RAPORTARE ȘTIINȚIFICĂ

RST - Raport științific și tehnic în extenso

Cuprins

Acest raport științific și tehnic prezintă rezultatele obținute în anul 2018 în cadrul proiectului: *Demonstrarea aplicabilității tehnologiei de alimentare secvențială a gazelor pentru accelerarea transpunerii la scara a proceselor de tip ciclu chimic operate sub presiune* (acronim: GaSTech), cod proiect: COFUND-ACT ERANET - GaSTech, nr. contract: 91 / 2017.

Obiective an 2018

Pentru anul 2018 s-a prevăzut două activități care s-au realizat integral astfel:

- *Stabilirea tehnologiilor convenționale (cazuri de referință) pentru producerea de energie electrică, hidrogen și oxigen cu care se vor compara tehnologiile de tip ciclu chimic cu alimentarea secvențială a gazelor evaluate în cadrul proiectului;*
- *Caracterizarea principalilor indicatori tehnico-economici ai tehnologiilor conventionale (cazuri de referință) pentru producerea de energie electrică, hidrogen și oxigen pe baza datelor din literatură.*

Rezumatul etapei 2018 (maxim 2 pagini) – gradul de atingere a rezultatelor estimate

Raportul ştiinţific şi tehnic al proiectului cu titlul "*Demonstrarea aplicabilitatii tehnologiei de alimentare secventiala a gazelor pentru accelerarea transpunerii la scara a proceselor de tip ciclu chimic operate sub presiune"* (acronim: GaSTech), cod proiect: COFUND-ACT ERANET - GaSTech, nr. contract: 91 / 2017, elaborat în cadrul activităţilor prezentate mai sus prevăzute pentru anul 2018 cuprinde următoarele secţiuni:

- Stabilirea tehnologiilor convenționale (cazuri de referință) pentru producerea de energie electrică, hidrogen și oxigen cu care se vor compara tehnologiile de tip ciclu chimic cu alimentarea secvențială a gazelor evaluate în cadrul proiectului;
- Definirea principalilor indicatori tehnico-economici și de impact de mediu ce vor fi utilizați în cadrul proiectului atât pentru cazurile de referință cât și pentru tehnologiile de alimentare secvențială a gazelor. De asemenea, s-au definit principalele ipoteze și date economice ce vor fi utilizate în evaluarea tehnologiilor;
- Caracterizarea principalilor indicatori tehnico-economici ai tehnologiilor conventionale (cazuri de referintă) pentru producerea de energie electrică, hidrogen și oxigen pe baza datelor din literatură și a studiilor realizate în cadrul grupului de cercetare din cadrul organizației care derulează proiectul.

Toate informaţiile şi relaţiile matematice identificate şi prezentate în cadrul acestui raport vor fi incluse şi vor sta la baza studiului technico-economic ce va fi realizat în următoarele faze ale proiectului. Astfel, toate activităţile prevăzute şi convenite pentru anul 2018 au fost realizate integral.

- **Descrierea științifică și tehnică, cu punerea în evidență arezultatelor etapei și gradul de realizare a obiectivelor**

Ca și cazuri de referință cu care vor fi comparate din punct de vedere tehnic și economic tehnologiile de alimentare secvențială a gazelor (gas switching) evaluate în cadrul proiectului s-au considerat următoarele procese clasice de conversie a energiei cu și fără captarea dioxidului de carbon:

- Pentru tehnologia de alimentare secvențială a gazelor pentru procesul de combustie (gas switching combustion - GSC) s-a considerat tehnologia de gazeificare în ciclu combinat gaze - abur (integrated gasification combined cycle - IGCC) cu și fără etapă de captare CO_2. Pentru cazul sistemelor cu captare CO_2, s-a prevăzut o etapă de captare pre-combustie folosind absorbția gaz - lichid atât cu ajutorul solvenților chimici (alcanolamine de ex. metil-dietanol-amina - MDEA) cât și cu ajutorul solvenților fizici (de ex. Selexol^{TM}, Rectisol^{TM}).

Schema conceptuală a tehnologiei de tip IGCC cu captarea dioxidului de carbon folosind absorbția chimică sau fizică este prezentată în Figura 1, considerând un reactor de gazeificare de tip Shell (prevăzut cu transport pneumatic al combustibilului solid și răcirea gazului de sinteză prin folosirea gazului de sinteză rece recirculat). După răcire și separare cenusă, gazul de sinteză este tratat în vederea conversiei catalitice a CO cu vapori de apă la

CO_2 și hidrogen urmat de o etapă de captare gaze acide (atât H_2S cât și CO_2 care sunt îndepărtate separat). Gazul combustibil decarbonizat (conținând în principal hidrogen) este utilizat la generarea de energie electrică într-un ciclu combinat gaze-abur.

