

CERCETĂRI PRIVIND OPTIMIZAREA INTEGRĂRII UNEI INSTALAȚII DE CAPTARE CO₂ LA BLOCUL ENERGETIC DE 330 MW PE LIGNIT

Teză destinată obținerii
titlului științific de doctor inginer
la
Universitatea "Politehnica" din Timișoara
în domeniul inginerie mecanică
de către

Ing. Claudia Eudora TOMESCU

Conducător științific:	Prof.dr.ing. habil Ioana IONEL
Referenți științifici:	Prof.dr.ing. George DARIE Prof.dr.ing. Ioan Dan GHEORGHIU Prof.dr.ing.ec. Dumitru ȚUCU
Ziua susținerii tezei:	06.09.2013

Dedic această lucrare tatălui meu, care mi-a călăuzit întotdeauna calea

Cuvânt înainte

Lucrarea tratează posibilitățile de integrare optimă a instalației de captare post-combustie cu amoniac răcit în circuitele tehnologice ale blocului energetic de 330 MW, funcționând cu lignit din bazinul carbonifer Oltenia, în vederea reducerii emisiilor de dioxid de carbon, pentru a se asigura respectarea țintelor asumate de România, ca stat membru al UE.

Pentru îndrumarea profesională de înaltă competență științifică acordată pe parcursul stagiului doctoral, pentru coordonarea și înțelegerea primite aduc mulțumirile mele conducătorului științific, doamnei Profesor doctor inginer habil Ioana IONEL.

Mulțumesc, membrilor comisiei de îndrumare, domnului Profesor doctor inginer Petru NEGREA, domnului Conferențiar doctor inginer Gheorghe VUC, și domnului Conferențiar doctor inginer Paul Dan OPRÎȘA STĂNESCU pentru profesionalismul cu care m-au ajutat pe tot parcursul elaborării tezei.

Mulțumesc, întregului colectiv profesoral al catedrei de Termotehnică, Mașini Termice și Autovehicule Rutiere, din cadrul Universității "Politehnica" din Timișoara pentru sprijinul acordat în toată perioada de desfășurare a studiilor doctorale.

În egală măsură doresc să aduc mulțumiri profesorilor mei din cadrul Facultății de Energetică a Universității "Politehnica" din București care m-au făcut să înțeleg că pentru a proteja mediul înconjurător, trebuie să fii în primul rând un bun inginer, care găsește întotdeauna soluțiile adecvate situației date. Mulțumesc, domnului rector al Universității "Politehnica" București, Profesor doctor inginer George DARIE pentru o colaborare de peste 20 de ani în promovarea celor mai noi și curate tehnologii pentru producerea energiei din resurse convenționale sau regenerabile.

Mulțumesc, Institutului de Studii și Proiectări Energetice, colegiilor mei și personal, domnului Președinte Director General, Profesor doctor inginer Ioan Dan GHEORGHIU pentru modul în care m-a călăuzit și sprijinit de-a lungul celor 30 de ani de activitate profesională.

Doresc să mulțumesc doamnei Doctor inginer Carmencita CONSTANTIN, Directorul Departamentului Strategii Energie și Mediu, împreună cu care am reușit să realizeze unele dintre cele mai interesante, inovative și îndrăznețe proiecte energetice și de protecția mediului.

Mulțumesc familiei mele, care mi-a stat mereu alături și în mod special mamei mele fără sprijinul căreia nu ași fi putut să reușesc să am în același timp o carieră profesională deosebită și o familie minunată.

Timișoara, 6 septembrie 2013

Claudia Eudora TOMESCU

Rezumat

Principalele obiective ale cercetării realizate sunt:

- (i) selectarea procedurii adecvate de captare CO_2 din gazele de ardere evacuate în atmosferă din instalația de desulfurare a unui cazan de abur cu arderea pulverizată a lignitului autohton;
- (ii) determinarea caracteristicilor tehnice ale unei instalații de captare cu amoniac răcit pentru implementarea la un bloc energetic existent de 330 MW, specific SEN;
- (iii) integrarea instalației de captare în ciclul termic al blocului energetic prin găsirea soluțiilor optime tehnico economice pentru: (a) extragerea aburului necesar regenerării solventului; (b) returnarea condensului rezultat; (c) utilizarea apei de răcire în instalația de captare; și, (d) asigurarea energiei electrice echipamentelor instalației de captare;
- (iv) identificarea cheltuielilor de investiție și operare/mentenanță pentru implementarea tehnologiei de captare și stocare a CO_2 .

Analiza optimizării integrării instalației de captare CO_2 a condus la alegerea următoarelor soluții:

- (i) extracția aburului necesar regenerării se va realiza astfel: cel de MP din conducta de abur intermediar cald și se introduce într-o turbină auxiliară de contrapresiune, care antrenează un generator electric, iar cel de JP din conducta de legătură dintre CMP și CJP;
- (ii) pentru răcirea condensatului returnat va fi instalat un schimbător de căldură care va preîncălzi condensul principal;
- (iii) modificarea circuitului de răcire existent prin integrarea răcitorului cu contact direct al instalației de captare;
- (iv) montarea unei turbine auxiliare cu contrapresiune pentru reducerea consumului de energie electrică cu circa 22,5%;
- (v) alegerea tipului adecvat de comprimare și deshidratare a fluxului de CO_2 pentru transportarea în condiții optime în vederea utilizării sau stocării geologice definitive și în siguranță.

Sinteza cercetărilor realizate este concretizată în *schema de principiu a integrării instalației de captare a CO_2 în schema de funcționare a blocului energetic de 330 MW pe lignit.*

CUPRINS

Lista de figuri	8
Lista de tabele	10
Abrevieri	12
Legislație relevantă domeniului	15
1. Introducere	18
1.1. Scopul tezei de doctorat	18
1.2. Obiectivul tezei de doctorat	18
2. Context actual. Necesitatea dezvoltării unei astfel de tehnologii în România	19
2.1. Context actual	19
2.2. Situația la nivel european	20
2.3. Necesitatea dezvoltării tehnologiei CCS în România	24
3. Analiza tehnologiilor posibile de captare post-combustie a CO₂ la blocul energetic existent de 330 MW	26
3.1. Generalități	26
3.2. Procedeele de captare CO ₂ post-combustie analizate	29
3.2.1. Procedeele de captare post-combustie avansată cu amine (CAA)	29
3.2.2. Captarea post-combustie cu amoniac răcit (CAR)	36
3.3. Selectarea procedeeului de captare a CO ₂	40
3.4. Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului	42
4. Instalația de captare cu amoniac răcit	44
4.1. Descrierea procesului de captare CO ₂ cu amoniac răcit (CAR)	45
4.1.1. Chimia procesului CAR	45
4.1.2. Descrierea instalațiilor principale ale procesului CAR	46
4.1.3. Condiționarea gazelor de ardere	48
4.1.4. Absorbția CO ₂ în procesul de captare cu amoniac răcit	50
4.1.5. Spălare cu apă și separare CO ₂ /NH ₃	51
4.1.6. Regenerarea	52
4.1.7. Deshidratarea și comprimarea CO ₂	53
4.1.8. Instalația frigorifică	54
4.1.9. Instalații electrice și de automatizare necesare	55
4.2. Schema de principiu și bilanțul de energie și masă a instalației de captare a CO ₂	57
4.3. Consumul de utilități al instalației de captare a CO ₂	58
4.3.1. Abur	58
4.3.2. Condensat principal	58
4.3.3. Alimentarea cu energie electrică	59
4.3.4. Apă de răcire	59
4.3.5. Apă limpezită	59

4.3.6.	Consumul de substanțe chimice al instalației de captare a CO ₂	59
4.4.	Gazele de ardere tratate	60
4.5.	Produsul secundar rezultat din reacțiile chimice de reținere a CO ₂ – sulfatul de amoniu	60
4.6.	Performanțele estimate ale instalației de captare a CO ₂	61
4.7.	Descrierea funcționării instalației de captare a CO ₂	62
4.7.1.	Gazele de ardere	62
4.7.2.	Coloana de răcire prin contact direct	63
4.7.3.	Coloana de încălzire prin contact direct	63
4.7.4.	Fluxul de gaze de ardere către absorber	63
4.7.5.	Coloana de spălare cu apă pentru reducerea amoniacului în gazele de ardere tratate	64
4.7.6.	Sistemul de regenerare	65
4.7.7.	Comprimarea și deshidratarea CO ₂	66
4.7.8.	Instalația frigorifică	66
4.7.9.	Rezervoare și sisteme de drenaj	67
4.7.10.	Sistem de abur și condensat	67
4.7.11.	Principiile de funcționare pentru instalației de captare a CO ₂ /parametrii de proces	68
4.8.	Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului	68
5.	Conceptul "CCS Ready". Integrarea instalației de captare CO₂ în sistemul tehnologic al blocului energetic de 330 MW	70
5.1.	Cerințe esențiale pentru implementarea tehnologiei post-combustie	70
5.2.	Caracteristicile tehnice ale blocului energetic de 330 MW	74
5.2.1.	Cazanul de abur	74
5.2.2.	Combustibilul utilizat	76
5.2.3.	Turbina cu abur și generatorul electric	77
5.3.	Integrarea instalației de captare CO ₂ în schema de funcționare a blocului energetic de 330 MW	78
5.3.1.	Soluții de extracție a aburului și integrare a condensatului	79
5.3.2.	Comparația între soluțiile de extracție abur. Optimizarea schemei termomecanice	86
5.3.3.	Modificări necesare a fi realizate în schema termomecanică	90
5.3.4.	Sistemul de apă de răcire	91
5.3.5.	Alimentarea cu energie electrică și sistemul de automatizare	93
5.3.6.	Conceptul de comprimare a CO ₂	94
5.3.7.	Turbina cu contrapresiune și generatorul	97
5.4.	Bilanțul de energie al blocului energetic de 330 MW	98
5.5.	Contribuții ale autorului în dezvoltarea capitolului. Concluzii	99
6.	Elemente privind estimarea costurilor de implementare	101
6.1.	Aspecte generale privind costurile de investiții și operare a tehnologiilor CCS	101
6.1.1.	Surse de informații luate în considerare	102

6.1.2.	Particularități ale datelor din documentele luate în considerare	103
6.2.	Date privind investițiile CCS pe plan mondial	103
6.2.1.	Costurile pentru instalația de captare CO ₂	105
6.2.2.	Costurile pentru sistemul de transport	107
6.2.3.	Costurile pentru stocare geologică	107
6.3.	Date privind cheltuielile de operare pe plan mondial	108
6.3.1.	Cheltuieli de operare privind instalația de captare	108
6.3.2.	Cheltuieli de operare privind sistemul de transport	110
6.3.3.	Cheltuieli de operare privind stocarea	110
6.4.	Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului. Concluzii	110
7.	Managementul riscurilor realizării instalației de captare CO₂	112
7.1.	Etape de evaluare a riscurilor	112
7.2.	Măsuri de diminuare a impactului	113
7.3.	Registrul riscurilor pentru instalația de captare CO ₂	116
7.3.1.	Estimarea riscului	116
7.3.2.	Evaluarea riscului	117
7.3.3.	Reducerea Riscului (acțiuni de prevenire)	118
7.3.4.	Monitorizarea riscurilor și revizuirea	119
7.4.	Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului. Concluzii	120
8.	Comentarii ale autorului și concluzii finale	122
8.1.	Comentarii ale autorului	122
8.1.1.	Situația actuală	122
8.1.2.	Concluziile cercetării întreprinse	123
8.1.3.	Comentarii ale autorului asupra rezultatelor obținute	128
8.2.	Concluzii finale	129
	Bibliografie	133
	Anexa A: Schema de principiu a integrării instalației de captare a CO₂ în schema de funcționare a blocului energetic de 330 MW pe lignit	147
	Anexa B: Registrul riscurilor aferente integrării instalației de captare a CO₂	150
	Summary of PhD Thesis	155

LISTA DE FIGURI

Figura 2.1. Procesul de captare, transport și stocare a dioxidului de carbon, [I17]	21
Figura 2.2. Reducerea necesară a emisiilor de GES pentru atingerea țintei în 2050, [E12]	22
Figura 3.1. Schema generală a unei centrale electrice cu captare CO ₂ post-combustie, [I17]	27
Figura 3.2. Schema procesului de captare CO ₂ cu solvent pentru centrala electrică pe cărbune, [I7].....	28
Figura 3.3. Centrul de cercetare J.J. Pickle, Universitatea din Texas, Austin, SUA	32
Figura 3.4. Pilotul industrial de la instalația Union Carbide, South Charleston, SUA	33
Figura 3.5. Centrala electrică Belchatow/PGE.....	34
Figura 3.6. Proiectul pilot industrial C2A2, EDF, Le Havre, Franța	35
Figura 3.7. Instalație pilot de captare avansată cu amine, Centrul Tehnologic Global ECS (GTC), Växjö, Suedia, [I23]	36
Figura 3.8. Instalațiile pilot industrial la centrala electrică Pleasant Prairie, We Energy	38
Figura 3.9. Instalația pilot demonstrativ CCS AEP Mountaineer, New Haven, SUA, [A2]	39
Figura 4.1. Schema simplificată a procesului de captare cu amoniac răcit, [I23]	47
Figura 4.2. Instalația de captare CO ₂ 3D, [I23]	48
Figura 4.3. Schema procesului de condiționare a gazelor de ardere, [I23].....	49
Figura 4.4. Schema de principiu a procesului de absorbție CO ₂ , [I23].....	50
Figura 4.5. Schema procesului de spălare cu apă și separare CO ₂ /NH ₃ , [I23]	51
Figura 4.6. Schema de principiu a procesului de regenerare, [I23]	52
Figura 4.7. Schema simplificată a instalației de comprimare a CO ₂ , [I23].....	54
Figura 4.8. Instalația frigorifică, [I23].....	55
Figura 5.1. Schemă de principiu pentru soluția 1 de extracție abur	82
Figura 5.2. Schemă de principiu pentru soluția 2 de extracție abur	83
Figura 5.3. Schemă de principiu pentru soluția 3 de extracție abur	84
Figura 5.4. Schemă de principiu pentru soluția 4 de extracție abur	85
Figura 5.5. Schemă de principiu pentru soluția 5 de extracție abur	86
Figura 5.6. Reducerea de putere electrică datorită extracției aburului.....	89
Figura 5.7. Schema de integrare a sistemului de răcire.....	93
Figura 5.8. Grafic de costuri SL versus IG în cazul ICC, [I23].....	96
Figura 6.1. Investiții pentru blocuri energetice echipate cu instalație de captare: a) post-combustie; b) pre-combustie; c) oxicom bustie	106
Figura 6.2. Investiții pentru transport CO ₂	107
Figura 6.3. Investiții specifice pentru stocare CO ₂ în variantele analizate	108
Figura 6.4. Cheltuielile de operare variabile	109
Figura 6.5. Cheltuielile de operare fixe.....	109

Figura 7.1. Exemplu de harta de risc – Evaluarea riscurilor.....	117
Figura 7.2. Strategii de tratare a riscurilor.....	118
Figura 7.3. Harta inițială a riscurilor pentru instalația de captare.....	120
Figura A 1. Partea I – Schema de principiu a blocului energetic de 330 MW.....	147
Figura A 2. Partea II – Schema de principiu a instalației de captare și stocare CO ₂	148

LISTA DE TABELE

Tabelul 2.1. Trepte intermediare de atingere a obiectivului de reducere cu 80% a emisiilor de gaze cu efect de seră în 2050, față de anul 1990	22
Tabelul 2.2. Trepte intermediare de atingere a obiectivului de reducere cu 80% a emisiilor de GES în 2050, față de anul 1990. Sectorul Energie, [E12]	23
Tabelul 2.3. Trepte intermediare de atingere a obiectivului de reducere cu 80% a emisiilor de GES în 2050, față de anul 1990. Sectorul Industrial, [E12].....	23
Tabelul 3.1. Parametrii esențiali pentru selectarea unei soluții avansate pe bază de amine	30
Tabelul 3.2. Comparație între Dow UCARSOL și amina standard	31
Tabelul 3.3. Matricea de evaluare a soluției tehnice.....	42
Tabelul 4.1. Echipamente principale de proces	46
Tabelul 4.2. Bilanț de energie și masă pentru instalației de captare a CO ₂	57
Tabelul 4.3. Abur necesar instalației de captare a CO ₂	58
Tabelul 4.4. Caracteristicile gazelor de ardere cu conținut redus de CO ₂ evacuate în atmosferă prin coșul de fum.....	60
Tabelul 4.5. Caracteristicile produsului secundar	61
Tabelul 4.6. Performanțele estimate ale instalației de captare a CO ₂	62
Tabelul 5.1. Valori de emisie pentru cazanul de abur de 1035 t/h.....	75
Tabelul 5.2. Structura de combustibil utilizat de cazanul de abur de 1035 t/h.....	75
Tabelul 5.3. Caracteristicile combustibililor utilizați în cazanul de abur de 1035 t/h	76
Tabelul 5.4. Parametrii tehnici pentru turbina cu abur și generatorul electric	78
Tabelul 5.5. Conexiunile necesare cu instalațiile existente.....	78
Tabelul 5.6. Comparație între caracteristicile tehnice ale aburului extras în cele 5 soluții analizate	86
Tabelul 5.7. Reducerea de energie electrică a blocului energetic de 330 MW în soluțiile de extracție a aburului studiate	88
Tabelul 5.8. Sarcinile termice ale instalației de captare fără DCC.....	92
Tabelul 5.9. Necesarul de apă de răcire al blocului energetic de 330 MW	92
Tabelul 5.10. Bilanțul de energie al blocului energetic cu și fără ICC	98
Tabelul 5.11. Eficiența brută a blocului energetic fără și cu ICC.....	98
Tabelul 5.12. Emisiile de CO ₂ ale blocului energetic cu și fără ICC.....	99
Tabelul 6.1. Investiții pentru blocuri energetice echipate cu instalație de captare.....	106
Tabelul 6.2. Investiții pentru transport CO ₂	107
Tabelul 6.3. Investiții pentru stocare CO ₂	107
Tabelul 6.4. Investiții specifice pentru stocare CO ₂ în variantele analizate	108
Tabelul 6.5. Cheltuielile de operare	108
Tabelul 7.1. Criterii utilizate pentru Registrul riscurilor.....	116

Tabelul B 1. Registrul riscurilor aferente integrării ICC..... 151

ABREVIERI

Ar	Argon	<i>Argon</i>
AAR	Anclanșare automată a rezervei	<i>Automatic Change Over</i>
BFPT	Turbopompă pentru apa de alimentare cazan	<i>Boiler Feed Pump turbine</i>
CAA	Captarea cu amine avansată	<i>Advanced Amine Capture</i>
CaO	Oxid de calciu	<i>Calcium Oxide</i>
CAPEX	Cheltuieli privind investiția	<i>Capital expenditure</i>
CAR	Captarea cu amoniac răcit	<i>Chilled Ammonia Capture</i>
CCGN	Ciclu combinat gaze naturale	<i>Natural Gas Combined Cycle</i>
CCGI	Ciclu combinat cu gazeificare integrată	<i>Integrated Gasification Combined Cycle</i>
CCS	Captarea și stocarea dioxidului de carbon	<i>Carbon Capture Storage</i>
C&D	Cercetare și Dezvoltare	<i>Research & Development</i>
CE	Comisia Europeană	<i>European Commission</i>
CFD	Modelarea dinamicii fluidelor prin metode numerice	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
CEMS	Sistem de monitorizare continuă a emisiilor	<i>Continuous Emissions Monitoring System</i>
CIP	Corp de înaltă presiune	<i>High Pressure Body</i>
CJP	Corp de joasă presiune	<i>Low Pressure Body</i>
CMP	Corp de medie presiune	<i>Medium pressure Body</i>
CO	Monoxid de carbon	<i>Carbon monoxide</i>
CO ₂	Dioxid de carbon	<i>Carbon dioxide</i>
COM	Comunicare	<i>Communication</i>
CPUSC	Centrală electrică cu parametrii ultrasupracritici	<i>Ultrasupercritical Parameters Power Plant</i>
DCC	Coloană de răcire (răcitor) cu contact direct	<i>Direct Contact Cooler</i>
DCH	Coloană de încălzire cu contact direct	<i>Direct Contact Heater</i>
DCS	Sistem de control distributiv	<i>Distributed Control System</i>
DOE/NETL	Departamentul de energie / Laboratorul național pentru tehnologii energetice	<i>Department of Energy / National Energy Technologies Laboratory</i>
EEPR	Programul european pentru redresarea economică în domeniul energiei	<i>European Energy Programme for Recovery</i>
EHR	Recuperarea îmbunătățită a hidrocarburilor	<i>Enhanced Hydrocarbons Recovery</i>
EPC	Servicii de inginerie, procurare și construcție	<i>Engineering Procurement and Construction</i>
ESD	Sistem de oprire de urgență	<i>Emergency Shutdown</i>
EU ETS	Schema de comercializare a emisiilor de CO ₂ a UE	<i>European Union Emissions Trade Scheme</i>

FID	Decizia finala de investiție	<i>Final Investment Decision</i>
FEED	Proiect tehnic	<i>Front End Engineering Design</i>
GCCSI	Institutul global pentru captarea și stocarea carbonului	<i>Global CCS Institute</i>
GES	Gaze cu efect de seră	<i>Green Houses gases</i>
HAZOP	Analiza de risc și operabilitate	<i>Hazard and Operability Analysis</i>
HCl	Acid clorhidric	<i>Hydrochloric acid</i>
HF	Acid fluorhidric	<i>Hydrofluoric acid</i>
HMI	Interfața om-mașină	<i>Human Machine Interface</i>
HSE	Sănătate, siguranță și protecția mediului	<i>Health, Safety and Environment</i>
ICC	Instalația de captare a CO ₂	<i>Carbon Capture Plant</i>
IDG	Instalație de desulfurarea gazelor de ardere	<i>Flue Gases Desulphurization Plant</i>
IEA	Agenția Internațională de Energie	<i>International Energy Agency</i>
IG	Compresor reductor integrat	<i>Integrally Geared compressor</i>
IT	Înaltă tensiune	<i>High Voltage</i>
JP	Joasă presiune	<i>Low Pressure</i>
JT	Joasă tensiune	<i>Low Voltage</i>
MCC	Centrul de control al motoarelor	<i>Motors Centre Control</i>
MEA	Monoetanolamina	<i>Monoethanolamine</i>
MDEA	Metildietilamina	<i>Metildietilamine</i>
MMV	Monitorizare, măsurare și verificare	<i>Monitoring, Measurement and Verification</i>
MP	Medie presiune	<i>Medium Pressure</i>
N ₂	Azot	<i>Nitrogen</i>
NER	Rezerva de noi intrări	<i>New Entrance Reserve</i>
NO	Monoxid de azot	<i>Nitrogen monoxide</i>
NO _x	Oxizi de azot	<i>Nitrogen oxides</i>
NH ₃	Amoniac	<i>Ammonium</i>
(NH ₄)CO ₃	Carbonat de amoniu	<i>Ammonium carbonate</i>
(NH ₄)HCO ₃	Bicarbonat de amoniu	<i>Ammonium bicarbonate</i>
(NH ₄)NH ₂ CO ₃	Carbamat de amoniu	<i>Ammonium carbamate</i>
(NH ₄) ₂ SO ₃	Sulfat de amoniu	<i>Ammonium sulphite</i>
(NH ₄) ₂ SO ₄	Sulfat de amoniu	<i>Ammonium sulphate</i>
O ₂	Oxigen	<i>Oxygen</i>
OPEX	Cheltuieli de exploatare și mentenanță	<i>Operational expenditure</i>
OUG	Ordonanță de urgență	<i>Governmental Emergency Ordinance</i>
pH	Indicator privind aciditatea / bazicitatea	<i>Acidity/alkalinity indicator</i>
PIP	Preîncălzitor de înaltă presiune	<i>High pressure preheater</i>
PJP	Preîncălzitor de joasă presiune	<i>Low pressure preheater</i>
PLC	Controlor logic programabil	<i>Programmable Logic Controller</i>
RES	Resurse de energie regenerabilă	<i>Renewable Energy Sources</i>
RG	Răcitor gaze de ardere	<i>Flue gases cooler</i>
SA	Saline acvifere de mare adâncime	<i>Deep saline aquifers</i>
SCR	Reducere catalitică selectivă	<i>Selected Catalytic Reduction</i>

SDSI	Sistem detecție și semnalizare incendiu	<i>Fire Detection system</i>
SL	Compresor cu un singur ax	<i>Single Shaft</i>
SNCR	Reducere catalitică neselectivă	<i>Selective Non-Catalytic Reduction</i>
SO ₂	Dioxid de sulf	<i>Sulphur dioxide</i>
SSM	Sănătate, siguranță, mediu	<i>Environment and Health Safety</i>
SST	Sare stabilă termic	<i>Thermal Stable Salt</i>
TA	Transformator auxiliar	<i>Additional Transformer</i>
TVA	Taxa pe valoarea adăugată	<i>Value Added Tax</i>
UPS	Furnizarea de energie electrică neîntreruptă	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VLE	Valori limită de emisie	<i>Emission Limit Value</i>
ZEP	Platforma europeană pentru centralele electrice pe combustibili fosili cu emisii zero	<i>European Platform for Zero Emissions Fossil Fuels Plants</i>
ZEPG	Zăcămintă epuizate de petrol și gaze	<i>Depleted oil and gases reservoirs</i>
WP	WorleyParson	<i>WorleyParson</i>

LEGISLAȚIE RELEVANTĂ DOMENIULUI

Directiva 2003/87/CE	stabilirea unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Comunității și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului	<i>establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC</i>
Directiva 2009/28/CE	privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE	<i>promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC</i>
Directiva 2009/29/CE	modificarea Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră	<i>amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community</i>
Directiva 2009/31/CE	privind stocarea geologică a dioxidului de carbon și de modificare a Directivei 85/337/CEE a Consiliului, precum și a Directivelor 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE și a Regulamentului (CE) nr. 1013/2006 ale Parlamentului European și ale Consiliului	<i>on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006</i>
Decizia 406/2009/CE	privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră astfel încât să respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră până în 2020	<i>on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020</i>

Decizia 2010/670/UE	de stabilire a criteriilor și măsurilor pentru finanțarea proiectelor demonstrative comerciale care vizează captarea și stocarea geologică a CO ₂ în condiții de siguranță din punct de vedere al mediului, precum și a proiectelor demonstrative de tehnologii inovatoare în domeniul energiei din surse regenerabile, în cadrul sistemului de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în Comunitate instituit prin Directiva 2003/87/CE	<i>laying down criteria and measures for the financing of commercial demonstration projects that aim at the environmentally safe capture and geological storage of CO₂ as well as demonstration projects of innovative renewable energy technologies under the scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community established by Directive 2003/87/EC</i>
Decizia 2011/278/UE	de stabilire, pentru întreaga Uniune, a normelor tranzitorii privind alocarea armonizată și cu titlu gratuit a cotelor de emisii în temeiul articolului 10a din Directiva 2003/87/CE	<i>determining transitional Union-wide rules for harmonised free allocation of emission allowances pursuant to Article 10a of Directive 2003/87/EC</i>
Decizia C(2011) 1983	privind orientările referitoare la metodologia de alocare în mod tranzitoriu de certificate gratuite de emisii pentru instalațiile de producere a electricității în temeiul articolului 10c alineatul (3) din Directiva 2003/87/CE	<i>regarding the orientations of the allocation methodology in a transitional way for the free allowances for the electricity producers plants pursuant to Article 10c of Directive 2003/87/EC</i>
COM(2011) 112 final	Foaie de parcurs pentru trecerea la o economie competitivă cu emisii scăzute de dioxid de carbon până în 2050	<i>A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050</i>
COM(2011) 885 final	Foaie de parcurs pentru energie până în 2050	<i>Energy Roadmap 2050</i>
COM(2010) 677 final	Priorități în domeniul infrastructurii energetice ante și post 2020. Plan de realizare a unei rețele energetice europene integrate	<i>Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond - A Blueprint for an integrated European energy network</i>
COM(2013) 169 final	CARTE VERDE. Un cadru pentru 2030 pentru politici în domeniul climei și al energiei	<i>GREEN PAPER. A 2030 framework for climate and energy policies</i>

COM(2013) 180 final	privind viitorul captării și stocării carbonului în Europa	<i>on the Future of Carbon Capture and Storage in Europe</i>
COM(2013) 253 final	Tehnologii și inovare în domeniul energiei	<i>Energy Technologies and Innovation</i>
OUG nr. 64/2011, aprobată prin Legea nr. 114/2013	privind stocarea geologică a dioxidului de carbon	<i>on the geological storage of carbon dioxide</i>

1. INTRODUCERE

1.1. Scopul tezei de doctorat

Scopul tezei de doctorat este de a prezenta procedeul adecvat de reducere a emisiilor de dioxid de carbon din gazele de ardere provenind de la arderea lignitului românesc în cazanul de abur al blocului energetic existent de 330 MW prin implementarea unei tehnologii de captare CO₂ post-combustie.

În acest sens s-au studiat mai multe soluții de integrare a instalației de captare CO₂ în ciclul termic al blocului energetic și în sistemele de funcționare a unei centrale electrice existente pe cărbune în vederea optimizării din punct de vedere tehnic și economic.

Rezultatele acestei teze de doctorat vor putea fi implementate cu ușurință în sectorul energetic românesc pentru respectarea țintelor naționale și europene privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și producerea de energie verde (emisii zero) din combustibilii fosili.

1.2. Obiectivul tezei de doctorat

Principalele obiective ale cercetării realizate sunt următoarele:

- selectarea procedeului adecvat de captare a dioxidului de carbon din gazele de ardere evacuate în atmosferă din instalația de desulfurare a unui cazan de abur cu arderea pulverizată a lignitului autohton;
- determinarea caracteristicilor tehnice ale unei instalații de captare cu amoniac răcit (intrări și ieșiri) pentru implementarea la un bloc energetic existent de 330 MW, caracteristic Sistemului Energetic Național;
- integrarea instalației de captare în ciclul termic al blocului energetic prin găsirea soluțiilor optime tehnico-economice pentru:
 - extragerea aburului necesar regenerării solventului care reține dioxidul de carbon din gazele de ardere;
 - returnarea condensului rezultat;
 - utilizarea apei de răcire pentru diversele echipamente ale instalației de captare;
 - asigurarea energiei electrice echipamentelor instalației de captare.
- identificarea cheltuielilor de investiție și operare/mentenanță pentru implementarea tehnologiei de captare și stocare a CO₂;
- identificarea și evaluarea riscurilor integrării instalației de captare CO₂ cu amoniac răcit la un bloc energetic de 330 MW, măsuri de reducere și eliminarea riscurilor identificate.

2. CONTEXT ACTUAL. NECESITATEA DEZVOLTĂRII UNEI ASTFEL DE TEHNOLOGII ÎN ROMÂNIA

2.1. Context actual

Aproape toate națiunile lumii au devenit conștiente de efectele schimbărilor climatice, care în general se simt deja. Luând în considerare că fenomenul schimbărilor climatice se datorează activității umane de producere a energiei electrice și termice – căldura și lumina noastră zilnică – comunitatea de ingineri din domeniul producerii energiei electrice a devenit foarte preocupată de reducerea emisiilor atmosferice poluante și a gazelor cu efect de seră. Acest lucru se datorează faptului că pe tot cuprinsul globului producția de energie electrică pe baza arderii combustibililor fosili depășește 50% din totalul energiei electrice produse.

În aceste condiții, este de dorit să se ia în considerare tot ce se poate realiza tehnic pentru reducerea emisiilor de CO₂ generate de industria energetică și, în general, de toate instalațiile industriale, sperând că în viitor echilibrul climatic al planetei se va restabili sau cel puțin ritmul producerii schimbărilor climatice va scădea sau va fi ținut sub un nivel stabilit.

Posibilitățile tehnice imediate constau în implementarea tehnologiilor moderne de ardere a combustibilului fosil și creșterea eficienței producției de energie electrică. Cea de-a doua posibilitate constă în captarea CO₂ din instalații și stocarea acestuia în diverse "depozite" ale planetei. Acum când proprietarul industrial care emite dioxid de carbon conținut în gazele de ardere trebuie să plătească pentru cantitatea de CO₂ emisă, acest subiect a devenit de mare interes, iar cercetarea și dezvoltarea din acest domeniu au ajuns la nivele ridicate, existând în prezent proiecte la faza de pilot industrial.

Conform estimărilor efectuate de Agenția Internațională pentru Energie (IEA), cererea mondială de energie va crește cu 40% în primele două decenii ale acestui secol, [16]. Consiliul Mondial pentru Energie și Departamentul pentru Energie al SUA au ajuns la concluzii asemănătoare, [D2]. Acoperirea acestui necesar mare de energie electrică și înlocuirea centralelor electrice cu durata de viață depășită va necesita capacități suplimentare de producere a energiei electrice estimate de IEA pentru mai mult de 3500 GW la nivel mondial, până în 2030.

Creșterea eficienței energetice pe parte de consum, împreună cu utilizarea intensă a resurselor de energie regenerabilă nu vor putea acoperi cererea de energie electrică în următoarele decenii, de aceea va fi nevoie încă de utilizarea combustibililor fosili.

Acest lucru va duce la o creștere a emisiilor de CO₂, nu la reducerea lor; exceptând o valoare medie la centralele electrice unde se pot dezvolta și/sau aplica tehnologiile de captare și stocare a CO₂.

În următoarea perioadă utilizarea combustibililor fosili, în special a cărbunelui, în contextul schimbărilor climatice, va însemna:

- Reducerea emisiilor pe termen scurt, prin aplicarea pe scară largă a tehnologiilor moderne pentru centrale electrice cu tehnologie de ultimă oră;
- Creșterea eficienței centralelor electrice prin continuarea dezvoltării tehnologice, ca rezultat al țintelor stabilite la emisiile de CO₂ pe termen mediu și lung (până în 2020);
- Pregătirea tehnologiilor moderne cu emisii zero, care permite introducerea captării și stocării CO₂ (pe termen lung pentru protecția climatică, după 2020).

Analizând noile prevederi legislative din domeniul energiei și schimbărilor climatice, corelat cu procesul de dezvoltare a economiei românești, care va determina creșterea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES), precum și cu ponderea importantă – strategică – a producerii de energie pe baza utilizării combustibililor fosili (lignit și ulei disponibil local), pentru România devine esențială construirea unor instalații noi de producere a energiei, performante, prevăzute cu tehnologii de captare și stocare a CO₂ (CCS).

2.2. Situația la nivel european

Data fiind necesitatea stabilizării creșterii temperaturii medii globale sub 20°C comparativ cu era industrială, Uniunea Europeană (UE), promotor al efortului internațional de combatere a efectelor schimbărilor climatice, dezvoltă și implementează în permanență politici și strategii eficiente în domeniul pentru atingerea țintelor asumate pentru anul 2020 și după, îndeosebi pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES), [I5].

În acest context, Parlamentul European a aprobat în iunie 2009 pachetul legislativ "*Energie – Schimbări Climatice*" care prevede până în anul 2020: reducerea cu 20% a emisiilor de GES, creșterea la 20% a ponderii energiilor regenerabile (RES) în consumul final de energie, reducerea cu 20% a consumului de energie primară prin intermediul eficienței energetice. Pachetul cuprinde următoarele acte legislative:

- **Directiva 2009/28/UE** (Directiva RES), privind promovarea resurselor de energii regenerabile, [E3];
- **Directiva 2009/29/UE** (Directiva EU-ETS) modifică, extinde Directiva 2003/87/CE privind schema de comercializare a emisiilor de gaze cu efect de seră și creează mecanismul de finanțare al proiectelor CCS – NER300 prin Art. 10a(8), [E4];
- **Directiva 2009/31/UE** (Directiva CCS) privind stocarea geologică a dioxidului de carbon, [E5];
- **Decizia UE nr. 460/2009** privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră (GES) cu 20% până în anul 2020, [E6];
- **Comunicarea 2008/C 82/01** "Orientări comunitare privind ajutorul de stat pentru protecția mediului".

Centrale electrice sunt incluse în schema europeană de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (EU-ETS) și începând cu anul 2013, nu mai beneficiază de alocare gratuită de certificate CO₂ pentru producerea de

energie electrică. Mai mult, plafonul la nivel UE27 va fi redus gradual, cu 1,74% pe an.

Documentul Comisiei Europene – "*Energy Roadmap 2050*", nominalizează tehnologia CCS ca având o contribuție fundamentală în atingerea țintelor de reducere a emisiilor de dioxid de carbon la nivel european.

Tehnologia de captare CO₂ poate fi aplicată atât în centralele electrice pe combustibili fosili, în instalațiile de producere a combustibililor (ex. rafinării), cât și în alte instalații industriale, în special cele de prelucrare a fontei și oțelului, a cimentului sau a altor produse chimice.

Procesul de captare, transport și stocare a dioxidului de carbon este prezentat sintetic în figura 2.1.

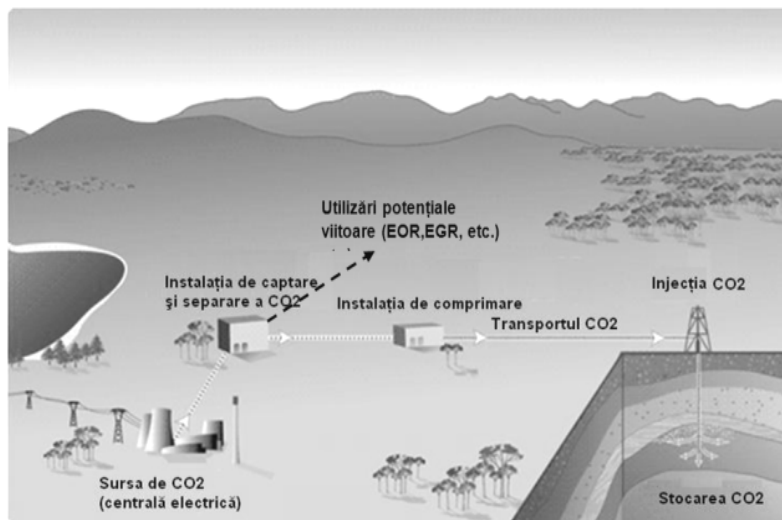


Figura 2.1. Procesul de captare, transport și stocare a dioxidului de carbon, [117]

Pentru a susține dezvoltarea la scară comercială a tehnologiei CCS, Comisia Europeană a promovat finanțarea proiectelor demonstrative prin mecanisme financiare, astfel:

- Programul European de Redresare Economică în domeniul energiei (EEPR), program încheiat, prin care s-a acordat un total de 1050 milioane Euro pentru 6 proiecte demonstrative;
- Rezerva pentru Nou Intrați (NER 300) din cadrul Schemei de comercializare a certificatelor de emisii de GES (EU ETS), [E7].

NER 300, finanțat din vânzarea a 300 de milioane de certificate de emisii de GES din rezerva pentru noii intrați ai schemei UE, cofinanțează proiecte demonstrative comerciale privind captarea și stocarea geologică în condiții de siguranță pentru mediu a CO₂ (proiecte CCS), precum și tehnologii inovatoare privind energia din surse regenerabile (RES), pe teritoriul UE.

NER 300 este un mecanism financiar unic care vizează susținerea realizării de instalații demonstrative ale tehnologiilor CCS în vederea comercializării acestora pentru a transforma arderea combustibililor fosili în energie verde cu emisii zero de substanțe poluante și de gaze cu efect de seră.

În luna februarie 2011, CE a publicat COM(2011) 112 final „Foile de parcurs pentru trecerea la o economie competitivă cu emisii scăzute de dioxid de carbon până în 2050”. Acest document prevede reducerea emisiilor de GES în sectorul energiei electrice, la nivel UE27, cu 54-60% în anul 2030, respectiv cu 93-99% în anul 2050, comparativ cu anul 1990, pentru a menține creșterea temperaturii globale sub 2°C, [E12].

