiono zmian wartości  $\Delta k_{el, \dot{s}r}$  (wzór (39)) ze zmianą wartości  $L$  (linie „bazowe” w tym przypadku to  $\Delta k_{el, \dot{s}r} = 53,14$  i  $18,59$  PLN/MWh).

#### □ Wpływ stosowania magazynu sprężonego powietrza w układzie z elektrownią gazowo-gazową na obniżenie jednostkowego kosztu produkcji elektryczności

Zapisując zdyskontowany zysk  $NPV_{aku}$  (wzory (35), (36)) za pomocą równania:

$$NPV_{aku} = \int_0^{T_y} E_{el,R} \Delta k_{el, \dot{s}r} (1-p) e^{-rt} dt = E_{el,R} \Delta k_{el, \dot{s}r} (1-p) \int_0^{T_y} e^{-rt} dt, \quad (38)$$

po jego scałkowaniu otrzymuje się wzór na średnie obniżenie (zmniejszenie)  $T_y$  w latach jednostkowego kosztu produkcji elektryczności w elektrowni gazowo-gazowej dzięki jej współpracy z akumulatorem sprężonego powietrza o wartość:

$$\Delta k_{el, \dot{s}r} = \frac{NPV_{aku}}{(1-p)E_{el,R}} \frac{r}{1 - e^{-rT_y}} \quad (39)$$

przy czym roczna produkcja elektryczności  $E_{el,R}$  w układzie wyraża się wzorem (por. wzory (19), (27)):

$$E_{el,R} = (365 - L) [(N^{G-G} - \Delta N_a) \tau_D + N^{sz} (\tau_D - \tau_a)] (1 - \varepsilon_{el}) \quad (40)$$

i zgodnie z poczynionymi powyżej założeniami:

$$N^{sz} = \Delta N_a + \Delta N_{sz} = N_{iS} + N_{iS} = 2N_{iS} \quad (41)$$

$$N^{G-G} = N^{TG} + N^{TE} = N^{TG} \left( 1 + \frac{N^{TE}}{N^{TG}} \right) \quad (42)$$

ostatecznie otrzymuje się, że:

$$E_{el,R} = (365 - L) \left\{ \left[ N^{TG} \left( 1 + \frac{N^{TE}}{N^{TG}} \right) - N_{iS} \right] \tau_D + 2N_{iS} (\tau_D - \tau_a) \right\} (1 - \varepsilon_{el}). \quad (43)$$

Wartość stosunku  $N^{TE}/N^{TG}$  przedstawiono na rys. 4.

Wykorzystując wzór (39) przeprowadzono wielowariantowe obliczenia wartości obniżenia jednostkowego kosztu  $\Delta k_{el, \dot{s}r}$ , których wyniki zaprezentowano na rys. 14 i 15. Na rys. 14 przedstawiono wyniki dla temperatury spalin doprowadzanych z komory spalania do turbiny gazowej równej  $T_2 = 1800$  K, na rys. 15 dla  $T_2 = 1400$  K.

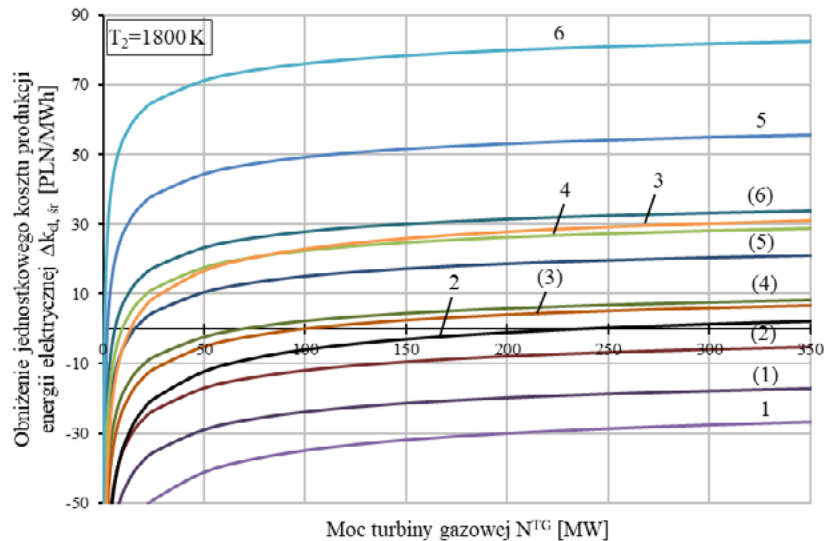
Wartości  $\Delta k_{el, \dot{s}r}$  dla czasu doliny  $\tau_a = 12$  h są bardzo znaczące. Przedstawione na rys. 14  $\Delta k_{el, \dot{s}r}$  wartości otrzymano dla obecnie najwyższej możliwej z uwagi na żarowytrzymałość łopatek turbiny temperatury  $T_2 = 1800$  K, na rys. 15 dla  $T_2 = 1400$  K. Wartości  $\Delta k_{el, \dot{s}r}$  zwiększają się ze zmniejszaniem się wartości temperatury  $T_2$ , co jest oczywiście korzystne ekonomicznie. Jest tak dlatego, gdyż im mniejsza jest wartość  $T_2$ , tym większa jest moc sprężania  $N_{i,s}$ , rys. 4, (co z kolei oczywiście jest niekorzystne termodynamicznie), a więc większa jest moc szczytowa  $N^{sz}$  (wzór 41), a tym samym większy jest zysk  $NPV_{aku}$ .