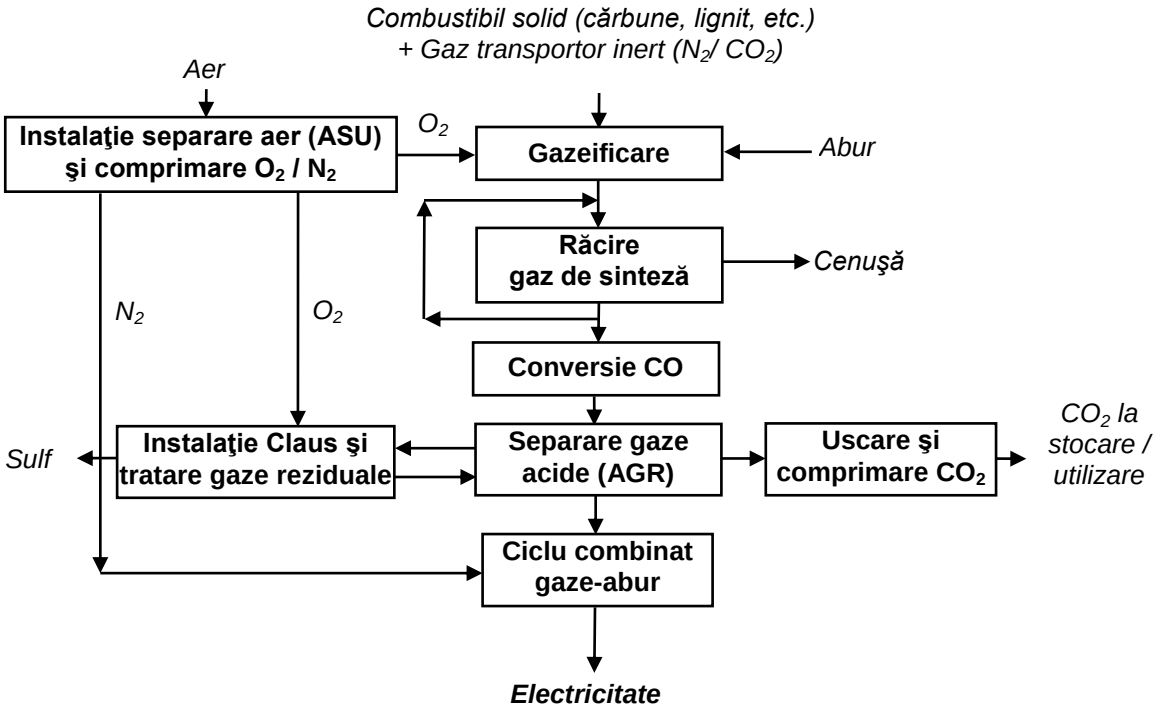


Figura 1. *Producerea de energie electrică prin gazeificarea combustibililor solizi cu captarea dioxidului de carbon*

- Pentru tehnologiile de alimentare secvențială a gazelor pentru procesul de reformare (gas switching reforming - GSR) și pentru procesul de disociere a apei pentru producerea de hidrogen (gas switching water spliting - GSWS) se va considera tehnologia de reformare catalitică a gazului metan cu și fără etapă de captare dioxid de carbon. Varianta de captare a dioxidului de carbon va utiliza procesul de absorbție gaz - lichid fie cu solvenți chimici (de tipul alcanolaminelor de ex. MEA, MDEA etc.) fie cu solvenți fizici (de ex. Selexol^{TM}).

Schema conceptuală a tehnologiei de reformare a gazului metan cu vapori de apă pentru producerea de hidrogen cu captarea dioxidului de carbon folosind absorbția chimică / fizică este prezentată în Figura 2. Gazul metan este desulfurizat prin trecerea peste un strat adsorbant cu oxid de zinc (pentru a evita otrăvirea catalizatorilor) după care este supus procesului de reformare catalitică (ce poate fi atât convențional cu abur și încălzire din exterior cât și autoterm cu aer sau oxigen). Gazul de sinteză rezultat din procesul de reformare catalitică este apoi supus conversiei catalitice a CO la CO_2 și hidrogen urmat de o

etapă de captare CO_2. Fluxul de hidrogen rezultat este purificat cu ajutorul unei instalații de adsorbție (Pressure Swing Adsorption - PSA) la o puritate de cel puțin 99.95% (vol.). Aspectele de integrare energetică a instalației sunt foarte importante în optimizarea eficienței procesului și se vor trata în detaliu în cadrul proiectului.