Obiectivul Foii de parcurs este de a oferi indicații cum ar trebui dezvoltat cadrul de politică al UE în următorii 10 ani și ulterior, astfel încât:

- să permită reduceri substanțiale ale emisiilor de GES;
- să reducă vulnerabilitatea la șocuri petroliere și la alte aspecte ale securității energetice;
- să beneficieze de oportunitățile de creștere durabilă și de creare de locuri de muncă (legate de noile tehnologii cu emisii scăzute de dioxid de carbon), corelat cu durabilitatea și utilizarea eficientă a resurselor.

Uniunea Europeană trebuie să se pregătească pentru reduceri interne a emisiilor de gaze cu efect de seră cu 80% în 2050 comparativ cu anul 1990, cu treptele intermediare prezentate în tabelul 2.1.

Tabelul 2.1. Trepte intermediare de atingere a obiectivului de reducere cu 80% a emisiilor de gaze cu efect de seră în 2050, față de anul 1990

Anul	1990	2020	2030	2040	2050
Procent	100	- 20%	- 40%	- 60%	- 80%

Prin implementarea tuturor politicilor actuale s-a constatat că deși ținta de reducere a emisiilor de GES cu 20% până în 2020, în ceea ce privește creșterea eficienței energetice se va atinge doar 10% (față de 20%), pentru întreaga Uniune Europeană.

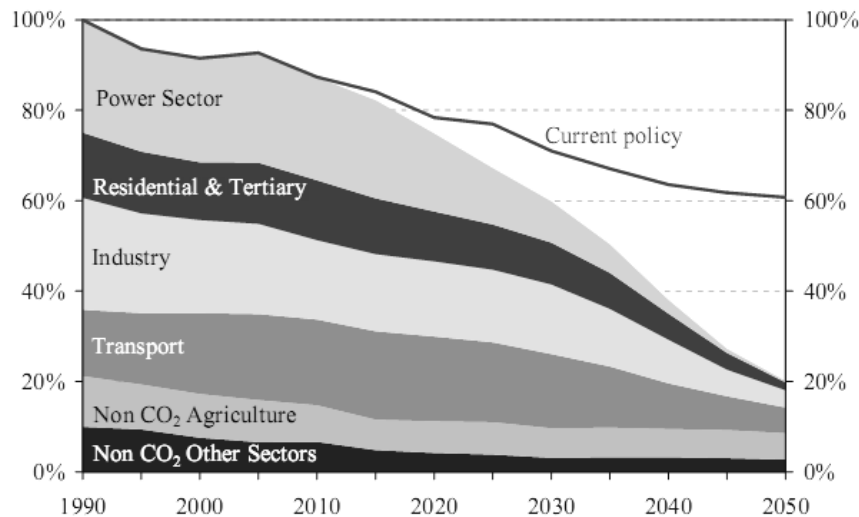


Figura 2.2. Reducerea necesară a emisiilor de GES pentru atingerea țintei în 2050, [E12]

Sectorul energetic

În sectorul energie reducerea emisiilor de GES va contribui la înlocuirea combustibililor fosili în transport și încălzire, astfel, consumul de energie electrică va crește în cele 2 sectoare, însă consumul total va crește cu procente istorice, datorită creșterii eficienței de producere a energiei electrice.

Reducerea emisiilor de GES se va face totuși ținând seama de preferința statelor membre pentru un mix de energie, care să reflecte circumstanțele naționale.

Schema de comercializare a certificatelor de gaze cu efect de seră (EU-ETS) este totuși factorul cheie pentru dezvoltarea tehnologiilor cu emisii reduse de dioxid de carbon, fiind necesar a fi luate în considerare însă două aspecte:

- semnalul prețului certificatului de GES și predictibilitatea pe termen lung, trebuie îmbunătățite;
- reconsiderarea reducerii lineare de 1,74% pe an.

Alături de EU-ETS se pot aplica și alte măsuri cum ar fi: taxarea pe energia consumată, suport tehnologic.

Utilizarea semnificativa a RES va rezulta în producții variabile ceea ce necesită investiții în rețele inteligente, care ar putea conduce la beneficii pentru operatori și societate (siguranța rețelei, securitatea energiei, emisii reduse).

Trebuie creat un cadru politic care să favorizeze investițiile la nivel UE/național/local și să stimuleze managementul cererii.

Tabelul 2.2. Trepte intermediare de atingere a obiectivului de reducere cu 80% a emisiilor de GES în 2050, față de anul 1990. Sectorul Energie, [E12]

Anul	2005	2030	2050
Procent	- 7%	- 54-68%	- 93-99%

Tabelul 2.3. Trepte intermediare de atingere a obiectivului de reducere cu 80% a emisiilor de GES în 2050, față de anul 1990. Sectorul Industrial, [E12]

Anul	2005	2030	2050
Procent	- 7%	- 34-40%	- 83-87%

Contribuțiile posibile la reducerea emisiilor GES pot proveni din:

- utilizarea avansată a resurselor;
- utilizarea proceselor tehnologice și a echipamentelor eficiente energetic;
- creșterea gradului de reciclare a materialelor;
- utilizarea tehnologiilor pentru reducerea emisiilor non-CO₂ (oxizi de azot, metan);
- aplicarea CCS la scară largă, după 2035, pentru emisii de proces (ciment, oțel).

Soluțiile sunt specifice sectorului, Comisia Europeană urmând să dezvolte *Foi de parcurs dedicate în cooperare cu sectoarele industriale*.

Referitor la competitivitatea desfășurării activităților economice în spațiul Uniunii Europene contra spațiul non-UE (riscul de relocare al operatorilor industriali – adică atunci când și-ar muta activitatea în țări care nu intră sub incidența EU-ETS, sau fără legislație de reducere a emisiilor de dioxid de carbon), se consideră următoarele direcții:

- monitorizarea și analiza continuă a impactului asupra competitivității industriale și luarea măsurilor necesare;

- actualizarea continuă a listei sectoarelor supuse riscului de relocare.

2.3. Necesitatea dezvoltării tehnologiei CCS în România

"Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020" prevede o serie de investiții în sectorul energetic care vor contribui atât la îmbunătățirea mixului energetic, cât și la consolidarea securității sistemului energetic național, în contextul demersurilor europene pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Conform acestei strategii, combustibilii fosili vor continua să aibă și în perioada imediat următoare o contribuție importantă în asigurarea cererii de energie.

România în calitate de stat membru al Uniunii Europene are obligația de a se alinia politicilor și strategiilor acesteia impuse la nivel legislativ. Totuși, o serie de strategii sunt emise timpuriu tocmai pentru a da posibilitatea statelor membre de a-și analiza potențialul și a vedea cum ar putea îndeplini obiectivele respectivelor strategii, înainte ca acestea să ajungă să se legifereze efectiv și să devină impuse. În această situație se află și foaia de parcurs către o economie competitivă cu emisii scăzute de dioxid de carbon până în 2050. Deși, încă nu s-a impus la nivel legislativ, fiind încă în vigoare pachetul "*Energie – Schimbări Climatice*" (20/20/20), este foarte probabil ca aceasta să se concretizeze în curând, dată fiind problema stringentă a schimbărilor climatice, dar și progresele tehnologice, legislative și instituționale realizate până în prezent.

Prin OUG nr. 64/2011 privind stocarea geologică a CO₂, aprobată de Legea nr. 104/2013, a fost transpusă la nivel național Directiva 2009/31/CE.

În 17 februarie 2010 este semnat la nivel guvernamental Memorandum-ul privind Planul de Acțiune pentru implementarea unui proiect demonstrativ CCS în România.

Ulterior, este adoptat Ordinul nr. 1508/2010, privind unele măsuri pentru elaborarea și promovarea unui proiect demonstrativ de captare și stocare a carbonului în România.

Menționăm că Directiva 2009/31/CE – Directiva CCS (articolul 33), în vigoare din iulie 2009 și transpusă prin Legea nr. 104/2013, care aprobă OUG nr. 64/2011 privind stocarea geologică a dioxidului de carbon, prevede ca orice bloc energetic nou mai mare de 300 MW trebuie să fie "*CCS Ready*", respectiv [E5]:

- să fie asigurate toate condițiile integrării instalației de captare CO₂, inclusiv utilitățile aferente acesteia;
- să fie identificată soluția optimă tehnico-economic pentru transportul CO₂ între instalația de captare și situl de stocare;
- să fie identificate siturile de stocare, în conformitate cu prevederile Anexei 1 din Directiva CCS, respectiv să fie evaluată capacitatea de stocare și descrise caracteristicile tehnice specifice (geologice, hidrogeologice, geofizice, geochemice, mecanice, etc.). Din experiența internațională activitatea de caracterizare a unui sit de stocare costă între 20-50 milioane Euro.

Implementarea tehnologiilor CCS va aduce beneficii țării noastre după cum urmează:

- a) România poate deveni beneficiara schemelor de sprijin acordate de CE pentru promovarea tehnologiei CCS;
- b) România va respecta prevederile existente cuprinse în Directiva CCS, care precizează că toate blocurile energetice noi peste 300 MW vor fi

- construite "CCS Ready" (vor fi asigurate: spațiul pentru instalația de captare CO₂ (ICC), utilitățile dimensionate atât pentru ICC, cât și pentru blocul energetic, situl geologic de stocare, soluția de transport);
- c) România va contribui la atingerea țintelor de reducere cu 90% a emisiilor de CO₂ cuprinse în "Energy Roadmap 2050", [E13];
 - d) România va putea dezvolta proiecte CCS în regiunea Oltenia (Turceni, Rovinari, Craiova, Ișalnița) – zonă în care se află atât centralele electrice pe lignit de interes național, cât și alte industrii generatoare de CO₂, prin utilizarea informațiilor referitoare la caracterizarea geologică a siturilor de stocare din această regiune, recunoscută la nivel european ca potențial "hub" pentru CO₂;
 - e) Creșterea gradului de cunoaștere a tehnologiei CCS la nivelul specialiștilor, autorităților și a publicului din regiune va asigura succesul dezvoltării acestei tehnologii ca măsură importantă de reducere a emisiilor de CO₂, România putând deveni un promotor al tehnologiei CCS în zona de sud-est a Europei;
 - f) România va avea asigurată stabilitatea geopolitică prin menținerea în exploatare a termocentralelor pe cărbune și reducerea dependenței de importul de combustibil;
 - g) România va putea profita de oportunitatea creată prin utilizarea în scop comercial a dioxidului de carbon captat (ex: recuperarea îmbunătățită a hidrocarburilor – EHR), ceea ce va avea ca efect pozitiv continuarea exploatărilor carbonifere și petroliere în zonă;
 - h) În regiunea Oltenia stabilitatea socială va fi asigurată prin menținerea locurilor de muncă existente din industria energetică bazată pe lignit și din exploatările miniere aferente.

3. ANALIZA TEHNOLOGIILOR POSIBILE DE CAPTARE POST-COMBUSTIE A CO₂ LA BLOCUL ENERGETIC EXISTENT DE 330 MW

3.1. Generalități

Cercetarea în domeniul CCS a identificat mai multe tehnologii de captare, transport și respectiv stocare a CO₂ care sunt fezabile și se vor dezvolta în viitor, dintre care amintim pe fiecare verigă a lanțului CCS, [I17]:

- *Tehnologii de captare:*
 - Pre-combustie;
 - Oxi-combustie;
 - Post-combustie.
- *Tehnologii de transport:*
 - Prin conducte (terestre sau acvatice) – CO₂ este menținut la presiune foarte mare în stare de fluid supracritic;
 - În cisterne auto sau navale – CO₂ este menținut în stare lichidă la o presiune moderată și o temperatură mai mică de - 50°C.
- *Tehnologii de stocare:*
 - În acvifere saline (strat geologic subteran poros, spațiile dintre roci fiind ocupate de o apă extrem de sărată) aflate la peste 2000 m adâncime (pe uscat sau sub fundul mărilor și oceanelor);
 - În rezervoare de hidrocarburi epuizate;
 - Pentru recuperarea avansată a hidrocarburilor (CO₂ introdus în zăcămintele de petrol sau gaze, înlocuiește volumul acestora, forțându-le să iasă mai la suprafață pentru a fi exploatate mai ușor și pe termen mai lung).

Conceptul tehnologiei de captare CO₂ post-combustie poate fi diferit, dar elementul comun al diverselor tehnologii este faptul că procesul de captare are loc după arderea combustibilului și după producerea aburului.

Tehnologia post-combustie reprezintă o metodă avansată de reducere a emisiilor de CO₂ și se adaptează fără greutate la blocurile energetice existente, care funcționează pe cărbune, gaze naturale și cu ciclu combinat. Rezultatele recente ale cercetărilor confirmă că această metodă poate îndepărta peste 90% CO₂ din gazele de ardere. Metoda constă în separarea CO₂ din gazele de ardere utilizând un solvent (Rectisol, Purisol, Selexol, monoetanolamina (MEA), metildietilamina (MDEA), Sulfinol).

În figura 3.1 este prezentată schema generală a unei centrale electrice pe cărbune, cu captarea CO₂ post-combustie, [I17].

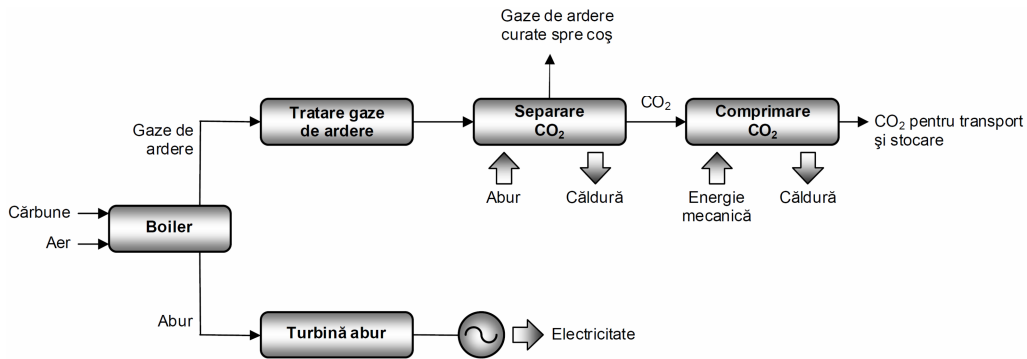


Figura 3.1. Schema generală a unei centrale electrice cu captare CO₂ post-combustie, [117]

Captarea post-combustie este asemănătoare metodelor de reducere a celorlalți poluanți din gazele de ardere, și reprezintă adăugarea unui set de echipamente într-un anumit punct al fluxului de gaze de ardere. În general, instalațiile de captare post-combustie sunt montate după electrofiltru, instalația de reducere catalitică selectivă a oxizilor de azot și instalația de desulfurare. Gazele ca SO₂ și NO_x pot otrăvi substanțele absorbante folosite în procesul de captare, iar particulele pot degrada solventul și pot defecta echipamentele, aceasta implicând o curățare performantă a gazelor de ardere înaintea procesului de captare.

În vederea transportării și stocării geologice fluxul de CO₂ captat trebuie comprimat la o presiune mai mare 100 atm. Pentru aceasta CO₂ trebuie să aibă un conținut foarte redus de gaze, care nu condensează cum sunt N₂ și O₂ și de asemenea și un conținut minim de H₂O pentru a se evita coroziunea conductelor.

Există câteva tehnologii disponibile la scară comercială, care pot fi utilizate pentru captarea CO₂ din gazele de ardere. Studii comparative au arătat că procesul de absorbție cu solvenți chimici este opțiunea cea mai utilizată pentru captarea CO₂.

Figura 3.2 prezintă o schema generală a unei centrale electrice pe cărbune, cu instalații de reținere a substanțelor poluante înainte de captarea CO₂ prin procesul de absorbție, [17].

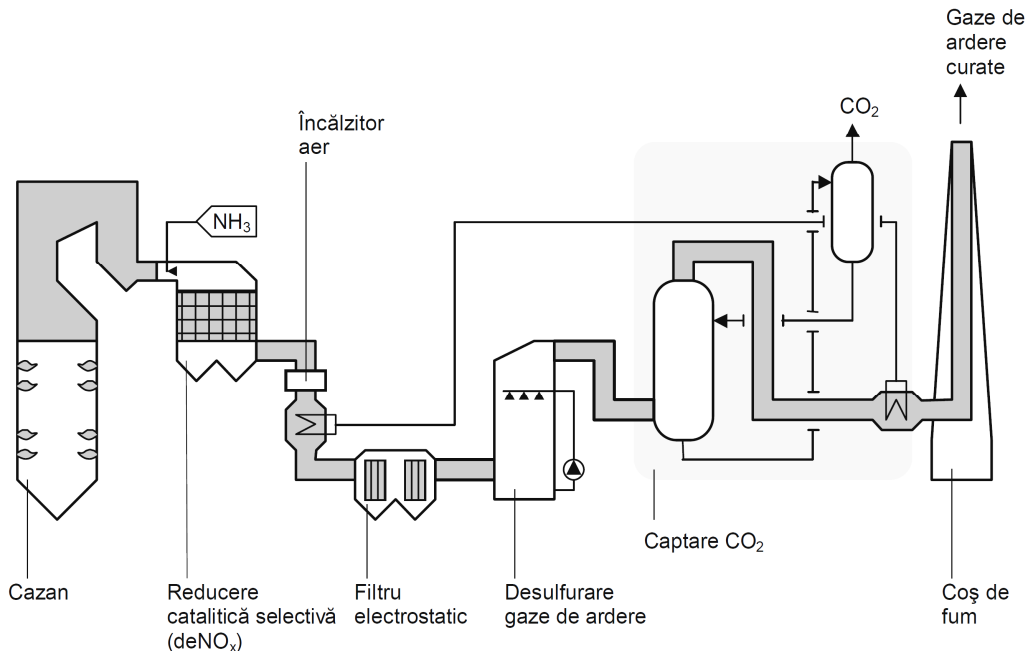


Figura 3.2. Schema procesului de captare CO₂ cu solvent pentru centrala electrică pe cărbune, [17]

Absorbția în tehnologia de captare post-combustie folosește caracterul reversibil al reacției chimice al unui solvent alcalin apos, de obicei amină, cu un gaz acid sau un gaz cu un conținut ridicat de hidrogen sulfurat.

După ce gazele de ardere sunt răcite, intră în contact cu solventul din absorber. Pentru a compensa pierderea de presiune prin absorber este necesar un nou ventilator de gaze de ardere. Temperatura din absorber este de 40-60°C, iar CO₂ este legat chimic cu solventul din absorber. Gazele de ardere sunt spălate îndepărtându-se urmele de solvenți sau vapori, iar apoi părăsesc absorberul.

Concentrația CO₂ din gazele evacuate poate fi redusă la valori foarte scăzute, ca rezultat al reacției chimice în solvent, dar concentrațiile scăzute de la ieșire vor conduce la creșterea înălțimii coloanei de absorbție. Solventul umed care conține CO₂ legat chimic, este introdus în partea superioară a striperului (instalația de regenerare), printr-un schimbător de căldură. Regenerarea solventului chimic are loc în striper, la temperaturi ridicate (100-140°C) și la presiune nu cu mult mai ridicată decât presiunea atmosferică. Căldura este furnizată boilerului (schimbător de căldură capsulat (cu un anumit mediu) ce încălzește un alt mediu), pentru a menține regenerarea solventului. Aburul este recuperat în condensator și reintrodus în striper, după care CO₂ părăsește striperul. Solventul uscat și sărac în CO₂ este trimis înapoi în absorber printr-un schimbător de căldură și un răcitor pentru a-l aduce la nivelul de temperatură din absorber.

Gazele de ardere sunt spălate pentru a îndepărta orice urmă rămasă de solvent și evacuate în atmosferă prin coșul de fum.

După filtrare și recuperare a căldurii, solventul bogat în CO₂ este trecut printr-o instalație de regenerare (striper), producând H₂O și CO₂. Apa condensează,

rezultând un flux de CO₂ cu puritate 99% și gata pregătit pentru comprimare. Solventul cu conținut redus de CO₂ este răcit și recirculat în absorber.

Procesele de răcire a solventului, încălzire, pompare și comprimare a fluxului de CO₂, necesită energie, ceea ce reduce randamentul total al blocului energetic. Coloana de absorbție și unitatea de regenerare sunt ambele investiții costisitoare.

În vederea alegerii procesului de captare post-combustie adecvat integrării în funcționarea blocului energetic de 330 MW existent funcționând pe lignit am analizat două din cele mai avansate tehnologii la momentul actual: *captarea avansată cu amine* sau *captare cu amoniac răcit*.

3.2. Procedeele de captare CO₂ post-combustie analizate

Cele două procedee analizate pentru tehnologia de captare post-combustie a CO₂ care ar putea fi integrate în funcționarea blocului energetic sunt următoarele:

- *Captarea post-combustie a CO₂, avansată, cu amine (CAA)*
Tehnologia pentru captarea CO₂ din gazele de ardere pe bază de amine, la temperatura și presiunea mediului ambiant este cea propusă de Alstom și Dow Chemical Company. Această tehnologie optimizează procesul pe bază de amine și performanța solventului produs, precum și prin sistemul său unic de tratare a sării stabile termic (SST) formate. Prin procesul de electro-dializă UCARSEP, se minimizează emisiile de efluenți, degradarea aminelor și costurile de exploatare. Schema tehnologică utilizează a doua generație a tehnologiei avansate de captare cu amine, care aduce un consum energetic specific mai mic în comparație cu alte tehnologii de captare cu amine, [T9].
- *Captarea post-combustie a CO₂, cu amoniac răcit (CAR)*
Metoda de captare cu amoniac răcit (CAR), este o tehnologie nouă propusă de Alstom, cu perspective încurajatoare referitoare la performanțe și emisii, bazată pe testarea extinsă în laborator și la nivel de proiect pilot industrial. Metoda utilizează o soluție apoasă de carbonat de amoniu pentru a absorbi CO₂ din gazul de ardere la presiunea ambiantă. Întrucât amoniacul este o substanță chimică comună și de largă utilizare, în cazul instalației CAR există o mai mare ușurință în exploatare, inclusiv în ceea ce privește eliminarea deșeurilor care pot apărea. Produsul secundar rezultat din instalația CAR este sulfatul de amoniu lichid, care poate fi comercializat ca îngrășământ. Opțional, amoniacul poate fi îndepărtat într-o instalație specializată de recuperare a amoniacului, rezultând ca produs secundar gipsul, [T9].

3.2.1. Procedeele de captare post-combustie avansată cu amine (CAA)

Tehnologia convențională pe bază de amine (în principal MEA – monoetanolamina) a fost utilizată de peste 50 de ani în industriile de tratare a gazului natural. Captarea dioxidului de carbon din gazele de ardere este o aplicație relativ nouă, însoțită de provocări noi care sunt datorate în primul rând impurităților

prezente în gazele de ardere, precum dioxidul de sulf (SO_2), oxizii de azot (NO_x), pulberile și alte gaze acide. Una dintre cele mai importante impurități este oxigenul, care are un efect degradant asupra soluției de amine.

Tehnologiile avansate pe bază de amine sunt cele care asigură o captare mai eficientă a CO_2 , o toleranță mai mare la oxigen și la impuritățile gazelor de ardere și o rată de degradare mai mică a solventului decât MEA convențională, [I23].

Selectarea unei soluții și a unei metode de captare avansată, pe bază de amine se realizează pe baza a cinci parametri cheie prezentați în tabelul 3.1.

Tabelul 3.1. Parametrii esențiali pentru selectarea unei soluții avansate pe bază de amine

Parametrul tehnologic esențial	De ce este important?
Performanța: - necesar de căldură - rata de recirculare	- Dimensiunea instalației (CAPEX) - Consumul de energie (OPEX)
Degradarea solventului: - termică - chimică	- Consumul chimic și producerea deșeurilor (OPEX) - Probleme operaționale precum formarea spumei, depuneri (OPEX) - Coroziunea (CAPEX)
Toleranța la oxigen	- Stabilitatea față de degradarea oxidativă a aminelor, problemă nouă în aplicațiile cu gaze de ardere (CAPEX & OPEX)
Coroziunea	- Coroziunea (CAPEX) - Degradarea crescută (OPEX)
Sănătate, siguranță, mediu (SSM)	- Impactul asupra mediului, toxicitatea elementelor chimice (SSM) - Impactul asupra mediului, toxicitatea urmelor de amine și a produselor de degradare în fluxurile de gaze (SSM) - Posibile probleme de miros (NH_3)

Performanță: soluția de amine trebuie să aibă o capacitate specifică de reținere a CO_2 ridicată și energie termică de regenerare, scăzută. Acest lucru reduce viteza de recirculare a aminei și cantitatea de abur necesar pentru regenerarea soluției, iar aceste două aspecte reduc împreună costurile de investiție și de exploatare ale instalației.

Degradarea solventului: solventul trebuie să fie rezistent la degradarea termică și chimică. Acest lucru reduce cerințele de adaos ale solventului și reduce problemele operaționale precum formarea spumei, depunerile și coroziunea, îmbunătățind fiabilitatea.

Toleranța la oxigen: soluția de amine trebuie să fie rezistentă la oxigenul care este prezent în gazele de ardere. Acest lucru reduce degradarea oxidativă, ceea ce reduce costurile de exploatare asociate cu tratarea sau cu adaosul de amine.

Coroziune: soluția de amine nu trebuie să fie corozivă la concentrații mari sau la concentrații mari de CO_2 . Utilizarea materialelor superioare care trebuie să reziste la coroziune măresc cheltuielile de investiție (CAPEX).

Sănătate, siguranță și mediu: aminele trebuie să fie non-toxice și să nu se descompună în produse secundare toxice, care pot avea un impact negativ asupra mediului.

La instalația pilot din cadrul Universității din Texas (UTX), s-a realizat o evaluare a acestor parametri esențiali referitor la solventul Dow UCARSOL comparativ cu amina standard (MEA).

Tabelul 3.2. Comparație între Dow UCARSOL și amina standard

Familia de amine	Performanță (viteza de circulare, energia termică de regenerare)	Degradarea aminei	Toleranța la oxigen	Corozivitate	Sănătate, siguranță, mediu
MEA standard	Slabă	Slabă	Slabă	Foarte corozivă la concentrație de 30%	Medie (miros, deșeuri)
Dow UCARSOL (amine avansate)	Bună Mai bună decât MEA din instalația pilot UTX	Bună Mai bună decât MEA din instalația pilot UTX	Bună Mai bună decât MEA din instalația pilot UTX	La 50% concentrație nu este la fel de corozivă ca MEA la tratarea gazului	Mai puține probleme decât la utilizarea MEA

Din punctul de vedere al performanței, solventul Dow a avut un consum energetic mai mic relativ la MEA, atingând totuși 90% eficiență de captare. Solventul Dow poate fi exploatat de asemenea la o concentrație de 50% în comparație cu 30% pentru MEA. Acest lucru permite o încărcare cu CO₂ mai mare în soluția de amine, ceea ce reduce rata de recirculare a aminei.

Degradarea aminei și toleranța la oxigen sunt mai bune în cazul solventul Dow în comparație cu utilizarea MEA.

Conform experimentelor realizate în prezent la Universitatea din Ohio și la instalația pilot din Charleston, solventul Dow, chiar și la o concentrație de 50%, este mai puțin coroziv decât MEA cu o concentrație de 30%. De asemenea, s-a observat că nici unul dintre mirosurile de tip amoniac nu a fost semnalate la UCARSOL, așa cum a fost la testele cu MEA.

Întrucât UCARSOL este mai puțin volatil, vor exista mai puține emisii în atmosferă. În plus, din regenerarea soluției UCARSOL rezultă un deșeu lichid tratabil în comparație cu șlamul recuperat de la un sistem clasic cu MEA.

Dezvoltarea și comercializarea procedurii de captare avansată cu amine (CAA) pentru captarea CO₂ din gazele de ardere au condus la îmbunătățirea formulei soluției pe bază de amine și la îmbunătățirea performanței tehnologiei.

Avantajele CAA în comparație cu spălarea convențională a gazelor cu MEA sunt următoarele:

- Captare a CO₂ mai eficientă din punct de vedere energetic;
- Rate de degradare ale solventului mai mici, care dau naștere unui consum chimic mai scăzut și unei producții mai mici de efluenți și de deșeuri;
- Corozivitate mai scăzută, care determină instalații mai puțin costisitoare;
- Scheme avansate și mai flexibile, cu potențial de eficientizare energetică viitoare.

În continuarea sunt prezentate câteva instalații reprezentative pentru procedeul de captarea a CO₂ avansat cu amine:

Instalația pilot industrial CAA, Universitatea din Texas, Austin, SUA

Instalația pilotul industrial din cadrul centrului de cercetare J.J. Pickle Research al Universității din Texas, Austin (figura 3.3) a realizat o serie de patru

teste cu un gaz de ardere sintetic (CO_2 injectat în aer) și pentru aproximativ a 5 tCO_2/zi , [123].



Figura 3.3. Centrul de cercetare J.J. Pickle, Universitatea din Texas, Austin, SUA

Testele realizate în perioada decembrie 2007 – februarie 2010 au avut ca obiective următoarele:

- Demonstrarea potențialului pentru atingerea eficienței de captare de 90% a CO_2 ;
- Măsurarea transferului de masă;
- Investigarea performanței de absorbție și optimizarea proiectării absorberului;
- Investigarea și optimizarea consumului energiei de regenerare și dimensionarea regeneratoarelor;
- Furnizarea datelor necesare dimensionării instalației de validare a tehnologiei de captare a CO_2 ;
- Selectarea materialului adecvat pentru umplutura din coloana absorberului.

Instalația pilot industrial CAA, compania Union Carbide, South Charleston, SUA

Instalația pilot industrial din cadrul companiei Union Carbide (figura 3.4) este dimensionată să capteze aproximativ 1800 tCO_2/an la capacitate maximă și a funcționat în perioada 2009-2011. Instalația de captare CO_2 a fost montată pe un cazan de abur pe cărbune, care produce abur industrial pentru această companie, [123].



Figura 3.4. Pilotul industrial de la instalația Union Carbide, South Charleston, SUA

Cele două instalații pilot industrial au fost dimensionate ca instalații de tipul "*proof of concept*" (dovedirea conceptului) cu o flexibilitate de funcționare considerabilă pentru testarea în condiții diverse de exploatare. Inițial s-au identificat patru dintre criteriile esențiale pentru validarea procedurii de captare avansată cu amine, și anume:

- 90% reducere CO₂;
- Pierdere scăzută a emisiilor de amine;
- Cerințe mai reduse de energie de regenerare;
- Mecanisme de degradare a aminei.

Instalația demonstrativă CAA din centrala electrică Belchatow/PGE, Polonia

Instalația demonstrativă a metodei de captare avansată cu amine este dimensionată să capteze 1,8 milioane de tone de CO₂ pe an de la un bloc energetic pe lignit (figura 3.5), [123].



Figura 3.5. Centrala electrică Belchatow/PGE

Proiectul demonstrativ va realiza tratarea a aproximativ 33% din gazele de ardere de la un cazan de abur pe lignit, de 858 MW, aflat în prezent în construcție. Gazele de ardere vor fi preluate după instalația de desulfurare umedă (IDG). Instalației de captare are ca obiective următoarele:

- Confirmarea micșorării semnificative a consumului energetic față de tehnologiile convenționale de captare CO₂ pe bază de amine;
- Condițiile de intrare a gazelor de ardere care tolerează gazele acide la niveluri corespunzătoare condițiilor de ieșire din sistemele IDG moderne;
- Dezvoltarea unei calități a debitului de CO₂ produs, corespunzător pentru stocarea în formațiunile geologice saline.

Instalația pilot industrial C2A2 din centrala electrică EDF, Le Havre, Franța

Proiectul pilot industrial C2A2 este amplasat în cadrul centralei electrice aparținând Electricité de France (EDF) situată în Le Havre (Franța). Această unitate pilot (figura 3.6) utilizează tehnologia avansată de captare cu amine pentru 25 tCO₂/zi, provenite dintr-o extracție de gaze de ardere din debitul total produs de blocul energetic de 600 MWe pe cărbune, [I23]. Programul general de cercetare se desfășoară în perioada 2010-2013, având ca obiective următoarele:

- Validarea tehnică a schemei tehnologice a CAA și dimensionarea echipamentelor principale ale procesului;
- Schimbul de date de la alte instalații pilot de la fazele de inginerie până la testarea și rezultatele C&D;
- Aspecte referitoare la siguranță și la mediu și reglementările (înregistrarea REACH) referitoare la utilizarea substanțelor chimice, precum aminele, și riscurile referitoare la funcționare și interfața cu centrala electrică existentă.

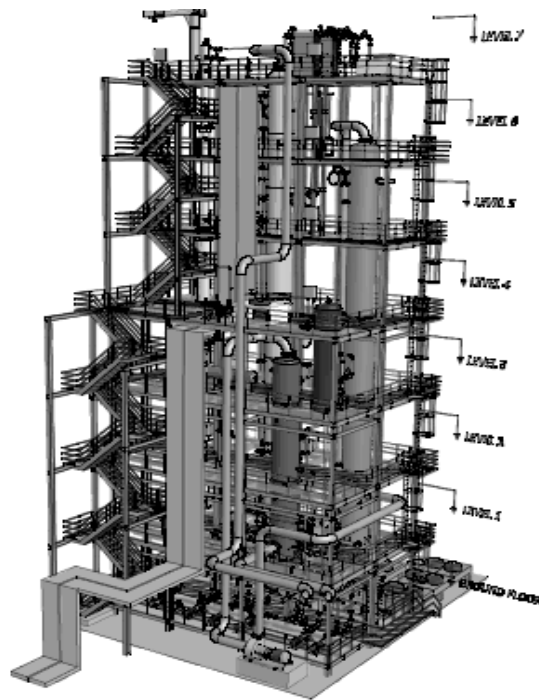


Figura 3.6. Proiectul pilot industrial C2A2, EDF, Le Havre, Franța

Instalația pilot CAA, Centrul Tehnologic Global ECS (GTC) Växjö, Suedia

În anul 2010 a fost construită o instalație pilot de laborator la Centrul Tehnologic Global (figura 3.7) pentru a se cerceta/testa următoarele:

- Tehnologia de captare avansată cu amine;
- Solvenții îmbunătățiți, pe bază de amine;
- Componentele și procesele de bază;
- Dezvoltarea procesului tehnologic;
- Continuarea cercetării și dezvoltării (C&D);
- Sistemul de comandă nou și avansat, cu interblocări de siguranță modernizate pentru operarea continuă.

Instalația pilot este construită pentru echivalentul a 0,4 MWth și poate capta 360 tCO₂/an, cu o eficiență de reținere de 90%.



Figura 3.7. Instalație pilot de captare avansată cu amine, Centrul Tehnologic Global ECS (GTC), Växjö, Suedia, [123]

3.2.2. Captarea post-combustie cu amoniac răcit (CAR)

Procesul de captare cu amoniac răcit utilizează o soluție carbonată apoasă care conține amoniac pentru a absorbi CO_2 din gazele de ardere la presiune ambiantă și la temperaturi joase. Spre deosebire de alte tehnologii, stabilitatea soluției de amoniu nu este afectată de oxigen sau componentele urmelor acide prezente în gazele de ardere. Avantajul cheie al instalației CAR constă în încărcări parazite mai mici, care oferă economii substanțiale în costurile de operare (OPEX) pe durata de viață a instalației. Funcționarea la temperaturi de proces joase permite utilizarea energiei reziduale, ceea ce nu este posibil pentru alte tehnologii de captare a CO_2 post-combustie. Deoarece, emisiile gazoase și fluxurile de deșeurii lichide sunt inofensive nu sunt necesare instalații suplimentare de tratare, [A2].

Reactivul utilizat în procesul CAR este amoniacul, un produs chimic ieftin, disponibil pe piața mondială din mai multe surse. Deoarece, amoniacul influențează atât umplerea inițială cât și completarea în timpul funcționării, el reprezintă un factor atât pentru costul de investiție, cât și pentru cheltuielile de exploatare și mentenanță. Amoniacul este un reactiv eficient energetic pentru regenerare după captarea de CO_2 . Amoniacul nu este susceptibil contaminării de către gazele de ardere și trebuie reumplut în rate de consum redus, pentru că în procesul CAR are loc o pierdere controlabilă foarte scăzută (nivel de ppm).

În plus, gazele de ardere dintr-o IDG obișnuită pot fi livrate la procesul CAR. Celelalte procedee necesită upgrade-uri costisitoare ale IDG pentru a obține o eficiență mare în îndepărtarea SO_x .

Din punct de vedere al exploatării instalației, metoda de captare cu amoniac răcit a demonstrat o funcționare stabilă în condiții de sarcină redusă. Procesul CAR oferă flexibilitatea și capacitatea de a urmări modificările zilnice și săptămânale ale sarcinii blocului energetic, la care se aplică în intervalul tipic de 25-100%, fără impact asupra procesului de reținere a CO₂.

Deoarece, amoniacul este un produs chimic comun, utilizat pe scară largă, vor fi mai puține cerințe în cadrul procedurilor de autorizare, inclusiv în ceea ce privește orice probleme de eliminare a deșeurilor care pot apărea. Produsul secundar de la instalația CAR este sulfatul lichid de amoniu, care poate fi valorificat ca îngrășământ. Opțional, amoniacul poate fi eliminat într-o instalație de recuperare a amoniacului, obținându-se ca produs secundar gipsul.

Consumul de energie pentru comprimarea CO₂ reprezintă o parte substanțială a consumului de energie total pentru diferitele tehnologii de captare a CO₂. Conceptul CAR implică o reținere a CO₂ la o presiune mai mare, ceea ce conduce la un consum de energie semnificativ mai mic al echipamentelor de comprimare a CO₂.

Regenerarea reactivului: determină costuri reduse cu consumul, manipularea și stocarea reactivului. Natura reversibilă a reacțiilor CAR permite regenerarea soluției. Acest lucru duce la un consum foarte mic de reactiv ieftin (în comparație cu tehnologiile de captare CO₂ post-combustie bazate pe amine) necesar procesului.

Flexibilitatea reactivului: mai mulți reactivi pe bază de amoniac pot fi utilizați în cadrul CAR, permițând o flexibilitate sporită. Criteriile de selecție sunt: disponibilitatea reactivului, costul pe ciclul de viață, preferințele de livrare, de manipulare și de stocare.

Produs secundar comercial: produsul secundar este un sulfat de amoniu, care poate fi utilizat în scop comercial ca îngrășământ în agricultură.

Consum de energie redus: căldura mai mică de reacție și regenerarea va duce la un consum mai mic de energie pentru captarea CO₂. Funcționarea CAR la temperaturi de proces mai mici permite utilizarea căldurii reziduale din gazele de ardere. Utilizarea condițiilor de răcire naturale și a altor mijloace de răcire va conduce la reduceri suplimentare semnificative ale consumului de energie, comparativ cu procedeele de captare CO₂ post-combustie bazate pe amine.

Puritatea produsului CO₂: instalațiile de laborator și cele pilot pentru metoda de captare a CO₂ cu amoniac răcit au condus la un flux de CO₂ de o mare puritate (99,5+%) la presiune ridicată și care conține o umiditate scăzută și urme de amoniac, ceea ce implică costuri reduse cu energia pentru comprimare.

Integrare flexibilă cu ciclul cu abur: procedeul de captare cu amoniac răcit este compatibil cu o re tehnologizare minimă a blocului energetic existent și a ciclului termic (calitatea sursei de abur și presiunea putând fi adaptate în CAR). Evaluarea componentelor existente ale ciclului cu abur, este necesară pentru a estima puterea netă generată de blocul energetic cu instalația de captare și de integrare cu succes a procedeului în funcționarea acestuia.

Compatibilitatea gazelor de ardere: procedeul de captare cu amoniac răcit este capabil să prelucreze gazele de ardere provenite din instalațiile obișnuite de reducere a emisiilor de SO₂, NO_x și PM, fără a fi nevoie de tratarea suplimentară a acestora, necesară în alte tehnologii post-combustie.