Jeszcze większe wartości  $\Delta k_{el, \dot{s}r}$  będą dla krótszego od 12 godz. czasu  $\tau_a$  i większej od 30 PLN różnicy cen energii elektrycznej  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$  w szczycie i dolinie potrzeb. Jednostkowy koszt produkcji elektryczności w elektrowni gazowo-gazowej współpracującej z magazynem sprężonego powietrza (rys. 1) będzie zatem, co szalenie ważne, bardzo istotnie mniejszy od jednostkowego kosztu  $k_{el, \dot{s}r}^{G-P}$  w elektrowni gazowo-parowej [13]. Koszt ten w elektrowni gazowo-gazowej współpracującej z magazynem sprężonego powietrza będzie bowiem wynosił:

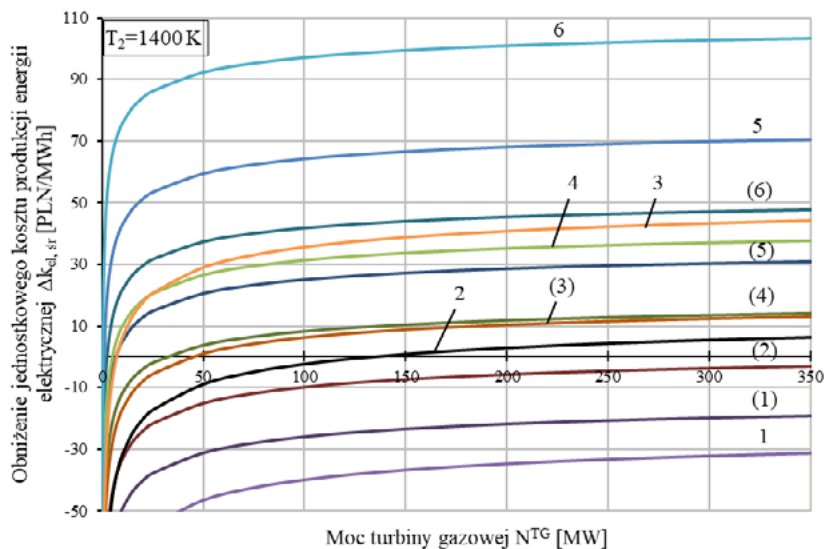
$$k_{el, \dot{s}r, aku}^{G-G} = k_{el, \dot{s}r}^{G-G} - \Delta k_{el, \dot{s}r} < k_{el, \dot{s}r}^{G-P} \quad (44)$$

i będzie tym mniejszy od  $k_{el, \dot{s}r}^{G-P}$ , im mniejsza jest temperatura  $T_2$ . Również jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-gazowej [13] w jeszcze większym stopniu będzie mniejszy od kosztu w elektrociepłowni gazowo-parowej. Zwiększy się bowiem znacząco przychód ze sprzedaży energii elektrycznej, który jest kosztem unikniętym produkcji ciepła.