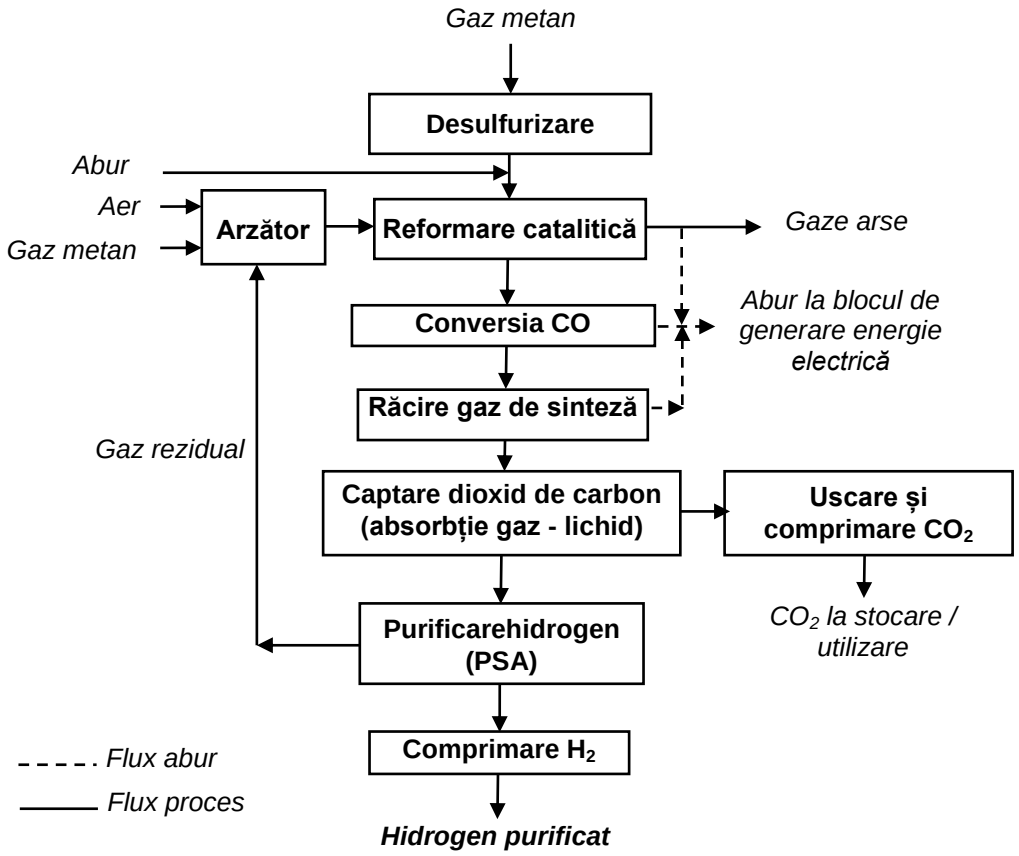


Figura 2. *Producerea de hidrogen prin reformarea catalitică a gazului metan cu captarea dioxidului de carbon*

Ca și mărime a instalațiilor ce se vor evalua din punct de vedere tehnic și economic se va considera pentru partea de generare energie electrică o putere netă generată de 300 - 400 MW iar pentru instalațiile de producere a hidrogenului o producție de 100 - 200 MW_{th} (considerând puterea calorică inferioară a hidrogenului - 10,795 MJ/Nm^3). Ca și combustibili fosili ce se vor utiliza în sistemele de conversie a energiei evaluate în cadrul proiectului se va considera atât combustibili gazoși (gaz natural) cât și solizi (cărbune).

Ca și indicatori principali de performanță tehnico-economici și de impact de mediu s-au considerat următorii:

- *Eficiența termică de producere a hidrogenului* (η_{H_2}) arată performanța energetică a întregii instalații de producere a hidrogenului (folosind puterea calorică inferioară):

$$\eta_{H_2} = \frac{Energia\ termica\ a\ hidrogenului\ obtinut}{Energia\ termica\ a\ combustibilului\ \ folosit} * 100 \quad (1)$$

- *Eficiența brută și netă de generare energie electrică* (η_{brut}, η_{net}) arată performanța energetică a întregii instalații de producere a electricității conform formulelor:

$$\eta_{gross} = \frac{Puterea\ electrica\ \ bruta\ generata}{Energia\ termica\ a\ combustibilului\ \ folosit} * 100 \quad (2)$$

$$\eta_{net} = \frac{Puterea\ electrica\ \ neta\ \ generata}{Energia\ termica\ a\ combustibilului\ \ folosit} * 100 \quad (3)$$

- *Eficiența energetică cumulată* ($\eta_{Cumulative}$) este calculată pentru cazul co-generării de hidrogen și electricitate prin adunarea is calculated eficienței de producere a hidrogenului cu cea netă de generare a energiei electrice:

$$\eta_{Cumulative} = \eta_{net} \quad + \quad \eta_{H_2} \quad (4)$$

- *Rata de captare CO_2* (RCC) este calculată considerând debitul molar de CO2 captat și debitul de carbon din combustibilul folosit:

$$RCC = \frac{Debit\ molar\ CO_2\ captat}{Debit\ molar\ carbon\ din\ combustibil} * 100 \quad (5)$$

- *Emisiile specifice de CO_2* (ES_{CO_2}) este calculat considerând cantitatea de CO2 emisă pentru producerea unui MW de energie (hidrogen și / sau electricitate):

$$ES_{CO_2} = \frac{Debit\ CO_2\ emis}{\mathrm{Pr}oductia\ \ neta\ de\ electricit\ ate + hidrogen} \quad (6)$$

- *Costul total al investiției (CTI)* este calculat ca fiind costul total de achiziție și instalare a echipamentelor de proces și a celor auxiliare plus provizioane pentru cumpărarea terenului, permise, supraveghere etc.:

$$CTI = \sum Costul\ echipamente\ (achizitie + instalare) + \Pr ovizioane \quad (7)$$

- *Investiția specifică de capital (*ISC*) per kW electricitate brută / hidrogen conform puterii calorice superioare (PCS)* este folosită pentru compararea tehnologiilor evaluate cu alte tehnologii de producere hidrogen / energie electrică:

$$ISC\ per\ kW(brut) = \frac{Costul\ total\ al\ investitiei}{\Pr oductia\ bruta\ electricit\ ate\ /\ hidrogen\ (PCS)} \quad (8)$$

- *Investiția specifică de capital (*ISC*) per kW electricitate netă / hidrogen conform puterii calorice inferioare (PCI)* este folosită pentru compararea tehnologiilor evaluate cu alte tehnologii de producere hidrogen / energie electrică:

$$ISC\ per\ kW(brut) = \frac{Costul\ total\ al\ investitiei}{\Pr oductia\ neta\ electricit\ ate\ /\ hidrogen\ (PCI)} \quad (9)$$

- *Costurile de operare și mentenanță (O&M)* sunt calculate considerând cele două componente ale acestora: costurile fixe (care nu se modifică cu producția instalației) și cele variabile (dependente de producția instalației)

- *Costul de producție al energiei electrice (CEE) și costul de producție al hidrogenului (CH)* sunt calculate folosind metoda valori prezente (Net Present Value - NPV)

- *Costurile de captare* CO_2 sunt calculate folosind costurile de producție ale hidrogenului (CH) sau energiei electrice (CEE) și emisiile specifice de CO_2 ale instalațiilor cu și fără etapa de captare dioxid de carbon:

$$Cost\ captare\ CO_2 = \frac{CEE_{cu\ CCS} - CEE_{fara\ CCS}}{Debit\ CO_2\ captat} \quad (10)$$

$$Cost\ reducere\ emisii = \frac{CEE_{cu\ CCS} - CEE_{faraCCS}}{Emisii\ specifice\ CO_{2\ faraCCS} - Emisii\ specifice\ CO_{2cu\ CCS}} \quad (11)$$