O instalație pilot de laborator a fost construită și testată la SRI Internațional în perioada 2006-2008 pentru a demonstra atât absorbția de CO₂, cât și regenerarea reactivului. Regeneratorul de testare a demonstrat calitatea fluxului de CO₂ produs ca fiind mai mare de 99,5% cu emisii de amoniac mai mici de 10 ppm și

emisii de apă mai mici de 1000 ppm, fără a necesita tratare suplimentară. Datele rezultate de la instalația pilot de laborator au fost utilizate pentru a dezvolta un model termodinamic și de echilibru al procesului. Acest model a fost aplicat în dimensionarea echipamentelor pentru instalațiile pilot industrial de la centralele electrice Pleasant Prairie/We Energy și E.ON Karlshamn, [A2].

Instalațiile pilot industriali CAR de la We Energy și E.ON Karlshamn



Figura 3.8. Instalațiile pilot industrial la centrala electrică Pleasant Prairie, We Energy

Instalația pilot industrial de la We Energy (figura 3.8) a fost dimensionată pentru a captura peste 15000 tCO₂/an la capacitate maximă și a început funcționarea în iunie 2008. Pilotul a funcționat 24 de ore pe zi, 7 zile pe săptămână cu schimburi continue din septembrie 2008. Această testare a condus la o înțelegere mult mai bună a procesului și a interacțiunilor cu centrala electrică. Programul de validare a fost finalizat cu succes în octombrie 2009, pentru următoarele criterii-cheie:

- Peste 7500 de ore de funcționare;
- Îndepărtarea a 90% din CO₂;
- Conceptul procesului;
- Datele inițiale despre consumul de abur și energie electrică sunt în concordanță cu rezultatele.

A doua instalație pilot industrial a fost pus în funcțiune la E.ON Karlshamn în anul 2009 pentru a captura emisiile de CO₂ provenite de la un cazan de abur care arde o păcură cu conținut ridicat de sulf și are instalate sistemele de reducere a emisiilor de SO_x, NO_x și PM. Patru dintre criteriile cheie pentru validarea procedurii de captare cu amoniac răcit au fost identificate inițial și verificate:

- Îndepărtarea a 90% din CO₂;
- Scăpări reduse de amoniac;

- Calitate ridicată a CO₂ (cu scăpări reduse de amoniac și conținut scăzut de umiditate);
- Pierdere de presiune în sistem, redusă.

Instalația pilot demonstrativ CAR de la centrala electrică AEP Mountaineer



Figura 3.9. Instalația pilot demonstrativ CCS AEP Mountaineer, New Haven, SUA, [A2]

Proiectul de implementare a tehnologiei de captare a CO₂ cu amoniac răcit la centrala electrică Mountaineer (figura 3.9) implică atât captarea, cât și stocarea de CO₂ în formațiuni geologice acvifere saline de mare adâncime. Instalația pilot demonstrativ este de aproximativ 20 MWe și a presupus tratarea unei părți din gazele de ardere de la un cazan de abur existent pe cărbune, [A2]. Extracția gazelor de ardere se face dintr-un punct aval de sistemelor existente de reducere catalitică selectivă (SCR) și de desulfurare umedă a gazelor de ardere umede (IDG). Instalația include captarea de CO₂, compresia și stocarea în două rezervoare geologice aflate pe proprietatea centralei electrice. Instalația de captare este concepută pentru a capta 100000 tCO₂/an și a început să funcționeze și să injecteze CO₂ în septembrie 2009. Obiectivele au fost următoarele:

- Confirmarea reducerii consumului de energie față de tehnologiile de captare a CO₂ convenționale, pe bază de amine;
- Generarea unui produs secundar de sulfat de amoniu cu potențial de valorificare;
- Condițiile de intrare a gazelor de ardere, care tolerează gaze acide la niveluri compatibile cu cele ale instalațiilor moderne de desulfurare a gazelor de ardere (IDG);
- Generarea unui debit de CO₂, adecvat pentru stocarea în formațiuni geologice acvifere saline de mare adâncime;

- Reactivul este regenerat și necesită o cantitate mică de amoniac ca adaos.

Instalația demonstrativă CAR la TCM Mongstad, Norvegia

Statoil și TCM Group sunt implicați în construirea și funcționarea Centrului European de Testare CO₂ (TCM) în cadrul rafinăriei Mongstad din Norvegia, pentru a testa captarea CO₂ produs atât de cracarea catalitică a reziduurilor existentă, cât și de la centrala de cogenerare.

În cadrul TCM Mongstad este construită pentru demonstrare și testare o instalație de captare a CO₂ cu amoniac răcit (CAR TPVF) cu o capacitate de 80000 tCO₂/an.

3.3. Selectarea procedurii de captare a CO₂

La selectarea procedurii de captare adecvat tehnico-economic am luat în considerare următoarele criterii principale:

- Costul de investiții (CAPEX);
- Costul de operare și de întreținere (OPEX);
- Consumul de energie;
- Cerințele de spațiu;
- Experiența de exploatare a blocului energetic;
- Aprobările autorităților;
- Condiții contractuale.

În analiză a fost utilizată o matrice de evaluare tehnologică, care ținând cont de condițiile și de infrastructura specifice blocului energetic existent de 330 MW, funcționând cu lignit românesc, indică un avantaj pentru metoda de captare cu amoniac răcit (CAR), [T9].

Deși, costurile de investiții pentru tehnologia avansată de captare cu amine (CAA) sunt mai mici în comparație cu CAR, consumurile energetice ale ambelor tehnologii sunt mai mult sau mai puțin comparabile. Totuși, costurile de exploatare și de întreținere CAR, generate în primul rând de utilizarea unui solvent de uz general, în comparație cu o formulă de solvent pe bază de amine din CAA, s-au dovedit a fi mai mici. Deși, evaluarea tehnologiilor în acest mod este relativ echilibrată, luarea în considerare a infrastructurii existente pentru amoniac, a logisticii, a experienței în exploatare, dau naștere unui rezultat mai favorabil pentru metoda de captare cu amoniac răcit.

La alegerea procedurii de captare a CO₂ am luat în considerare limitările tehnologice și informațiile specifice de integrare, însă și posibilitatea corelării etapelor de integrare cu gradul de dezvoltare al tehnologiilor, care sunt în diferite stadii de dezvoltare și maturitate.

Selectia s-a realizat între tehnologia de captare a CO₂, cu amoniac răcit (CAR) și tehnologia de captare a CO₂ avansată, cu amine (CAA), deoarece acestea sunt în prezent tehnologiile cele mai avansate și mai aproape de comercializare.

CAR (tehnologia de captare a CO₂, cu amoniac răcit) se bazează pe folosirea unei soluții apoase de amoniac la temperaturi sub cele obișnuite. CO₂ este recuperat într-o formă foarte concentrată și la o presiune ridicată. Avantajele utilizării soluției de amoniac, ca și absorbant a CO₂, includ:

- Temperatura joasă a reacției;
- Reținerea mare a CO₂;

- Regenerare la presiune mare;
- Sensibilitate scăzută la impurități;
- Costul scăzut al absorbantului.

CAA (tehnologia de captare a CO₂ avansată, cu amine) datorită îmbunătățirii formulei și performanței soluției de amine și, în general, a tehnologiei are următoarele avantaje în comparație cu captarea CO₂ clasică, cu MEA:

- Captare a CO₂ mai eficientă din punct de vedere energetic;
- Un nivel de degradare al solventului mai scăzut, ceea ce duce la un consum de substanțe chimice mai redus și o producție mai mică de efluenți și deșeuri;
- Corozivitate scăzută, rezultând instalații mai ieftine;
- Scheme avansate și mai flexibile, cu potențial pentru economisirea de energie.

Costuri de investiție (CAPEX)

În comparație cu CAA, costurile de investiție pentru CAR sunt mai mari din cauza diferenței de tehnologie care implică mai multe echipamente.

Rezultă un punct în plus pentru metoda de captare a CO₂ pe bază de amine.

Costurile de exploatare și de mentenanță (OPEX)

Costurile de exploatare pentru CAA sunt mai mari în mare parte datorită costului reactivului pe bază de amine, în comparație cu reactivul pe bază de amoniac al CAR.

Pentru furnizarea soluției de amoniac, se poate folosi infrastructura existentă de furnizare. În România există instalații adecvate pentru producția de amoniac, care permit o livrare independentă și la timp din sursele locale. Acest lucru este un avantaj pentru aplicația metodei de captare a CO₂, cu amoniac răcit.

Consumul de energie

Consumul de energie pentru CAR și CAA este comparabil. Există diferențe între modalitățile în care se folosește energia (abur, energie electrică sau apă de răcire).

Experiența de exploatare și cu solventul

Amoniacul este deja folosit în exploatarea normală a blocurilor energetice de 330 MW din centralele existente care utilizează lignit. Acest lucru permite utilizarea infrastructurii existente în cazul în care se alege CAR (tehnologia de captare a CO₂, cu amoniac răcit).

Operatorii blocurilor energetice de 330 MW au experiență îndelungată în ceea ce privește manevrarea amoniacului. Prin urmare nu mai este nevoie de instruirea personalului. Rezultă un punct în plus pentru instalația de captare a CO₂, cu amoniac răcit.

Cerințe de teren

Spațiul disponibil este adecvat pentru ambele instalații de captare a CO₂.

Autorizațiile din partea autorităților

Blocul energetic de 330 MW existent funcționează pe baza autorizațiilor obținute conform legislației în vigoare și care aprobă utilizarea amoniacului în instalația existentă. Acest lucru va conduce la reducerea timpului pentru procedura de obținere a acordului de mediu în cazul instalației de captare a CO₂, care folosește

aceeași substanță chimică, amoniacul, și nu introduce un nou tip de substanță chimică ca solvent. Rezultă un punct în plus pentru instalația de captare a CO₂, cu amoniac răcit.

Matrice de evaluare i-a în considerare concluziile mai de mai sus prin aplicarea unor factori de ponderare și punctaje în evaluarea tehnologiei, [T9].

Tabelul 3.3. Matricea de evaluare a soluției tehnice

Criteriul de evaluare	Factor pondere	CAA	CAR		
		Scor	Total	Scor	Total
Cheltuieli de investiție	25	4	80	3	60
Cheltuieli de exploatare	25	3	60	4	80
Consum de energie	20	4	80	4	80
Cerințe cu terenul ocupat	10	3	30	3	30
Experiența în exploatare	10	2	20	4	40
Obținere avize/acorduri	10	2	20	4	40
Total	100		290		330

Punctaj: 5 = Superior; 4 = Bun; 3 = Suficient; 2 = Insuficient;

Având în vedere cele prezentate pentru integrarea tehnologiei de captare post-combustie la un bloc energetic de 330 MW în funcțiune pe lignit românesc se recomandă procedeul de *captare post-combustie a CO₂, cu amoniac răcit (CAR)*, [T9].

Principalele avantaje ale procedeului CAR decurg din utilizarea amoniacului ca reactiv chimic pentru absorbția CO₂ și sunt următoarele:

- Cheltuielile de exploatare mai mici;
- Existența experienței în exploatare la utilizarea amoniacului, față de cazul solvenților pe bază de amine;
- Obținerea de acorduri/autorizații este mai facilă în cazul utilizării amoniacului;
- Produsul secundar, care este sulfatul de amoniu poate fi valorificat ca îngrășământ;
- Tehnologia este inovatoare și constituie un element de noutate pentru proiectele CCS demonstrative atât în Europa, cât și la nivel mondial.

3.4. Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului

În prezent tendința de a produce energie pe bază de combustibili fosili odată cu reducerea emisiilor de CO₂ aferente necesită creșterea eficienței globale a blocurilor energetice și implementarea noilor instalații pentru captarea CO₂ sau schimbarea tehnologiei de ardere, pentru a putea separa emisiile de CO₂ generate.

În acest scop s-au dezvoltat diverse tehnologii cum ar fi: pre-combustia, ox-combustia și post-combustia, în funcție de unde se realizează captarea CO₂, înainte, în timpul sau după arderea combustibililor în cazanele energetice. În acest capitol am prezentat două dintre cele mai avansate procedee de captare CO₂ post-combustie, care sunt în prezent în faza demonstrativă pentru a fi testate în vederea comercializării până în anul 2020. Procedeele de captare avansate cu amine și amoniac răcit pot fi implementate cu ușurință la un bloc energetic de 330 MW.

Contribuția autorului la dezvoltarea acestui capitol a constat în următoarele:

- Identificarea tehnologiei de captare adecvate unui bloc energetic de 330 MW în funcțiune cu ardere pulverizată a lignitului românesc;
- Stabilirea criteriilor de selecție a procedurii de reducere a CO₂ dintre cele care au fost testate și au funcționat o perioadă suficientă pentru a releva veridicitatea parametrilor și a performanțelor;
- Analizarea multicriterială a două dintre cele mai avansate procedee de captare post-combustie în vederea selectării celui care se pretează cât mai bine condițiilor reale de funcționare ale unei centrale electrice din România.

Concluziile desprinse de autor în urma analizei multicriteriale a procedurilor de captare cu amine și cu amoniac răcit:

- Instalațiile analizate sunt la fazele de pilot industrial și respectiv demonstrativ putând a fi implementate în centralele electrice;
- În cazul blocului energetic existent de 330 MW pe lignit procedeul de captare CO₂ selectat este cel cu amoniac răcit.

4. INSTALAȚIA DE CAPTARE CU AMONIAC RĂCIT

Instalația propusă pentru captarea dioxidului de carbon din gazele de ardere pentru blocul energetic de 330 MW funcționând cu lignit românesc se bazează pe tehnologia de captare cu amoniac răcit. Aceasta captează 85% din dioxidul de carbon (237822 kg/h) din volumul de gaze de ardere, pe care îl va comprima la presiunea necesară transportului și stocării, [I23].

Instalația de captare a dioxidului de carbon este dimensionată pentru tratarea unui volum de gaze de ardere umede de 1848,92 t/h și este formată din următoarele instalații:

- Instalația de răcire a gazelor de ardere;
- Instalația de absorbție a dioxidului de carbon;
- Instalația de comprimare a dioxidului de carbon;
- Instalații auxiliare;
- Distribuția utilităților în interiorul instalației de captare (inclusiv, pompa de apă de răcire).

Ipotezele luate în considerare la dimensionarea instalației de captare a dioxidului de carbon cu amoniac răcit sunt următoarele:

Ore anuale de funcționare	h/an	7600
Condiții de funcționare la sarcină parțială (din volumul de gaze de ardere)	%	50
Caracteristici gaze de ardere:		
temperatură	°C	66
presiune diferențială	mmH ₂ O	10,189
presiune absolută @ 760 mmH ₂ O	bar(a)	1,014
Compoziție, gaz umed:		
Oxigen (O ₂)	wt%	5,29
Dioxid de carbon (CO ₂)	wt%	15,06
Azot (N ₂)	wt%	62,53
Apă (H ₂ O)	wt%	17,11
Bioxid de sulf (SO ₂)	mg/Nm ³	200
Oxizi de azot (NO _x)	mg/Nm ³	200
Pulberi	mg/Nm ³	20
Volum:		
Volum masic total, umed	kg/h	1848920
Volum masic total, uscat (aproximativ)	kg/h	1532570
CO₂ ieșit din instalația de captare:		
Condiții:		
temperatură	°C	30-40
presiune	bar(a)	120
Compoziție:		
Dioxid de carbon (CO ₂)	vol%	max. 99,7
Oxigen (O ₂)	ppmv	<50
Azot (N ₂)	ppmv	<2500
Apă (H ₂ O)	ppmv	<50
Reactiv (amoniac)	ppmv	<150

4.1. Descrierea procesului de captare CO₂ cu amoniac răcit (CAR)

Procesul de captare cu amoniac răcit utilizează ca reactiv o soluție amoniacală apoasă pentru absorbția CO₂ din gazele de ardere la presiunea ambientală și temperatură redusă. Față de alte tehnologii, stabilitatea soluției de amoniac nu este afectată de urmele de oxigen sau acizi prezente în gazele de ardere. Procesul CAR oferă o încărcare parazitară redusă a reactivului, ceea ce conduce la economii la costurile de operare pe perioada de viață a instalației. Funcționarea la temperaturi de proces reduse permite utilizarea căldurii reziduale, ceea ce nu este posibil la celelalte tehnologii de captare post-combustie a CO₂. Deoarece, emisiile generate și fluxurile de ape uzate sunt convențional curate, nu sunt necesare instalații suplimentare de tratare, [I23].

Reactivul utilizat în CAR este amoniacul, care este o substanță chimică deja disponibilă pe piața mondială din mai multe surse. Din moment ce disponibilitatea amoniacului influențează atât umplerea inițială, cât și adaosul în timpul funcționării, aceasta devine un factor care se ia în calcul atât la costurile de investiție, cât și la cele de operare și mentenanță.

În plus, gazele de ardere care ies dintr-o instalație obișnuită de desulfurare a gazelor de ardere pot fi livrate instalației de captare a CO₂, prin procesul CAR, fără a fi nevoie de creșterea costisitoare a performanțelor instalației de desulfurare necesară în alte tehnologii de captare.

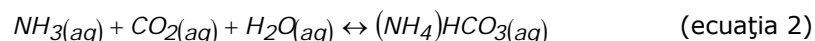
Din punct de vedere al operării instalației, procesul cu amoniac răcit a demonstrat o funcționare stabilă în condiții de sarcină parțială. Procesul CAR oferă flexibilitate și abilitatea de a urmări curba de încărcare zilnică a blocului energetic în plaja uzuală de 25-100% fără impact asupra performanțelor procesului.

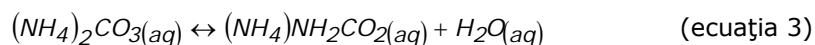
Cum amoniacul este o substanță chimică de largă utilizare, amoniacul folosit ca reactiv în procesul CAR conduce la obținerea mai ușor a acordurilor/autorizațiilor necesare, inclusiv la eliminarea problemelor de depozitare a deșeurilor care pot apărea. Produsul secundar rezultat din procesul CAR este sulfatul de amoniu lichid care poate fi valorificat ca fertilizator. Opțional amoniacul poate fi reținut într-o instalație dedicată de recuperare amoniac și în acest caz produsul secundar final este gipsul.

Puterea electrică necesară comprimării CO₂ reprezintă o parte substanțială din puterea totală pentru diferite tehnologii de captare a CO₂. Conceptul CAR implică producerea de CO₂ cu presiune ridicată, ceea ce implică reducerea semnificativă a puterii necesare comprimării acestuia.

4.1.1. Chimia procesului CAR

Procesul de captare a CO₂ cu amoniac răcit constă în transferul de masă între fazele gazos/lichid urmat de reacții chimice în stare lichidă. Reacțiile globale ce au loc în procesul CAR sunt prezentate mai jos, [A2]:

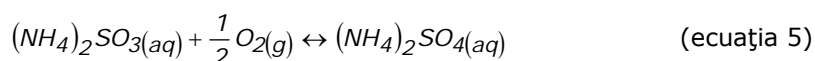
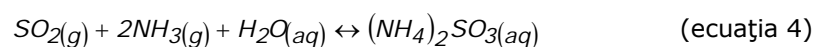




Toate reacțiile chimice din procesul cu amoniac răcit sunt reversibile și direcția lor depinde de presiunea, temperatura și concentrația din sistem.

La temperaturi scăzute, ecuațiile 1-3 sunt reacții exoterme în direcția dinspre stânga spre dreapta necesitând îndepărtarea căldurii din proces în scopul de a menține temperatura dorită de absorbție a CO₂.

La temperaturi înalte, ecuațiile 1-3 sunt reacții endoterme care au loc în direcția de la dreapta la stânga și au nevoie de energie pentru a elibera CO₂ gazos. În plus, reacțiile chimice asociate cu îndepărtarea de SO₂ rezidual din gazele de ardere au loc astfel:



Alte componente reziduale, cum ar fi clorurile și fluorurile, pulberile sunt îndepărtate amonte de instalația de absorbție a CO₂.

Pentru a minimiza emisiile de NH₃ gazos, absorbția de CO₂ se efectuează la temperaturi mai mici ale gazelor de ardere decât cele ambientale. Reacția chimică în stare lichidă constă în formarea carbonatului de amoniu ((NH₄)₂CO₃), bicarbonatului de amoniu ((NH₄)HCO₃) și carbamatului de amoniu ((NH₄)NH₂CO₂).

4.1.2. Descrierea instalațiilor principale ale procesului CAR

Instalația de captare cu amoniac răcit constă în următoarele echipamente principale de proces (tabelul 4.1), [123]:

Tabelul 4.1. Echipamente principale de proces

Răcirea/condiționarea gazelor de ardere
Absorbția CO ₂
Spălarea cu apă și stripare CO ₂ /NH ₃
Regenerare
Instalația frigorifică
Comprimarea și deshidratarea CO ₂

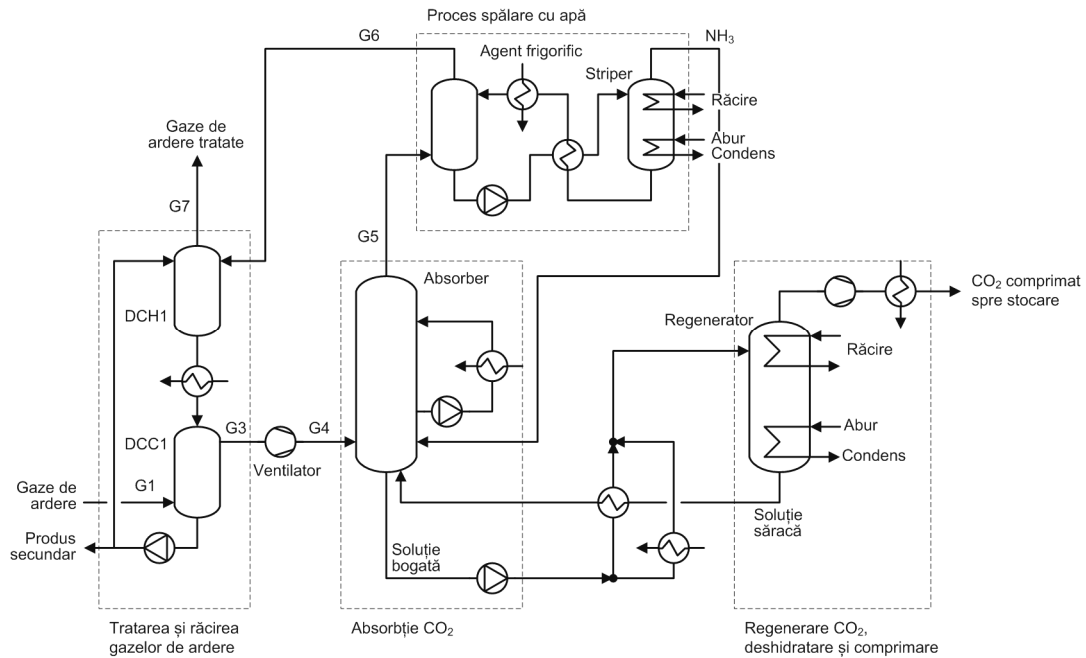


Figura 4.1. Schema simplificată a procesului de captare cu amoniac răcit, [I23]

În figura 4.1 este prezentată o schemă simplificată a procesului CAR. Gazele de ardere (G1), părăsind desulfurarea umedă a gazelor de ardere umede sunt deviate prin intermediul unei conducte noi la instalația CAR. Gazele de ardere reci de la răcitorul cu contact direct, DCC1 (G4), intră în absorberul CO₂ și de acolo sunt trimise la coloana de spălare cu apă pentru controlul scăpărilor de amoniac. Fluxul gazelor de ardere (G6) este apoi trimis la coloana de încălzire cu contact direct, DCH1, pentru a se curăța amoniacul rămas în acestea și pentru a le reîncălzi. Gazele de ardere reziduale (tratate G7), care părăsesc instalația CAR vor fi trimise în atmosferă printr-un nou coș de fum. Soluția bogată în CO₂ din absorberul CO₂ este încălzită în regenerator pentru a elibera prin desorbție CO₂. Soluția săracă din regenerator este returnată la absorber. CO₂ este tratat în continuare pentru a satisface specificațiile impuse și apoi comprimat la presiunea de transport cerută.

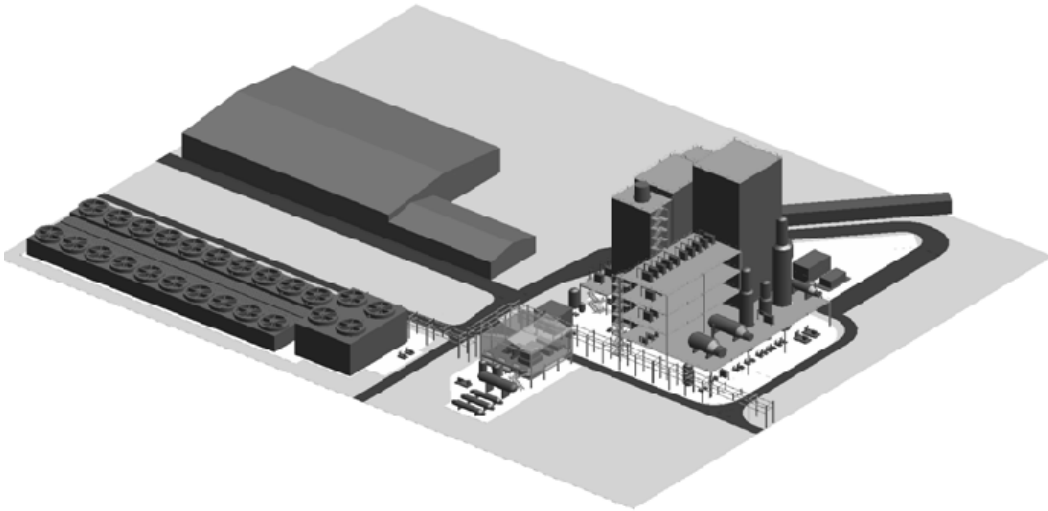


Figura 4.2. Instalația de captare CO₂ 3D, [123]

4.1.3. **Condiționarea gazelor de ardere**

Condiționarea gazelor de ardere are ca scop următoarele acțiuni:

- Micșorarea temperaturii gazelor de ardere la un nivel adecvat pentru procesul de absorbție;
- Condensarea celei mai mari părți din vaporii de apă conținuți în gazele de ardere, astfel se reduce volumul de gaze, se mărește concentrația de CO₂ și se reduce dimensiunea absorberului CO₂;
- Înlăturarea poluanților reziduali, în special SO₂ și alte componente acide;
- Reducerea pierderii de amoniac și preîncălzirea gazelor de ardere tratate.

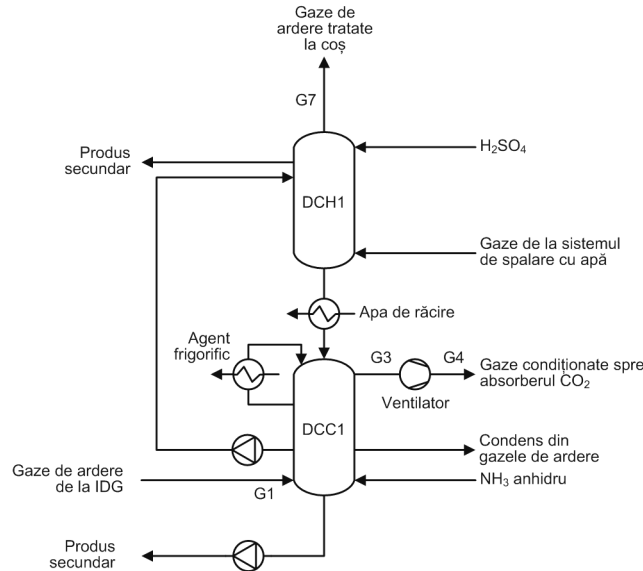


Figura 4.3. Schema procesului de condiționare a gazelor de ardere, [I23]

Coloanele de condiționare cu contact direct (DCC1 și DCH1) sunt turnuri convenționale cu umpluturi (pachete), prevăzute pentru recircularea soluției apoase între ele. Gazele de ardere intră în DCC1 pe la partea inferioară și sunt transportate în sus printr-o serie de umpluturi. În umplutura inferioară are loc absorbția SO_x, care reacționează cu amoniacul din apa de recirculare formând sulfat de amoniu. Alte componente acide precum acidul clorhidric și cel fluorhidric sunt, de asemenea, absorbite. Amoniacul anhidru este adăugat continuu în soluția apoasă (de recirculare) pentru a menține nivelul optim al pH-ului. Din această secțiune se extrage un flux de produs secundar cu un debit adecvat menținerii concentrației (NH₄)₂SO₄ la aproximativ 20-35% (masic). Astfel, tehnologia de captare cu amoniac răcit poate reduce gazele acide prezente în gazele de ardere înainte de instalațiile tipice de desulfurare.

Pe măsură ce gazele de ardere sunt transportate în continuare în sus, acestea intră în contact cu soluția recirculată rece pulverizată pe umplutura din mijloc a DCC1 în vederea reducerii temperaturii și pentru a condensa majoritatea vaporilor de apă. Apa condensată de la umplutura din mijloc este trimisă împreună cu apa condensată de la umplutura superioară la DCH1 la turnul de răcire. În timpul transportării gazelor în sus acestea sunt răcite în cadrul pachetului superior al DCC1 la 6°C prin intermediul unei bucle de apă, răcită de instalația frigorifică. Gazele de ardere de la DCC1 trec mai întâi prin ventilatorul de gaze de ardere pentru a suplini pierderea totală de presiune de pe întreg traseul gazelor de ardere în echipamentele instalației de captare.

În coloana de încălzire prin contact direct (DCH1) concentrația de amoniac în gazele de ardere tratate, care provin de la absorber, este redusă la 10 mg/Nm³. Amoniacul reacționează în apa recirculată cu acidul sulfuric injectat formând sulfat de amoniu. Din absorber rezultă un produs secundar care conține în mare parte sulfat de amoniu dizolvat, cu o concentrație de 20-35% (masic) care poate fi depozitat sau comercializat ca fertilizator în agricultură.

În DCH1 are loc și creșterea temperaturii gazelor de ardere tratate, corespunzătoare evacuării prin coșul de fum. Gazele de ardere tratate sunt reîncălzite prin contact direct cu apă caldă recirculată, preluată din DCC1. Apa de recirculare răcită este trimisă de la DCH1 la turnul de răcire pentru o răcire suplimentară înainte de a fi returnată la DCC1.

4.1.4. Absorbția CO_2 în procesul de captare cu amoniac răcit

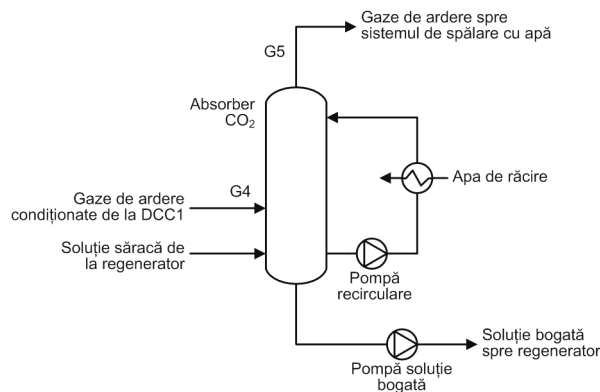


Figura 4.4. Schema de principiu a procesului de absorbție CO_2 , [123]

Gazele de ardere care intră în absorberul CO_2 (figura 4.4) conțin mai puțin de 1% vapori de apă și concentrații neglijabile de SO_2 , HCl, mercur și pulberi (PM). Absorberul CO_2 este conceput ca o coloană cu umplutură (pachete), care absorb CO_2 prin intermediul unei soluții amoniacale apoase. Pe măsură ce gazele de ardere urcă, soluția care curge descendent absoarbe CO_2 și părăsește sistemul sub forma unei soluții concentrate (bogate în CO_2) către regenerator. Soluția săracă în CO_2 (concentrație mică de CO_2) de la regenerator este recirculată la absorber pentru a închide ciclul de absorbție CO_2 și regenerare.

O mică cantitate de reactiv, amoniac anhidru, este adăugat pentru a suplini pierderile de amoniac de la secțiunea de absorbție.

Sistemul de absorbție CO_2 conține trei niveluri de absorbție, cu umplutură, integrate în două coloane. Nivelele de absorbție 1 și 2 absorb 85% din CO_2 la o temperatură de aproximativ 20-23°C. Căldura eliberată de reacțiile exotermice este înlăturată prin intermediul unor bucle de recirculare externe de răcire pentru fiecare nivel al absorberului. Căldura va fi preluată de către agentul frigorific de la instalația frigorifică.

Scopul celui de-al treilea nivel al absorberului (cele de-a treia umpluturi) este reducerea cantității de amoniac care părăsește absorberul. Acest lucru este realizat prin trimiterea de soluție bogată rece, la aproximativ 5°C în partea superioară a celui de-al treilea nivel. Presiunea joasă de echilibru a amoniacului favorizează trecerea amoniacului gazos în faza lichidă. Soluția din cel de-al treilea nivel de absorbție este răcită din nou cu ajutorul agentului de răcire de la instalația frigorifică. Gazele de ardere care părăsesc cel de-al treilea nivel de absorbție sunt trimise la coloana de spălare cu apă.

Soluția concentrată (bogată) este extrasă de la baza primului nivel de absorbție și este pompată la regenerator. Soluția săracă (fără CO₂, regenerată) de la regenerator este trimisă la absorber.

Condiții generale de definire a concentrației de CO₂ și concentrației soluției

Concentrația de CO₂ este exprimată în valori R, care este raportul dintre "moli de NH₃ și moli de CO₂" în soluție. O valoare ridicată pentru R (soluția săracă) înseamnă o concentrație mică de CO₂ și vice versa. Tăria soluției este exprimată fie în molaritatea amoniacului: "moli de NH₃ pe volum de concentrație" sau "moli de NH₃ pe kg de apă", în reacție.

Astfel, pentru soluția bogată NH₃/CO₂ la ieșirea din absorber R are valori cuprinse între 1-1,5, iar pentru soluția săracă NH₃/CO₂ la intrarea în absorber valorile R variază între 1,5-3.

4.1.5. Spălare cu apă și separare CO₂/NH₃

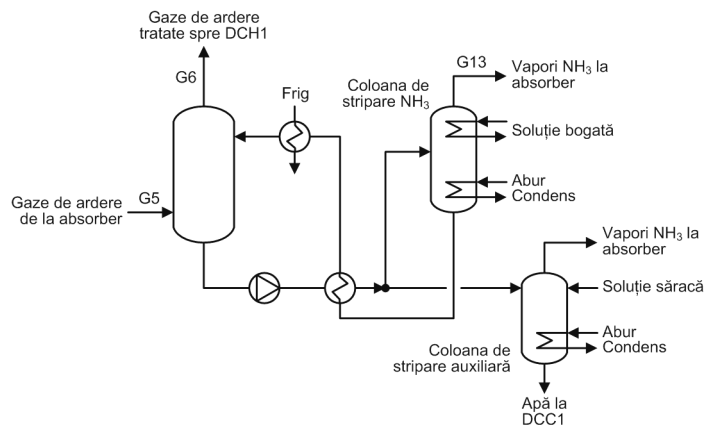


Figura 4.5. Schema procesului de spălare cu apă și separare CO₂/NH₃, [123]

Gazele de ardere de la absorberul CO₂ sunt tratate în continuare în sistemul de spălare cu apă pentru a minimiza pierderile de amoniac și pentru a menține amoniacul în sistemul de absorbție (figura 4.5).

Gazele de ardere de la cel de al treilea nivel de absorbție sunt introduse la o temperatură de 5°C în partea inferioară a coloanei de spălare cu apă și sunt trecute în contracurent prin două umpluturi spălate cu apă de la stripping răcită introdusă la partea superioară a coloanei. Temperatura de intrare a apei reci este aproximativ 5°C, ceea ce favorizează absorbția amoniacului gazos în așa fel încât să se obțină o concentrație la ieșire mai mică de 200 ppm în gazele de ardere, care ies din coloana de spălare cu apă. O parte din CO₂ este de asemenea absorbit. Apa îmbogățită cu NH₃ din coloana de spălare cu apă este preîncălzită cu apă fierbinte de la stripping și trimisă la striperul de NH₃.

Separatorul (striperul) NH₃ este de asemenea o coloană cu umplutură, compusă dintr-un schimbător de căldură cu abur și un sistem de condensare parțială în partea superioară. Presiunea de funcționare este în mod normal între 2,0 și 6,0 bar(a). Căldura se introduce în schimbător sub formă de abur pentru a mări

temperatura și a genera suficienți vapori necesari separării amoniacului împreună cu CO_2 din apa de spălare. Vaporii din partea superioară sunt parțial condensați în condensatorul superior cu ajutorul apei de răcire sau cu condensat principal din circuitul regenerativ de preîncălzire a apei de alimentare. Apa condensată este recirculată la striper, vaporii rămași, bogați în amoniac și CO_2 sunt trimiși la absorber pentru a recupera amoniacul.

Un al doilea striper (striper auxiliar) este prevăzut pentru a echilibra bilanțul de apă absorber/coloană spălare și pentru a elimina sulfatul de amoniu din sistem, care este o sare stabilă termic și la nivelurile de temperatură predominante în proces nu se descompune. Striperul auxiliar tratează un flux continuu al apei de spălare de la coloana de spălare și un flux intermitent de soluție rece regenerată. Încălzirea este realizată prin intermediul unui schimbător de căldură cu abur. Vaporii bogați în amoniac de la partea superioară a coloanei cu umplutură sunt trimiși la sistemul de absorbție. Fluxul inferior fără amoniac este trimis la răcitorul cu contact direct DCC1.

4.1.6. Regenerarea

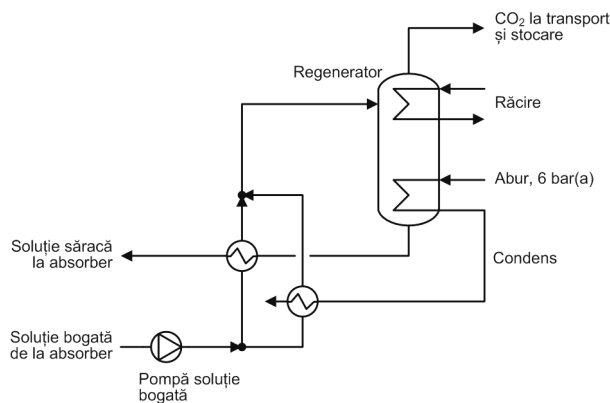


Figura 4.6. Schema de principiu a procesului de regenerare, [123]

Soluția bogată în CO_2 de la absorber conține bicarbonat, carbonat și carbamat de amoniu într-o soluție apoasă. Coloana este compusă din trei umpluturi și presiunea de funcționare este aproximativ 21 bar(a).

Soluția bogată de la absorber este pompată de pompa de alimentare a regeneratorului printr-o serie de schimbătoare de căldură, unde căldura este recuperată din soluția săracă fierbinte preluată de la baza regeneratorului și de la aburul condensat (figura 4.6).

Soluția săracă este recirculată după răcire la absorberul CO_2 , iar soluția bogată preîncălzită este introdusă la o temperatură ridicată în umplutura inferioară a regeneratorului. La această temperatură, o parte din bicarbonat se descompune eliberând vapori de CO_2 în regenerator. Restul soluției bogate intră în contact cu vapori fierbinți care se ridică, generați în schimbătoarele de căldură aferente regeneratorului. La creșterea temperaturii, se descompun mai mulți bicarbonați, eliberând mai întâi CO_2 și mici cantități de NH_3 și H_2O .

Gazul bogat în CO₂ de la partea superioară a coloanei regeneratoare este răcit la 30°C în coloana de spălare CO₂ din aval (nu apare în figura 4.5), prin contact direct cu apă rece recirculată pentru a condensa excesul de vapori de apă și pentru a micșora concentrația de amoniac în fluxul de CO₂. Încărcarea soluției sărace de CO₂ este dependentă de temperatură.