Wartości  $\Delta k_{el, \dot{s}r}$ , tak samo jak wartości zdyskontowanego zysku  $NPV_{aku}$  dla elektrowni z turbiną gazową, w której



Rys. 14. Obniżenie jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej  $\Delta k_{el, \dot{s}r}$  w funkcji mocy turbiny gazowej  $N^{TG}$  dla temperatury  $T_2 = 1800$  K dla obiegów *Joule'a* ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym z różnicą cen energii elektrycznej  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$  oraz czasem trwania doliny  $\tau_a$  jako parametrami, gdzie: 1 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$  (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu *Joule'a* ze sprężaniem dwustopniowym)



Rys. 15. Obniżenie jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej  $\Delta k_{el, \dot{s}r}$  w funkcji mocy turbiny gazowej  $N^{TG}$  dla temperatury  $T_2 = 1400$  K dla obiegów *Joule'a* ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym z różnicą cen energii elektrycznej  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$  oraz czasem trwania doliny  $\tau_a$  jako parametrami, gdzie: 1 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 30$  PLN,  $\tau_a = 14$  h; 2 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 50$  PLN,  $\tau_a = 14$  h; 3 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 70$  PLN,  $\tau_a = 14$  h; 4 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = \tau_a = 12$  h; 5 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 50$  PLN,  $\tau_a = 12$  h; 6 -  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d = 70$  PLN,  $\tau_a = 12$  h (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu *Joule'a* ze sprężaniem dwustopniowym)



realizowany jest obieg *Joule'a* ze sprężaniem dwustopniowym są mniejsze w porównaniu ze sprężaniem jednostopniowym.

#### □ Analiza wrażliwości obniżenia jednostkowego kosztu produkcji elektryczności

Na rys. 16 przedstawiono analizę wrażliwości obniżenia jednostkowego kosztu produkcji elektryczności  $\Delta k_{el, sr}$  na zmianę różnicy cen energii elektrycznej w szczycie i dolinie potrzeb elektrycznych w sieci elektroenergetycznej, czasu doliny obciążenia sieci, wysokości nakładów inwestycyjnych na akumulator sprężonego powietrza, stopy ich oprocentowania oraz mocy turbiny gazowej. Wartości wielkości bazowych przyjęto identyczne, jak w analizie wrażliwości zdyskontowanego zysku  $NPV_{aku}$ .

Jak wynika z rys. 16 największy wpływ na wartość  $\Delta k_{el, sr}$  (tak samo jak na wartość  $NPV_{aku}$  przedstawioną na rys. 13) ma dobowy czas doliny potrzeb elektrycznych  $\tau_a$ . Im jest krótszy, a więc

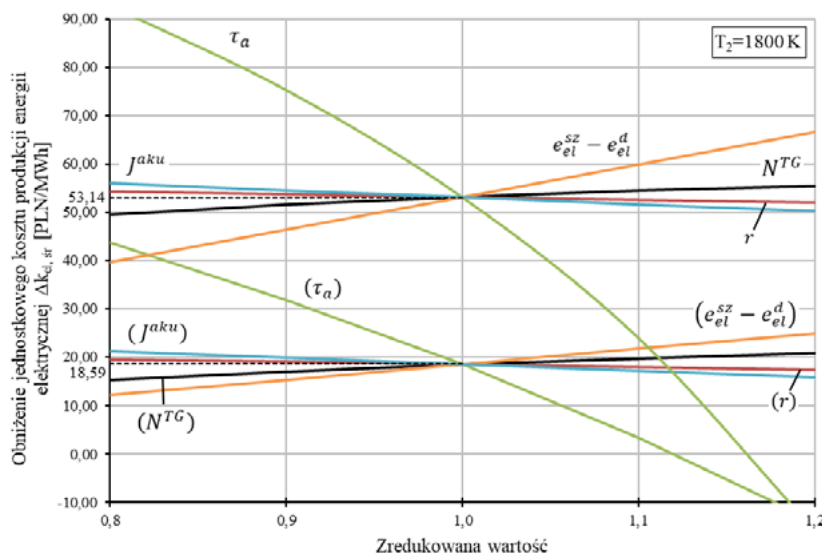
im dłuższy jest czas szczytu  $\tau_{sz}$  zwiększonych potrzeb, tym większe jest obniżenie jednostkowego kosztu  $\Delta k_{el, sr}$ . Drugą w kolejności wielkością mającą duży wpływ na  $\Delta k_{el, sr}$  ma różnica cen energii elektrycznej  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$  w szczycie i dolinie potrzeb elektrycznych. Im jest większa, tym oczywiście obniżenie kosztu jest większe. Mały natomiast wpływ na  $\Delta k_{el, sr}$  (z tych samych powodów, które opisano przy analizie wrażliwości zysku  $NPV_{aku}$ ) mają nakłady inwestycyjne  $J_{aku}$  na infrastrukturę magazynu sprężonego powietrza.