- *Consum specific de energie pentru reducerea emisiilor de CO_2* (CSE) a fost calculată cu formula:

$$CSE = \frac{Raport\ termic_{\ cu\ capture}[\frac{MJ_{LHV}}{MWh_e}] - Raport\ termic_{\ fara\ captare}[\frac{MJ_{LHV}}{MWh_e}]}{Emisii\ specifice_{\ fara\ captare}[\frac{kgCO_2}{MWh_e}] - Emisii\ specifice_{\ cu\ captare}[\frac{kgCO_2}{MWh_e}]} \quad (12)$$

- *Analize de senzitivitate* pentru evaluarea costuilor de producere a hidrogenului și electricității ca și costurile de captare CO_2 funcție de diferiți factori tehnico-economici de ex. costurile de capital, prețul combustibilului, raportul de make-ul a transportorului de oxigen, prețul CO_2 etc.

- *Fluxul de numerar cumulat (cumulative cash flow analysis)* pentru evaluarea fluxului de numerar al instalației de-a lungul întregii durate de viață a acesteia

Pentru cazurile de referință cu care se vor compara tehnologiile de alimentare secvențială a gazelor (gazeificarea cărbunelui cu captare CO_2 pre-combustie folosind Selexol™ și reformarea catalitică a gazului metan cu și fără etapă de captare CO_2) s-a realizat un studiu de literatură pentru colectarea datelor tehnico-economice în special din rapoartele Agenției Internaționale pentru Energie - IEA sau a National Energy Technology Laboratory precum și articole științifice relevante și rezultate din activitatea proprie de cercetare a grupului care derulează acest proiect.

Ca și date și ipoteze economice utilizate în evaluarea cazurilor de referință, Tabelul 1 prezintă cei mai importanți parametri utilizați:

Tabelul 1. Date și ipoteze economice folosite în evaluare

Parametru	**Valoare**
Prețul gazului metan	5 - 7,3 € / GJ
Prețul cărbunelui	2,2 - 2,6 € / GJ
Prețul apei demineralizate (pentru generare abur)	0,10 € / tonă
Prețul apei de răcire	0,01 € / tonă

Prețul solventului de captare CO_2 - MDEA	4000 € / tonă
Prețul solventului de captare CO_2 - Selexol	6500 € / tonă
Preț catalizator (reformare, conversie shift)	250000 € / an
Chimicale tratare apă de răcire	0,0025 € / tonă
Chimicale tratare apă demineralizată	45000 € / lună
Costul cu forța de muncă directă	40 - 60 k€ / an / persoană
Costuri administrative (procent forța de muncă directă)	25 - 30 %
Costuri de întreținere (procent cheltuieli de capital)	1 - 3.5 %
Rata dobânzii bancare	8 - 10 %
Preț dioxid de carbon	5 € / tonă
Durata de operare instalație	25 - 30 ani

Pentru cazul de referință pentru generarea de energie electrică pe baza procesului de gazeificare a cărbunelui folosind un reactor Shell (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC) cu captare pre-combustie a CO_2 folosind atât solvenți chimici (MDEA) cât și solvenți fizici (Selexol™, Rectisol™) cu care se va compara tehnologia de alimentare secvențială a gazelor pentru procesul de combustie (gas switching combustion - GSC), Tabelul 2 prezintă intervalele de variație a celor mai importante date tehnico-economice și de mediu:

Tabelul 2. Indicatori de performanță a instalațiilor IGCC cu și fară captare CO_2

Parametru	**UM**	**Valoare**
Puterea electrică brută / netă generată	MW_e	400 - 600
Eficiența energetică netă a instalației	%	42 - 46 (fără captare CO_2) 35 - 38 (cu captare CO_2)
Rata de captare CO_2	%	80 - 90
Emisii specifice de CO_2	Kg CO_2/MWh	750 - 850 (fără captare CO_2) 80 - 100 (cu captare CO_2)
Investiția specifică de capital (per kW net electricitate)	€ / kW	1750 - 2000 (fără captare CO_2) 2500 - 3200 (cu captare CO_2)
Costuri de operare fixe	€ / MWh	10 - 15 (cu captare CO_2)
Costuri de operare variabile	€ / MWh	25 - 40 (cu captare CO_2)
Costuri de operare totale (fixe + variabile)	€ / MWh	25 - 30 (fără captare CO_2) 35 - 55 (cu captare CO_2)
Costul de producție a energiei electrice	€ / MWh	50 - 65 (fără captare CO_2) 70 - 85 (cu captare CO_2)

Cost captare CO_2	€ / t	20 - 30
Cost reducere emisii CO_2	€ / t	30 - 60
Consum specific de energie	MJ / kg CO_2	2,5 - 3

Pentru cazul de referință pentru producerea de hidrogen pe baza procesului de reformare catalitică a gazului metan (atât varianta de reformare cu vapori de apă cât și reformarea autotermă cu aer sau oxigen) cu captare CO_2 pre-combustie folosind atât solvenți chimici (de exemplu alcanolamine de tipul MDEA) cât și solvenți fizici (Selexol^{TM}) cu care se vor compara tehnologiile de alimentare secvențială a gazelor pentru procesul de reformare (gas switching reforming - GSR) și pentru procesul de disociere a apei pentru producerea de hidrogen (gas switching water spliting - GSWS), Tabelul 3 prezintă intervalele de variație a celor mai importante date tehnico-economice și de mediu:

Tabelul 3. Indicatori de performanță a instalațiilor de reformare catalitică cu și fară captare CO_2

Parametru	**UM**	**Valoare**
Flux energetic al hidrogenului	MW_t	100 - 300
Eficiența energetică cumulată (H_2+electricitate)	%	65 - 78 (fără captare CO_2) 65 - 72 (cu captare CO_2)
Rata de captare CO_2	%	55 - 70
Emisii specifice de CO_2	Kg CO_2/MWh	260 - 300 (fără captare CO_2) 80 - 100 (cu captare CO_2)
Investiția specifică de capital (per kW net hidrogen+electricitate)	€ / kW	400 - 520 (fără captare CO_2) 500 - 1000 (cu captare CO_2)
Costuri de operare fixe	€ / MWh	5 - 15 (cu captare CO_2)
Costuri de operare variabile	€ / MWh	25 - 60 (cu captare CO_2)
Costuri de operare totale (fixe + variabile)	€ / MWh	50 - 70 (fără captare CO_2) 60 - 85 (cu captare CO_2)
Costul de producție a hidrogenului	€ / Nm^3 € / MWh € / Nm^3	0,1 - 0,12 (fără captare CO_2) 30 - 45 (cu captare CO_2) 0,14 - 0,18 (cu captare CO_2)
Cost captare CO_2	€ / t	35 - 60
Cost reducere emisii CO_2	€ / t	40 - 60

Studiu de caz - Reformarea catalitică cu vapori de apă

Au fost evaluate trei tehnologii de reformare catalitică a gazului metan cu vapori de apă pentru conceptele de producție a hidrogenului: reformarea convențională a metanului cu vapori de apă (notat Cazul 1); reformarea autotermă cu oxigen (Cazul 2) reformarea autotermă cu aer (Cazul 3). Reformarea convențională a metanului cu vapori de apă a fost evaluată fără captare de CO_2 (Cazul 1a), Precombustie cu captare de CO_2 utilizând MDEA (Cazul 1b) și Precombustie cu captare de CO_2 utilizând Selexol^{TM} (Cazul 1c).

Schema conceptuală a tehnologiei de reformare a gazului metan cu vapori de apă este prezentată în Figura 2. În evaluarea economică a proceselor de obținere a hidrogenului, pe baza tehnologiilor de reformare catalitică a gazului metan cu vapori de apă cu și fără captare de CO_2, au fost utilizate datele tehnico-economice din rapoartele Agenției Internaționale pentru Energie - IEA, National Energy Technology Laboratory precum și articole științifice relevante și rezultate din activitatea proprie de cercetare a grupului care derulează acest proiect (Cormos et al., 2014). Pentru estimarea costurilor de capital și a costurilor specifice de capital (definit ca raportul dintre costurile de capitol și producția netă de energie), s-a utilizat metoda de corelare a costurilor. Figura 3 prezintă costurile specifice de capital per kW net echivalent (fluxul termic de hidrogen conform puterii calorice inferioare + producția netă de energie electrică) pentru toate studiile de caz.

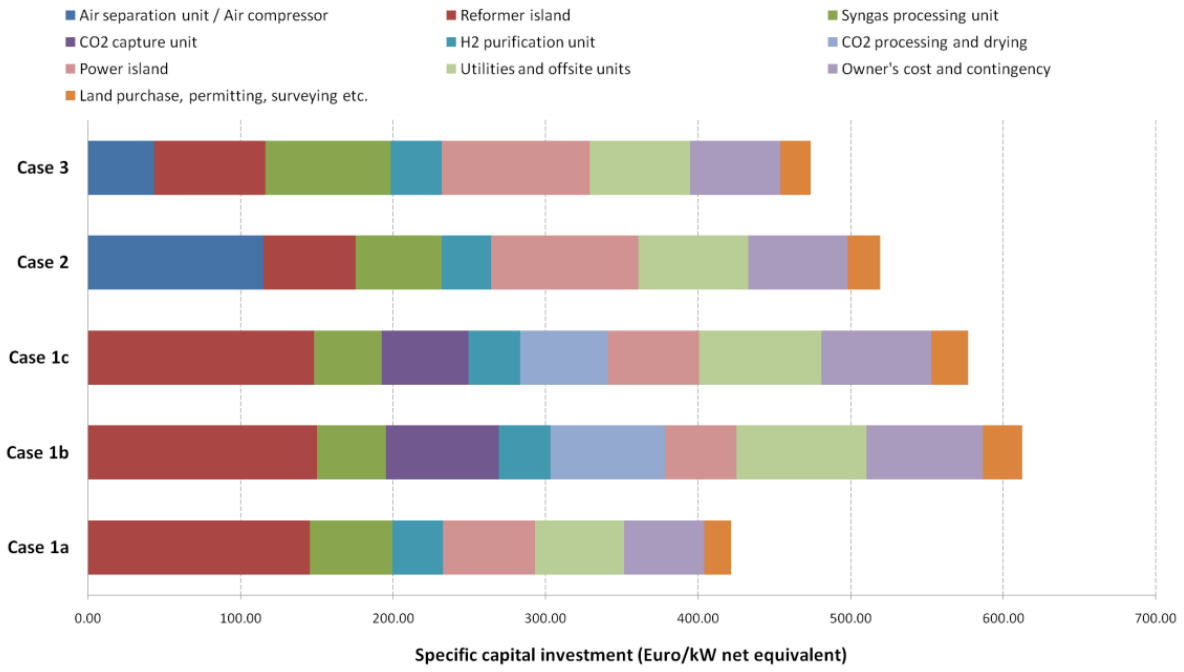


Figura 3. *Costurile specifice de capital pentru conceptele de producție a hidrogenului prin reformare catalitică a gazului metan cu vapori de apă*