Presiunea CO₂-ului produs care părăsește regeneratorul și coloana de spălare CO₂ este mai mare decât cea în cazul altor tehnologii de captare a CO₂ post-combustie, rezultând o reducere semnificativă a puterii electrice (până la 60%) asociată cu comprimarea CO₂ aval. Cu toate acestea, presiunea de funcționare a sistemului de regenerare poate fi ajustată pentru a optimiza performanța totală a instalației de captare a CO₂ și a turbinei cu abur a centralei electrice.

4.1.7. Deshidratarea și comprimarea CO₂

Fluxul de CO₂ răcit iese din regenerator și coloana de spălare CO₂ la o presiune de 20,5 bar(a) și o temperatură de aproximativ 40°C. Presiunea este controlată de un regulator de presiune, montat pe linia de CO₂ de la regenerator, care comandă vana de pe aspirația compresorului.

Sistemul de comprimare constă într-un compresor centrifugal complet echipat, cu două trepte, antrenate de un motor electric, cu răcire intermediară și separatoare de umiditate, un răcitor/condensator de CO₂ și o pompă de CO₂ lichid. Raportul uzual de compresie al fiecărei trepte este aproximativ 1,7. CO₂-ul lichid produs de compresor se introduce într-un rezervor tampon de CO₂ lichid din care se pompează la presiunea dorită (figura 4.7).

La această temperatură de intrare, de 40°C, conținutul de vapori de apă este prea mare pentru transportul/stocarea CO₂ în formațiunile geologice adecvate. În consecință, se prevede o treaptă de deshidratare între cele două trepte de comprimare pentru a ajusta conținutul de apă în fluxul de CO₂ produs, la mai puțin de 50 ppmv.

Pentru deshidratare este necesar un sistem de adsorbție tip cu site moleculare, care este cel mai adecvat pentru obținerea unui conținut mic de umiditate. Astfel, sunt prevăzute trei recipiente de adsorbție: unul în regenerare și alte două în funcțiune. Pentru regenerare se ia aproximativ 10% CO₂ uscat, se încălzește electric și se recirculă prin primul recipient de adsorbție, către tamburul de aspirație al compresorului.

Presiunea necesară pentru CO₂ la limita instalației depinde de condițiile pentru transport și stocare și este de obicei cuprinsă între 100 și 150 bar(a). Un sistem de comprimare cu două trepte ridică presiunea până aproape de 61 bar. Presiunea finală la care se ajunge este de 120 bar și este realizată de pompa de CO₂ lichid.

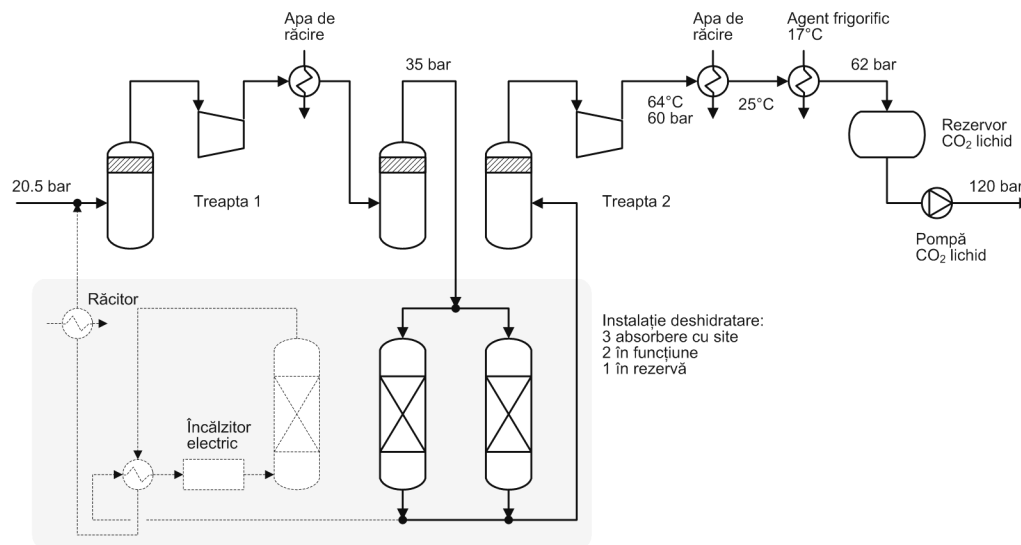


Figura 4.7. Schema simplificată a instalației de comprimare a CO₂, [123]

4.1.8. Instalația frigorifică

Instalația frigorifică (figura 4.8) este un sistem mecanic închis, care folosește două compresoare în cascadă, pentru a prelua căldura de la diferiții agenți ai procesului anterior sub temperatura (naturală) apei de răcire. Agentul de răcire care circulă este vaporizat în răcitoarele din proces la presiune joasă pentru a răci fluxurile procesului și apoi este comprimat și condensat într-un condensator evaporativ. Sistemul prevede răcirea la unul sau două nivele de temperatură (respectiv +20 și/sau +5°C). Condensatorul evaporativ este un răcitor special cu aer la care apa este pulverizată extern pe pachetul de tuburi prin care circulă agentul frigorific, reducând astfel temperatura de condensare și prin urmare energia necesară comprimării. Condensatorul evaporativ atinge economii semnificative de energie la temperaturi ambientale reduse și permite oprirea compresorului de înaltă presiune/temperatură în perioadele reci (răcire naturală).

Sistemul de răcire utilizează amoniac ca și agent frigorific. Amoniacul este cel mai eficient agent de răcire pentru acest tip de aplicație, deoarece generează cel mai mic consum de energie. Are de asemenea indici de încălzire globală și de ozon foarte mici în comparație cu alți agenți de refrigerare. Sistemul de răcire este conceput pentru a salva energia de comprimare, permițând o flexibilitate la încărcări parțiale și a presiunii de evacuare a compresorului, pentru a putea profita de condițiile schimbătoare ale mediului.

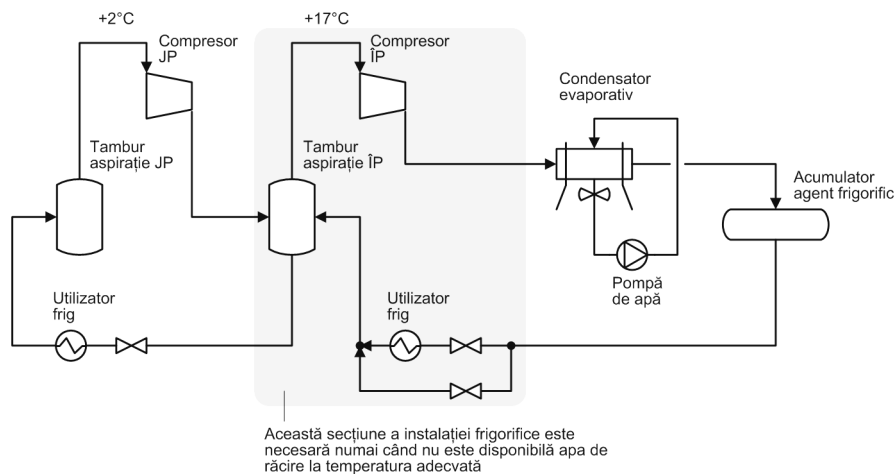


Figura 4.8. Instalația frigorifică, [I23]

4.1.9. Instalații electrice și de automatizare necesare

Instalația de captare a CO₂ va fi monitorizată și controlată de la un sistem de control distribuit (DCS) în timp ce compresorul de CO₂ are însă și propriul sistem de control și siguranță, dedicat, sub formă de automat programabil (PLC) de siguranță.

DCS va fi amplasat împreună cu MCC (centrele de control motoare), HMI (interfața om – mașină) și stațiile de proces vor fi amplasate în camera de comandă a instalației de captare. Pentru a avea o interconectare corespunzătoare și a oferi aceeași "obișnuință" a operatorului deja instruit este bine ca DCS să fie de la același producător și de același tip ca cel al blocului energetic de 330 MW.

Pentru un timp de funcționare continuă de mai mult de 7600 h/an pentru DCS este recomandat următorul concept de redundanță:

- două stații de operator neredundante;
- un sistem magistrală de mare viteză redundanță;
- unități centrale redundante;
- module de alimentare redundante;
- module de ieșire analogică redundante pentru automat programabil;
- module non-redundante pentru indicator;
- module de intrare și ieșire digitale redundante.

În ceea ce privește sistemele de protecție instalația de captare este protejată împotriva evenimentelor neprevăzute care ar putea duce la condițiile nesigure de funcționare prin dispozitive de siguranță mecanice, cum ar fi supape de siguranță de suprapresiune și aparatură de automatizare de siguranță extrem de fiabile ca un nivel de protecție secundar (alarme independente cu acționare la distanță). De exemplu:

- Toate coloanele de înaltă presiune sunt prevăzute cu supape de siguranță de suprapresiune redundante și de închidere de înaltă presiune cu alarmare prealabilă;
- Compresoarele CO₂ și cele ale instalației frigorifice vor avea propriul sistem de control și siguranță dedicat (PLC).

Sistemul automat de siguranță în cazul condițiilor de proces nesigure va acționa imediat pentru a preveni orice situație periculoasă de avariere mecanică potențială a echipamentelor, care ar putea duce la eliberarea de vapori sau lichid în atmosferă. Această situație poate conduce la oprirea parțială sau totală a instalației de captare. Sistemul de siguranță nu trebuie să fie dezactivat sau manipulat de către operatori și trebuie să fie independent de sistemul normal de control al instalației.

Pentru deschiderea rapidă a supapelor de protecție la suprapresiune în liniile de retur ale compresorului de CO₂ este necesar un sistem de siguranță hidraulic sau cu aer instrumental (cu rezervă). Supapele acționate cu motor electric sunt prea lente pentru acest serviciu.

Anumite secțiuni ale instalației de captare CO₂ trebuiesc prevăzute cu o izolare automată și/sau sistem de depresurizare:

- *Compresoarele* au supape de izolare pe partea de aspirație și de refulare, care se închid după o oprire. Supapele de recirculare ale compresoarelor se vor deschide, astfel încât o presiune de echilibru să fie atinsă între partea de aspirație și de refulare, astfel încât să nu fie eliberate gaze în atmosferă;
- *Coloanele* care funcționează la o presiune ridicată (regenerator, stripper) sunt echipate cu sisteme redundante de închidere de înaltă presiune prin care se oprește alimentarea cu abur a schimbătoarelor de căldură atunci când presiunea crește în coloană;
- *Sistemele de refrigerare* pot fi izolate din camera de comandă sau din zona echipamentului (detectoare locale) în cazul unei scurgeri de agent frigorific lichid.

În cazul echipamentelor rotative este prevăzut un sistem de monitorizare care urmărește vibrațiile relative ale rotorului, poziția axială a rotorului, temperatura rulmenților și temperatura motorului.

Detectoarele de CO₂ gazos (alarme acustice și vizuale) sunt instalate în punctele unde ar putea apărea neatențit în vederea protecției personalului de operare. În cazul apariției unor scurgeri de CO₂, acestea sunt apoi evacuate în atmosferă și/sau trimise la coșul de fum.

Aparatura de automatizare este alimentată neîntrerupt cu energie electrică (UPS) redundant de 230 Vcc pentru maxim 30 de minute.

În conformitate cu legislația națională și europeană este prevăzut pe noul coș de fum un sistem de monitorizare continuă a emisiilor, CEMS (măsurare SO₂, NO, CO, CO₂ și HCl).

Pentru funcționarea corectă a echipamentelor instalației de captare sunt prevăzute analizoare pentru urmărirea următorilor indicatori:

- CO₂ în gazele de ardere;
- pH în colectorul de răcire a gazelor de ardere;
- pH în condensatul gazelor de ardere;
- SO₂ în gazele de ardere la absorberul CO₂;
- O₂ și N₂ în dioxidul de carbon umed la compresorul CO₂;
- H₂O, O₂ și N₂ în conducta CO₂, la ieșirea din compresor.

4.2. Schema de principiu și bilanțul de energie și masă a instalației de captare a CO₂

Ținând cont de caracteristicile tehnice ale blocului energetic de 300 MW și de cele ale instalației de captare am realizat schema de principiu a interconexiunilor fluxurilor tehnologice, care este prezentată în Anexa A.

În tabelul 4.2 sunt trecute valorile principalelor fluxurilor de energie și masă unele dintre ele fiind calculate, iar altele estimate pornind de la rezultatele verificate de funcționarea instalațiilor pilot.

Tabelul 4.2. Bilanț de energie și masă pentru instalației de captare a CO₂

Număr flux în schema bloc	Descriere flux (debit/putere)	UM	Valoare
Intrări			
01	Intrare gaze de ardere în instalația de captare	kg/h	1848920
05	Abur intermediar de la turbina cu abur a blocului energetic de 330 MW	kg/h	134208
06	Abur de joasă presiune de la turbina cu abur a blocului energetic de 330 MW	kg/h	102996
08	Condensat principal din circuitul regenerativ al blocului energetic de 330 MW	kg/h	237204
10	Apă de răcire din circuitul blocului energetic de 330 MW pentru răcirea răcitorilor indirecti ai instalației de captare	kg/h	4113893
12	Apă limpezită pentru adaos în circuitul de răcire al instalației de captare	kg/h	378687
13	Putere electrică de alimentare a instalației de captare, din serviciile proprii ale blocului energetic de 330 MW	kW	42700
15	Amoniac anhidru (100 wt%)	kg/h	177
16	Acid sulfuric (93 wt%)	kg/h	60
Din interiorul procesului			
04	CO ₂ umed înainte de comprimare	kg/h	238469
14	Putere generată de turbina în contrapresiune din cadrul ciclului termic	kW	14200
Ieșire			
02	CO ₂ deshidratat și comprimat (fluid supracritic) la conducta de transport CO ₂	kg/h	237822
03	Gaze de ardere tratate (sărace în CO ₂) evacuate în atmosferă prin noul coș de fum	kg/h	1453136
07	Condensat de la fierbătorul regenerativ al instalației de captare, returnat la circuitul de preîncălzire regenerativă de la blocul energetic de 330 MW	kg/h	237204
09	Condensat principal încălzit în instalația de captare și returnat la blocul energetic de 330 MW	kg/h	237204
11	Apă de răcire returnată la circuitul blocului energetic de 330 MW de la răcitorii indirecti ai instalației	kg/h	4113893
17	Produs secundar, sulfat de amoniu (NH ₄) ₂ SO ₄	kg/h	2035

4.3. Consumul de utilități al instalației de captare a CO₂

Utilitățile necesare funcționării instalației de captare a CO₂ sunt următoarele:

- abur de la blocul energetic de 330 MW;
- condensat principal de la circuitul de preîncălzire regenerativă a circuitului termic aferent blocului energetic de 330 MW pentru integrarea termică cu instalația de captare a CO₂ (recuperare căldură);
- alimentare cu energie electrică de la blocul energetic de 330 MW;
- apă de răcire, asigurată aproape în întregime intern prin utilizarea unei baterii de turnuri de răcire, dar și integrarea cu circuitul de apă de răcire al blocului energetic 330 MW pentru răcitorii indirecti ai instalației de captare a CO₂;
- apă limpezită;
- substanțe chimice utilizate ca reactivi în procesele chimice de reducere a CO₂.

4.3.1. Abur

Pentru regenerarea soluției de amoniac care a reținut dioxidul de carbon necesară utilizarea de abur de medie presiune și de joasă presiune având parametrii din tabelul următor:

Tabelul 4.3. Abur necesar instalației de captare a CO₂

Descriere	Temperatura °C	Presiune bar(a)	Debit kg/h
Abur de medie presiune (abur MP)	529	34,13	134208
Abur de joasă presiune (abur JP)	238	3,6	102996

Aburul de MP este utilizat în fierbătorul regenerativ pentru eliberarea CO₂ din soluția bogată în vederea recirculării amoniacului în procesul de absorbție.

Aburul de JP este trimis către stripere tot pentru a recupera cât mai mult din solvent (amoniac) și al reutiliza.

4.3.2. Condensat principal

Căldura condensatului de la schimbătoarele de căldură aferente regenerativului instalației de captare a CO₂ este recuperată prin preîncălzirea condensatului principal (suplinind extracția de abur necesară preîncălzitoarelor regenerative de joasă presiune) din circuitul termic al blocului energetic de 330 MW (integrarea termică). Debitul de 65,89 kg/s de condensat principal din circuitul de preîncălzire regenerativă a apei de alimentare a cazanului de abur de la blocul energetic este extras la temperatura de 24,2°C și încălzit într-un schimbător de căldură din instalația de captare a CO₂ la 115°C, și returnat. Astfel căldura recuperată prin această metodă de integrare termică este aproximativ 25127 kWth.

4.3.3. Alimentarea cu energie electrică

Puterea totală medie necesară instalației de captare a CO₂ este de 42,72 MWe.

În interiorul instalației de captare a CO₂, turbina în contrapresiune utilizată pentru a reduce presiunea aburului la cea necesară schimbătoarelor de căldură, generează puterea electrică de 14,2 MW. În funcționare normală instalației de captare a CO₂ va necesita numai puterea de 28,52 MWe din blocul energetic de 330 MW.

Puterea maximă instalată necesară pentru instalației de captare a CO₂ este de 62,1 MWe.

4.3.4. Apă de răcire

Necesarul de apă de răcire al instalației de captare a CO₂ este de: 10619 m³/h, asigurați astfel:

- 6505 m³/h utilizând o nouă baterie de turnuri de răcire cu tiraj forțat;
- 4114 m³/h utilizând apa de răcire disponibilă din circuitul blocului energetic de 330 MW (numai pentru răcitorii indirecti ai instalației de captare a CO₂);

Răcirea necesară instalației frigorifice se va asigura utilizând un condensator evaporativ.

4.3.5. Apă limpezită

Instalația de captare a CO₂ va necesita următoarele tipuri și cantități de apă:

- Apă limpezită pentru condensatorul evaporativ: 308 m³/h;
- Apă limpezită adăos la turnurile de răcire: 71 m³/h.

totalizând: 379 m³/h de apă limpezită din instalația de tratare apei aferente blocului energetic.

4.3.6. Consumul de substanțe chimice al instalației de captare a CO₂

Pentru instalația de captare a CO₂ sunt necesare următoarele substanțe chimice:

- Amoniac anhidru, concentrație 100% (masic): 177 kg/h;
- Acid sulfuric, concentrație 93% (masic): 60 kg/h.

Toată apa de proces utilizată de instalația de captare a CO₂ se colectează și se recirculă în instalație. Condensul rezultat de la răcirea gazelor de ardere se folosește în cadrul procesului.

Apa de purjare de la turnul de răcire al instalației de captare a CO₂ se va utiliza ca apă de adăos pentru condensatorul evaporativ.

Din instalația de captare a CO₂ nu sunt generate ape uzate.

4.4. Gazele de ardere tratate

Valorile caracteristicile gazelor de ardere cu conținut redus de CO₂ rezultate din calcule sunt prezentate în tabelul 4.4. Acestea vor fi evacuate în atmosferă printr-un nou coș de fum, amplasat pe coloana de răcire prin contact direct a absorberului. Această soluție de evacuare a gazelor de ardere tratate în atmosferă a fost aleasă datorită complexității configurației echipamentelor instalației de captare în planul general al centralei electrice cu blocuri energetice de 330 MW, [123].

Tabelul 4.4. Caracteristicile gazelor de ardere cu conținut redus de CO₂ evacuate în atmosferă prin coșul de fum

Debit 100%			
Parametru	UM	Valoare	
		(umed)	(uscat)
Temperatura	°C	56	
Presiune	bar	1,01	
Debit masic de gaze de ardere	kg/h	1453136	1294744
H ₂ O	% (masic)	10,90	-
CO ₂	% (masic)	2,83	3,18
O ₂	% (masic)	6,73	7,55
N ₂ + Ar	% (masic)	79,54	89,27
SO ₂	mg/Nm ³	0	0
SO ₃	mg/Nm ³	urme	urme
HCl	mg/Nm ³	0	0
HF	mg/Nm ³	0	0
NO _x	mg/Nm ³	188*	224*
NH ₃	mg/Nm ³	<10	<10
Pulberi	mg/Nm ³	0	0

*Considerându-se 5% NO₂ în NO_x

Pentru 50% din sarcina instalației de captare a CO₂ singura variație este cea debitului masic de gaze de ardere care este de 726568 kg/h (umed) și de 647372 kg/h (uscat).

4.5. Produsul secundar rezultat din reacțiile chimice de reținere a CO₂ – sulfatul de amoniu

Un produs secundar lichid cu conținut de sulfat de amoniu este purjat din DCC/DCH. Soluția de sulfat de amoniu din DCC și DCH conține impurități reziduale reținute din gazele de ardere.

Tabelul 4.5 prezintă caracteristicile produsului secundar și compoziția sa estimată.

Tabelul 4.5. Caracteristicile produsului secundar

Parametru	Unitate	Valoare
Debit	kg/h	2035
H ₂ O	% (masic)	60 la 85
Total (NH ₄) ₂ SO ₄ solid dizolvat	% (masic)	40 la 15
Cloruri	mg/l	<2786
Fluoruri	mg/l	<3270
Total solide în suspensie	mg/l	<4900
pH @ 25°C	-	4,5-5,0
Temperatură	°C	15-35

Sulfatul de amoniu, 15466 t/an (soluție cu o concentrație de 29%) sau aproximativ 4485 t/an, dacă este cristalizat, se poate utiliza pentru îngrășăminte pe bază de sulfat, așadar reprezintă o materie primă pentru fabricile de îngrășăminte chimice. Acest lucru constituie o oportunitate pentru comercializarea produsului secundar. În România există câteva fabrici de îngrășăminte chimice care produc îngrășăminte atât pentru consumul intern, cât și pentru export.

Este necesară prevederea unui bazin de stocare tampon cu o capacitate de 352 m³, adică aproximativ 430,5 tone (pentru densitatea de 1223 kg/m³ a soluției de sulfat de amoniu cu concentrație de 20%), reprezentând echivalentul a 10 zile de funcționare continuă.

O altă alternativă avută în vedere este tratarea la fața locului cu var stins a sulfatului de amoniu, reacție în urma căreia se formează gips și amoniac gazos.

Precipitarea gipsului din sulfatul de amoniu reprezintă un proces binecunoscut și disponibil la nivel comercial, iar reacția se realizează cu ajutorul echipamentelor disponibile la stadiu comercial. Produsul secundar – gipsul are aceleași calități pe care le are gipsul rezultat de la instalația de desulfurare a gazelor de ardere și poate fi evacuat/utilizat în același mod. Amoniacul este evacuat în urma procesului sub formă gazoasă și este returnat către instalația de captare a CO₂ pentru a intra în reacție cu CO₂ din gazele de ardere. Apa rezultată de la filtrarea gipsului se poate reutiliza în instalația de captare. Aceasta conține mai puține impurități decât apa provenită de la procesul de desulfurare și se poate trata în stația de epurare a apei uzate a centralei electrice sau într-una mai mică realizată pentru instalației de captare a CO₂.

4.6. Performanțele estimate ale instalației de captare a CO₂

În tabelul 4.6 sunt evaluate performanțele funcționării unei instalații de captare a CO₂ din gazele de ardere provenite din ardere lignitului în cazanul de abur al blocului energetic de 330 MW.

Tabelul 4.6. Performanțele estimate ale instalației de captare a CO₂

Performanță	Valoare	Observație
Eficiența de captare a CO ₂	>85%	Pe baza concentrației de CO ₂ de 15,06% greutate CO ₂ în gazele de ardere umede și la debitul de 237,822 t/h
Disponibilitatea instalației de captare a CO ₂	>95% din disponibilitatea blocului energetic de 330 MW	Timp de funcționare anuală: 7600 h/an
Emisii de NH ₃ la coș	<10 mg/Nm ³	
Debit de gaze de ardere	1848920 kg/h 513,6 kg/s	Debit maxim de proiect de gaze de ardere conform premiselor de proiectare
Puritatea CO ₂ produs	>99,7% (masic)	La ieșirea din compresorul de CO ₂
Umiditatea CO ₂ produs	<50 ppmv	Pentru deshidratare se va utiliza un sistem cu site moleculare
Urme de componente în CO ₂ produs	O ₂ <50 ppmv N ₂ <2500 ppmv	
Consum de abur	MP: 134,2 t/h JP: 103 t/h	De la prizele turbinelor MP: 529°C/34,13 bar JP: 238°C/3,6 bar
Putere electrică necesară (valoare medie anuală)	42,7 MW	Pe baza eficienței de captare CO ₂ de 85% din întreg debitul de gaze de ardere și concentrațiile de CO ₂ prezentate. Include necesarul de putere electrică pentru comprimarea CO ₂
Reducerea puterii electrice brute a blocului energetic prin extracția de abur pentru CCP	40 MW	Valoare include însă și cei 14,2 MW generați de turbina cu abur în contrapresiune care se va monta ca urmare utilizării aburului pentru regenerarea amoniacului, care practic se recuperează.

JP = joasă presiune; MP = medie presiune

4.7. Descrierea funcționării instalației de captare a CO₂

4.7.1. Gazele de ardere

Gazele de ardere sunt direcționate de la coșul de fum al instalației de desulfurare umedă a gazelor de ardere către instalația de captare a CO₂ cu amoniac răcit printr-un singur canal de gaze de ardere. Debitul gazelor de ardere este măsurat continuu. Conform premiselor de proiectare concentrația de dioxid de carbon din gazele de ardere (umede) este de aproximativ 15,06% (masic), reprezentând echivalentul a 12,5% din volumul în gazele de ardere uscate.

Concentrația de CO₂ este măsurată într-un punct de prelevare probe conectat amplasat direct pe canalul de gaze de ardere. Concentrația de CO₂ este continuu indicată operatorului (on-line). De asemenea, este măsurat și conținutul de NH₃, SO₂, NO_x și O₂ din gazele de ardere. Gazele de ardere saturate cu o temperatură de 66°C intră în proces prin partea inferioară a coloanei de răcire prin contact direct.

4.7.2. Coloana de răcire prin contact direct

Coloana de răcire prin contact direct este alcătuită din trei pachete schimbătoare de căldură și masă. În primul pachet, gazele de ardere cu o temperatură de 66°C intră în contact cu apă recirculată, pentru a reduce conținutul de SO₂ și pentru elimina urmele de componente acide și pulberi. Amoniacul anhidru este adăugat ca reactiv, pentru a forma sulfatul de amoniu și pentru a menține nivelul necesar al pH-ului la aproximativ 5. În cel de-al doilea pachet, gazele de ardere intră în contact direct cu apă recirculată răcită cu apă de la turnul de răcire al instalației de captare, pentru a răci gazele de ardere și pentru a condensa majoritatea vaporilor de apă din acestea. Apa caldă recirculată de la acest pachet este trimisă către partea superioară a coloanei de încălzire prin contact direct.

Gazele de ardere răcite urcă în pachetul superior al coloanei de răcire prin contact direct. Aici, gazele de ardere sunt răcite cu apă rece, răcită indirect cu agent frigorific (amoniac) de la instalația frigorifică. Apa răcită pătrunde în pachetul superior cu o temperatură de 5°C. Gazele de ardere se răcesc până la aproximativ 6°C ceea ce conduce la un conținut rezidual foarte mic de vapori de apă în fluxul de gaze de ardere trimis la absorberul de CO₂.

4.7.3. Coloana de încălzire prin contact direct

Gazele de ardere răcite și tratate ieșite din absorberul de CO₂ pătrund în partea inferioară a coloanei de încălzire prin contact direct. Gazele de ardere răcite din absorber/sistemul de spălare cu apă intră în contact cu apa recirculată încălzită cu soluție bogată în schimbătorul de căldură de încălzire prin contact direct A1. Scopul principal al acestei secțiuni este de a reduce concentrația de amoniac din gazele de ardere prin intermediul reacției amoniacului liber rezidual cu acidul sulfuric, în fază apoasă și astfel recuperându-se frigul din gazele de ardere.

Gazele de ardere înainte de evacuare pătrund în stratul superior de al coloanei de încălzire prin contact direct, unde sunt încălzite cu apa caldă recirculată de la coloana de răcire prin contact direct. Temperatura de ieșire a gazelor de ardere este de 56°C. Acestea sunt evacuate printr-un coș de fum nou amplasat pe coloana de încălzire prin contact direct. Apa recirculată este trimisă la turnul de răcire al instalației de captare a CO₂ unde se răcește suplimentar prin evaporare în contact cu aerul. În plus, turnul de răcire preia și apa provenită din sistemul închis de răcire al instalației cu amoniac răcit.

4.7.4. Fluxul de gaze de ardere către absorber

Sistemul de absorbție al instalației de captare a CO₂ este compus din două coloane (absorbere), între care se recirculă reactivul.

Gazele de ardere răcite în coloana de răcire prin contact direct sunt trimise către ventilatorul auxiliar de gaze de ardere (booster), care ridică presiunea gazelor de ardere la aproximativ 1,12 bar. Această presiune va fi suficientă pentru a suplini pierderile de presiune în absorberul de CO₂ și pe întreg traseul gazelor de ardere.

Flux de lichid al absorberului

Soluția amoniacală din coloana 1 a absorberului este bogată în carbonat, bicarbonat și carbamat de amoniu. Soluția este menținută la o temperatură de 20-25°C prin preluarea căldurii rezultate din reacțiile exoterme, de către un schimbător

de căldură extern, în care agentul cald este fluxul lichid recirculat, iar agentul rece este agentul frigorific, la diferite niveluri de temperatură.

Coloana 1 a absorberului

Coloana 1 a absorberului conține trei pachete compacte de schimb de căldură și masă. Gazele de ardere pătrund în coloană pe la partea inferioară. O soluție recirculată este pompată de pompa de recirculare a coloanei 1 a absorberului prin răcitorul coloanei 1 a absorberului către partea superioară a coloanei și este distribuită uniform în coloană. Căldura de la absorbție este transmisă agentului frigorific prin intermediul răcitorului coloanei 1 a absorberului, pentru a răci soluția de recirculare până la 20°C. Soluția amoniacală pătrunde în coloană la partea superioară printr-un distribuitor de lichid aflat în partea superioară coloanei. Partea inferioară a coloanei asigură un volum tampon suficient de soluție de recirculare pentru compensarea oricăror variații apărute în funcționare. Soluția bogată este retrasă din colectorul de la partea inferioară și pompată de pompa de alimentare a regeneratoarelor în regeneratoare.

Coloana 2 a absorberului

Coloana 2 a absorberului conține două pachete compacte. Stratul inferior este prevăzut cu o conductă externă de recirculare a lichidelor. Soluția bogată din coloana 1 a absorberului este pompată de a 3-a pompă de recirculare a absorberului, prin răcitorul 3 al absorberului, către pachetul superior al coloanei 2 a absorberului la o temperatură de 5°C fiind răcit cu agent frigorific în răcitorul 3 al absorberului, pentru a absorbi în primul rând amoniacul din gazele de ardere. Soluția bogată din pachetul superior al coloanei 2 a absorberului se trimite către partea inferioară a coloanei 1 a absorberului.

Toată soluția săracă rece din schimbătorul de căldură A (soluție bogată/soluție săracă) se amestecă la refularea pompei de recirculare a coloanei 2 a absorberului. Soluția de recirculare aferentă pachetului inferior al coloanei 2 a absorberului este răcită în răcitorul 2 al absorberului cu agent frigorific până la 20°C. Soluția de recirculare este trimisă către partea superioară a pachetului compact și distribuită uniform în toată coloana. La partea inferioară a coloanei 2 a absorberului se atinge rata finală de captare a CO₂ de 85%. La partea inferioară a coloanei 2 a absorberului se adaugă amoniac pentru a compensa pierderile de amoniac în gazele de ardere.

Gazele de ardere la ieșirea din coloană sunt monitorizate continuu pentru a se controla permanent conținutul de CO₂, NH₃, SO₂, NO_x și H₂O.

4.7.5. Coloana de spălare cu apă pentru reducerea amoniacului în gazele de ardere tratate

Gazele de ardere din coloana 2 a absorberului, care conțin amoniac sunt trimise către coloana de spălare cu apă, pentru reducerea amoniacului din gazele de ardere tratate, unde intră în contact (în contracurent) în două pachete compacte cu apă răcită cu agent frigorific. Apa rece fără amoniac din striper este trimisă în pachetul superior, pentru a regla concentrația de amoniac la mai puțin de 200 ppm în gazele de ardere tratate. Temperatura gazelor de ardere la ieșirea din coloana de spălare cu apă este de 6-7°C.

Pachetul superior este prevăzut cu o conductă de recirculare cu apă răcită cu agent frigorific. Apa din pachetul superior se combină cu apa din pachetul inferior și

este pompată de pompa de alimentare a striperului de amoniac. Conținutul de CO₂, NH₃, SO_x, NO_x și H₂O din gazele de ardere la evacuarea din coloana de spălare cu apă este monitorizat continuu.

4.7.6. Sistemul de regenerare

Coloana regeneratoarelor

Coloana regeneratoarelor este alcătuită din trei pachete compacte. Fluxurile de soluție bogată pătrund în coloana regeneratoarelor prin orificii de admisie diferite.

Soluția bogată curge către partea inferioară și este încălzită de vaporii generați în schimbătorul de căldură al regeneratoarelor. Schimbătorul de căldură folosește abur saturat de medie presiune de la turbina în contrapresiune.

Fluxurile suplimentare de soluție bogată pătrund în regenerator prin partea superioară, pentru a asigura curgerea lichidului prin pachetele superior și intermediar.

Schimbătorul de căldură încălzește soluția bogată din partea inferioară a coloanei regeneratoarelor. La temperatură ridicată CO₂ se desoarbe din soluție, rezultând o soluție săracă (concentrație scăzută de CO₂) la partea inferioară a regeneratoarelor. La presiune constantă concentrația de CO₂ din soluția săracă depinde numai de temperatura. În partea inferioară a regeneratoarelor sunt de asemenea eliberate cantități mici de amoniac și apă. Marea parte a amoniacului este reținut din fluxul de vaporii și CO₂ în interiorul coloanei regeneratoarelor prin răcire în pachetul superior.

Fluxul de CO₂ de la partea superioară a regeneratoarelor conține amoniac și apă, care sunt separate în coloana de spălare a CO₂. Spălarea se face cu apă de recirculare și apă curată de la striper în partea de sus a pachetului superior. Căldura emanată în coloana de spălare a CO₂ este preluată de apa de răcire în răcitorul aferent coloanei de spălare a CO₂.

Conținutul de NH₃, H₂O și CO₂ din curentul de gaz CO₂ din coloana de spălare CO₂ este verificat și analizat în permanență.

Striperul

Striperul constă din două pachete compacte, un pachet superior de condensare și un schimbător de căldură. Apa bogată în amoniac din coloana de spălare cu apă este preîncălzită cu apa caldă de la fierbător și trimisă către pachetul intermediar al striperului. Amoniacul este separat prin încălzirea apei cu amoniac în fierbător. Schimbătorul de căldură folosește abur saturat de joasă presiune ca mediu agent de încălzire. Apa din care s-a desorbit amoniacul are un conținut de NH₃ foarte scăzut și este returnată după răcirea prealabilă în partea superioară a coloanei de spălare cu apă.

Vaporii rezultați de la schimbătorul de căldură sunt condensați în partea superioară de către pachetul de condensare al striperului.

O parte din lichid este retrimisă în coloană ca reflux în zona părții de sus a pachetului superior. Vaporii bogați în amoniac și fluxurile lichide sunt trimise către partea inferioară a coloanei 1 a absorberului, pentru a recupera amoniacul.

Striperul suplimentar poate procesa fie apă de spălare, fie soluție săracă. Scopul striperului suplimentar este de a regla conținutul de apă din absorber/sistemul de spălare cu apă și de a menține nivelul scăzut al sulfatului de amoniu în soluție. Vaporii de la partea superioară a coloanei, bogați în amoniac,

sunt de asemenea trimiși către partea inferioară a coloanei 1 a absorberului pentru recuperarea amoniacului.

4.7.7. Comprimarea și deshidratarea CO₂

Fluxul de CO₂ de la coloana de spălare a CO₂, în aval de regenerador, are o presiune de aproximativ 20,5 bar și o temperatură de aproximativ 43°C. O instalație de deshidratare este prevăzută pentru reglarea conținutului de apă la mai puțin de 50 ppm din fluxul final de CO₂ produs.

Pentru deshidratare se prevede utilizarea unui sistem de adsorbție tip zeolit "sită moleculară", care este cel mai potrivit pentru obținerea unui conținut scăzut de umiditate. Trei vase de adsorbție sunt prevăzute: unul în regenerare și celelalte în funcțiune. Pentru regenerare se va utiliza un flux de CO₂ încălzit electric. Căldura va fi recuperată astfel: CO₂ cald de la regenerare este utilizat pentru preîncălzirea CO₂ rece pentru regenerare. Instalația de deshidratare este montată în aval de prima treaptă a compresorului de CO₂. Pentru regenerare este nevoie de aproximativ 10% din fluxul uscat de CO₂. Durata ciclului de regenerare a sistemului de adsorbție este de 24 de ore.

Instalație de comprimare a CO₂ este compusă din compresorul centrifugal de CO₂ în două trepte prevăzută cu un răcitor/condensator de CO₂, și o pompă de CO₂. Raportul de compresie al fiecărei trepte a compresorului este de aproximativ 1,7. Compresorul este prevăzută cu răcitor intermediar, unde CO₂ este răcit cu apă de răcire.

În amonte de prima treaptă, este instalat tamburul de aspirație al treptei 1 a compresorului de CO₂, pentru a împiedica pătrunderea oricărui lichid în compresor și pentru a evita potențialele avarii. În aval de prima treaptă presiunea este de 35,9 bar și temperatura de 96°C. Acest flux de CO₂ este răcit la 35°C în răcitorul intermediar al treptei 1 a compresorului de CO₂, cu apă de răcire. Gazul este direcționat către tamburul de aspirație din treapta 2 a compresorului de CO₂, pentru a împiedica posibila pătrundere a lichidelor în treapta 2. Fluxul de CO₂ produs trece apoi prin deshidratare.

În aval de treapta 2, presiunea este de 61 bar și temperatura de 86°C. Acest flux evacuat este răcit la 35°C în răcitorul intermediar al treptei 2 a compresorului de CO₂, cu apă de răcire.

Dioxidul de carbon gazos este apoi condensat (trece în fază lichidă) cu agent frigorific în condensator la o temperatură de 20°C și presiunea de 60 bar.

Dioxidul de carbon în fază lichidă este direcționată către rezervorul tampon de CO₂ lichid și de aici, este pompat de către pompa de CO₂ lichid până la limita instalației, către transport și utilizare/stocare.

4.7.8. Instalația frigorifică

Instalația frigorifică constă în două compresoare centrifugale înseriate: compresor de joasă temperatură, compresor de înaltă temperatură, tambur de aspirație de joasă temperatură, tambur de aspirație de înaltă temperatură, economizor și colector de agent frigorific. Amoniacul anhidru este folosit ca agent frigorific. Pentru răcitoare din procesul de captare cu amoniac răcit sunt necesare două niveluri de temperatură a agentului frigorific: agent frigorific cu temperatură ridicată de 17°C și agent frigorific cu temperatură scăzută de 3°C. Vaporii de agent frigorific de înaltă temperatură se reîntorc în tamburul de aspirație al compresorului

de înaltă temperatură, care, de asemenea, primește ieșirea vaporilor de agent frigorific din compresorul de joasă temperatură. Presiunea la aspirația compresorului de joasă temperatură este controlată cu vane de reglaj în timp ce compresorul de înaltă temperatură este controlat cu un regulator de viteză variabilă. Astfel, capacitatea instalației frigorifice este reglată automat în funcție de cererea de agent frigorific la răcitorii instalației de captare CO₂. Compresoarele se pot activa în urma unei verificări în modul de repaus fără a se trimite agent frigorific către utilizatori. Instalația frigorifică poate fi pornită și menținută în rezervă caldă pentru alimentarea cu agent frigorific.