#### ■ Podsumowanie

Systemy elektroenergetyczne charakteryzują się dużymi dobowymi wahaniami zapotrzebowania na energię elektryczną. Aby elektrownie mogły pracować ze stałym obciążeniem konieczne jest magazynowanie nadwyżek produkowanych w nich energii elektrycznej w dolinie obciążenia sieci elektroenergetycznej. Zmniejszanie bowiem wówczas mocy elektrowni, a zwłaszcza ich częste wyłączenie z ruchu i uruchamianie, które

trwa kilka, kilkanaście godzin i jest przy tym bardzo energochłonne, jest złym rozwiązaniem, prowadzi do szybkiego ich zużycia technicznego i częstych awarii. Niestabilną pracą elektrowni, i to zarówno w szczycie, jak i w dolinie potrzeb elektrycznych, w ogromnym stopniu potęgują tzw. odnawialne źródła energii (OZE). Mają one bowiem pierwszeństwo w dostępie do sieci elektroenergetycznej i - co szczególnie ważne - charakteryzują się bardzo dużą losowością czasową wytwarzania elektryczności. Oczywiście najkorzystniej byłoby nie magazynować energii elektrycznej i w zależności od potrzeb zmieniać moc elektrowni, gdyby tylko nie powodowałyby to ich degradacji technicznej oraz istotnego obniżenia sprawności wytwarzania w nich elektryczności podczas pracy ze zmniejszoną mocą. W praktyce jednak degradacja i zmniejszenie sprawności są rzeczywistością. Obecnie jedynym realnym stosowanym od dawna sposobem magazynowania elektryczności w godzinach zmniejszonego zapotrzebowania na moc jest jej magazynowanie za pomocą energii potencjalnej wody w górnych zbiornikach szczytowo-pompowych elektrowni wodnych. Ich budowa jest jednak ograniczona warunkami terenowymi i dlatego takie elektrownie są nieliczne. Inne sposoby akumulowania energii elektrycznej nie są, jak do tej pory, technicznie opanowane.

Jednym jednak, poza elektrowniami szczytowo-pompowymi, racjonalnym sposobem magazynowania elektryczności w sytuacji niestabilnej pracy jej źródeł spowodowanej dobowymi wahaniami zapotrzebowania na moc, pogłębionej ponadto nieprzewidywalną czasowo pracą OZE, może być jej akumulowanie za pomocą sprężonego powietrza w naturalnych pustych przestrzeniach w górotworze (kawernach) lub w podziemnych wyrobiskach górniczych. Z przedstawionych w niniejszej pracy analiz wynika, że ten sposób magazynowania jest uzasadniony zarówno termodynamicznie, jak i ekonomicznie. Z tym, że w najwyższym stopniu uzasadnione jest stosowa-



Rys. 16. Wpływ różnicy cen energii elektrycznej  $e_{el}^{sz} - e_{el}^d$ , czasu trwania doliny potrzeb elektrycznych  $\tau_a$ , wartości kapitału inwestycyjnego  $J_{aku}$ , stopy  $r$  jego oprocentowania oraz mocy turbiny gazowej  $N^{TG}$  na obniżenie jednostkowego kosztu produkcji elektryczności  $\Delta k_{el, sr}$  w elektrowni gazowo-gazowej z obiegami *Joule'a* turbiny gazowej ze sprężaniem jedno- i dwustopniowym (wielkości w nawiasach dotyczą obiegu *Joule'a* ze sprężaniem dwustopniowym)

nie turbozespołów gazowych, w których realizowany jest obieg *Joule'a* ze sprężaniem i rozprężaniem jednostopniowym [13, 14]. Z uwagi na prostotę konstrukcyjną takie właśnie turbozespoły są produkowane. Doskonalsze termodynamicznie silniki, jak choćby na przykład silnik, w którym realizowany jest obieg *Joule'a* ze sprężaniem dwustopniowym i z międzystopniowym chłodzeniem (rys. 2) jest już w mniejszym stopniu ekonomicznie opłacalny (rys. 11-16). Jeszcze doskonalsze obiegi *Joule'a*, rys. 17, w jeszcze wyższym stopniu byłyby niezasadnione.