Așa cum se poate observa, reformarea convențională a metanului cu vapori de apă fără captare de CO_2 are un cost specific de capital de 422 Euro/kW net echivalent. Pentru cazurile de reformarea autotermă (cu aer sau oxigen) costurile specifice de capital sunt mai mari cu 12 - 24 % datorită instalației de separare a aerului/compresoarelor de aer. În comparație cu varianta tehnologica fără captare de CO_2, costurile specifice de capital cresc cu 45% în cazul utilizării MDEA (Cazul 1b) și cu 37% pentru varianta cu Selexol^{TM} (Cazul 1c), dacă se aplică procesul de precombustie cu captarea de CO_2.

Costurile de operare și mentenanță (O&M) sunt compuse din două componente majore: costurile fixe care nu se modifică cu producția de hidrogen a instalației (ex. costurile de manoperă, taxe, asigurări, etc.) și cele variabile dependente de producția instalației (ex. costurile de combustibil, catalizator, solvent, etc.). Figura 4 prezintă costurile fixe și variabile de operare și mentenanță (O&M) pentru toate studiile de caz bazate pe reformarea catalitică a gazului metan cu vapori de apă.

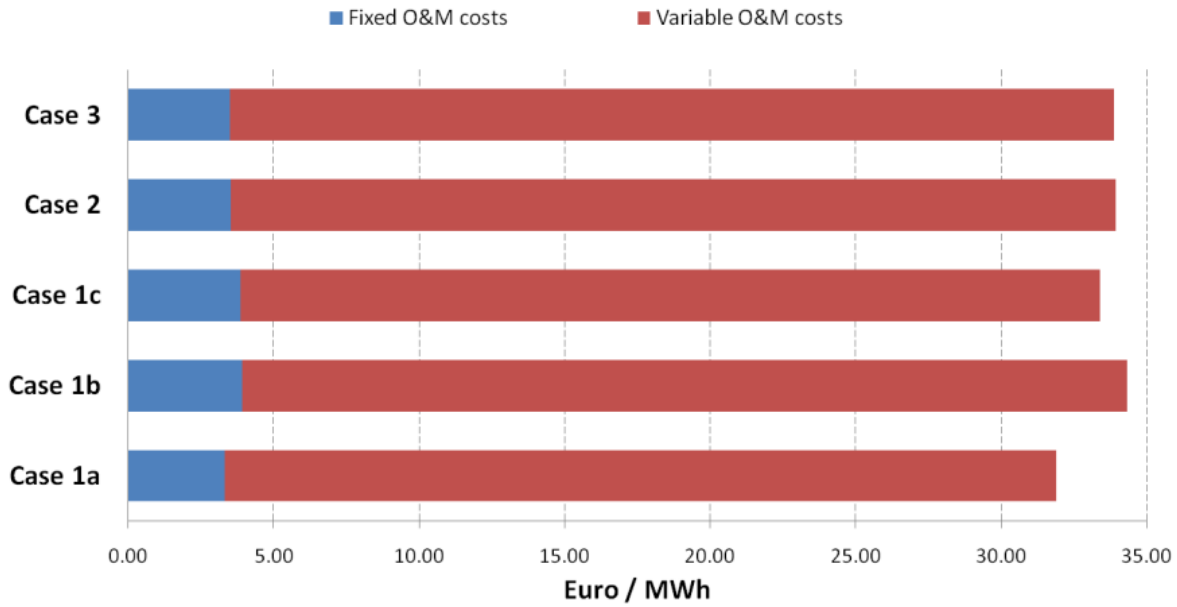


Figura 4. *Costurile fixe și variabile de operare și mentenanță (O&M) pentru conceptele de producție a hidrogenului prin reformare catalitică a gazului metan cu vapori de apă*

Se poate observa că costurile variabile de operare și mentenanță (O&M) au o pondere mai mare decât cele fixe, deoarece costul combustibilului folosit (gazului metan) are o influență semnificativă asupra costului total de producție. Costul de producție al energiei electrice și al hidrogenului conform datelor din Tabelul 4 au fost calculate utilizând metoda valorii nete pezente a investiției - Net Present Value (NPV) descrisă în referința bibliografică (Smith, 2016).

Table 4. Costul de producție al energiei electrice și al hidrogenului respectiv al captării CO_2

Parametru	**UM**	**Cazul 1a**	**Cazul 2**	**Cazul 3**	**Cazul 1b**	**Cazul 1c**
Costul de producție al hidrogenului	€ / MWh	37.72	41.10	39.63	43.03	41.64
Costul de producție al energiei electrice	€ / MWh	38.15	40.90	38.55	43.20	41.77
Cost captare CO_2	€ / t	-	-	-	27.40	30.59
Cost reducere emisii CO_2	€ / t	-	-	-	29.85	21.86

Rezultatele relevă că costul de producție al hidrogenului au cea mai mică valoare pentru reformarea convențională a metanului cu vapori de apă (Cazul 1a) urmat de reformarea autotermă cu aer (Cazul 3) respectiv reformarea autotermă cu oxigen (Cazul 2)- pentru toate studiile de caz fără captare de CO_2. Introducerea captării CO_2 în procesul de reformare convențională a metanului cu vapori de apă, crește costurile de producție al hidrogenului cu 14 % pentru cazul cu MDEA (Cazul 1b) și cu 10 % în cazul utilizării Selexol™ (Cazul 1c). Costurile de reducere a emisiilor de CO_2 sunt mai mici pentru procesul cu MDEA (Cazul 1b) decât pentru procesul cu Selexol™ (Cazul 1c). Analiza de senzitivitate a costului de producție al hidrogenului vs. diferiți parametri economici, pentru reformarea convențională a metanului cu vapori de apă (Cazul 1) și captare de CO_2 prin utilizarea Selexol™, sunt prezentate în Figura 5.