Condensatorul evaporativ este un condensator special cu răcire indirectă cu aer și sistem de pulverizare a apei, care udă suprafața fasciculelor de țevi. Astfel, se poate obține o presiune de condensare mai mică, ceea ce economisește energia de compresie. Datorită evaporării apei pulverizate de pe țevi răcirea se face mai ușor. Necesarul de apă de adaos estimat este de aproximativ 308 m³/h apă limpezită.

4.7.9. Rezervoare și sisteme de drenaj

Toate drenajele de la procesul de captare cu amoniac răcit sunt colectate în cuve drenaj descoperite și de acolo pompate în rezervorul auxiliar. Cantitate de apă acumulată în rezervorul auxiliar este pompată înapoi în proces pentru reutilizare. Cuvele de drenaj și rezervorul auxiliar sunt ventilate în proces și protejate la condițiile de creare a vidului. Rezervorul auxiliar poate stoca toată cantitatea de soluție din absorber/secțiunea de regenerare.

Pentru adaosul amoniacului și pentru acid sulfuric au fost dimensionate două rezervoare de stocare (rezervor de amoniac, rezervor de acid sulfuric) cu o capacitate de stocare corespunzătoare unui consum continuu de 7 zile.

4.7.10. Sistem de abur și condensat

Instalația captare cu amoniac răcit primește abur supraîncălzit de medie și joasă presiune de la turbina cu abur a blocului energetic de 330 MW.

Aburul supraîncălzit de medie presiune este destins în turbina cu contrapresiune din furnitura instalației de captare a CO₂ până la presiunea cerută de fierbătorul regenerativului. Înainte de intrarea în regenerativ aburul ieșit din turbină este desupraîncălzit. Turbina în contrapresiune va antrena un generator electric producând energie electrică.

Aburul supraîncălzit de joasă presiune este desupraîncălzit și trimis la fierbătoarele instalației de captare a CO₂ și la schimbătorul de căldură abur/soluție îmbogățită.

Condensatul rezultat de la utilizarea aburului de medie presiune combinat cu condensatul rezultat din aburul de joasă presiune este răcit într-un schimbător de căldură cu condensat principal din circuitul regenerativ de preîncălzire a apei de alimentare a cazanului de abur aferent blocului energetic de 330 MW. Condensatul, astfel răcit, este pompat la bazinul condensatorului turbinei cu abur al ciclului termic al blocului energetic. Calitatea condensatului este monitorizată permanent.

4.7.11. Principiile de funcționare pentru instalației de captare a CO₂/parametrii de proces

Debitul de gaze de ardere la instalația de captare a CO₂ se reglează prin variația turației ventilatorului auxiliar de gaze de ardere (booster), în funcție de debitul măsurat al gazelor de ardere aval de acesta.

Debitele tuturor fluxurile tehnologice de lichide din instalație sunt controlate cu ajutorul vanelor automate de reglaj sau prin utilizarea de pompe cu turație variabilă. Valorile măsurate ale debitelor sunt comparate cu cele de proiect și menținute astfel încât să se îndeplinească performanțele de proiectare.

Concentrația amoniacului în procesul de absorbție este corectată prin adaos de amoniac. La măsurarea unei concentrații scăzute în soluția de amoniac se va introduce amoniac concentrat (100%) la coloana 2 a absorberului pentru a compensa pierderile.

Eficiența de captare a CO₂ dorită este controlată prin ajustarea raportului debit soluție bogată/debit soluție săracă dintre absorber și regenerator, bazat pe valorile participațiilor molare – R a amoniacului în soluția săracă/bogată (molNH₃/molCO₂ din soluții). La o valoare fixă a lui R din soluția săracă așa cum este determinată de temperatura din partea inferioară a regeneratoarei, valoarea R din soluția bogată variază în funcție de debitul gazelor de ardere și debitul soluției.

Presiunea în interiorul regeneratoarei este controlată prin intermediul vanelor admisie în instalația de comprimare a CO₂. În cazul opririi accidentale a compresorului de CO₂ s-a prevăzut o linie de by-pass la ieșirea din coloana de spălare cu apă a CO₂.

Temperatura inferioară a regeneratoarei este controlată prin reglarea debitului de abur la schimbătorul de căldură. Presiunea este controlată de regulatorul de presiune în linia de vapori de amoniac și apă trimiși la absorber.

4.8. Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului

În acest capitol este prezentată tehnologia selectată de captare CO₂ din gazele de ardere provenind de la arderea lignitului în cazanul de abur aferent blocului energetic de 330 MW. Instalația de captare cu amoniac răcit este formată din următoarele circuite/echipamente principale:

Răcirea/condiționarea gazelor de ardere:

- Absorbția CO₂;
- Spălarea cu apă și stripare CO₂/NH₃;
- Regenerare;
- Instalația frigorifică;
- Comprimarea și deshidratarea CO₂.

Pentru toate acestea s-au realizat schemele cu fluxurile principale și s-a descris modul de funcționare.

Contribuția autorului la dezvoltarea acestui capitol a constat în următoarele:

- Determinarea caracteristicilor gazelor de ardere la ieșirea din instalația de desulfurare: volum/debit, compoziție (SO₂, NO_x, PM, CO și H₂O), temperatura, presiune;
- Stabilirea modului de conectare și configurația canalelor de gaze de ardere;

- Determinarea consumurilor de utilități: abur de medie și joasă presiune, condensat returnat apă de proces și de răcire, energie electrică, substanțe chimice, precum și compoziția gazelor de ardere tratate evacuate în atmosferă și cantitatea de produs secundar;
- Realizarea schemei de interconectare a fluxurilor tehnologice dintre instalația de captare și blocul energetic;
- Stabilirea performanțelor instalației de captare și caracteristicile fluxului de CO₂.

Concluziile desprinse de autor în urma dimensionării principalelor fluxuri tehnologice sunt următoarele:

- Penalitățile de energie ale blocul energetic se datorează odată extracției de abur din turbină care nu se mai transformă în energie și care este necesar regenerării solventului și în al doilea rând prin consumurile electrice importante ale echipamentelor instalației de captare, în totalitate circa 82,7 MW;
- Consumul mare de apă de răcire pentru răcirea amoniacului și a unei părți de echipamente;
- Produsul secundar, sulfatul de amoniu poate fi valorificat la producerea de îngrășământ pentru agricultură.

5. CONCEPTUL "CCS READY". INTEGRAREA INSTALAȚIEI DE CAPTARE CO₂ ÎN SISTEMUL TEHNOLOGIC AL BLOCULUI ENERGETIC DE 330 MW

5.1. Cerințe esențiale pentru implementarea tehnologiei post-combustie

Tehnologia *post-combustie* reprezintă o metodă avansată de reducere a emisiilor de CO₂, care se adaptează fără dificultăți la centralele electrice care funcționează pe cărbune. Metoda constă în separarea prin absorbție chimică a CO₂-ului din gazele de ardere, care în loc de a fi evacuat în atmosferă este captat prin intermediul unei instalații de separare CO₂, utilizând un solvent.

Cerințele esențiale care trebuie luate în considerare pentru pregătirea unui bloc energetic în vederea implementării tehnologiei CCS post-combustie, amplasată pe traseul gazelor de ardere, după instalația de desulfurare, sunt următoarele, [I4]:

Amplasarea centralei electrice este un element definitoriu în fundamentarea implementării instalației de captare, ținând cont de amplasarea sitului geologic de stocare CO₂, lungimea rețelelor de transport CO₂ și eventual posibilitatea de acces la o rețea existentă de transport CO₂. De asemenea, trebuie ținut cont de siguranța transportului CO₂ până la locul de stocare și de aspectele de sănătate și securitate referitoare la transportul CO₂-ului și manipularea solventului.

Asigurarea spațiului necesar pentru:

- instalația de captare CO₂;
- modificări în zona cazanului energetic, pentru asigurarea spațiului necesar canalelor de gaze de ardere, care vor asigura conectarea ventilatorului cu absorberul;
- modificări în zona turboagregatului, pentru prelevarea aburului de joasă presiune necesar în procesul de regenerare al solventului;
- extinderi ale sistemelor centralei electrice pentru asigurarea cerințelor suplimentare aferente instalației de captare CO₂;
- instalații adiționale pentru transportul/depozitarea solventului și a produsului secundar rezultat din reacțiile chimice de reținere a CO₂;
- studii HAZOP pentru stabilirea riscului tehnologic în funcționarea instalației de captare CO₂, cu accent pe manipularea și depozitarea solventului, respectiv manipulare CO₂ sub presiune.

Cazan de abur cu arderea pulverizată a cărbunelui, inclusiv instalații/echipamente anexe

Implementarea tehnologiei de captare CO₂ post-combustie nu implică modificarea cazanului de abur (instalații de ardere, inclusiv mori de cărbune, părți sub presiune, sistem aer de ardere), cerințele esențiale pentru implementarea

tehnologiei fiind prevăzute pe partea sistemului de evacuare a gazelor de ardere, care constau în:

- asigurarea spațiului necesar pentru montarea noilor canale de gaze de ardere care vor conecta sistemul de canale de gaze de ardere cu absorberul și a posibilităților de creștere a presiunii de refulare a ventilatorului de gaze de ardere, clapete suplimentare, etc.

Instalații de desulfurare a gazelor de ardere

Pentru evitarea degradării solventului, valorile emisiilor de SO₂ din gazele de ardere de la ieșirea din instalația de desulfurare, trebuie să varieze în intervalul cuprins între 10-30 mg/Nm³ (la 6% O₂), care sunt mult mai reduse decât VLE impuse de legislația de mediu în vigoare referitoare la instalațiile mari de ardere (200 mg/Nm³ la 6% O₂).

Opțiunile disponibile și cerințele esențiale pentru pregătirea centralei electrice în vederea implementării tehnologiei de captare post-combustie sunt următoarele:

- Echiparea cazanului energetic cu o instalație de desulfurare care să aibă o eficiență ridicată de reducere a emisiilor de SO₂, astfel încât să asigure cerințele tehnice ale absorberului;
- Reducerea emisiilor de SO₂ la valorile solicitate de absorberul, prin creșterea eficienței de reducere (metode mecanice sau chimice);
- Implementarea unei instalații adiționale (un absorber mai mic), cu canalele de gaze de ardere aferente.

Instalații de denoxare

NO_x-ul generat prin arderea cărbunelui conține cu preponderență NO și maxim 5% NO₂. Ținând cont că NO_x poate reacționa cu solventul (în special în cazul utilizării aminelor), valorile emisiilor de NO₂ trebuie să fie de maxim 40 mg/Nm₃ (la 6% O₂), pentru a permite procesarea ulterioară a gazelor de ardere în absorberul.

Emisiile de NO₂ din gazele de ardere la intrarea în absorberul variază, în funcție de măsurile aplicate de reducere a emisiilor de NO_x și de instalația de desulfurare utilizată, cerințele esențiale pentru pregătirea centralei electrice în vederea implementării tehnologiei de captare post-combustie sunt următoarele:

- *Măsuri de reducere NO_x post-combustie* (SCR sau SNCR): VLE pentru NO_x impuse de legislația de mediu în vigoare referitoare la instalațiile mari de ardere este de 200 mg/Nm³ la 6% O₂, iar NO₂ este de cca. 10 mg/Nm³ la intrare în instalația de desulfurare, nefiind necesare cerințe suplimentare pentru implementarea tehnologiei de captare;
- *Măsuri de reducere NO_x în focar* (arzătoare cu NO_x redus, două trepte de injecție aer de ardere):
 - emisiile de NO_x din gazele de ardere sunt de cca. 500-600 mg/Nm³ (6% O₂), pentru majoritatea tipurilor de cărbune, iar NO₂ este de cca. 25-30 mg/Nm³ (la 6% O₂), nefiind necesare cerințe suplimentare pentru implementarea tehnologiei de captare;
 - în cazul în care emisiile de NO_x din gazele de ardere sunt mai mari de 800 mg/Nm³ (6% O₂), pentru anumite tipuri de cărbune, NO₂ poate depăși valoarea de 40 mg/Nm³ (6% O₂), ceea ce determină necesitatea prevederii unui spațiu suplimentar în zona cazanului de abur, pentru amplasarea echipamentelor necesare reducerii emisiilor de NO_x (SCR sau SNCR) la valorile solicitate de instalația de captare CO₂. Menționăm că această cerință poate să nu apară, chiar dacă

emisiile de NO_x sunt de 1150 mg/Nm³ (6% O₂), în cazul în care centrala electrică este prevăzută cu instalație de desulfurare umedă, care poate să reducă și emisiile de NO₂ la valorile admise (deSO₂NO_x).

Instalații de reducere a emisiilor de pulberi (electrofiltre, filtre saci)

Emisiile de pulberi din gazele de ardere pot influența funcționarea absorberului și de aceea valoarea acestora este limitată la 5 mg/Nm³ (6% O₂), care este mult mai redusă decât VLE impuse de legislația de mediu în vigoare referitoare la instalațiile mari de ardere (30-100 mg/Nm³ la 6% O₂).

Cerințele esențiale pentru pregătirea centralei electrice în vederea implementării tehnologiei de captare post-combustie depind de tipul instalației de desulfurare și de răcitorul de gaze de ardere aferent absorberului (RGA), astfel:

- Centrale electrice cu electrofiltre sau filtre saci, instalație de desulfurare umedă și RGA cu contact direct gaze de ardere: nu sunt cerințe suplimentare, emisiile de pulberi fiind reduse în instalația de desulfurare (valoare la ieșire de circa 5 mg/Nm³ la 6% O₂) și ulterior în RGA;
- Centrale electrice cu electrofiltre sau filtre saci, instalație de desulfurare uscată și RGA cu contact direct gaze de ardere: nu sunt cerințe suplimentare, emisiile de pulberi fiind reduse în RGA;
- Centrale electrice cu electrofiltre sau filtre saci, instalație de desulfurare uscată și alt tip de RGA: în acest caz este de așteptat ca emisiile de pulberi la ieșire din RGA să fie mai mari de 5 mg/Nm³ (la 6% O₂), ceea ce conduce la necesitatea prevederii unui spațiu suplimentar pentru implementarea unor câmpuri/module suplimentare de desprăfuire, în vederea respectării cerințelor impuse la intrarea în absorber.

Precizăm că în cazul electrofiltrelor, injecția de SO₃ și/sau umidificarea gazelor de ardere contribuie la reducerea emisiilor de pulberi și poate fi considerată ca metodă alternativă, în locul prevederii unor câmpuri suplimentare.

Turbina cu abur și instalații/echipamente anexe

Implementarea tehnologiei de captare CO₂ post-combustie implică asigurarea unui debit suplimentar semnificativ de abur de joasă presiune pentru regenerarea solventului. Pentru preluarea acestui debit de abur, de exemplu cu presiunea de 3,6 bar și temperatură de 110-120°C de pe conducta de abur dintre CMP și CJP a turbinei de abur (debit necesar de circa 50%), este necesar a fi prevăzute spații pentru conectare și asigurarea traseului noii conducte de abur (inclusiv amplasare suport și sistem de drenaj suplimentar).

Ciclul apă – abur – condensat

Implementarea tehnologiei de captare post-combustie oferă posibilitatea recuperării căldurii din instalația de captare în ciclul apă – abur – condensat, care va conduce la by-pass-ul unor preîncălzitoare din circuitul termic al blocului energetic.

Sistem apă de răcire

Tehnologia de captare post-combustie implică asigurarea unor debite de apă de răcire pentru noile echipamente prevăzute: absorber, răcitor gaze de ardere, instalație de compresie a CO₂.

Extragerea unui debit semnificativ de abur (circa 50%) pentru absorberul va conduce la reducerea debitului de abur din CJP al turbinei, care poate funcționa la:

- presiunea de condensare de proiect, care va avea ca efect reducerea debitului de apă de răcire la condensator;
- presiunea de condensare optimă, care va avea ca efect menținerea debitului de apă de răcire de proiect, cu reducerea creșterii temperaturii apei de răcire sau reducerea debitului de apă de răcire necesar.

Cerințele esențiale pentru pregătirea centralei electrice în vederea implementării tehnologiei de captare post-combustie depind de alegerea presiunii de condensare astfel:

- în cazul aplicării presiunii de condensare de proiect, în funcție de sistemul de răcire folosit se vor prevedea spații pentru turnurile de răcire suplimentare, inclusiv conductele aferente;
- în cazul aplicării presiuni de condensare mai reduse față de cea de proiect se vor prevedea spații pentru rețelele suplimentare de apă de răcire.

Sistem aer comprimat

Cerințele esențiale pentru pregătirea centralei electrice în vederea implementării tehnologiei de captare post-combustie implică asigurarea:

- spațiilor necesare pentru amplasarea echipamentelor suplimentare (compresoare, uscătoare aer instrumental);
- distribuția aerului comprimat pentru alimentarea noilor consumatori.

Pretratare apă brută: se vor asigura spații suplimentare pentru asigurarea debitelor de apă suplimentare necesare.

Preparare apă demineralizată: nu sunt cerințe speciale, nefiind necesare debite suplimentare de apă demineralizată.

Tratare ape uzate: asigurarea unor spații suplimentare pentru extinderea instalației de tratare ape uzate, care va prelua debite suplimentare provenite de la instalația de captare.

Instalații electrice: asigurarea numărului adițional de sarcini electrice (de ex. pompe, compresoare) impune satisfacerea următoarelor cerințe esențiale în vederea implementării tehnologiei de captare post-combustie și anume:

- spațiu pentru transformator auxiliar adițional (TAA);
- rezerve tronsoane de bare pentru alimentarea TAA și pentru distribuția de energie la servicii proprii;
- rezerve de canale subterane și de suportți la suprafață pentru a suporta cabluri adiționale;
- spațiu pentru extinderea instalațiilor de conexiuni de joasă tensiune (JT) și înaltă tensiune (ÎT) pentru a suporta sosiri, alimentări și centre control de motoare (MCC) adiționale.

Instalații de automatizare: introducerea unor componente suplimentare (module de control sau panouri, sisteme de monitorizare, cabluri, etc.), impune asigurarea spațiului necesar pentru extinderea camerei de comandă și amplasarea cablurilor adiționale.

5.2. Caracteristicile tehnice ale blocului energetic de 330 MW

Pentru a se putea integra o instalație de captare la un bloc energetic existent este recomandabil ca acesta să fie reabilitat tehnologic în vederea creșterii duratei de viață și îmbunătățirii performanțelor, astfel încât impactul asupra funcționării acestuia să fie minim.

5.2.1. Cazanul de abur

Cazanul de abur este tip Benson cu străbatere forțată unică, construcție turn, cu circuit de supraîncălzire și cu supraîncălzire intermediară.

După reabilitarea blocului energetic, cazanul energetic va avea următoarele caracteristici:

- a) creșterea duratei de viață cu 15 ani;
- b) realizarea unui randament de 87%;
- c) funcționarea pe lignit la sarcini cuprinse între 40 și 100% (414-1035 t/h de abur) fără suport de hidrocarburi, cu toate buclele adecvate de automatizare în funcțiune și cu menținerea parametrilor de proiect pentru aburul viu (presiune 192 bar, temperatură 540°C) pentru variația sarcinii între 70 și 100% (724,5-1035 t/h de abur);

La sarcină nominală cazanul de abur are următorii parametri tehnici:

Debit de abur de medie presiune (t/h)	974
Presiunea de intrare în supraîncălzirea intermediară (ata/bar)	51,2/50,1
Presiunea la ieșirea din supraîncălzirea intermediară (ata/bar)	49,2/48,2
Temperatura la intrarea în supraîncălzirea intermediară (°C)	348
Temperatura la ieșirea din supraîncălzirea intermediară (°C)	540
Presiunea apei de alimentare (ata/bar)	251/246
Temperatura apei de alimentare (°C)	260
Numărul de mori de cărbune în funcțiune	5
Disponibilitatea medie a morilor de cărbune (%)	92,5

- d) Funcționarea cazanului de abur la sarcina de 50% (517,5 t/h de abur) numai cu păcură, fiind asigurați totodată parametrii de proiect pentru aburul viu (192 bar, 540°C), cu toate buclele de automatizare în funcțiune;
- e) Eficiența cazanului de abur în orice condiție de funcționare este de minim 88,5%;
- f) Emisiile de poluanți la ieșirea din cazanul de abur se încadrează în următoarele limite:

Tabelul 5.1. Valori de emisie pentru cazanul de abur de 1035 t/h

Combustibil utilizat	Substanță poluantă	Conținut de O ₂ (%)	Valoare limită de emisie (VLE) (mg/Nm ³ gaze de ardere uscate)
Lignit	SO ₂	6	200
	NO _x	6	200
	CO	6	200
	PM	6	20
Păcură	SO ₂	6	200
	NO _x	6	400
	CO	6	170
	PM	6	20
Gaz natural	NO _x	3	100
	CO	3	100

La funcționarea normală de durată s-a considerat că cazanul de abur de 1035 t/h utilizează structura de combustibil din tabelul 5.2.

Tabelul 5.2. Structura de combustibil utilizat de cazanul de abur de 1035 t/h

Combustibil	Destinația	Cota (%)	Puterea calorifică inferioară
Lignit	Combustibil de bază	96	1800 kcal/kg (7,54 GJ/t)
Gaz natural	Combustibil auxiliar	3,7	8500 kcal/1000 m ³ (35,59 GJ/1000 m ³)
Păcură	Combustibil auxiliar	0,3	9500 kcal/kg (39,77 GJ/t)

Instalații anexe aferente cazanului de abur:

- Cazanul de abur este echipat cu 6 mori de cărbune (moară ventilator cu ciocane) tip DGS 100, fiecare fiind proiectată un debit de 100 t/h;
- Uscarea, măcinarea și pulverizarea cărbunelui în focar are loc în circuitul de aer primar, gazele de ardere pentru preuscarea fiind absorbite în moară, din partea superioară a focarului;
- Asigurarea alimentării morilor de cărbune către alimentatoarele cu bandă tip ERKO;
- Arzătoarele de cărbune sunt de tipul cu fantă. Cazanul de abur are 6 arzătoare duble, dispuse pe două nivele, pentru că fiecare moară alimentează câte două arzătoare, situate unul deasupra celuilalt;
- Arzătoarele de cărbune sunt dispuse astfel: unul pe peretele frontal, unul pe peretele din spate și câte două pe fiecare perete lateral al focarului;
- Cazanul de abur este echipat cu 4 arzătoare mixte gaze – păcură și 8 arzătoare de păcură;
- Arzătoarele sunt dispuse pe pereții din față și din spate ai focarului și sunt grupate:
 - nivelul inferior cu două arzătoare mixte în față și două arzătoare mixte în spate care formează un grup;
 - pe peretele din față, două nivele (mediu și superior), patru arzătoare de păcură care formează un grup;
 - pe peretele din spate, două nivele (mediu și superior), patru arzătoare de păcură care formează un grup;
- Debitul nominal al arzătorului de gaz natural este de 3860 Nm³/h;

- Debitul nominal al arzătorului de păcură este de 3460 kg/h;
- Cazanul de abur este echipat cu două preîncălzitoare de aer rotative, tip Ljungstrom cu ax vertical;
- Circulația aerului și a gazelor de ardere se realizează cu ajutorul a patru ventilatoare: două pentru circulația aerului și două pentru circulația gazelor de ardere;
- Ventilatoarele de aer au instalații de atenuare a zgomotului la partea de admisie și un preîncălzitor aer-abur la partea de evacuare;
- Înainte de intrarea în ventilatoare a gazelor de ardere, acestea sunt curățate de cenușa zburătoare cu ajutorul a două electrofiltre;
- Grătarul post-ardere se află în partea inferioară a focarului, în pâlnia de colectare cenușă;
- Zgura cade prin grătar la rețeaua de transportare a zgurii, după care ajunge la două concasoare;
- După concasare, zgura este evacuată cu apă injectată sub presiune la pompa Bugger.

5.2.2. Combustibilul utilizat

Cazanul de abur, re tehnologizat, aferent blocului energetic nr. 6 din CTE Turceni, va funcționa la încărcări cuprinse între 60-100% exclusiv pe lignit, și ocazional la încărcarea de 50% exclusiv pe păcură. Pentru pornirea cazanului de abur se va utiliza gazul natural. În tabelul 5.3 se prezintă caracteristicile combustibililor utilizați în cazanul de abur.

Tabelul 5.3. Caracteristicile combustibililor utilizați în cazanul de abur de 1035 t/h

Parametrii	UM	Valoare minimă	Valoare maxima	Valoare de proiect
1 Principalul combustibil utilizat	Lignit			
Putere calorifică inferioară	kcal/kg	1400	2000	1600
	kJ/kg	5861,52	8373,6	6698,88
<i>Analiza elementară a combustibilului</i>				
Carbon	% masic	15	24,2	19,5
Hidrogen	% masic	1,6	2,3	1,75
Oxigen	% masic	7,7	10,6	9,25
Sulf	% masic	0,6	1,5	1,5
Azot	% masic	0,54	0,6	0,55
Cenușă	% masic	30	21,8	26,95
Apă	% masic	44,56	39	40,5
<i>Alte elemente din combustibil</i>				
Clor	% masic	Unele măsurători din 2006 au indicat următoarele valori		
Fluor	% masic	0,028-0,087		
		0,026-0,027		
<i>Compoziția de cenușă pentru lignit</i>				
Dioxid de siliciu (SiO ₂)	% masic	42,6-46,1		
Oxid de aluminiu (Al ₂ O ₃)	% masic	16,0-16,3		
Dioxid de titan (TiO ₂)	% masic	0,72-0,79		
Trioxid de fier (Fe ₂ O ₃)	% masic	10,1-12,4		

Tabelul 5.3 (continuare)

	Oxid de fier (FeO)	% masic	-	
	Oxid de calciu (CaO)	% masic	7,75-9,89	
	Oxid de magneziu (MgO)	% masic	3,07-3,55	
	Trioxid de sulf (SO ₃)	% masic	8,12-10,0	
	Oxid de sodiu (Na ₂ O)	% masic	0,29-0,39	
	Oxid de potasiu (K ₂ O)	% masic	1,73-2,02	
	Pentaoxid de fosfor (P ₂ O ₅)	% masic	0,08-0,16	
2	Alți combustibili utilizați		Păcură pentru 50% sarcină Gaz natural folosit pentru pornire	
	Combustibil	Păcură		
	Putere calorifică inferioară	kcal/kg	9200	9500
		kJ/kg	38518,56	39774,6
	<i>Analiză elementară</i>			
	Carbon	% masic	80,0-87,3	
	Hidrogen	% masic	10,5-11,4	
	Oxigen	% masic	1,4-1,91	
	Sulf	% masic	0,5-1,0	
	Azot	% masic	0,12-0,53	
	Cenușă	% masic	0,1-0,6	
	Apă	% masic	0,2-1,0	
	<i>Alte elemente din combustibil</i>			
	Vanadiu	ppm	80	
	Sodiu	ppm	7-11	
	Nichel	ppm	25-32	
	Combustibil	Gaz natural		
	Putere calorifică inferioară	kcal/m ³ N	8050	
		kJ/m ³ N	33704	
	<i>Compoziția elementară volumică</i>			
	O ₂	% volum	0-0,13	
	H ₂ S	% volum	0-0,65	
	CO ₂	% volum	1,03-1,14	
	CH ₄ (metan)	% volum	95,7-96,1	
	C ₂ H ₆ (etan)	% volum	0,54 - 0,71	
	C ₃ H ₈ (propan)	% volum	0,5 - 0,6	
	C ₄ H ₁₀ (butan)	% volum	0,11 - 0,33	
	C ₅ H ₁₂ + C ₆ H ₁₄ + C ₇ H ₁₆ (pentan) + (hexan) + (heptan)	% volum	0,0 - 1,7	

5.2.3. Turbina cu abur și generatorul electric

Turbina cu abur de 330 MW a fost executată de către IMGB, sub licență Rateau-Schnider, fiind în condensare pură cu simplă supraîncălzire. Turbina are trei corpuri, dintre care două monoflux, de înaltă și medie presiune și un corp dublu-flux de joasă presiune. Turbina cu abur de la blocul energetic nr. 6 a fost pusă în funcțiune în anul 1985. În tabelul 5.4 sunt prezentați parametrii de proiectare pentru turbina cu abur și generatorul electric, după cum urmează:

Tabelul 5.4. Parametrii tehnici pentru turbina cu abur și generatorul electric

Turbina cu abur:	
Putere nominală (MW)	330
Putere optimă (MW)	315
Trepte	11 + 13 + 4 x 6
Turație (rpm)	3000
Debitul/presiunea/temperatura de intrare a aburului (t/h / bar / °C)	984 / 182,3 / 535
Debitul/presiunea/temperatura de intrare a aburului supraîncălzit (t/h / bar / °C)	921 / 44,9 / 535
Presiunea la condensator (de aspirație) (bar)	0,037
Lungimea paletei la ultima treaptă (mm)	785
Generatorul electric:	
Putere aparentă (MVA)	388
Putere maxima aparentă (MVA)	405
Putere activă nominală (MW)	330
Putere activă maximă (MW)	345
Factor de putere	0,85
Model/Producător	THA 330-2/Romania
Tensiune (kV)	24
Frecvență (Hz)	50
Răcire	H ₂ pt. rotor/apă demi pt. stator

5.3. Integrarea instalației de captare CO₂ în schema de funcționare a blocului energetic de 330 MW

Instalația de captare CO₂ are interfață cu diferite instalații aferente funcționării blocului energetic de 330 MW, [123].

Tabelul 5.5. Conexiunile necesare cu instalațiile existente

1.	Conectare la sistemul de apă de adaos
2.	Conectare la alimentare cu abur
3.	Conectare la sistemele de condensat
4.	Conectare la sistemul de apă de răcire (apă de adaos)
5.	Conectare la rețeaua de apă potabilă
6.	Conectare la rețeaua de apă stingere incendiu (hidranți conectați la inelul principal al centralei electrice și extincitoare locale)
7.	Conectare la rețeaua de evacuare ape uzate (ape pluviale)
8.	Conectare la alimentarea cu energie
9.	Conectare la conducta de transport CO ₂
10.	Conexiune între camera de comandă instalației de captare a CO ₂ și camera de comandă a blocului energetic de 330 MW (inclusiv centrala telefonică)

În cadrul acestui capitol am studiat modul de integrare a instalației de captare CO₂ în funcționarea centralei electrice, ceea ce a implicat o cercetare detaliată a modului de asigurare a aburului necesar regenerării amoniacului răcit, a conceptului de recuperare a căldurii (returnarea condensatului) și a sistemului de alimentare cu apă de răcire.

Impactul extracției aburului, integrarea și recuperarea căldurii în cadrul circuitului termic al blocului energetic de 330 MW a fost analizat în vederea realizării unei integrări optime a echipamentelor instalației de captare a CO₂, [123].

Alegerea schemei de extragere a aburului are implicații atât asupra consumului de energie, cât și asupra flexibilității în operare a sistemului integrat.

Analizarea schemei de integrare termică dintre blocul energetic și instalației de captare a CO₂ (inclusiv, faza de compresie) va conduce la minimizarea consumurilor de energie suplimentară și la optimizarea procesului de captare, în vederea reducerii costurilor de investiție (CAPEX) și a cheltuielilor de operare (OPEX).

Energia sub formă de abur este necesară pentru sistemul de regenerare din cadrul procesului de captare a CO₂ cu amoniac răcit – prin regenerarea soluției bogate în CO₂ prin care se produce:

- fluxul de CO₂ în vederea transportării pentru utilizare în alte industrii sau pentru stocare geologică definitivă și în siguranță;
- fluxul de soluție de CO₂ (amoniac răcit) care se recirculă în absorber.

În cadrul acestei lucrări au fost analizate și comparate mai multe soluții de extragere a aburului din turbina de abur de 330 MW și integrare a condensatului recuperat în ciclul termic.

5.3.1. Soluții de extracție a aburului și integrare a condensatului

Aburul supraîncălzit necesar proceselor de încălzire în instalația de captare CO₂ va fi extras din circuitul principal apă/abur al blocului energetic. Condensatul rezultat din schimbătoarele de căldură ale instalației de captare va fi returnat în circuitul apă/abur al blocului energetic.

Procesul de captare cu amoniac răcit necesită abur la două nivele de presiune, abur de medie presiune (MP) de aproximativ și abur de joasă presiune (JP).

Aburul necesar în instalației de captare a CO₂ poate fi extras din circuitele turbinei de abur în mai multe soluții. Aburul extras trebuie transportat de la turbina blocului energetic până la instalației de captare a CO₂, unde trebuie condiționat pentru a fi utilizat în fierbător.

Pentru o funcționare stabilă a instalației de captare a CO₂, este necesară asigurarea aburului la următorii parametrii, la limita regeneratoarelor:

- abur de medie presiune (MP): 134,2 t/h / 6,7 bar / 525°C;
- abur de joasă presiune (JP): 103,0 t/h / 3,4 bar / 240°C.

Pentru analizarea diferitelor soluții de integrare am plecat de la bilanțul termic al blocului energetic de 330 MW.

Calculul termodinamic le-am efectuat cu programul de modelare ALPRO, program care este utilizat pentru proiectarea și optimizarea unor centrale electrice noi, [123]. ALPRO – *Turbine Cycle Program* permite modelarea performanțelor termodinamice și analiza oricărui ciclul termic al turbinei cu abur. Sistemul se bazează pe un mod robust de rezolvare simultană a ecuațiilor non-liniare, care în combinația cu interfațele generice pentru schimbul de date furnizează o unealtă deschisă pentru orice necesitate obișnuită sau viitoare.

Programul include calcularea elementelor de dimensionare a turbinelor de abur, condensatoarelor, schimbătoarelor de căldură, motoarelor electrice, pompelor, generatoarelor și oricăror alte componente ale ciclului termic. Utilizând o interfață grafică, diversele elemente de calcul pot fi conectate în orice configurație este

necesară, ca să permită o modelare cât mai reală a oricărei performanțe a unui ciclu termic existent sau foarte util, a performanțelor unui ciclu existent determinat de datele reale din testare.

Un astfel de model poate fi rulat pentru dimensionare/proiectare, pentru a vedea cum funcționează un astfel de ciclu termic în diferite situații de funcționare și cu diverse componente, cum ar fi instalația de captare. ALPRO permite o optimizare rapidă a ciclului termodinamic analizat.

Toate calculele sunt realizate fără a considera reproiectarea geometriei turbinei de abur. Prin urmare, integritatea din punct de vedere mecanic a turbinei (forțe axiale, solicitările în palete, etc.) nu a fost analizată. Datorită debitului mare de abur extras, oricare soluție de extragere a aburului studiată are ca rezultat un impact similar din punct de vedere mecanic asupra turbinei de abur, dar diferit ca intensitate.

Soluțiile de extragere a aburului necesar instalației de captare CO₂ care au fost analizate în cadrul tezei de doctorat sunt următoarele:

Soluția 1: aburul de MP și de JP se extrage din conducta de abur intermediar cald și se destinde într-o turbină auxiliară de contrapresiune;

Soluția 2: aburul de MP se extrage din conducta de abur intermediar cald și se destinde într-o turbină auxiliară de contrapresiune. Aburul de JP se extrage din conductele de legătură dintre corpul de medie presiune (CMP) și corpurile de joasă presiune (CJP) ale turbinei;

Soluția 3: aburul de MP se extrage din conducta de abur intermediar rece și se destinde într-o turbină auxiliară de contrapresiune. Aburul de JP se extrage din conductele de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei;

Soluția 4: aburul de MP se extrage din priza nr. 5 a turbinei. Aburul de JP se extrage din conductele de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei;

Soluția 5: aburul de MP este produs într-un ejector de abur. Aburul de JP se extrage din conductele de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei.

Condensatul rezultat din aburul de medie presiune și din aburul de joasă presiune va fi amestecat și evacuat din instalația de captare CO₂ în circuitul de condensat principal al blocului energetic.

Astfel, s-au studiat trei soluții de returnare a condensatului evacuat din instalația de captare CO₂ și integrare în circuitul de condensat principal al blocului energetic:

Soluția 1 returnare condensat: Condensatul evacuat din instalația de captare a CO₂ se amestecă cu condensatul principal, după preîncălzitorul de joasă presiune 2 (PJP2);

Soluția 2 returnare condensat: Condensatul evacuat din instalația de captare a CO₂ se amestecă cu condensatul secundar rezultat din preîncălzitorul de joasă presiune 3 (PJP3) și se introduce în PJP2;

Soluția 3 returnare condensat: un schimbător de căldură va fi instalat pentru răcirea condensatului evacuat din instalației de captare a CO₂, preîncălzind condensul principal.

În cazul unor neetanșeități la schimbătorul de căldură, condensatul evacuat va fi contaminat cu amoniac. În acest caz, amestecul cu condensatul principal după PJP2 (soluția 1 returnare condensat) determină contaminarea circuitului abur/apă al blocului energetic. Acest lucru ar conduce la oprirea blocului, ceea ce determină ca soluția 1 de returnare condensat să nu fie recomandabilă. Condensatul returnat de la instalația de captare a CO₂ ar trebui să intre în instalația de tratare condens principal, pentru a preveni contaminarea cu amoniac a circuitului apă/abur.

În soluțiile 2 și 3 de returnare condensat, acesta este introdus în instalația de tratare condens principal.

În soluția 2 de returnare condensat după evacuarea din instalația de captare a CO₂ acesta este amestecat cu drenajul din PJP3 și introdus în PJP2. Din PJP2, amestecul este introdus în instalația de tratare condens, prin PJP1 și rezervorul de condens al condensatorului.

În soluția 3 de returnare condensat, acesta este subrăcit într-un schimbător de căldură cu plăci, după care este introdus în rezervorul de condensat al condensatorului. Acest schimbător de căldură se va monta în sala mașini a turbinei cu abur. Agentul termic de răcire al condensatului returnat de la instalația de captare a CO₂ este o parte din condensatul principal, preluat înainte de PJP1 (după pompele de condens principal). Acest debit parțial de condens principal va fi preîncălzit până la o temperatură de circa 108°C și introdus între PJP2 și PJP3.

Soluția 3 de returnare condensat este cea mai sigură și eficientă soluție, fiind soluția propusă. Rezultatele simulării integrării instalației de captare se bazează pe această soluție de returnare condensat cu recuperarea căldurii de către circuitul de condensat principal.

Soluția 1 de extracție a aburului

Aburul de medie presiune (MP) și aburul de joasă presiune (JP) extras din conducta de abur intermediar cald este introdus într-o turbină de abur auxiliară, care antrenează un generator electric. Turbina de abur este cu contrapresiune pentru aburul de JP și cu priză reglabilă pentru extracția aburului MP. Aburul de MP va fi introdus în instalația de captare CO₂, unde va fi subrăcit cu condensat, înainte de intrarea în regeneratoare. Pentru subrăcire este folosit o parte din condensatul evacuat din regeneratoare.

Aburul JP evacuat din turbină este introdus, după ce în prealabil este subrăcit, în preîncălzitorul regeneratoarelor și în stripere. Pentru subrăcire este folosit o parte din condensatul evacuat din stripere.

Condensatul rezultat din aburul de MP și din aburul de JP va fi amestecat și evacuat din instalația de captare CO₂ în circuitul principal al blocului energetic de 330 MW, prin rezervorul de condens al condensatorului. Răcirea condensatului returnat se va face într-un schimbător de căldură, agentul termic de răcire fiind o parte din condensatul principal, preluat înainte de PJP1. Acest debit parțial de condens principal va fi preîncălzit și introdus între PJP2 și PJP3 (se substituie o parte din aburul extras pentru alimentarea PJP-urilor), fără riscul de contaminare al condensatului principal.