Jest tak dlatego, gdyż wówczas moc szczytowa (rys. 3) jest coraz mniejsza, co przekłada się na coraz mniejsze przychody ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej. W najwyższym stopniu byłby nieopłacalny (zerowy przychód ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej) najdoskonalszy, teoretyczny obieg *Ericsona* (obieg *Ericsona* jest szczególnym przypadkiem uogólnionego obiegu *Carnota*). Jest to obieg ze sprężaniem i rozprężaniem izotermicznym (rys. 17), a więc odpowiada sytuacji, gdy liczba stopni sprężania i rozprężania jest nieskończenie duża. Najmniej zatem doskonały termodynamicznie obieg *Joule'a*, tj. obieg wyłącznie ze sprężaniem i rozprężaniem jednostopniowym okazuje się

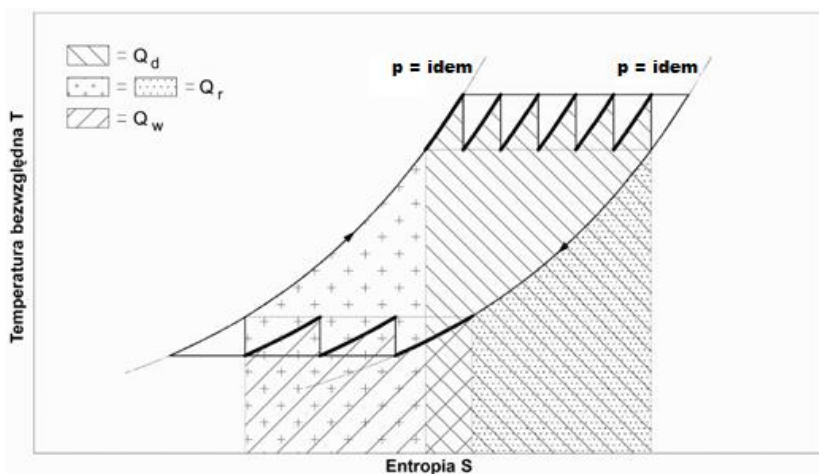
najkorzystniejszy ekonomicznie. Paradoksalnie zatem elektrownie gazowo-gazowe, w których realizowany jest obieg o małej sprawności, a więc o niskiej temperaturze  $T_2$  spalin dolotowych do turbiny gazowej jest ekonomicznie najkorzystniejszy, i to w tym większym stopniu, im niższa jest temperatura  $T_2$  (patrz rys. 14 i 15). Potwierdza się zatem przysłowie, że *nie ma tego złego, co by na dobre nie wyszło*. Można sformułować tezę, którą uzasadniają przedstawione w pracy wyniki techniczno-ekonomicznych obliczeń, że: *ekonomia może „stanąć w obronie” gorszych rozwiązań technicznych*. Koniecznie jednak należy kolejny raz *expressis verbis* powiedzieć, że najkorzystniej byłoby zrezygnować z magazynowania energii elektrycznej i stosować najdoskonalsze termodynamicznie, tj. o najwyższych sprawnościach energetycznych silniki do jej wytwarzania. Nawet bowiem gdyby w czasie doliny potrzeb elektrycznych pracowały one ze zmniejszonym obciążeniem, to i tak zmniejszona także wówczas ich sprawność byłaby wyższa od sprawności nominalnych silników mniej doskonałych. Przełożyłoby się to oczywiście na mniejsze zużycie paliwa. Ponadto, co bardzo istotne, niepotrzebne byłyby także wówczas znaczne nakłady inwestycyjne na magazyny elektryczności, co zrekom-

pensowałoby z naddatkiem większe nakłady na doskonalsze silniki. Odpadłyby również przy tym, co równie ważne, liczne problemy techniczne, ekologiczne, w tym krajobrazowe, i wreszcie społeczne wynikające z budowy infrastruktury magazynów. Chociaż są one trudne do oszacowania ekonomicznego, to ich waga w procesach inwestycyjnych jest równie ważna i jest nie do pominięcia.

Poza stabilizacją pracy elektrowni dodatkowym pozytywnym magazynowania elektryczności za pomocą sprężonego powietrza jest bardzo istotne obniżenie jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej w układzie hierarchiczna *elektrownia gazowo-gazowa + akumulator* w porównaniu z elektrownią pracującą samodzielnie. Koszt ten, co szalenie ważne, jest także mniejszy, i to również bardzo istotnie, od kosztu uzyskiwanego w hierarchicznej elektrowni gazowo-parowej. Tam zatem, gdzie są podziemne zbiorniki pozwalające na magazynowanie sprężonego powietrza należy stosować tanie inwestycyjnie hierarchiczne elektrownie *gazowo-gazowe*. Jednostkowe na nie nakłady inwestycyjne „pod klucz” (na jednostkę zainstalowanej mocy elektrycznej) stanowią bowiem zaledwie ok. 45% nakładów na hierarchiczne elektrownie gazowo-parowe. Mało tego, do ich eksploatacji nie potrzeba wody. Odpadają zatem także wówczas istotne koszty związane z gospodarką wodną obiegu parowego *Clausiusa-Rankine'a*, który jest realizowany w części parowej układów gazowo-parowych. □