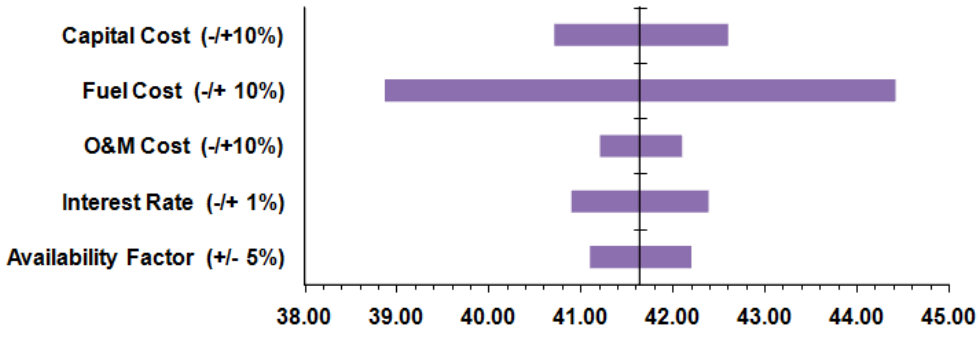


***Figura 5**. Analiza de senzitivitate a costului de producție al hidrogenului pentru Cazul 1*

După cum se poate observa, costul combustibilului folosit (gazului metan) are impactul cel mai ridicat asupra costului de producție al hidrogenului. Fluxul de numerar cumulat este cel mai important aspect în evaluarea economică al instalației de-a lungul întregii durate de viață a acesteia. Figura 6 prezintă fluxul de numerar cumulat pentru studiile de caz definite mai sus.

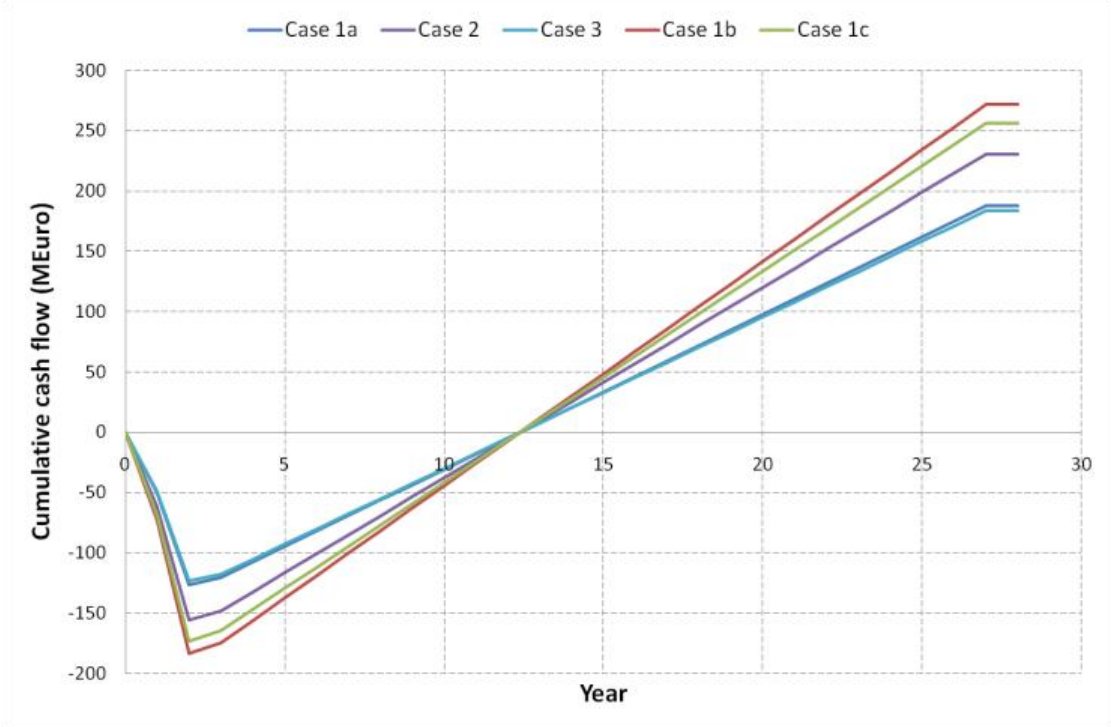


***Figura 6**. Fluxul de numerar cumulat*

- **Anexe (documentatie de executie, caiet de sarcini, teme de proiectare, buletine de incercari, atestari, certificari, etc. – dupa caz)**

Nu este cazul

- **Prezentare rezultate verificabile etapă – parametrii, nivel de performanță parametrii**

Nu este cazul

- **Concluzii**

Pentru raportul proiectului pentru anul 2018 se desprind următoarele concluzii punctuale cu privire la activitatea desfășurată:

- Prezentarea generală și caracterizarea principalilor indicatori de performanță tehnico-economică a tehnologiilor de referință (gazeificarea cărbunelui folosind un reactor Shell urmată de captare pre-combustie a CO_2 folosind absorbție fizică sau chimică pentru producerea de energie electrică și reformarea catalitică a gazului metan cu și fără etapă de captare CO_2 pentru producerea de hidrogen) cu care vor fi comparate din punct de vedere economic tehnologiile de alimentare secvențială a gazelor evaluate în cadrul proiectului;

- Definirea indicatorilor principali de performanță tehnico-economică și de mediu precum și a principalelor date și ipoteze de referință din punct de vedere economic ce vor fi utilizate în evaluare. Pentru tehnologiile de referință considerate s-au prezentat intervalele de variație a acestor indicatori de performanță tehnico-economică pe baze datelor de literatură și a evaluărilor proprii.