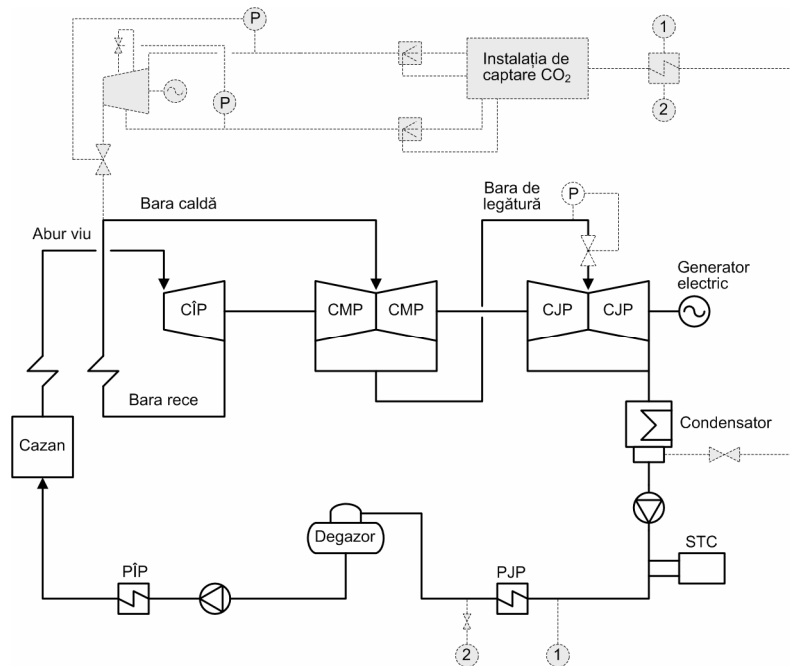


Figura 5.1. Schemă de principiu pentru soluția 1 de extracție abur

Soluția 2 de extracție a aburului

Aburul de MP se extrage din conducta de abur intermediar cald și se introduce într-o turbină auxiliară de contrapresiune, care antrenează un generator electric.

Aburul evacuat din turbină este introdus în instalația de captare CO₂, unde va fi subrăcit cu condensat, înainte de intrarea în regenerator. Pentru subrăcire este folosit o parte din condensatul evacuat din regenerator.

Aburul de JP se extrage din conducta de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei.

Pentru asigurarea presiunii necesare funcționării stabile a instalației de captare CO₂, pentru toate regimurile de încărcare ale blocului energetic 330 MW, pe cele 4 racorduri de intrare abur în corpurile de joasă presiune ale turbinei se vor monta clapete de reglare presiune.

Aburul extras de JP este introdus, după ce în prealabil este subrăcit, în preîncălzitorul regenerativ și în stripere. Pentru subrăcire este folosit o parte din condensatul evacuat din striper.

Condensatul rezultat din aburul de MP și din aburul de JP va fi amestecat și evacuat din instalația de captare CO₂ în circuitul principal al blocului energetic de 330 MW, prin rezervorul de condens al condensatorului. Răcirea condensatului returnat se va face într-un schimbător de căldură, agentul termic de răcire fiind o parte din condensatul principal, preluat înainte de PJP1. Acest debit parțial de condens principal va fi preîncălzit și introdus între PJP2 și PJP3 (se substituie o parte din aburul extras pentru alimentarea PJP-urilor), fără riscul de contaminare al condensatului principal.

La sarcini reduse ale blocului energetic, temperatura aburului la intrarea în corpurile de joasă presiune va depăși temperatura maxim admisibilă datorită

laminării în robinetele de reglare montate pe racordurile de abur intrare în corpul de joasă presiune al turbinei cu abur (CJP). Din acest motiv, aburul JP va fi luat din aburul MP evacuat din turbina auxiliară, printr-un by-pass. Pentru sarcini mai mici de 70-75% clapetele de reglare presiune montate pe racordurile de intrare abur în corpurile de joasă presiune se vor deschide.

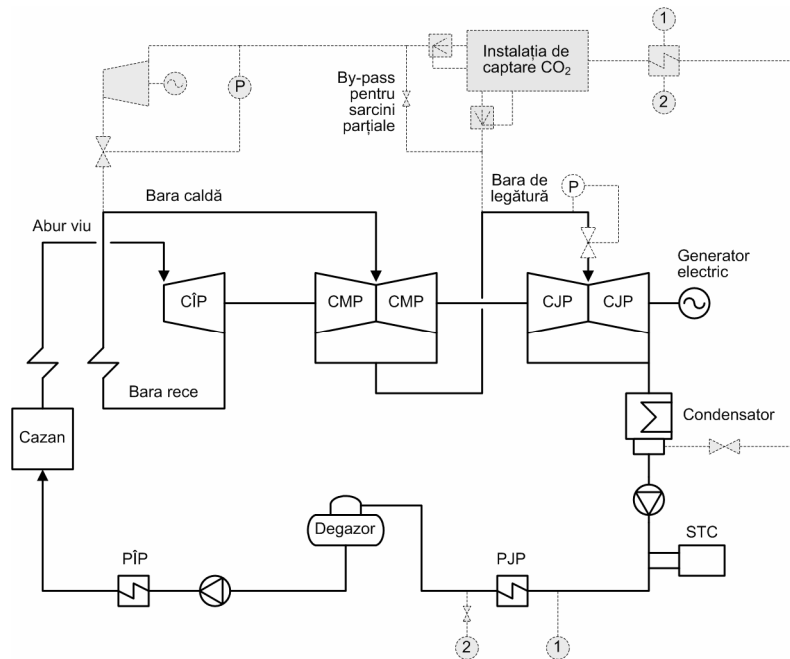


Figura 5.2. Schemă de principiu pentru soluția 2 de extracție abur

Soluția 3 de extracție a aburului

Aburul de MP se extrage din conducta de abur intermediar rece și se introduce într-o turbină auxiliară de contrapresiune, care antrenează un generator electric.

Aburul evacuat din turbină este introdus în instalația de captare CO₂, unde va fi subrăcit cu condensat, înainte de intrarea în regenerator. Pentru subrăcire este folosit o parte din condensatul evacuat din regenerator.

Aburul de JP se extrage din conducta de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei cu abur.

Pentru asigurarea presiunii necesare funcționării stabile a instalației de captare CO₂, pentru toate regimurile de încărcare ale blocului energetic, pe cele 4 racorduri de intrare abur în corpurile de joasă presiune ale turbinei se vor monta clapete de reglare presiune.

Aburul extras de JP este introdus, după ce în prealabil este subrăcit, în preîncălzitorul regeneratorului și în stripere. Pentru subrăcire este folosit o parte din condensatul evacuat din striper.

Condensatul rezultat din aburul de MP și din aburul de JP va fi amestecat și evacuat din instalația de captare CO₂ în circuitul principal al blocului energetic de 330 MW, prin rezervorul de condens al condensatorului. Răcirea condensatului returnat se va face într-un schimbător de căldură, agentul termic de răcire fiind o

parte din condensatul principal, preluat înainte de PJP1. Acest debit parțial de condens principal va fi preîncălzit și introdus între PJP2 și PJP3 (se substituie o parte din aburul extras pentru alimentarea PJP-urilor), fără riscul de contaminare al condensatului principal.

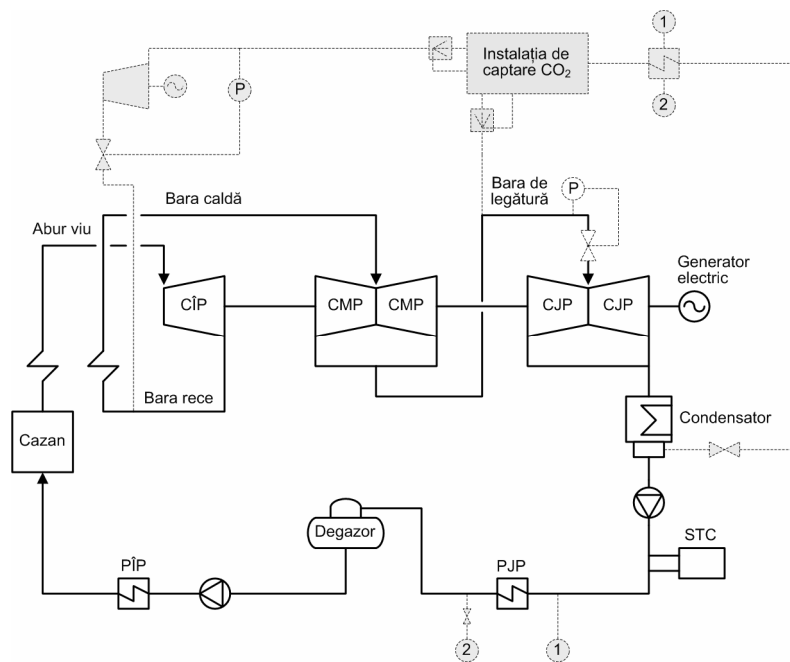


Figura 5.3. Schemă de principiu pentru soluția 3 de extracție abur

Soluția 4 de extracție a aburului

Aburul de MP se extrage din priza nr. 5 din corpul de medie presiune al turbinei și se introduce în instalația de captare CO₂, unde va fi subrăcit cu condensat, înainte de intrarea în regenerator. Pentru asigurarea aburului de MP pentru instalația de captare CO₂, este necesară modificarea corpului de medie presiune al turbinei.

Aburul de JP se extrage din conducta de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei.

Pentru asigurarea presiunii necesare funcționării stabile a instalației de captare CO₂, pentru toate regimurile de încărcare ale blocului energetic, pe cele 4 racorduri de intrare abur în corpurile de joasă presiune ale turbinei se vor monta clapete de reglare presiune.

Aburul extras de JP este introdus, după ce în prealabil este subrăcit, în preîncălzitorul regeneratorului și în stripere. Pentru subrăcire este folosit o parte din condensatul evacuat din striper.

Condensatul rezultat din aburul de MP și din aburul de JP va fi amestecat și evacuat din instalația de captare CO₂ în circuitul principal al blocului energetic de 330 MW, prin rezervorul de condens al condensatorului. Răcirea condensatului returnat se va face într-un schimbător de căldură, agentul termic de răcire fiind o parte din condensatul principal, preluat înainte de PJP1. Acest debit parțial de condens principal va fi preîncălzit și introdus între PJP2 și PJP3 (se substituie o parte

din aburul extras pentru alimentarea PJP-urilor), fără riscul de contaminare al condensatului principal.

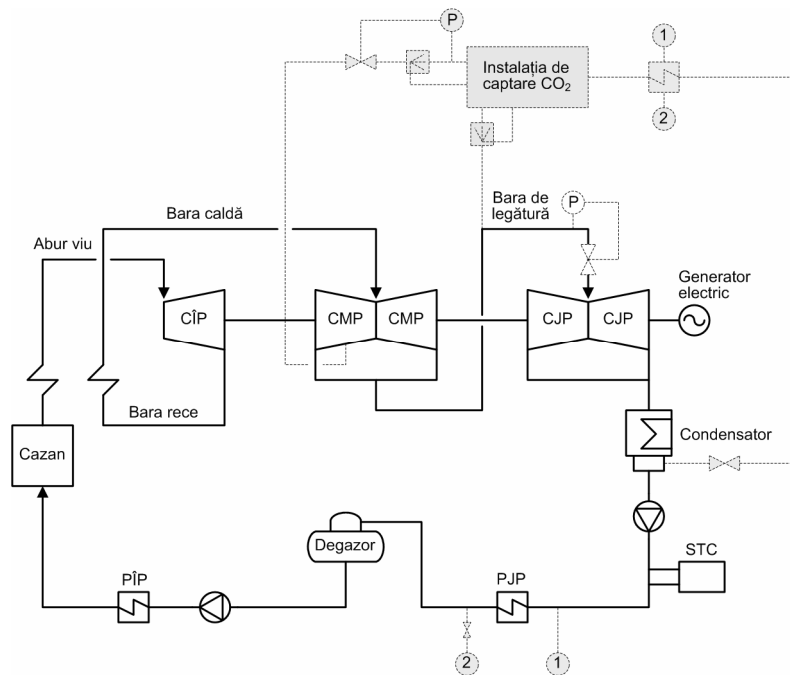


Figura 5.4. Schemă de principiu pentru soluția 4 de extracție abur

Soluția 5 de extracție a aburului

Aburul de MP se extrage din conducta de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei și se introduce într-un ejector de abur, în care presiunea ridicată este asigurată de aburul extras din conducta de abur intermediar cald.

Aburul de MP evacuat din ejector este introdus în instalația de captare CO₂, unde va fi subrăcit cu condensat, înainte de intrarea în regeneratoare. Pentru subrăcire este folosit o parte din condensatul evacuat din regeneratoare.

Aburul de JP se extrage din conducta de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei.

Pentru asigurarea presiunii necesare funcționării stabile a instalației de captare CO₂, pentru toate regimurile de încărcare ale blocului, pe cele 4 racorduri de intrare abur în corpurile de joasă presiune ale turbinei se vor monta clapete de reglare presiune.

Aburul extras de JP este introdus, după ce în prealabil este subrăcit, în preîncălzitorul regeneratoarelor și în stripere. Pentru subrăcire, este folosit o parte din condensatul evacuat din striper.

Condensatul rezultat din aburul de MP și din aburul de JP va fi amestecat și evacuat din instalația de captare CO₂ în circuitul principal al blocului 6, prin rezervorul de condens al condensatorului. Răcirea condensatului returnat se va face într-un schimbător de căldură, agentul termic de răcire fiind o parte din condensatul principal, preluat înainte de PJP1. Acest debit parțial de condens principal va fi

preîncălzit și introdus între PJP2 și PJP3 (se substituie o parte din aburul extras pentru alimentarea PJP-urilor), fără riscul de contaminare al condensatului principal.

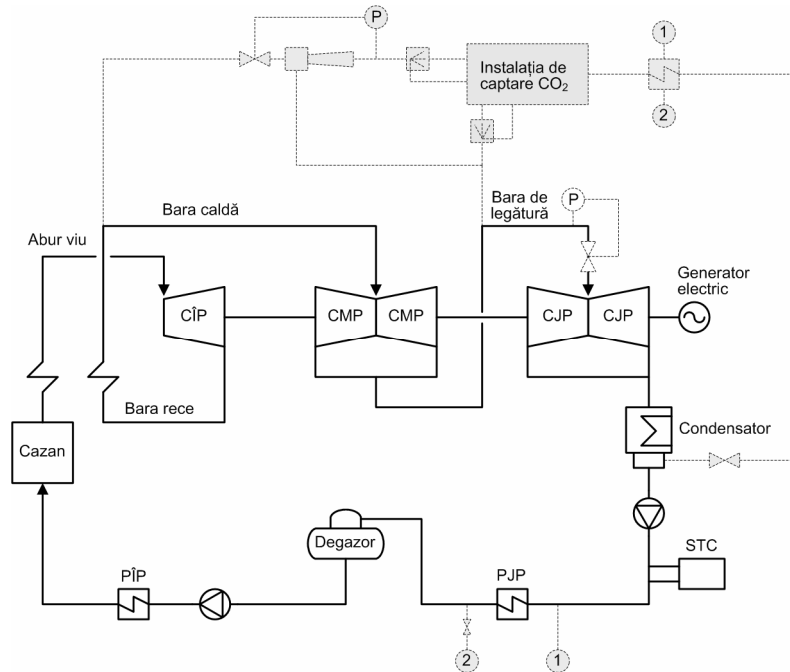


Figura 5.5. Schemă de principiu pentru soluția 5 de extracție abur

5.3.2. Comparația între soluțiile de extracție abur. Optimizarea schemei termomecanice

În tabelul 5.6 sunt prezentate caracteristicile aburului extras în cele 5 soluții propuse analizei: presiunea (bar), temperatura (°C) și debitul (kg/s).

Tabelul 5.6. Comparație între caracteristicile tehnice ale aburului extras în cele 5 soluții analizate

Abur MP			Abur JP		
P (bar)	T (°C)	D (kg/s)	P (bar)	T (°C)	D (kg/s)
Soluția 1 (recuperare căldură abur extras printr-o turbină de contrapresiune)					
Abur MP și JP extras din conducta de abur intermediar caldă					
32,22	535,0	60,15	-	-	-
Soluția 2 (recuperare căldură abur extras printr-o turbină de contrapresiune)					
Abur MP extras din conducta de abur intermediar caldă			Abur JP extras din conducta de legătură dintre CMP și CJP		
37,53	535,0	34,48	3,7	243,2	26,44

Tabelul 5.6 (continuare)

Soluția 3 (recuperare căldură abur extras printr-o turbină de contrapresiune)					
Abur MP extras din conducta de abur intermediar rece			Abur JP extras din conducta de legătură dintre CMP și CJP		
41,11	435,2	38,76	3,4	233,7	26,65
Soluția 4					
Abur MP extras din priza 5 a CMP			Abur JP extras din conducta de legătură dintre CMP și CJP		
6,7	344,9	32,41	3,4	232,7	26,65
Soluția 5					
Abur MP extras parțial din conducta de abur intermediar caldă			Abur JP extras din conducta de legătură dintre CMP și CJP		
Abur MP extras parțial extras din conducta de legătură dintre CMP și CJP					
41,22	535,0	16,21	3,4	225,2	26,64
3,4	225,2	16,21			

Blocul energetic de 330 MW este echipat cu două electropompe de apă de alimentare cazan (2×50%) și o turbopompă de apă alimentare cazan (BFPT – 1×100%).

Pornirea blocului energetic se face cu electropompele de apă alimentare cazan, funcționarea normală fiind asigurată de turbopompa de alimentare.

În toate soluțiile de extracție abur analizate, debitul de abur necesar turbopompei de apă alimentare este insuficient, datorită cantității mari de abur necesar instalației de captare CO₂.

Presiunea la priza de extracție 3, din care este alimentată atât turbina pompei de alimentare cât și instalația de captare, se va reduce de la 4,5 bar la circa 3 bar, datorită debitului mare de abur extras.

Au fost studiate două soluții de antrenare a pompei de alimentare, în condițiile extragerii debitului de abur necesar instalației de captare:

- înlocuirea turbinei de antrenare a pompei de alimentare 100%, cu o turbină nouă, adaptată noilor parametri ai aburului la priza 3;
- antrenarea pompei existente 100% de către un motor electric nou, prevăzut cu convertizor de frecvență sau turbocoplaj hidraulic pentru controlul turației.

Pentru a face comparația între cele cinci soluții analizate, s-a calculat reducerea de putere electrică datorită extracției aburului, considerând înlocuirea turbopompei de alimentare cu o electropompă nouă, cu turație variabilă. În calcule, pentru antrenarea cu motor electric s-a considerat un randament de 99% pentru motorul electric și un randament de 96% pentru convertizorul de frecvență.

Calculul au luat în considerare, de asemenea, pierderile suplimentare datorate reglajului turbinei auxiliare, pentru un domeniu de variație al sarcinii blocului energetic de la 50% la 100%. Pentru turbina auxiliară s-a considerat un randament de 82%, pentru reductor 99% și pentru generator 98%.

De asemenea, au fost luate în calcul pierderile de presiune pe circuitele de abur între turbina de abur și instalația de captare.

Datorită cazanului energetic existent cu suprafețe de încălzire fixe, baza pentru toate calculele a fost un cazan cu sarcină constantă și un raport constant de căldură pentru economizor, vaporizator și supraîncălzitoare.

În cazul funcționării instalației de captare CO₂, datorită extragerii suplimentare de abur, profilul presiunii aburului în turbină este alunecător. Temperatura apei de alimentare la intrarea în cazanul de abur se va reduce, ceea ce va determina reducerea temperaturilor de ieșire a aburului supraîncălzit și a aburului intermediar cald. Acest aspect a fost luat în considerare în soluția de extracție aleasă.

De asemenea, în cadrul acestei cercetări s-a luat în considerare și impactul asupra sistemului de apă de răcire al centralei electrice. Datorită debitului de abur extras necesar funcționării instalației de captare, se reduce sarcina pe condensatorul turbinei și pe turnul de răcire. În calcule a fost estimată o reducere de 1 grad a temperaturii apei de răcire.

În analiza realizată am estimat și reducerea de putere în cele cinci soluții de extracție de abur studiate ținând seama și de cele două posibilități de antrenare a pompei de alimentare.

Pentru funcționarea blocului energetic de 330 MW cu instalația de captare CO₂, **soluției 2** de extracție a aburului s-a dovedit a fi cea mai eficientă, așa cum rezultă și din datele obținute și prezentate în tabelul 5.7.

Tabelul 5.7. Reducerea de energie electrică a blocului energetic de 330 MW în soluțiile de extracție a aburului studiate

Soluția #	UM	Consum energie electrică	
		Înlocuirea turbinei de antrenare a pompei	Instalarea unui motor electric nou
1	MW	45,5	45,9
2	MW	41,3	40,0
3	MW	41,5	40,7
4	MW	41,5	40,7
5	MW	44,0	43,1

În figura 5.6 este prezentată evoluția energiei electrice neproduse datorită extracției aburului necesar instalației de captare în cele 5 soluții analizate comparativ pentru cele două situații de antrenare a pompei de alimentare a cazanului de abur al blocului energetic de 330 MW.

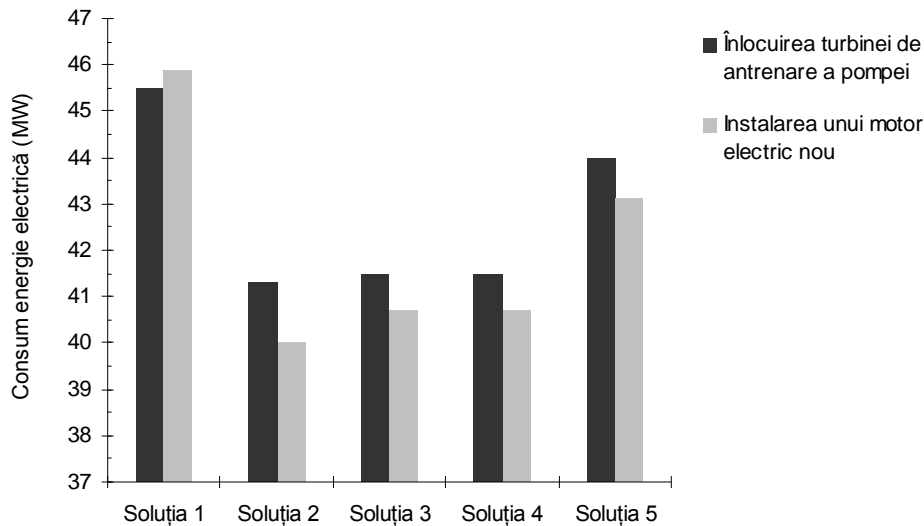


Figura 5.6. Reducerea de putere electrică datorită extracției aburului

Datorită pierderilor turbinei auxiliare, pentru reglarea presiunii aburului la evacuare și la priză, la sarcini ale blocului de la 50% la 100% și datorită randamentului redus al turbinei auxiliare de 80-85% (care depinde de dimensionarea turbinei), **soluția 1** nu este eficientă. Numărul de furnizori pentru acest tip de turbină (540°C, cu priză reglabilă) este limitat, ceea ce determină costurile de investiție ridicate. Datorită profilului alunecător al presiunii aburului în turbină, la funcționarea în soluția 1, temperatura apei de alimentare la intrarea în cazanul de abur scade la aproximativ 245°C. Acest fapt conduce la scăderea temperaturii aburului supraîncălzit cu aproximativ 15 grade, datorită existenței suprafeței fixe de schimb de căldură a cazanului de abur, care nu permite compensarea acestui efect negativ. De asemenea, în această variantă, datorită extragerii unui debit mare de abur dintre corpurile de înaltă și medie presiune, împingerile axiale impun reechilibrarea axială a acestora.

Datorită scăderii presiunii la evacuarea din corpul de înaltă presiune la aproximativ 36 bar, apar eforturi în palete și forțe axiale suplimentare, care pot crea probleme în funcționare.

Pentru **soluția 3**, calculele termodinamice indică o umiditate crescută a aburului evacuat din turbina auxiliară, datorită temperaturii reduse a aburului intrat în turbină (abur preluat din conducta de abur intermediar rece).

Soluția 4 este soluția cu cele mai mari costuri de investiție, datorită lucrărilor de modificare a corpului de medie presiune al turbinei, în condițiile unei reduceri nesemnificative a consumului de energie electrică. De asemenea, nu se poate asigura o presiune constantă a aburului de alimentare a instalației de captare CO₂, la sarcini variabile ale blocului energetic.

Soluția 5 nu este avantajoasă din punct de vedere al consumului de energie electrică. Mai mult, această tehnologie necesită un spațiu mare de montaj pentru ejectorul de abur.

În concluzie, soluțiile 1, 3, 4 și 5 nu sunt recomandate pentru extragerea aburului de alimentare a instalației de captare CO₂, din blocul energetic de 330 MW.

În consecință, soluțiile 1, 3, 4 și 5 nu sunt adecvate pentru extracția de abur la blocul energetic de 330 MW.

Din cauza impactului extracției de abur necesară pentru instalația de captare a CO₂, integritatea mecanică a turbinei de abur (forțele axiale, eforturile paletelor, temperaturi, condiții de evacuare turbină JP etc.) trebuie să fie verificată în detaliu pentru toate situațiile de funcționare cum ar fi pornire, oprire și decuplare de avarie a turbinei.

Referitor la alegerea soluției de antrenare a pompei de apă de alimentare, soluția optimă este antrenarea cu motor electric. Aceasta implică dezafectarea turbopompei de alimentare (100%) și montarea în locul ei a unei electropompe noi de apă de alimentare, dimensionată pentru 50% din debit, echipată cu turbocoplaj hidraulic. Electropompă se va monta în paralel cu cele două electropompe existente (2×50%).

Pentru instalația de captare CO₂ care se montează la un bloc energetic de 330 MW existent pe lignit cercetările au demonstrat că soluția optimă tehnic și economic de integrare în schema termomecanică este **soluția 2 de extragere a aburului și soluția 3 de returnare a condensatului**.

Pentru returnarea condensului de la instalația de captare în circuitul principal al blocului energetic (în condensatorul turbinei), în sala mașini a turbinei cu abur se va instala un schimbător de căldură cu plăci. Acest schimbător are rolul de a reduce temperatura condensatului returnat, prin preîncălzirea condensului principal.

Pentru asigurarea presiunii aburului necesară funcționării stabile a instalației de captare CO₂, pentru toate regimurile de încărcare ale blocului energetic, pe cele 4 racorduri de intrare abur în corpurile de joasă presiune ale turbinei se vor monta clapete de reglare presiune. Conform soluției 2, în cazul funcționării la sarcini reduse, aburul de JP va fi luat din aburul de MP evacuat din turbina auxiliară, printr-un by-pass.

Aburul de MP va fi mai întâi destins în noua turbina de contrapresiune de 14,2 MW, iar cel rezultat este trimis la fierbătorul aferent regeneratului și apoi la un schimbător de căldură. Căldura necesară regenerării amoniacului și eliberării dioxidului de carbon este transmisă unui fluid de lucru pentru a nu se impurifica condensatul și se putea returna în circuitul termic al blocului energetic.

Aburul de JP va fi utilizat în trei echipamente ale instalației de captare, și anume:

- la schimbătorul de căldură al striperului CO₂/NH₃;
- la schimbătorul de căldură al striperului auxiliar;
- schimbător de căldură pentru soluția bogată de la coloana de absorbtie.

Condensatul rezultat va fi trimis către un rezervor, unde calitatea lui este măsurată continuu pentru a se evita astfel utilizarea lui în circuitul termic dacă cumva este impurificat.

5.3.3. Modificări necesare a fi realizate în schema termomecanică

În vederea optimizării tehnico – economice a ciclului termic al blocului energetic de 330 MW pentru integrare instalației de captare CO₂ am ales soluția 2 pentru extracția aburului și soluția 3 de returnare condensat.

Datorită tipului special al pompei de alimentare a cazanului de abur și al turbinei pompei de alimentare cazan, este dificilă înlocuirea acționării. Soluția recomandată este instalarea unei noi electropompe de apă de alimentare (50%) în locul turbopompei de apă alimentare a cazanului și în paralel cu cele două electropompe de apă alimentare existente (2×50%). Electropompa nou montată va fi echipată cu un cuplaj hidraulic pentru variația turației.

Modificările necesare a se realiza în schema termomecanică a blocului energetic de 330 MW pentru montarea unei instalații de captare sunt următoarele:

- demontarea turbopompei de alimentare a cazanului de abur de 1035 t/h;
- instalarea unei noi electropompe de alimentare, echipată cu un cuplaj hidraulic pentru controlul turației. Pompa va fi racordată la circuitele de apă alimentare existente;
- instalarea a patru robinete de reglare presiune, pe racordurile de abur intrare în corpurile de joasă presiune a turbinei de abur, în scopul asigurării presiunii aburului necesare funcționării stabile a instalației de captare a CO₂ la orice sarcină a turbinei;
- instalarea unui nou schimbător de căldură pentru condensat (schimbător de căldură cu plăci) lângă turbina de abur. Acest schimbător va răci condensatul returnat de la instalația de captare a CO₂, cu condensat principal din circuitul apă-abur al blocului energetic. Debitul parțial de condensat principal va fi extras după pompa de condens principal și va fi reintrodus în circuitul de condensat principal, între preîncălzitoarele PJP2 și PJP3;
- instalarea unui circuit de abur intermediar de la turbina cu abur la instalația de captare a CO₂;
- instalarea unui circuit de abur de joasă presiune de la turbina cu abur la instalația de captare a CO₂;
- instalarea circuitului de condens de la instalația de captare a CO₂ la blocul energetic de 330 MW.

5.3.4. Sistemul de apă de răcire

În cercetarea pentru integrarea sistemului de apă de răcire al instalației de captare CO₂ în centrala electrică au fost luate în considerare următoarele ipoteze:

- sarcina termică a instalației de captare CO₂;
- analiza impactului asupra sistemului de apă de răcire existent și a ciclului abur-apă.

În general, necesarul de apă de răcire pentru instalația de captare se poate împărți în două părți:

- necesarul de apă de răcire pentru răcitorul în contact direct (DCC);
- necesarul de apă de răcire pentru răcirile indirecte.

Apa de răcire pentru DCC poate fi contaminată cu amoniac sau alte substanțe conținute în gazele de ardere. În consecință, această apă de răcire nu trebuie amestecată cu apa de răcire din sistemul de răcire al centralei electrice. Din acest motiv, o integrare a răcitorului în contact direct în sistemul existent de apă de răcire a centralei electrice nu este posibilă și nu a fost luată în considerare în analiză.

Toate debitele de apă de răcire pentru răcirile indirecte se pot integra în sistemul de răcire existent.

În tabelul 5.8 sunt prezentate sarcinile termice ale instalației de captare, fără DCC luate în considerare:

Tabelul 5.8. Sarcinile termice ale instalației de captare fără DCC

Descriere	Sarcină termică (kW)	Debit (kg/h)
Răcitorul de suprafață al striperului	379	32650
Răcitorul striperului auxiliar	135	11601
Răcitor apă fierbinte	21082	1815715
Răcitor de spălare CO ₂	6810	586546
Răcitorul pentru soluția de concentrație scăzută	9527	820534
Răcitor intermediar după treapta 1 de compresie	4905	422467
Răcitor intermediar după treapta 2 de compresie	4927	424379
Total	47766	4113893

Necesarul de apă de răcire al blocului energetic de 330 MW este prezentat în tabelul 5.9.

Tabelul 5.9. Necesarul de apă de răcire al blocului energetic de 330 MW

Echipament	Sarcina (MJ/s)	Debit (m ³ /h)	Debit (%)
Turn de răcire cu tiraj natural	426	42000	100
Condensator principal	382	35822	85
Condensatorul turbopompei	29	4078	10
Răcitori auxiliari	12	2100	5

Debitul de apă de răcire pentru condensatorul turbinei de antrenare a pompei de apă de alimentare poate fi utilizat în scopul răcirilor indirecte ale instalația de captare a CO₂, în condițiile în care pompa de apă de alimentare va fi prevăzută cu antrenare electrică.

Debitul de apă de răcire, care este utilizat în prezent în condensatorul turbopompei, este aproximativ egal cel necesar răcirilor indirecte ale instalația de captare a CO₂ după cum este prezentat în tabelele de mai sus.

Sarcina termică a răcirilor indirecte ale instalației de captare este mai mare cu aproximativ 19 MJ/s față de sarcina termică a condensatorului turbopompei, ceea ce determină creșterea sarcinii termice a turnului de răcire cu tiraj natural. Acesta determină o creștere ușoară a temperaturii apei de răcire și în consecință puterea la bornele generatorului scade. Reducerea consumurilor auxiliare de energie electrică din circuitul de răcire al instalația de captare a CO₂, cum ar fi pompele și ventilatoarele turnului de răcire cu tiraj forțat, depășește impactul negativ al reducerii de putere la bornele generatorului. Consumul de putere electrică va fi redus cu 0,9 MW. Costurile de investiție sunt reduse în cazul soluției de integrare a circuitului de răcire, datorită reducerii capacității pompelor, ventilatoarelor și turnului de răcire.

În aceste condiții a rezultat o creștere a puterii la bornele generatorului de aproximativ 1,8 MW.

În figura 5.7 este prezentată schema de integrare a apei de răcire.

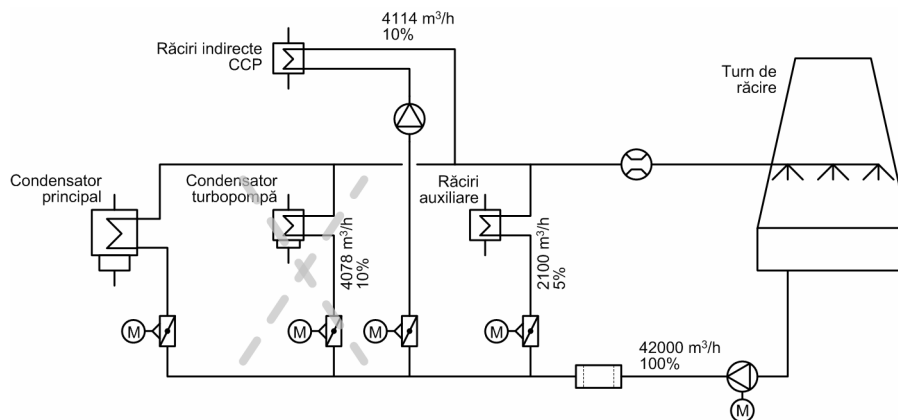


Figura 5.7. Schema de integrare a sistemului de răcire

Apa de adaos pentru circuitul de răcire va fi apă limpezită, care este asigurată din *stația de tratare chimică a apei existentă* în centrala electrică.

De asemenea, instalația de captare CO₂ necesită un debit intermitent de apă deionizată care va fi asigurată tot din *stația de tratare chimică existentă* a centralei electrice.

5.3.5. Alimentarea cu energie electrică și sistemul de automatizare

Consumatorii electrici care aparțin de instalația de captare a CO₂ sunt în aceeași categorie cu consumatorii electrici ai blocului energetic de 330 MW.

Prin urmare, în timpul funcționării normale, instalația de captare a CO₂ va fi alimentată din serviciile proprii ale blocului energetic. Alimentarea de rezervă va fi asigurată din serviciile generale.

Blocul energetic de 330 MW este echipat cu două transformatoare de servicii proprii de 25 MVA-24/6.3kV care asigură alimentarea serviciilor proprii electrice ale grupului. Pentru a se asigura consumul necesar pentru instalația de desulfurare umedă a gazelor de ardere, unul din cele două transformatoare de servicii proprii a fost înlocuit cu unul de 40 MVA-24/6.3kV.

Consumul de energie electrică al instalației de captare a CO₂ a fost estimat la aproximativ 63 MW. Aceasta implică necesitatea creșterii puterii asigurate de sursa de alimentare a serviciilor proprii ale blocului energetic, deoarece cele două transformatoare existente nu au capacitatea de a prelua întregul consum electric.

Luând în considerare cele de mai sus, sursa de alimentare cu energie a instalația de captare a CO₂ va fi:

- *alimentare principală* – un nou transformator de servicii proprii de 24/10kV, putere nominală 63 (80) MVA cu două secțiuni de bare de medie tensiune;
- *alimentare de rezervă* – un nou transformator de servicii generale de 110/10kV, putere nominală 63 (80) MVA.

Între cele două secțiuni de bare de medie tensiune ale instalația de captare a CO₂ se va monta un cuplaj longitudinal. Dacă unul dintre întrerupătoarele de medie tensiune nu este disponibil, consumatorii aferenți vor fi alimentați de la sursa de alimentare de rezervă, prin închiderea cuplajului. La fel se procedează și când

cele două secțiuni de medie tensiune ale instalația de captare a CO₂ vor fi alimentate de la serviciile generale.

Alimentarea cu energie electrică a echipamentelor instalației de captare a CO₂ se realizează dintr-o stație electrică nouă la tensiunile de 10 kV, 0,4 kV și în curent continuu, în soluții tehnice moderne și fiabile, care să asigure un nivel ridicat de siguranță și continuitate în alimentare și care să permită și o mare flexibilitate.

Stația de 10 kV a instalației de captare a CO₂ este alcătuită din două secții de bare cu un cuplaj longitudinal.

Dacă se închide principala sursă de alimentare, închiderea sursei de alimentare de rezervă este comandată prin intermediul anclanșării automate a rezervei (ARR).

Sistemul de conducere al instalația de captare a CO₂ cuprinde următoarele sub – sisteme:

- sistemul de aparatură de măsură (Field Instrumentation);
- sistemul Distribuit de Conducere (DCS);
- sistemul de oprire de urgență (ESD);
- sistemul de detectare a scăpărilor incidentale de CO₂ din instalația de captare a CO₂;
- sistemul de monitorizare și raportare a cantității de CO₂ în instalația de captare a CO₂;
- sistemul de monitorizare continuă a emisiilor la coș (CEMS).

Sistemul de conducere al instalația de captare a CO₂ va asigura conducerea instalațiilor tehnologice (pornire, funcționare în sarcină, oprire) pe următoarele nivele de conducere:

- conducere individuală locală;
- conducere din camera de comandă a instalației de captare;
- conducere din camera de comandă a blocului energetic de 330 MW.

Conducerea operativă a instalației de captare se realizează prin intermediul sistemului DCS montat în camera de comandă a instalației de captare CO₂. De asemenea sunt prevăzute și următoarele sisteme de comunicații și curenți slabi:

- sistemul de detecție și semnalizare incendiu (SDSI);
- sistemul de telefonie tehnologică (Dispecer).

5.3.6. Conceptul de comprimare a CO₂

În vederea optimizării procesului de comprimare, într-o primă treaptă se va crește presiunea CO₂, prin intermediul unui compresor, de la 20 bar la 60 bar și apoi va fi răcit subcritic, în scopul reducerii volumului, prin utilizarea apei de răcire, [A3].

În treapta a doua, prin intermediul unității de răcire, CO₂ este adus în stare de fluid supercritic (lichid), care va fi pompat până la presiunea necesară de 120 bar.

Combinarea treptelor de comprimare, condensare și pompare, conduce la o creștere a eficienței, comparativ cu realizarea compresiei într-un singur echipament.

Procesul de compresie într-un singur compresor, până la o valoare ridicată a presiunii, necesită un consum mare de energie, comparativ cu soluția prezentată mai sus.

În concluzie, costul energiei de compresie în varianta combinată ia în considerare și costul procesului de condensare, care este mai mic, având în vedere posibilitatea integrării căldurii, ceea ce conduce la o economie de energie.

Alegerea compresorului de CO₂

În această situație există posibilitatea realizării compresiei cu două tipuri de echipamente:

- Compresor cu piston;
- Compresor centrifugal.

Compresorul cu piston este de tip "deplasare pozitivă" (generare de volum), constând din unul sau mai mulți cilindri, fiecare cu piston, care se mișcă înainte și înapoi, deplasând un volum pozitiv cu fiecare cursă. Pentru situația unui cu volum și raport de compresie scăzute, este potrivit acest tip de compresor cu o treaptă.

Compresorul centrifugal este de tip cu flux radial. Pentru instalația de captare aleasă se pot folosi compresoare centrifugale cu un singur ax sau multi-ax (reductor integrat).