Literatura:

1. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2009 (reprint 2012 WNT, 2017 PWN) (in Polish).
2. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A., Skomudek W.: Modernizacja elektrowni. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2020 (in Polish).
3. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A., Skomudek W.: Dwupaliwowe elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2019 (in Polish).
4. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A.: Ekonomia Energetyki w modelach matematycznych z czasem ciągłym. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2017 (in Polish).



Rys. 17. Obieg turbiny gazowej z regeneracją ciepła oraz trzystopniowym sprężaniem i sześciostopniowym rozprężaniem ( $Q_d$  - ciepło doprowadzone do obiegu;  $Q_r$  - ciepło regeneracji;  $Q_w$  - ciepło wyprowadzone z obiegu)

5. Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce, WNT, Warszawa 2014 (in Polish).
6. Bartnik R., Buryń Z., Hnydiuk-Stefan A.: Investment Strategy in Heating and CHP. Mathematical Models. Wydawnictwo Springer, London 2017.
7. Bartnik R., Bartnik B., Hnydiuk-Stefan A.: Optimum Investment Strategy in the Power Industry. Mathematical Models. Wydawnictwo Springer, New York 2016.
8. Bartnik R.: The Modernization Potential of Gas Turbines in the Coal-Fired Power Industry. Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer, London 2013.
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.: Układ do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Patent P.389820, 2013.
11. Gas Turbine World, 2007-2008 GTW Handbook. Volume 26, Pequot Publication, Inc. Southport, USA.
12. Szargut J.: Termodynamika Techniczna. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 1998 (in Polish).
13. Bartnik R., Buryń Z., Hnydiuk-Stefan A.: Thermodynamic and economic analysis of a gas turbine set coupled with a turboexpander in a hierarchical gas-gas system. Energy 2020, 190, 116394, doi:10.1016/j.energy.2019.116394.
14. Bartnik R., Buryń Z., Hnydiuk-Stefan A., Otawa A., Skomudek W.: Thermodynamic and Economic Analysis of Trigeneration System Comprising a Hierarchical Gas-Gas Engine for Production of Electricity, Heat and Cold. Energies 2020, 13, 1006; doi:10.3390/en13041006.
15. Bartnik R., Badur J., Kabza Z., Kowalczyk T.: Analiza porównawcza jednostkowych kosztów produkcji wodoru w elektrowniach z kosztami w odnawialnych źródłach energii, Nowa Energia 1(71)/2020 (in Polish).
16. Majcher J.: O wyższości jednych święt nad drugimi, czyli o OZE vs EJ, Nowa Energia, nr 1, 2021.
17. <http://www.klubinteligencjiipolskiej.pl/2015/09/ocieplenie-klimatu-to-klamstwo-wymierzone-w-nasza-cywilizacje/>.
18. <http://zmianyziemi.pl/wiadomosc/raport-o-stanie-klimatu-wskazuje-ze-nadciaga-nowa-epoka-lodowcowa>.
19. <https://www.tysol.pl/a34037--Wideo-Globalny-kryzys-klimatyczny-nie-istnieje-James-Taylor-z-Heartland-Institute-z-USA->.
20. <https://menway.interia.pl/historia/news-chlod-zamiast-ocieplenia-epoka-lodowcowa-nadejdzie-w-2021,nld,3210028>.
21. <https://dorzeczy.pl/kraj/175652/co-ma-wplyw-na-zmiany-klimatyczne-na-pewno-nie-czlowiek.html>.
22. Dimian AC, Bildea CS. Chemical Process Design: Computer-Aided Case Studies. Weinheim: Wiley-VCH; 2008.

Reklama

**SPRAWDŹ WYDARZENIA  
ORGANIZOWANE PRZEZ  
"NOWĄ ENERGIĘ"**

[https://konferencje.nowa-energia.com.pl/dokumenty/inne/konferencje\\_ne\\_plany\\_2021.pdf](https://konferencje.nowa-energia.com.pl/dokumenty/inne/konferencje_ne_plany_2021.pdf)