- **Bibliografie**

- Cormos C.C., Integrated assessment of IGCC power generation technology with carbon capture and storage (CCS), Energy, 42, 2012, 434-445

- Cormos A.M., Szima S., Fogarasi S., Cormos C. C., Economic assessments of hydrogen production processes based on natural gas reforming with carbon capture, 2018, Chemical Engineering Transactions 70, pp. 1231-1236 (PRES18, Prague, Czech Republic)

- Cormos A.M., Cormos C.C., Techno-economic assessment of combined hydrogen & power co-generation with carbon capture: The case of coal gasification, Applied Thermal Engineering, 147, 2019, 29-39

- Damen K., Van Troost M., Faaij A., Turkenburg W., A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO_2 capture and storage. Part A: review and selection of promising conversion and capture technologies, Progress in Energy and Combustion Science, 32, 2006, 215-246

- Franz J., Maas P., Scherer V., Economic evaluation of pre-combustion CO_2-capture in IGCC power plants by porous ceramic membranes, Applied Energy, 130, 2014, 532-542

- Hu Y., Gang X., Cheng X., Yongping Y., Thermodynamic analysis and techno-economic evaluation of an integrated natural gas combined cycle (NGCC) power plant with post-combustion CO_2 capture, Applied Thermal Engineering, 111, 2017, 308-316

- International Energy Agency, Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG), Potential for improvement in gasification combined cycle power generation with CO_2 capture, Report PH4/19, 2003

- International Energy Agency, Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG), CO_2 capture in low rank coal power plants, Report 2006/2, 2006

- International Energy Agency, Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG), Co-Production of Hydrogen and Electricity by Coal Gasification with CO_2 Capture - Updated Economic Analysis, Report 2008/9, 2008

- International Energy Agency, Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG), Techno-economic evaluation of SMR based standalone hydrogen plant with CCS, Report 2017-02, 2017

- International Energy Agency, Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG), Reference data and supporting literature review for SMR based hydrogen production with CCS, Report 2017-TR3, 2017

- Liu K., Song C., Subramani V., Hydrogen and syngas production and purification technologies, John Wiley & Sons, 2010

- Mancuso L., Cloete S., Chiesa P., Amini S., Economic assessment of packed bed chemical looping combustion and suitable benchmarks, International Journal of Greenhouse Gas Control, 64, 2017, 223-233

- Mansouri M., Assadi M., Techno-economic assessment of fossil fuel power plants with CO_2 capture – Results of EU H_2-IGCC project, International Journal of Hydrogen Energy, 39, 2014, 16771-16784

- National Energy Technology Laboratory (NETL), Cost and performance baseline for fossil energy plants. Vol. 1: Bituminous coal and natural gas to electricity, DOE/NETL-2010/1397, 2010

- Salkuyeh Z.K., Saville B.A., MacLean H.L., Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies, International Journal of Hydrogen Energy, 42, 2017, 18894-18909

- Smith R., Chemical processes: Design and integration, second edition, West Sussex, England, Wiley, 2016

- Voldsund M., Jordal K., Anantharaman R., Hydrogen production with CO_2 capture, International Journal of Hydrogen Energy, 41, 2016, 4969-4992

- Zhu L., Jiang P., Fan J., Comparison of carbon capture IGCC with chemical-looping combustion and with calcium-looping process driven by coal for power generation, Chemical Engineering Research and Design, 104, 2015, 110-124

- **Scurt raport despre deplasarea (deplasarile) in strainatate privind activitatea de diseminare si/sau formare profesionala** (se vor prezenta informatiireferitoare la simpozion/congres: denumire, perioada desfasurare, locul de desfasurare, programul evenimentului, titlul lucrarii care s-a prezentat, autorii, perspective de colaborare, noutati pentru proiect

În anul 2018 s-au realizat două mobilități în străinătate la partenerii proiectului cu ocazia evaluării execuției proiectului astfel: (i) Universitatea Politehnică din Madrid, Spania în perioada 22 - 23 Martie la care a participat un membru din echipa de cercetare: lector dr. ing. Fogarasi Szabolcs și (ii) ETH Zurich, Elveția în perioada 13 - 14 Septembrie la care au participat directorul de proiect: conf. dr. Ana-Maria Cormoș și un membru din echipa de cercetare: lector dr. ing. Fogarasi Szabolcs.

Privitor la activitatea de diseminare a rezultatelor proiectului a fost realizată o mobilitate la 21st Conference on Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction - PRES 2018, Praga, Republica Cehă, 2018 de către un membru din echipa de cercetare: prof. dr. ing. Cormoș Călin-Cristian cu ocazie cu care s-a prezentat lucrarea: A.M. Cormos, S. Szima, S. Fogarasi, C.C. Cormos, *Economic assessments of hydrogen production processes based on natural gas reforming with carbon capture*, Chemical Engineering Transactions 70 (2018) 1231-1236.

De asemenea, a fost trimis și acceptat spre publicare un articol într-o revistă cotată ISI astfel: A.M. Cormos, C.C. Cormos, *Techno-economic assessment of combined hydrogen & power co-generation with carbon capture: The case of coal gasification*, Applied Thermal Engineering, 147 (2019) 29-39.

Director de proiect
Conf. Dr. Ana-Maria Cormoş