Alegerea compresorului de CO₂ se realizează pe baza următoarelor criterii:

- Costul de investiție mare și cheltuielile de întreținere ridicate ale unui compresor cu piston fac ca această soluție să nu fie recomandată;
- Cel mai mare compresor cu piston studiat este un compresor cu o treaptă de compresie, cu doi cilindri și un piston cu diametru de aproximativ 600 mm. Prețul unui astfel de compresor este estimat a fi cu aproximativ 30% mai mare decât un compresor cu reductor integrat cu două trepte, pentru aceleași condiții de funcționare;
- Eficiența volumetrică globală a acestui compresor cu piston este de aproximativ 70%;
- Costul de investiție (CAPEX) ridicat al compresorului cu un singur ax face această soluție foarte costisitoare și datorită diferenței mici de presiune disponibilă, supradimensionat (din punct de vedere al proiectării) pentru acest studiu.

În figura 5.8 sunt indicate costurile de investiție (CAPEX) pentru compresoare cu reductor integrat (IG) și compresoare cu un singur ax (SL) în funcție de diverse debite.

În cazul analizat, un debit de 237 t/h, costul unui compresor cu un singur ax este de aproximativ două ori mai mare față de un compresor cu reductor integrat în două trepte. Acest fapt determină ieșirea în afara intervalului costurilor a compresorului cu un singur ax (prețurile din grafic sunt orientative).

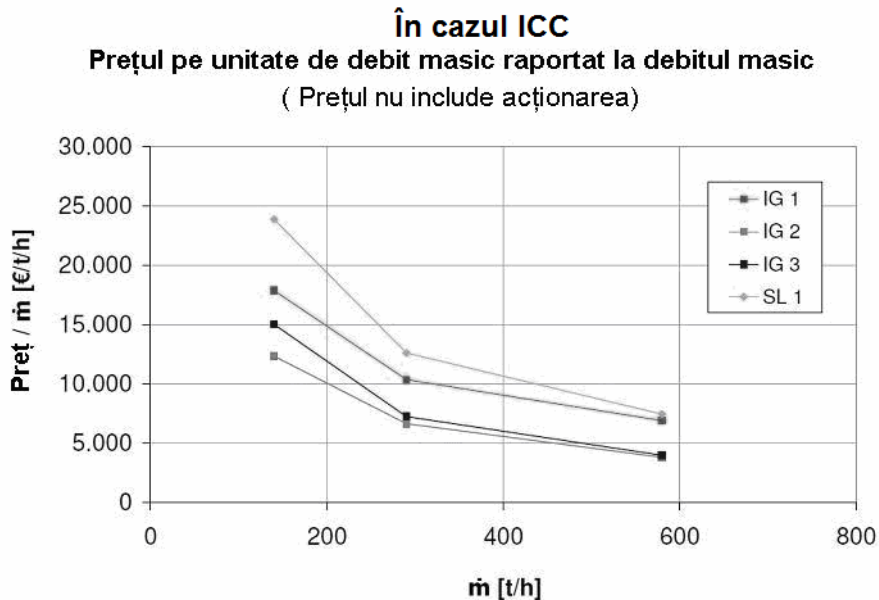


Figura 5.8. Grafic de costuri SL versus IG în cazul ICC, [123]

Compressorul cu reductor integrat este cea mai adecvată soluție pentru compresia CO₂, datorită următoarelor aspecte:

- spațiul necesar montării compresorului este redus;
- costuri mai mici pentru infrastructura aferentă;
- este compresorul cel mai fiabil, cu efort de întreținere redus;
- compresorul poate fi proiectat astfel încât să se poată economisi energie datorită conceptului de "răcire liberă";
- în timpul funcționării, nu există scurgeri de ulei;
- valoare bună a randamentului, de aproximativ 85%.

Conceptul de pompare CO₂

CO₂, după ce a fost răcit până la 20°C, este pompat de la 60 bar până la presiunea necesară de 120 bar.

Datorită debitului volumetric și presiunii mari din această aplicație, singura soluție de echipare adecvată este cu pompă centrifugă de presiune ridicată, în mai multe trepte. Înălțimea diferențială de pompare este mai mare de 800 de metri.

Compressoare pentru instalația frigorifică

Instalația frigorifică este concepută ca un sistem în cascadă. Aceasta constă dintr-un compresor de joasă presiune (JP) pentru nivelul de joasă temperatură a refrigerantului (JT) și un compresor de înaltă presiune (IP) pentru nivelul de temperatură ridicată (IT). În timp ce compresorul de JP are un raport de compresie fix, rata de presiune pentru compresorul IP este fluctuantă, în funcție de temperatura ambiantă. Rolul compresorului IP este de a asigura presiunea necesară la evacuarea din instalație.

Principiile de compresie existente sunt următoarele:

- cu compresoare de tip deplasare pozitivă de volum;
- cu compresoare care depind în funcționare de debitul volumetric (compresoare de debit).

Din familia compresoarelor de tip deplasare pozitivă de volum, ar putea fi utilizate următoarele tipuri:

- compresoare cu piston;
- compresoare cu șurub cu injecție de ulei;
- compresoare cu șurub uscate.

Dintre tipurile de compresoare, care în funcționare depind de debitul volumetric, pot fi utilizate următoarele tipuri:

- compresor centrifugal radial cu un singur ax;
- compresor cu reductor integrate multipinion;
- compresor undă de șoc Ramgen (proiect prototip).

Pentru selectarea compresoarelor instalației frigorifice, au fost luate în considerare următoarele aspecte:

Compresor cu piston: pentru debitul volumetric considerat (circa 100000 m³/h), ar fi necesare minim 6 compresoare în paralel. Costul ridicat al acestor compresoare, spațiul mare necesar instalării acestora și faptul ca nu există comerciale pentru NH₃.

Compresor cu șurub: pentru a realiza tot timpul anului temperaturi de condensare, presiunea de evacuare variază de la 14 bar la aproximativ 10-11 bar. Pe timpul iernii, un compresor cu șurub nu poate asigura compresia la un asemenea raport mic de compresie. Mai mult, debitele mari (circa 100000 m³/h) necesită funcționarea a mai multor compresoare în paralel, ceea ce determină costuri ridicate de investiție și spațiu de montaj mare. Prin urmare, singura posibilitate ar fi folosirea unui compresor cu injecție de ulei, ceea ce crește riscul de contaminare cu ulei în timpul funcționării.

Compresor cu un singur ax: din punct de vedere tehnic, un compresor cu o singură treaptă este totuși fiabil; costul mai ridicat în comparație cu compresorul cu reductor integrat situează această opțiune în afara intervalului de costuri.

Compresorul cu reductor integrat (IG) este cea mai adecvată soluție, datorită următoarelor aspecte:

- compresorul necesită spații mici de montaj;
- are cele reduse costuri pentru infrastructura aferentă;
- este compresorul cel mai fiabil, cu cel mai mic efort de întreținere;
- compresorul poate fi proiectat astfel încât să se poată economisi energie datorită conceptului de "răcire liberă".

Compresorul este conceput astfel încât, în timpul funcționării, să nu prezinte scăpări de ulei.

5.3.7. Turbina cu contrapresiune și generatorul

Pentru recuperarea energiei din destinderea aburului furnizat de turbina cu abur a blocului energetic de 330 MW, până la presiunea necesară în instalația de captare, s-a prevăzut o turbină de abur auxiliară. Energia produsă de aceasta va asigura alimentarea parțială a consumatorilor electrici din instalația de captare CO₂.

Turbina de abur este realizată într-un singur corp și cuplată prin intermediul unui reductor la un generator electric. Turbina este prevăzută cu sistem de ulei de ungere.

Tipuri de turbine de abur

În cadrul instalației de captare post-combustie cu amoniac răcit sunt prevăzute două tipuri de turbine, una care antrenează un generator, în scopul recuperării energiei din destinderea aburului și o alta care constituie acționarea mecanică pentru compresor, pompe sau alte echipamente rotative.

În funcție de parametrii finali ai aburului evacuat din turbină, există turbine în condensatie sau turbine în contrapresiune. În cazul implementării instalației de captare analizate se va utiliza o turbină de abur în contrapresiune, fără prize, care antrenează un generator electric.

5.4. Bilanțul de energie al blocului energetic de 330 MW

Bilanțul de energie al blocului energetic de 330 MW a fost calculat în două scenarii: fără și cu instalația de captare a CO₂ și este prezentat în tabelul 5.10.

Tabelul 5.10. Bilanțul de energie al blocului energetic cu și fără ICC

Intrări:				Ieșiri:			
Fluxul	UM	Valoare		Fluxul	UM	Valoare	
		cu ICC	fără ICC			cu ICC	fără ICC
Lignit*	MWth	921,1	921,1	<i>Energie electrică</i>			
Condensat returnat de la ICC	MWth	88,368	0	Brută	MWe	284,1	330,0
Condensatul principal pentru integrarea căldurii necesare	MWth	331,97	0	Netă	MWe	236,0	302,6
				Furnizată ICC	MWe	42,7	0
				Abur furnizat ICC	MWth	181,5	0
				Penalitatea de energie datorată extracției de abur pentru ICC	MWe	40,0	0
				Condensatul returnat de la ICC	MWth	25,2	0

*440 t/h cu $P_{ci} = 1800$ kcal/kg, cazanul de abur funcționând cu lignit 100% fără combustibil pentru suport flacăra.

În tabelul 5.11 este arătată eficiența brută a blocului energetic fără și cu instalația de captare a CO₂:

Tabelul 5.11. Eficiența brută a blocului energetic fără și cu ICC

Eficiența brută (%)	fără ICC	cu ICC
Blocul energetic de 330 MW existent	34,87	28,74
Blocul energetic de 330 MW reabilitat	37,29	30,73

Eficiența brută a fost calculată în următoarele ipoteze: blocul energetic de 330 MW existent s-a considerat încărcat la maximum 80% din sarcina nominală, iar cel reabilitat încărcat la 100% sarcină. Se poate observa că penalitatea de eficiență datorată integrării instalației de captare a CO₂ este 6,13% pentru blocul energetic existent și de 6,53% atunci când acesta este reabilitat. Aceste valori se încadrează în cele precizate de literatura științifică de specialitate.

Putem spune că avem o reducere relativă a puterii brute a blocului energetic de 330 MW ca urmare a integrării instalației de captare de 25,06%.

Emisiile de CO₂ specifice și evitate au fost calculate pentru cele două scenarii, cu și fără instalația de captare și sunt prezentate, atât pentru blocul energetic existent, cât și pentru cel reabilitat în tabelul 5.12.

Tabelul 5.12. Emisiile de CO₂ ale blocului energetic cu și fără ICC

	UM	Blocul energetic de 330 MW existent		Blocul energetic de 330 MW reabilitat	
		cu ICC	fără ICC	cu ICC	fără ICC
		Emisii CO ₂	kg/h	41767	278447
Emisii CO ₂ specifice	kg/MWh	216,4	1012,5	169,40	920,18
Emisii CO ₂ evitate	kg/MWh	796,1	-	750,78	-
	%	78,6	-	81,59	-

Rezultatele scot în evidență oportunitatea instalării tehnologiilor de reducere a emisiilor de dioxid de carbon la blocuri energetice noi sau reabilitate.

5.5. Contribuții ale autorului în dezvoltarea capitolului. Concluzii

În acest capitol s-a prezentat mai întâi ce înseamnă conceptul "CCS Ready" pentru tehnologia de captare post-combustie și apoi s-au analizat mai multe soluții de interconectare a principalelor fluxuri tehnologice dintre instalația de captare și blocul energetic de 330 MW alegându-se cele optime din punct de vedere tehnico – economic.

Contribuția autorului la acest capitol a constat în următoarele:

- stabilirea a cinci soluții de extracție a aburului din corpurile de medie și joasă ale turbinei și a trei soluții de returnare a condensatului rezultat în circuitul termic al blocului energetic;
- propunerea unei turbine cu contrapresiune pentru destinderea aburului de medie presiune extras din turbina de 330 MW la presiunea necesară regenerării solventului utilizat pentru reținerea CO₂. Aceasta a condus la economisirea a 14,2 MW din consumul total de energie electrică a instalației de captare;
- găsirea soluției de asigurare a debitului necesar de apă de răcire pentru răcitorul cu contact direct și pentru răcirile indirecte;
- alegerea tipului de compresor adecvat și a soluției de obținere a umidității minime în fluxul de CO₂ pentru limitarea coroziunii conductei de transport;
- bilanțul de energie al blocului energetic de 330 MW cu și fără instalația de captare;

- eficiența blocului energetic de 330 MW în condițiile actuale de funcționare și reabilitat, atunci când are și nu are integrată o instalație de captare CO₂;
- estimarea emisiilor specifice și evitate de dioxid de carbon comparativ pentru blocul energetic cu și fără instalația de captare.

Concluziile desprinse de autor în urma procesului de optimizare a integrării instalației de captare CO₂ în circuitul termomecanic al blocului energetic de 330 MW sunt următoarele:

- extracția aburului necesar regeneratoarelor se va realiza astfel: cel de medie presiune din conducta de abur intermediar cald și se introduce într-o turbină auxiliară de contrapresiune, care antrenează un generator electric, iar cel de joasă presiune din conducta de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei de abur de 330 MW;
- pentru răcirea condensatului returnat va fi instalat un schimbător de căldură care va preîncălzi condensul principal;
- modificarea circuitului de răcire existent prin integrarea răcitorului cu contact direct al instalației de captare;
- montarea unei turbine auxiliare cu contrapresiune pentru reducerea consumului de energie electrică;
- alegerea tipului adecvat de comprimare și deshidratare a fluxului de CO₂ pentru transportarea în vederea utilizării sau stocării geologice definitive și în siguranță;
- penalitatea energetică datorată consumurilor electrice ale echipamentelor instalației de captare și extracției aburului necesar regenerării solventului utilizat în cazul blocului energetic de 330 MW pe lignit este de 6,53%.

6. ELEMENTE PRIVIND ESTIMAREA COSTURILOR DE IMPLEMENTARE

6.1. Aspecte generale privind costurile de investiții și operare a tehnologiilor CCS

În prezent, captarea și stocarea carbonului (CCS) se află încă într-o etapă timpurie de dezvoltare, în care se desfășoară programe la nivel internațional care să scurteze durata până la dezvoltarea la scară comercială a acestei tehnologii.

La nivel internațional, conform studiilor efectuate de Global CCS Institute – Australia, la sfârșitul anului 2012 existau 234 proiecte CCS, în diverse faze de dezvoltare și în diverse sectoare, dintre care un număr de 72 proiecte sunt de tipul proiect integrat (cuprinzând captarea, transportul și stocarea CO₂), de scară mare [G12].

Structura din punct de vedere a distribuției geografice a acestor 72 proiecte integrate este următoarea:

Țări/ continente	# Proiecte
SUA	23
Canada	8
Europa	19
China	11
Australia & Noua Zeelanda	5
Orientul Mijlociu	3
Restul Asiei	2
Africa	1

Din punct de vedere al sectorului, structura celor 72 proiecte integrate este următoarea:

Denumire sector	# Proiecte
Producerea energiei electrice	39
Procesarea gazelor	11
Industria cimentului	1
Industria fontei și oțelului	1
Alte industrii	20

Din punctul de vedere al tehnologiei de captare utilizate la cele 77 proiecte integrate, pre-combustia este utilizată la 33 de proiecte (43%) iar post-combustia este utilizată la 21 de proiecte (27%).

În prezent la nivel internațional sunt 16 proiecte la scară mare pentru întreg lanțul CCS (captare, transport și stocare) active – care sunt deja în exploatare sau au deja FID pozitiv pentru a începe construirea [G11]. Din acestea doar 12% sunt în sectorul producerii energiei, celelalte 88% fiind în sectoarele industriale:

Denumire sectoare industriale	% Industrie
Procesarea gazului natural	57
Producerea de fertilizatori pentru agricultură	14
Producerea de hidrogen	14
Producerea de etanol	7
Producerea de gaz natural sintetic	7

Captarea CO₂ este o tehnologie emergentă care nu a fost demonstrată la nivel comercial și ca atare costurile sale și informațiile despre performanțele ei sunt bazate pe studii de fezabilitate și proiecte pilot și sunt încă incerte.

Costul investiției aferente CCS constituie un element variabil și incert, deoarece se oferă detalii limitate cu privire la ce anume include sau exclude valoarea respectivă.

Costurile privind transportul și stocarea CO₂ sunt mai dificil de generalizat comparativ cu captarea CO₂, deoarece sunt specifice zonei fiecărui proiect.

Din punct de vedere al influenței factorilor regionali, costurile aferente CCS în Europa și Japonia sunt mai mari decât cele din SUA, în timp ce costurile aferente CCS în Europa de Est și China sunt mai mici.

6.1.1. Surse de informații luate în considerare

În prezent există un număr destul de mare de studii la nivel internațional, elaborate de-a lungul timpului, care cuprind informații referitoare la costurile de investiții și operare ale CCS, dar nu toate aceste surse oferă date complete.

În acest capitol s-a realizat estimarea costurilor tehnologiei CCS luând în considerare următoarele patru documente de referință pentru acest subiect:

- *"Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies. 2011 update"*, elaborat de WorleyParsons & Schlumberger cu sprijinul Global CCS Institute, Australia, în anul 2011, [W3];
- *"Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation"*, elaborat de IEA în anul 2011, [I9];
- *"Carbon Dioxide Capture and Storage RD&D Roadmap"*, elaborat de DOE/NETL în anul 2010, [D2];
- *"The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU"*, elaborat de ZEP în anul 2011, [Z11].

Elaboratorii acestor documente de referință sunt entități reprezentative la nivel internațional, astfel:

- WP – WorleyParsons este una dintre marile companii de inginerie la nivel mondial, care activează pe piețele de resurse, energie și infrastructură;
- IEA – International Energy Agency (Agenția Internațională de Energie) este o agenție internațională de prestigiu care promovează politici energetice sustenabile pentru țările membre. Țările membre IEA sunt: 22 state din Europa, SUA, Canada, Australia, Japonia, Coreea, Noua Zeelandă.
- DOE/NETL – U.S. Department of Energy/National Energy Technology Laboratory (Departamentul de Energie al SUA/Laboratorul Național pentru Tehnologii Energetice) reprezintă principala entitate la nivel guvernamental din SUA cu activitate în domeniul energetic;
- ZEP - European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (Platforma Tehnologică Europeană pentru Centrale Termoelectrice

pe Combustibili Fosili cu Emisii Zero) care este consultantul UE în domeniul cercetării, demonstrării și dezvoltării tehnologiilor CCS.

6.1.2. Particularități ale datelor din documentele luate în considerare

Documentele de referință au analizat mai multe tipuri de centrale electrice (în funcție de parametri, combustibil și tipul arderii), mai multe tipuri de tehnologii de captare (pre-combustie, post-combustie, oxi-combustie), transport pe diferite distanțe, stocare onshore/offshore și în formațiuni geologice diferite.

Din studierea acestor documente am evidențiat următoarele particularitățile ale analizelor realizate:

- *Particularități ale studiului IEA, [I9]:*
 - Oferă doar date pentru captarea CO₂;
 - Costurile sunt la nivelul anului 2010;
 - Nu este luat în considerare costul certificatelor de emisii CO₂.
- *Particularități ale studiului DOE/NETL, [D2]:*
 - Oferă date economice doar pentru captare și sunt prezentate date tehnice pentru transport și stocare;
 - Nu este precizat anul pentru care sunt calculate costurile (acesta a fost apreciat conform informațiilor despre diverse studii cuprinse în studiul IEA);
 - Nu este luat în considerare costul certificatelor de emisii CO₂.
- *Particularități ale studiului ZEP, [Z11]:*
 - Oferă date pentru întregul lanț; captare, transport, stocare;
 - Nivelul costurilor pentru CCS este acela aferent anului 2020, după realizarea celor 12 proiecte demonstrative finanțate din NER300;
 - Prețurile sunt la nivelul trimestrului al doilea al anului 2009;
 - Nu este luat în considerare costul certificatelor de emisii CO₂.
- *Particularități ale studiului WP/GCCSI, [W3]:*
 - Oferă date pentru întregul lanț; captare, transport, stocare;
 - Costurile sunt în USD la nivelul anului 2010;
 - Nu este luat în considerare costul certificatelor de emisii CO₂.

6.2. Date privind investițiile CCS pe plan mondial

Informațiile referitoare la captarea, transportul și stocarea CO₂ pentru producătorii de energie electrică au în prezent ca sursă diverse studii și rezultate din operarea instalațiilor pilot.

În ciuda faptului că toate studiile au o abordare similară privind estimarea costurilor și a performanței, metodologiile specifice folosite, terminologiile și premisele de bază sunt diferite. Armonizarea metodologiilor de determinare a costurilor este necesară pentru simplificarea comparării tehnologiilor.

Centralizarea și analiza datelor tehnico-economice publicate despre CCS a fost realizată pentru a putea estima cât mai real a performanțelor și costurile aferente. În timp calitatea datelor tehnico-economice ale CCS găsite se va îmbunătăți odată ce informații suplimentare de la primele instalații demonstrative, care sunt în curs de realizare, vor fi disponibile. Estimările de cost și performanță

pentru CCS sunt necesare în strategiile de elaborarea politicilor în sectorul energetic și industrial.

Costurile de investiții pentru CCS cuprind:

- costuri de investiție pentru instalația de captare CO₂;
- costuri de investiție pentru sistemul de transport CO₂;
- costuri de investiție pentru instalațiile stocare geologică (injecție și monitorizare).

Cheltuielile de capital pentru captarea CO₂ în sectorul energetic sunt influențate de o multitudine de factori și anume:

- tipul centralei electrice: nouă sau existentă;
- tehnologia centralei electrice: blocuri energetice cu parametri subcritici sau supracritici/ultrasupracritici;
- tipul combustibilului utilizat lignit, ulei sau gaz natural;
- tipul tehnologiei de captare: post-combustie, pre-combustie, oxi-combustie;
- tipul solventului folosit pentru reținerea CO₂: amine, amoniac, altele.

Cheltuielile de capital pentru transportul CO₂ sunt determinate în principal de:

- metoda de transport: conducte de transport onshore (pe uscat), conducte de transport offshore (în larg), transport maritim (inclusiv utilități);
- distanța de transport până la situl de stocare geologică;
- alți factori: grosimea peretelui și materialul conductei determinate de presiunea maximă în conductă, factori de teren, etc.

Cheltuielile de capital pentru stocarea CO₂, sunt determinate de:

- locația terenului: onshore sau offshore; stocarea pe uscat este mai ieftină decât cea maritimă;
- tipul rezervorului: acvifer salin de mare adâncime (SA) sau rezervoare epuizate de petrol și gaze (DOGF), de exemplu acestea din urmă sunt mai ieftine decât acviferele saline;
- dimensiunea rezervorului; rezervoarele mari sunt mai ieftine decât cele mici;
- injectivitatea: injectivitatea superioară este mai ieftină decât cea slabă;
- numărul necesar de sonde injecție;
- permeabilitatea formațiunii geologice.

Costul total al tehnologiei CCS structurat pe componentele lanțului este următorul [Z11]:

- **Captarea:** circa 55-80% din investiția totală;
- **Transportul:** circa 5-10% din investiția totală în funcție de sistemul de transport (conduce, nave) și de distanța față de situl de stocare;
- **Stocarea:** circa 15-20% din investiția totală, în funcție de capacitatea de stocare și de asigurarea facilităților necesare.

Costurile investiționale pentru captarea CO₂ cuprind:

- **Costuri de pre-construcție** sau proprii ale beneficiarului/operatorului;
- Costuri de inginerie, procurare și construcție (EPC);
- Costuri neprevăzute cu procesele și echipamentele, datorită noutății (valori mari ale fluxurilor vehiculate) și specificității lor.

În cazul stocării se adaugă și costurile pre-FID (Decizia de Investiție Finală), adică costuri pentru caracterizarea geologică a siturilor de stocare și costurile pentru monitorizare, măsurare și verificare (MMV) după terminarea operațiilor de stocare și închiderea siturilor.

În costul pentru transportul CO₂, ponderea cea mai mare o au cheltuielile cu conductele, aproximativ 90%. Costurile cu conductele sunt aproximativ proporționale cu lungimea traseului, în timp ce costurile de transport maritim sunt doar marginal influențate de distanță.

Costurile de pre construcție sau proprii ale beneficiarului/operatorului pentru dezvoltarea unui astfel de proiect cuprind cheltuieli cu avize, autorizații, permise, teren, utilități, etc. Costurile proprii sunt subiect de confuzie în majoritatea studiilor legate de costurile CCS neprecizându-se scopul și conținutul lor. Uneori aceste costuri și costurile neprevăzute sunt concentrate într-un singur factor de costuri proprii și adăugate ca procent din costurile EPC. Costurile proprii sunt cele efectuate în timpul fazelor de planificare, proiectare și punere în funcțiune și pot varia foarte mult de la un proiect la altul, rămânând o incertitudine majoră în toate analizele economice realizate până în prezent.

Costurile de inginerie, procurare și construcție (EPC) cuprind costuri directe și indirecte pentru echipamente, construcții, materiale și forța de muncă, dar și costuri legate de proiectare și managementul de proiect.

Costurile neprevăzute sunt incluse pentru a reflecta incertitudinile privind costurile datorate nivelului de definiție al proiectului, riscului legat de maturitatea tehnologiei sau dificultăților de reglementare.

Datorită caracterului inovativ al tehnologiei, a metodologiilor în schimbare și includerii unor elemente omise anterior sau descoperite ca urmare a funcționării instalațiilor pilot, costurile sunt în prezent cu 15-30% mai mari decât primele estimări, la nivelul anului 2010.

Costurile privind transportul și stocarea CO₂ sunt mai dificil de generalizat comparativ cu captarea CO₂, deoarece sunt specifice zonei (terenului) unde este amplasat fiecare proiect.

6.2.1. Costurile pentru instalația de captare CO₂

Costurile instalației de captare sunt estimate pentru tehnologii de captare care vor fi gata pentru exploatare comercială la începutul anilor 2020: post-combustie, CCGI cu pre-combustie și oxi-combustie. Pentru a realiza această analiză am luat în considerare că toate cele trei tehnologii de captare sunt implementate la centrale electrice cu parametrii ultra funcționând cu ulei și lignit. În cazul post-combustiei am studiat și implementarea la cicluri combinate pe gaze naturale.

Valorile totale de investiție (exclusiv TVA) în scenariile pe care le-am analizat în cadrul acestei teze sunt prezentate în tabelul 6.1:

Tabelul 6.1. Investiții pentru blocuri energetice echipate cu instalație de captare

Tehnologie captare / Combustibil	UM	Huilă CPUSC	Lignit CPUSC	Gaze naturale CCGN
Captare post-combustie				
Putere brută	MW	900	500	450
Putere netă	MW	768	427	404
Cost investiție, inclusiv captare	mil. Euro	1826	1699	640
Cost investiție captare	mil. Euro	441,1	489,6	310
Captare pre-combustie				
Putere brută	MW	900	-	-
Putere netă	MW	670	-	-
Cost investiție, inclusiv captare	mil. Euro	1359	-	-
Cost investiție captare	mil. Euro	777,8	-	-
Captare oxi-combustie				
Putere brută	MW	900	500	-
Putere netă	MW	652	362	-
Cost investiție, inclusiv captare	mil. Euro	2285	1570	-
Cost investiție captare	mil. Euro	893,2	338	-

Notă: CPUSC – centrale electrice cu parametri ultrasupracritici; CCGN – ciclu combinat gaze-abur

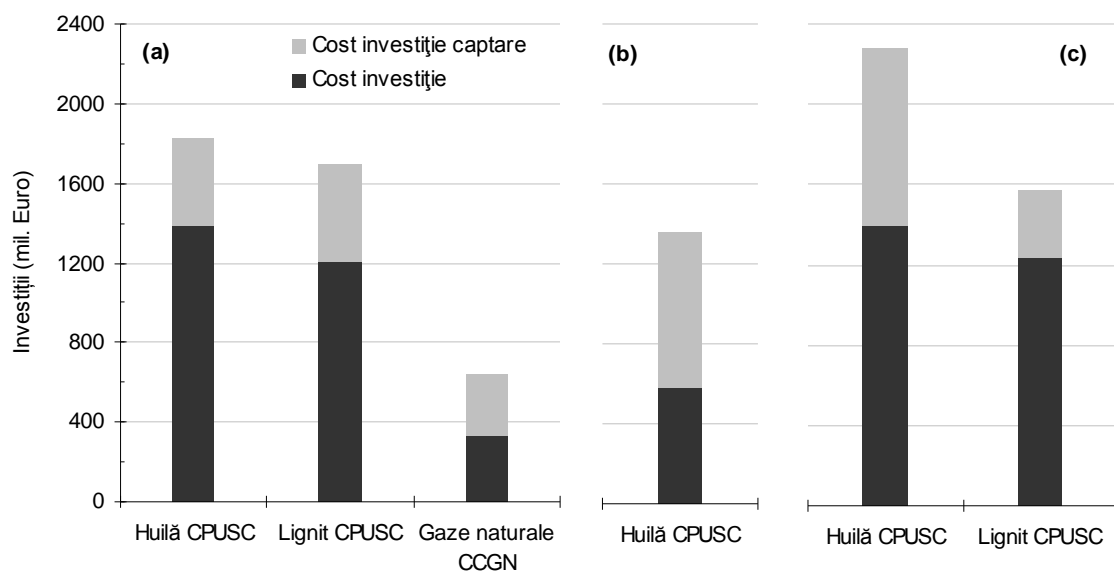


Figura 6.1. Investiții pentru blocuri energetice echipate cu instalație de captare:
a) post-combustie; b) pre-combustie; c) oxi-combustie

6.2.2. Costurile pentru sistemul de transport

Investiția specifică pentru transportul CO₂ este calculată în funcție de distanță, așa cum este prezentat în tabelul 6.2:

Tabelul 6.2. Investiții pentru transport CO₂

Distanța (km)	180	500	750	1500
Conducte onshore (Euro/tCO ₂)	1,5	3,7	5,3	-
Conducte offshore (Euro/tCO ₂)	3,4	6,0	8,2	16,3

Costurile pentru transport variază între 1,5-16,3 Euro/tCO₂ în funcție de modalitatea de transport și de distanța necesară.

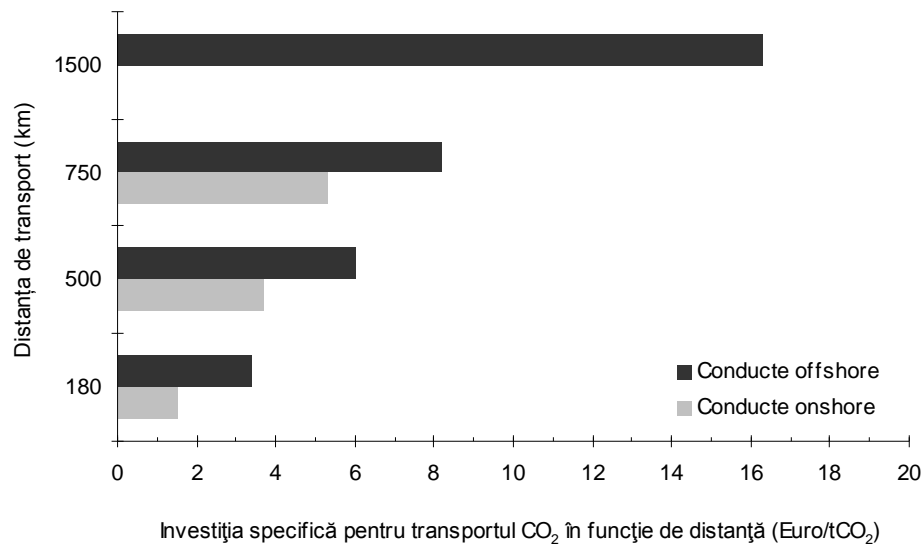


Figura 6.2. Investiții pentru transport CO₂

6.2.3. Costurile pentru stocare geologică

În funcție de situl de stocare ales, costurile pentru stocarea geologică definitivă și în siguranță sunt prezentate în tabelul 6.3.

Tabelul 6.3. Investiții pentru stocare CO₂

Localizare	Tip	Onshore		Offshore	
		REPG	SA	REPG	SA
Durata de viață	ani	40	40	40	40
Cantitate CO ₂ stocată	mil. tCO ₂ /an	2	2	2	2
Investiția	mil. Euro	48	70	120	199

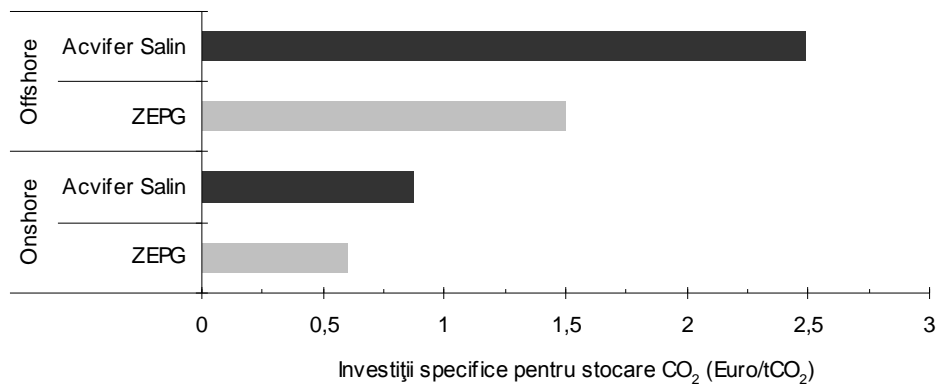
Notă: REPG – rezervoare epuizate de petrol și gaze; SA – salină acviferă de mare adâncime

În condițiile prezentate mai sus, au rezultat costuri de investiție specifice precizate în tabelul 6.4:

Tabelul 6.4. Investiții specifice pentru stocare CO₂ în variantele analizate

	Euro/tCO ₂	Onshore		Offshore	
		REPG	SA	REPG	SA
Investiție specifică per tonă CO ₂ stocată pe durata de viață		0,6	0,875	1,5	2,49

Costurile pentru stocare variază între 0,6-2,49 Euro/tCO₂ în funcție de situl de stocare geologică ales.

Figura 6.3. Investiții specifice pentru stocare CO₂ în variantele analizate

6.3. Date privind cheltuielile de operare pe plan mondial

6.3.1. Cheltuieli de operare privind instalația de captare

Cheltuielile de operare pentru diverse tehnologii de producere a energiei electrice, tipuri de combustibil și tehnologii de captare sunt prezentate în tabelul 6.5.

Tabelul 6.5. Cheltuielile de operare

Tip centrala Tip captare	UM	CPUSC Post-	CCGN Post-	CCGI Pre-	CPUSC Oxi-
Combustibil	-	hulă	gaz natural	hulă	hulă
Putere brută	MW	644,4	520	694	759
Putere neta	MW	550	482	517	550
Eficiența netă	%	33,20	43,70	32,00	33,00
CO ₂ captat	t/h	469	182	423	525
Cheltuieli variabile	Euro/MWh	5,83	1,71	4,40	4,26
Cheltuieli fixe	mii EUR	20603	8643	21174	20119

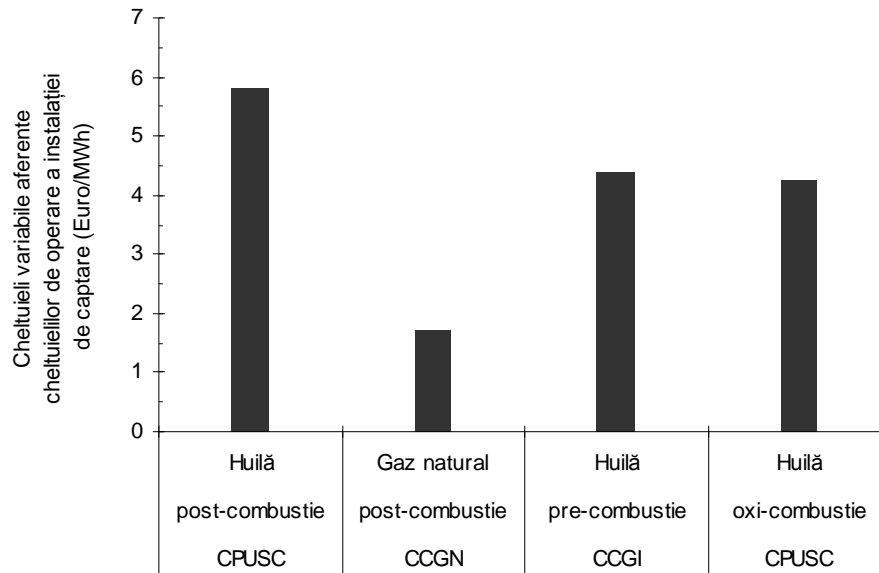


Figura 6.4. Cheltuielile de operare variabile

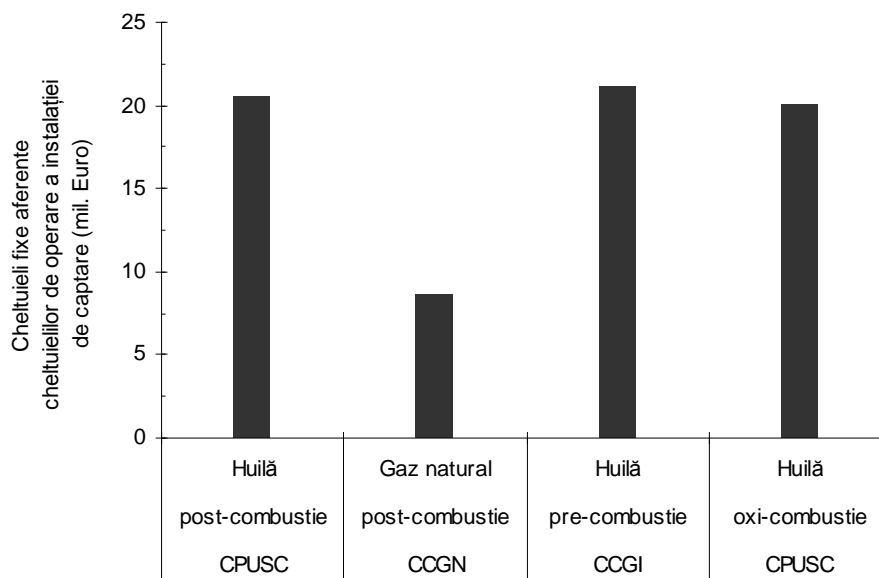


Figura 6.5. Cheltuielile de operare fixe

6.3.2. Cheltuieli de operare privind sistemul de transport

Costul anual de exploatare pentru transportul CO₂ variază în funcție de lungimea traseului, astfel:

- Pentru 250 km lungime conductă: 2,23-2,98 Euro/tCO₂;
- Pentru 100 km lungime conductă: 0,74-1,49 Euro/tCO₂.

O oportunitate pentru reducerea costurilor de transport CO₂ este prin transportul dioxidului de carbon captat din mai multe surse de emisie, printr-o singură conductă la un sit de stocare geologică comun. Prin implementarea unei conducte și sit de stocare comun poate rezulta un cost pentru transport mai mic de 0,74 Euro/tCO₂.

6.3.3. Cheltuieli de operare privind stocarea

În documentele de referință cheltuielile de stocare sunt date ca și componentă a costului energiei electrice, fiind evidențiată creșterea costului energiei electrice prin includerea acestei componente.

Costul energiei electrice crește cu 4,46-9,67 Euro/tCO₂ datorită costurilor de exploatare pentru stocarea dioxidului de carbon, în funcție de situl de stocare, respectiv de faptul dacă acesta este "adecvat" sau "mai puțin adecvat".

În cazul în care blocul energetic este echipat cu un ciclu combinat gaze-abur și situl de stocare este "mai puțin adecvat", costul energiei electrice crește cu circa 6,69 Euro/tCO₂. Această creștere a costului energiei electrice este mai mică datorită volumului redus de CO₂ produs, fiind aproximativ jumătate din cel produs de alte tehnologii de ardere a combustibilului.

Pe de altă parte în cazul în care blocul energetic este echipat cu un ciclu combinat gaze-abur și situl de stocare este "adecvat", creșterea costului energiei electrice este comparabilă cu alte tehnologii de producere a energiei electrice.

6.4. Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului. Concluzii

Pe baza unor documente de referință la nivel internațional s-au estimat cheltuielile de investiție (CAPEX) și cheltuielile de operare și mentenanță atât pentru întregul lanț al tehnologiei CCS, cât și pentru fiecare componentă în parte: captare, transport și stocare.

Costul total al tehnologiei CCS structurat pe componentele lanțului se prezintă astfel:

- *Captarea*: 55-80%;
- *Transportul*: 5-10%;
- *Stocarea*: 15-20%.

Contribuția autorului la dezvoltarea acestui capitol a constat în estimarea unor investiții specifice și cheltuieli de operare pentru investiția în instalația de captare, sistemul de transport și situl de stocare geologică.

În cazul instalației de captare am analizat pentru cele trei procedee de reducere a CO₂ mai multe scenarii în funcție de tipul centralei electrice și combustibili utilizați:

Post-combustie	– Centrale electrică cu parametri ultrasupracritici funcționând cu ulei/lignit
Pre-combustie	– Ciclu combinat pe gaze naturale
	– Centrală electrică cu parametri ultrasupracritici funcționând cu ulei
Oxi-combustie	– Ciclu combinat cu gazeificarea integrată
	– Centrale electrică cu parametri ultrasupracritici funcționând cu ulei/lignit

Pentru sistemul de transport estimările privind costurile de investiție și operare au fost făcute în funcție de locul de amplasare (onshore/offshore) și de distanța dintre instalația de captare și situl de stocare.

Situl de stocare geologică poate fi adecvat sau mai puțin adecvat, ceea ce influențează semnificativ costurile indiferent de tipul său – salini acvifer de mare adâncime sau rezervoare epuizate de hidrocarburi.

Concluzia desprinsă de autor în urma analizei integrării tehnologiei CCS în funcționarea unor anumite tipuri de centrale electrice funcționând cu diverși combustibili fosili este că impactul asupra prețului energiei electrice încă este semnificativ și se va reduce numai prin diferite programe de finanțare a unor proiecte demonstrative care să optimizeze consumurile de energie necesare.

7. MANAGEMENTUL RISCURILOR REALIZĂRII INSTALAȚIEI DE CAPTARE CO₂

7.1. Etape de evaluare a riscurilor

În identificarea riscurilor și evaluarea lor sunt obligatorii următoarele trei etape:

Etapa 1: Identificarea riscului, pe baza examinării factorilor determinanți, cum ar fi proprietățile fizice și chimice ale fluidelor cu care se lucrează, amplasarea echipamentelor, procedurile de operare și întreținere și condițiile tehnologice. În această etapă trebuie luate în considerare de asemenea și riscurile externe, cum ar fi impactul mecanic, condiții extreme de mediu etc.

Identificarea riscurilor este cel mai important pas în procesul de management al riscului, deoarece un risc care nu este identificat sau recunoscut pe deplin nu va fi gestionat în mod eficient.

Identificarea riscurilor este procesul de identificare și clasificare a pericolelor credibile și incredibile, după următoarele criterii: cauze, localizare, metode de evaluare, consecință, impact sau orice altă clasificare, cu obiectivul de a specifica cauza eșecului sau condițiile de demarare a evenimentelor pentru a fi clasificate după frecvența apariției lor, consecință și impact.

Etapa 2: Evaluarea riscurilor, rezultând din examinarea pericolelor și acceptabilitatea acestora pentru personal, instalație și mediu. Acest lucru implică în mod normal identificarea evenimentului inițial, identificarea secvențelor posibile ale accidentelor, estimarea probabilității de apariție a accidentelor și evaluarea consecințelor. Acceptabilitatea riscului estimat trebuie să fie apoi judecată pe baza criteriilor corespunzătoare pentru situația respectivă.

Etapa 3: Eliminarea sau reducerea riscului în cazul în care acest lucru este obligatoriu. Aceasta implică identificarea oportunităților de a reduce probabilitatea și sau consecințele unui accident.

Principalele mijloace de prevenire sunt următoarele:

- folosirea standardelor corespunzătoare pentru proiectare și funcționare;
- aplicarea sistemelor de management al calității aplicate pentru proiectare, construcție, exploatare;
- optimizarea planului de amplasare a echipamentelor în instalația de captare, traseele conductelor, în scopul îmbunătățirii siguranței în funcționare.

Gestionarea eficientă a integrității sistemului va include:

- Demonstrarea aplicabilității normelor de proiectare și standardelor utilizate;
- Asigurarea conformității cu normele și standardele de proiectare;
- Determinarea funcționării normale și anticiparea condițiilor extreme;

- Demonstrarea folosirii adecvate a materialelor;
- Demonstrarea aplicabilității standardelor utilizate pentru partea de construcții;
- Asigurarea conformității cu standardele de construcții.

7.2. Măsuri de diminuare a impactului

Planul de gestionare eficientă a riscurilor trebuie să includă identificarea incidentelor asociată sistemelor/conductelor, precum și aplicarea măsurilor de atenuare dacă sunt practice din punct de vedere rațional. Aprovizionarea cu echipamente și acțiunile întreprinse trebuie să se bazeze pe evaluarea riscurilor.

Toți operatorii instalației trebuie să pregătească planuri de urgență adecvate pentru a face față consecințelor unor posibile accidente majore în amplasament și să asigure asistență în afara amplasamentului pentru diminuarea consecințelor.

Operatorul de CO₂, prin urmare, are datoria de a oferi un sistem de pregătire persoanelor responsabile cu programul de dezvoltare a instalației de captare, precum și persoanelor care dețin roluri în planul de urgență (referitor la CO₂, caracteristicile sale și pericolele asociate).

Măsurile de management a riscurilor odată identificate trebuie să fie menținute în scopul asigurării nivelului de performanță cerut. Pentru a realiza acest lucru trebuie să existe un ciclu continuu de management al riscurilor:

- Asigurarea înțelegerii corecte a pericolelor și riscurilor;
- Identificarea măsurilor critice de management ale riscurilor;
- Definirea nivelului minim de performanță pentru fiecare element critic;
- Implementarea unui sistem de control, testare și mentenanță corect și complet în scopul păstrării caracteristicilor elementelor critice;
- Menținerea unui proces de verificare în scopul asigurării nivelului de performanță definit pentru elementele critice;
- Implementarea unui sistem de revizuire tip buclă, pentru a avea siguranța că orice modificare în profilul riscurilor sau a sistemului de gestionare a acestuia este identificată și se ține cont de aceasta.

Surse de risc care trebuie să fie luate în considerare:

1. Condiții seismice;
2. Erori umane tip "comitere" (în timpul proiectării, construcției, montării, exploatarei și întreținerii), din cauza lipsei de experiență;
3. Erori umane tip "omitere", datorită lipsei de experiență;
4. Apa rămasă în debitul de CO₂;
5. Impurități ramase în debitul de CO₂;
6. Parametri de fiabilitate ai echipamentelor, țevilor și robinetelor (pentru presiunea considerată, temperatură, secțiune, lungime, diametru etc.);
7. Tipul și direcția scăpărilor de CO₂;
8. Diametrul jetului eliberat;
9. Frațiunea masei de vapori în jet;
10. Relația doză-efect (concentrație maximă admisă) pentru CO₂.

În lipsa unei experiențe relevante directe referitoare la instalațiile de captare a CO₂ se pot considera necesare cel puțin următoarele:

- În procesul de proiectare – folosirea normelor de proiectare și a standardelor adecvate pentru CO₂ (exemplu: proiectare în scopul împiedicării propagării defecțiunilor, proiectare în scopul împiedicării formării zăpezii carbonice etc.);
- În timpul funcționării – posibilitatea blocării țevilor cu CO₂ solid sau apariția suprapresiunii atunci când se face repornirea incorectă a instalației de captare, când pe traseu a apărut accidental CO₂ solid.

Pentru conductele de CO₂ cel puțin următoarele cauze ar trebui examinate în mod corespunzător și aplicarea unor măsuri de prevenire sau în cazul în care acest lucru nu este practic rațional, să se atenueze riscul de apariție:

- Sarcini (încărcări) externe (de exemplu: seismice);
- Sarcini (încărcări) interne (de exemplu: îndoiri, reziduuri, etc.);
- Impact mecanic (extern);
- Coroziune – posibilitatea apariției coroziunii datorită contaminării fluxului de CO₂ cu diverse substanțe (de exemplu: apa, H₂, O₂, H₂S, etc);
- Fluctuația presiunii;
- Fluctuația temperaturii;
- Vibrații;
- Alegerea incorectă a echipamentelor;
- Defectarea echipamentelor în timpul funcționării;
- Erori umane.

Personalul care trebuie să pună în aplicare diverse proceduri referitoare la prevenirea riscurilor, trebuie să fie competent, instruit adecvat și bine informat cu privire la pericolele care ar putea apărea. La proiectarea sistemelor și procedurilor trebuie să fie identificate și să se țină seama de problemele generate de factorii umani.

Limitele normale și de siguranță în exploatare trebuie să fie bine definite și trebuie să se prevadă măsuri de siguranță pentru cazul abaterilor accidentale de la parametri de proiectare. *Aceste limite trebuie să fie bine definite cel puțin pentru:*

- Apă;
- Alte impurități (ex: H₂, NO_x, SO_x, H₂S, CO, O₂);
- Temperatură;
- Presiune.

Controlul eficient al prezenței apei și a altor impurități este crucial pentru împiedicarea apariției fenomenului de coroziune interne ultra-rapida.

Depresurizarea CO₂ în faza densă poate duce, dacă nu este controlată cu grijă, la o scădere semnificativă a temperaturii inventarului de CO₂, precum și a temperaturii conductei/recipientului/echipamentului. **Nu este dorită formarea de CO₂ solid într-un sistem** deoarece:

- Temperatura CO₂-ului solid la presiunea mediului ambiant este de -78 °C, iar această răcire poate duce la:
 - Fragilizare și fracturi;
 - Deteriorarea izolației.

Următoarele sisteme trebuie să fie luate în considerare atunci când se face proiectarea sistemelor de CO₂:

- Sisteme de control și de protecție pentru securitate;
- Sisteme de control tehnologic (inclusiv rezerve);
- Sisteme de siguranță;

- Sisteme de detectare a pierderii integrității circuitelor;
- Sisteme de alarmă;
- Sisteme de oprire automată;
- Sisteme de reglaj automat al presiunii.

Pentru detectarea de CO₂ ar trebui să se țină seama de faptul că vaporii de CO₂ sunt mai denși decât aerul și tind să se lase în jos și să se împrăștie deasupra cotelor inferioare unde se acumulează.

Aparatura de detecție trebuie să acționeze automat și să asigure transmisia automată a informațiilor la un punct de control adecvat. Trebuie să fie luată în considerare și potențiala defectare a dispozitivelor electronice atunci când sunt expuse la temperaturi foarte scăzute, cum ar fi în cazul unei scăpări mari de CO₂.

Pentru instalația de captare CO₂ măsurile de control pot include:

- Măsurile de împiedicare a propagării fisurilor;
- Sistem de oprire în caz de urgență;
- Robinete de izolare automată;
- Aerisiri și goliri;
- Sisteme de depresurizare.

Pentru instalația de captare CO₂ în faza de proiectare trebuie avute în vedere următoarele:

- Alegerea corespunzătoare a elastomerilor pentru funcționarea în mediu de CO₂;
- Alegerea corespunzătoare a lubrifianților pentru funcționarea în mediu de CO₂;
- În cazul în care un robinet nu închide complet, fluxul de CO₂ care trece prin robinet duce la o răcire severă în partea din aval și poate conduce la apariția CO₂-ului solid (la -78°C);
- Represurizarea unui sistem în care există CO₂ în fază densă într-o parte a robinetului, în cealaltă parte existând o presiune sub-critică, va duce la răcirea CO₂-ului și apariția de CO₂ solid. Represurizarea sistemului necesită măsuri speciale;
- Depresurizarea inventarului de CO₂, în fază densă, dacă nu este controlată cu grijă, poate conduce la cantități mari (tone) de CO₂ solid, care se depun în punctele joase ale sistemului.

Instalațiile de captare de CO₂ trebuie să fie depresurizate din motive operaționale, sau ca parte a unei strategii de management a riscului (de exemplu: purjare în caz de urgență), în timpul ciclului de viață al sistemelor. În afară de situațiile în care se realizează o depresurizare controlată, sunt rezonabil previzibile și depresurizări neplanificate sau accidentale ale inventarului de CO₂.

Aparatura de detectare a emisiilor de CO₂ trebuie să fie aleasă în mod corespunzător, deoarece:

- CO₂-ul este prezent în aerul pe care îl respirăm în proporție de 0,037%, iar acest lucru poate cauza probleme aparatului de detectare, deoarece nivelul de fond al CO₂ este mare;
- În al doilea rând efectul de răcire a scurgerilor de CO₂ poate avea un impact negativ asupra preciziei și funcționalității sistemelor de detectare a CO₂.

Evaluarea riscurilor începe cu faza de proiectare și apoi în timpul funcționării este actualizată periodic. În acest sens trebuie întocmită o baza de date corespunzătoare care este concretizată într-un Registru al riscurilor.

7.3. Registrul riscurilor pentru instalația de captare CO₂

Registrul riscurilor este structurat cu următoarele elemente prezentate în tabelul 7.1.

Tabelul 7.1. Criterii utilizate pentru Registrul riscurilor

Criterii	Descriere
Număr risc	Identificare număr risc
Faza proiectului	Alegeți una dintre: FEED, EPC, funcționarea, post de lucru (exemplu: abandon)
Categoria de risc	Categorii de risc, alegeți una dintre: tehnic, contractual, legal, sănătate & siguranță, mediu, financiar, politic, de management, public, comunicare
Instalația	Cu ce tip de instalație este asociat
Descrierea riscului și a cauzelor	Descrierea riscurilor, inclusiv a cauzelor și efectelor/consecințelor asociate
Impactul obiectivelor	Lista obiectivelor afectate de risc. Alegeți una sau mai multe din lista obiectivelor definite pentru grila consecință
Proprietarul riscului	Numele entității/persoanei care este responsabilă cu riscul respectiv
Probabilitate/Scorul de severitate și de risc	Scorul prezent (înainte de luare măsurilor de diminuare)
Măsuri de diminuare	Lista acțiunilor posibile, care urmează să fie efectuate pentru a reduce nivelurile de riscuri mai jos la un prag acceptabil
Probabilitate reziduală/Severitatea/Scoruri și riscuri	Rezultate probabile după realizarea planului de acțiuni (scoruri predictive după acțiunile de diminuare)
Costul acțiunilor de diminuare	Detalii despre costul acțiunilor de diminuare sunt date în cazul în care aceste acțiuni nu sunt deja prevăzute în bugetul estimativ curent

Alte criterii pot fi adăugate în Registrul riscurilor, dacă este necesar cum ar fi:

- Nivelul de confidențialitate (clasificate, publice);
- Tipul de evaluare (cantitativ, calitativ);
- Date de identificare a riscului;
- Evaluare a stării (identificare, estimare, evaluare, monitorizare, tratament);
- Stare de risc (deschis sau închis).

7.3.1. Estimarea riscului

Etapa de estimare a riscului constă în definirea unui indice de risc identificat. Acest indice compară diferite niveluri de risc și oferă o privire de ansamblu a riscurilor legate de proiect. Estimarea poate fi calitativă sau cantitativă, în funcție de tipul de amenințări și impactul asupra indicatorilor de performanță asociate. Fiecare risc este estimat prin următorii parametri:

- Nivelul de gravitate (exemplu, mărimea impactului) a unei amenințări (un eveniment), cu privire la obiectivele proiectului (un nivel de gravitate pentru fiecare obiectiv afectat);
- Nivelul probabilității de apariție a unui eveniment. Probabilitatea și gravitatea sunt combinate pentru a da un scor pentru fiecare risc (de exemplu, nivelul de risc), pentru a arăta importanța relativă a fiecărui

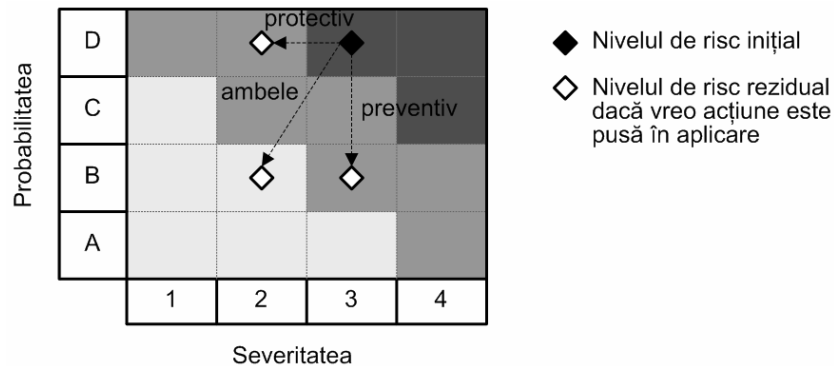


Figura 7.2. Strategii de tratare a riscurilor

- Riscuri ridicate (critic egal sau superior de 6) în zona "neagră" vor necesita o acțiune imediată pentru a trata riscurile. Riscuri reduse (critic mai mic decât 5) poate necesita nici o acțiune, dar va fi monitorizat apoi tratate cazul în care nivelul crește;
- Riscurile cu un critic de "3" și "4" (zona "gri închis") vor necesita acțiuni de gând la jumătatea termenului și trebuie să fie monitorizate cu atenție;
- Riscurile cu un critic mai mic decât "3" (zona "gri deschis"), sunt considerate ca fiind acceptabile și necesită doar observare.

Este de remarcat faptul că ambele abordări oferă doar un ajutor pentru procesul de luare a deciziilor, dar în nici un caz să o înlocuiască. Nivelul de acceptabilitate a riscului este strâns legată de nivelurile de performanță stabilite de către cel care realizează instalația de captare.

7.3.3. Reducerea Riscului (acțiuni de prevenire)

Obiectivul de diminuare a riscurilor este de a face față riscurilor critice (de exemplu, riscuri inacceptabile), ceea ce implică:

Selectarea o listă scurtă de acțiuni printre opțiunile de atenuare;

- Evaluarea riscurilor reziduale pentru fiecare acțiune (cât afectează măsurile de atenuare scorurile de risc);
- Aplicarea opțiunii selectate.

Diminuare a riscurilor ar trebui să includă definiția (costul, natura și durata), înainte de planificarea în timp și punerea în aplicare a opțiunilor de reducere a riscurilor. Acțiunile obice, se încadrează în următoarele categorii:

- *Evitați*: riscul poate fi eliminat de la sursă prin alegerea de soluții alternative pentru analiza/sisteme tehnice, strategia de proiect. Schimbare strategiei pentru a evita expunerea la risc.
- *Transfer*: transferul riscului de contract sau în alt mod a unui părți, care este mai în măsură să-l gestioneze sau să susțină consecințele. Asigurarea este o formă de transfer al riscului. Transferul va avea, de obicei, un cost asociat, dar costul nu este întotdeauna cuantificat sau explicit. Partajarea riscurilor este transferul parțial.
- *Reducerea*: reducerea nivelului riscurilor (probabilitatea și/sau severitate) prin optimizarea opțiunile tehnice, strategia proiectului, etc.;

- *Accept*: riscuri mici, nu se merită efortul sau riscuri care nu pot fi reduse în mod rezonabil și încă mai poate fi acceptat în mod excepțional;
- *Test*: investigarea riscului mai departe, pentru a avea o mai bună înțelegere a incertitudinii și a consecințelor sale. Acest lucru ar putea fi un studiu tehnic sau prototipuri, un exercițiu, etc.

În cazul particular de diminuare a riscurilor, diferite tipuri de acțiuni sunt posibile:

- coborârea probabilității de risc prin stabilirea cauzelor, schimbarea modului de funcționare, etc.;
- atenuarea consecințelor/severitatea privind măsurile de protecție, monitorizare, plan de urgență, etc.

7.3.4. Monitorizarea riscurilor și revizuirea

Ratingurile de risc trebuie să fie actualizate în mod regulat pe măsură ce proiectul avansează. Acest lucru se datorează faptului că riscurile existente, probabil se vor schimba pe durata proiectului și noi riscuri vor fi identificate. Revizuirea periodică a planului de diminuare este necesară.

Monitorizarea riscului constă din actualizarea nivelurilor de risc, astfel încât să:

- Expunerea la risc să fie bine cunoscută și controlată;
- Controlul riscurilor și acțiunile de diminuare să fie eficiente pentru întreg proiectul.

Analiza riscului constă din actualizarea procesului de management al riscului și de politică, astfel încât:

- Îmbunătățirea lor să fie continuă și adecvată;
- Politica de administrare a riscurilor este în concordanță cu percepția părților interesate de acceptabilitate a riscului și declarația de misiune generală și obiectivele realizării instalației de captare.

Documentația pentru managementul riscului și rapoartele utilizate sunt următoarele:

- Lista de riscuri = Registrul de risc;
- Harta de risc (de exemplu, matricea probabilitatea – severitate);
- Planuri de acțiune pentru diminuarea riscului.

Deținătorul proiectului va actualiza periodic Registrul riscului pe toată durata de viață a proiectului.

Comunicarea riscurilor și consultarea

Riscuri legate de informare și comunicare pentru părțile interesate interne și externe merită o atenție specială. Un plan de a comunica și de consultare cu părțile interesate ar trebui să fie elaborate din etapa timpurie a procesului de management al riscului. Acest plan ar trebui să abordeze aspecte legate de risc, consecințele sale (dacă sunt cunoscute), iar măsurile luate să fie gestionate. Comunicare eficientă și consultare ar trebui să existe, pentru a fii siguri că persoanele responsabile cu managementul riscurilor, precum și părțile interesate să înțeleagă de ce și cum sunt luate deciziile, și motivul pentru care acțiunile specifice sunt necesare a fi luate.

Pentru a sprijini activitățile de management ale riscurilor și de a oferi un suport decizional, politica de risc și registrul de risc va fi implementat într-un instrument de raportare colaborativ.

Probabilitatea de apariție	3	0	2	0
	2	0	1	1
	1	0	1	5
		1	2	3
	Severitatea riscului			

Figura 7.3. Harta inițială a riscurilor pentru instalația de captare

În Anexa B este prezentat Registrul riscurilor aferente instalației de captare a CO₂.

7.4. Contribuții ale autorului la dezvoltarea capitolului. Concluzii

În vederea identificării și evaluarea riscurilor datorate integrării instalației de captare CO₂ în funcționarea blocului energetic am parcurs cele trei etape necesare:

- Identificarea riscului cu ajutorul elementelor determinante: proprietățile fizice și chimice ale fluxurilor de gaze de ardere netratate și tratate, fluxului de CO₂ în diferite puncte relevante ale ICC, ale amoniacului, acidului sulfuric și sulfatului de amoniu, modul de amplasare a echipamentelor, procedurile de exploatare și mentenanță și cerințele tehnologice;
- Evaluarea riscurilor identificate prin analizarea lor și estimarea gradului de acceptabilitate pentru instalațiile tehnologice, pentru personalul implicat în operare și întreținere și mediul înconjurător;
- Reducerea sau eliminarea riscului prin identificarea oportunităților de a diminua probabilitatea apariției unui accident și dacă totuși apare, prevenirea și reducerea consecințelor acestuia.

Sursele de risc trebuie identificate în faza de proiectare, de construcție și de exploatare a echipamentelor și instalațiilor aferente ICC. Fiind o instalație nouă la dimensiunile necesare tratării fluxului de gaze de ardere aferente utilizării combustibililor fosili în cazanele energetice, limitele normale și de siguranță în timpul funcționării trebuie stabilite pe baza experienței din industria chimică și rezultatelor testelor realizate pe instalații pilot industrial.

Alegerea furnizorilor de echipamente, motoare, vane, conducte, materialelor aferente diverselor componente este necesar a se realiza pe baza unor criterii de selecționare bine fundamentate și cu ajutorul unei echipe de specialiști cu experiență și responsabili.

Factorul uman trebuie instruit corespunzător pentru evitarea riscului apariției erorilor și acolo unde este posibil înlocuirea cu un sistem automatizat performant.

Un alt risc important este integrarea instalației de captare CO₂ specifică industriei chimice, cu anumite norme și reglementări, într-o centrală electrică cu alte norme și reglementări. Acest risc poate fi eliminat în timpul realizării proiectului tehnic (FEED), care va juca și rolul de armonizare a regulilor.

Produsul secundar rezultat din reacțiile chimice de absorbție a dioxidului de carbon poate reprezenta un risc, datorită condițiilor de depozitare sau valorificare. De aceea, este necesară realizarea unui studiu de piață pentru a se vedea ce posibilități sunt de vîndere ca materie primă pentru fertilizatorii din agricultură prin identificarea potențialilor cumpărători.

Contribuția autorului constă în realizarea *Registrului riscurilor* aferente proiectării, construcției și exploatării instalației de captare a CO₂ prezentat în Anexa B. Astfel, au fost identificate pentru toate etapele proiectului, 10 riscuri pentru care au fost definită categoria de risc și descrierea cauzelor și efectelor/constrângerilor acestora. În registru sunt evaluate aceste riscuri înainte și după aplicarea măsurilor de prevenire și reducere. Registrul pentru managementul riscurilor se elaborează inițial la faza de proiectare (studiu de fezabilitate și proiect tehnic) și se actualizează periodic în timpul construcției și pe perioada exploatării de câte ori este necesar.

8. COMENTARIILE ALE AUTORULUI ȘI CONCLUZII FINALE

8.1. Comentarii ale autorului

Această teză de doctorat are ca obiectiv optimizarea integrării unei instalații de captare post-combustie a CO₂ în ciclul termomecanic a unui bloc energetic existent de 330 MW pe lignit, reprezentativ pentru Sistemul Energetic Național.

Cercetările au început cu selectarea procedurii adecvate de reținere a concentrației de CO₂ din gazele de ardere dintre cele mai avansate procedee testate și verificate la nivel de pilot industrial. Odată aleasă tehnologia s-au analizat principalele interconexiuni cu blocul energetic, iar pentru asigurarea aburului necesar regenerării solventului s-au propus 5 soluții, care în urma modelărilor au condus la obținerea soluției optime tehnico-economic.

Pe parcursul cercetărilor s-a identificat necesitatea realizării unei scheme integrate a funcționării blocului energetic cu instalația de captare bazate pe principiile descrise în capitolele anterioare și care este prezentată în anexa tezei. De asemenea, am întocmit și un Registru al riscurilor pe care le implică montarea unei instalații de captare a CO₂ la blocul energetic de 330 MW.

8.1.1. Situația actuală

Schimbările climatice reprezintă una din principalele provocări ale lumii contemporane; pentru stabilizarea concentrațiilor de gaze cu efect de seră (GES) din atmosferă la un nivel care previne interferențele antropice periculoase cu sistemul climatic, creșterea globală a temperaturii medii anuale la suprafață nu ar trebui să depășească nivelurile preindustriale cu mai mult de 2°C. Încă din 2008 IEA prin "*Blue Map Scenario*", propune mai multe tehnologii care pot conduce la stabilizarea concentrației de CO₂ în atmosferă la o valoare de 450 ppm până la nivelul anului 2050.

Pentru realizarea obiectivelor Protocolului de la Kyoto, UE implementează începând cu 2005 o schemă de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră (EU ETS), care a reprezentat primul mecanism de promovare a reducerii de emisii de gaze cu efect de seră într-o manieră eficientă economic.

Pe 23 Aprilie 2009, ca rezultat al angajamentului Consiliului Europei de reducere a emisiilor totale de GES în Comunitate cu cel puțin 20% sub nivelul din 1990, este aprobat pachetul legislativ "Energie – Schimbări Climatice" care include mai multe directive care să sprijine țintele propuse.

CCS este fără îndoială, alături de folosirea altor surse de energie fără emisii de CO₂ (regenerabile sau nucleare) și de creșterea eficienței energetice, una din modalitățile de soluționare a provocării reprezentată de schimbările climatice la nivel global. Analizele elaborate de IEA arată că CCS va trebui să asigure în jur de 20% din totalul de reduceri de emisii GES prevăzute până în 2050, în condițiile utilizării în continuare combustibililor fosili ca componentă esențială a asigurării mix-ului energetic.

8.1.2. Concluziile cercetării întreprinse

Cercetarea în domeniul CCS a identificat mai multe tehnologii fezabile privind captarea, transportul și stocarea dioxidului de carbon, după cum urmează:

- *Captarea*: înainte, în timpul și după arderea combustibilului (captarea pre-combustie, oxi-combustie și post-combustie);
- *Transportul*: prin conducte (pe uscat sau pe fundul mărilor și oceanelor) sau cu camioanele cisternă/vapoare speciale;
- *Stocarea*: în acvifere saline de mare adâncime sau zăcăminte de petrol și gaze naturale epuizate (pe uscat sau în subsolul mărilor și oceanelor) și pentru recuperarea avansată a hidrocarburilor din zăcămintele aflate încă în exploatare (EHR).

Una dintre cele mai dezvoltate tehnologii de captare CO₂ este post-combustia, datorită faptului că poate fi aplicată la centralele electrice existente indiferent de tipul de combustibil, fără a aduce modificări importante în amplasamentul echipamentelor. Această tehnologie constă în absorbția CO₂-ului din gazele de ardere după arderea lor în cazanul energetic prin intermediul unui reactiv/solvent (exemplu MEA, MDEA, etc.). Cele mai recente cercetări au arătat că prin acest procedeu mai mult de 90% din cantitatea de CO₂ poate fi capturată din fluxul gazelor de ardere tratate.

În figura 3.1 din capitolul 3.1 este prezentată schema de principiu a unei centrale electrice care funcționează cu cărbune și la care este implementată instalația post-combustie de captare a CO₂.

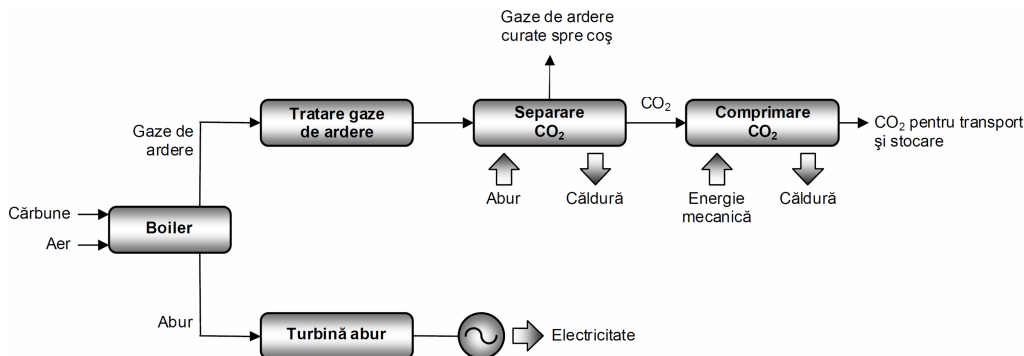


Figura 3.1. Schema generală a unei centrale electrice cu captare CO₂ post-combustie, [17]

Așa cum arată schema de principiu, tehnologiei de captare post-combustie se instalează după celelalte sisteme obișnuite într-o centrală electrică pe cărbune de reducere a emisiilor de substanțe poluante din gazele de ardere: reducerea selectivă catalitică a oxizilor de azot, desulfurarea și electrofiltrele/filtrele saci pentru pulberile de cenușă zburătoare. Gazele acide, ca SO₂ și NO_x pot otrăvi absorberul de CO₂ în timpul procesului de captare, iar prezența pulberilor poate duce la degradarea solventului. Pentru a evita aceste lucruri este necesar ca gazele de ardere să fie foarte bine curățate înainte de a intra în instalația de captare.

După procesul de captare, fluxul de CO₂ este comprimat și deshidratat la o presiune mai mare de 100 atm pentru a putea fi transportat pentru utilizare în alte industrii sau agricultură și/sau către situl de stocare geologică.

Două dintre cele mai dezvoltate tehnologii de captare post-combustie CO₂: procesul de captare cu amine avansat (CAA) și procesul cu amoniac răcit (CAR) au fost analizate pentru a fi integrate într-o centrală electrică existentă, la un bloc energetic funcționând cu cărbune.

Procesul cu amine avansat pentru captarea CO₂ din gazele de ardere este propus și dezvoltat de Alstom și Dow Chemical Company. Principalul avantaj oferit față de alte procedee pe bază de amine este că CAA are nevoie de un consum mai mic de energie și include câteva instalații speciale pentru reducerea emisiilor efluenților rezultați, a degradării aminei și a costurilor de exploatare.

Procesul cu amoniac răcit utilizează o soluție de carbonat amoniacal pentru absorbția CO₂ din gazele de ardere la temperatură foarte scăzută și presiune ambient. Această tehnologie este dezvoltată de Alstom ca urmare a rezultatelor performante datorate unei cercetări și testări intense în piloți de laborator și industriali. Unele din principalele avantaje ale acestei tehnologii constau în: toleranță la oxigenul și impuritățile din gazele de ardere, puritate ridicată a CO₂ obținut, căldură scăzută de reacție, regenerarea solventului/recuperarea CO₂ la presiune ridicată și costul redus al reactivului (amoniac).

Există mai multe instalații pilot unde au fost studiate și testate procesele de captare post-combustie cu amine sau amoniac. Astfel, pentru captarea CO₂ cu amine avem instalația pilot de la Universitatea din Texas cu o capacitate de reținere a CO₂ de 5 tCO₂/zi (Figura 3.3) sau pilotul industrial al Companiei Union Carbide pentru 1800 tCO₂/an (Figura 3.4), sau de dată mai recentă pilotul pentru tehnologia de captare avansată cu amine de la Le Havre, care reține 25 tCO₂/zi din gazele de ardere ale centralei electrice aparținând EDF (Figura 3.5).

Exemple de instalații pilot pentru captarea cu amoniac răcit sunt următoarele: instalația pilot de la We Energy cu un grad de reținere mai mare de 15000 tCO₂/an (Figura 3.8) și cea de la centrala electrică E.ON Karlshamn care captează CO₂ din gazele de ardere ale unui cazan de abur care funcționează cu păcură. Tehnologia cu amoniac răcit este cuprinsă și într-un program de testare în cadrul European Test Centre Mongstad pe o instalație pilot cu o capacitate de 80000 tCO₂/an. Începând cu 2009, o instalație pilot industrial pentru 100000 tCO₂/an a fost pusă în funcțiune la centrala electrică AEP Mountaineer (Figura 3.9).

În urma unei analize multicriterială a celor două tehnologii de captare prezentate a rezultat procedeele recomandate a fi utilizat la blocul energetic de 330 MW funcționând cu lignit este captarea post-combustie cu amoniac răcit (capitolul 3.3 și tabelul 3.3).

Instalația de captare CO₂ este proiectată să trateze circa 1850 t/h de gaze de ardere umede cu un conținut de CO₂ de 15,06 wt%. Din gazele de ardere vor fi reținute 240 tCO₂/h, pentru o rată de captare de 85%, care vor fi comprimate la o presiune de 120 bar(a) în vederea transportului și stocării.

ICC cu amoniac răcit este formată din următoarele instalații principale: răcirea/condiționarea gazelor de ardere, absorbția CO₂, spălarea cu apă și striparea CO₂/NH₃, regenerarea solventului, instalația frigorifică cu amoniac și comprimarea și deshidratarea CO₂.

Procesul de captare a CO₂ cu amoniac răcit constă în transferul de masă între fazele gazos/lichid urmat de reacții chimice în stare lichidă. Reacțiile globale ce au loc în procesul CAR au fost descrise detaliat în capitolul 4.1.1. Toate reacțiile chimice din procesul cu amoniac răcit sunt reversibile și direcția lor depinde de presiunea, temperatura și concentrația din sistem. La temperaturi scăzute, ecuațiile chimice sunt reacții exoterme în direcția dinspre stânga spre dreapta necesitând îndepărtarea căldurii din proces în scopul de a menține temperatura dorită de

absorbție a CO₂. La temperaturi înalte ecuațiile chimice sunt reacții endoterme care au loc în direcția de la dreapta la stânga și au nevoie de energie pentru a elibera CO₂ gazos.

Figura 4.1, din capitolul 4.1.2 prezintă o schemă simplificată a procesului CAR. După instalația de desulfurare umedă cu calcar, gazele de ardere sunt deviate prin intermediul unei conducte noi la instalația CAR. Gazele de ardere reci de la răcitorul cu contact direct intră în absorberul CO₂ și de acolo sunt trimise la coloana de spălare cu apă pentru controlul scăpărilor de amoniac. Apoi, fluxul gazelor de ardere este trimis la coloana de încălzire cu contact direct pentru a se curăța amoniacul rămas în acestea și pentru a le reîncălzi. Gazele de ardere reziduale (tratate), care părăsesc instalația CAR vor fi trimise în atmosferă printr-un nou coș de fum. Soluția bogată în CO₂ din absorber este încălzită în regenerador pentru a elibera prin desorbție CO₂. Soluția săracă din regenerador este returnată la absorber. CO₂ este tratat în continuare pentru a satisface specificațiile impuse și apoi comprimat la presiunea de transport cerută.

Ținând cont de caracteristicile tehnice ale blocului energetic de 300 MW și de cele ale instalației de captare am realizat schema de principiu a interconexiunilor fluxurilor tehnologice, care este prezentată în Anexa A. În tabelul 4.2 sunt trecute valorile principalelor fluxurilor de energie și masă unele dintre ele fiind calculate, iar altele estimate pornind de la rezultatele verificate de funcționarea instalațiilor pilot.

Pentru integrarea instalației de captare cu amoniac răcit în funcționarea blocului energetic de 330 MW și a centralei electrice a fost investigate mai multe posibilități pentru asigurarea aburului necesar regenerării solventului (amoniac), recuperarea căldurii condensatului și returnarea lui în circuitul termomecanic și alimentarea cu apă de răcire.

Soluțiile de extragere a aburului necesar instalației de captare CO₂ care au fost analizate sunt următoarele:

- **Soluția 1:** aburul de MP și de JP se extrage din conducta de abur intermediar cald și se destinde într-o turbină auxiliară de contrapresiune;
- **Soluția 2:** aburul de MP se extrage din conducta de abur intermediar cald și se destinde într-o turbină auxiliară de contrapresiune. Aburul de JP se extrage din conductele de legătură dintre corpul de medie presiune (CMP) și corpurile de joasă presiune (CJP) ale turbinei;
- **Soluția 3:** aburul de MP se extrage din conducta de abur intermediar rece și se destinde într-o turbină auxiliară de contrapresiune. Aburul de JP se extrage din conductele de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei;
- **Soluția 4:** aburul de MP se extrage din priza nr. 5 a turbinei. Aburul de JP se extrage din conductele de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei;
- **Soluția 5:** aburul de MP este produs într-un ejector de abur. Aburul de JP se extrage din conductele de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei.

Condensatul rezultat din aburul de medie presiune și din aburul de joasă presiune va fi amestecat și evacuat din instalația de captare CO₂ în circuitul de condensat principal al blocului energetic.

Astfel, s-au studiat trei soluții de returnare a condensatului evacuat din instalația de captare CO₂ și integrare în circuitul de condensat principal al blocului energetic de 330 MW:

- **Soluția 1 returnare condensat:** Condensatul evacuat din instalația de captare a CO₂ se amestecă cu condensatul principal, după preîncălzitorul de joasă presiune 2 (PJP2);
- **Soluția 2 returnare condensat:** Condensatul evacuat din instalația de captare a CO₂ se amestecă cu condensatul secundar rezultat din preîncălzitorul de joasă presiune 3 (PJP3) și se introduce în PJP2;
- **Soluția 3 returnare condensat:** un schimbător de căldură va fi instalat pentru răcirea condensatului evacuat din instalației de captare a CO₂, preîncălzind condensul principal.

Parametri aburului de MP și JP extrași pentru toate cele 5 soluții de integrare analizate sunt comparați în graficul din figura 5.6 din capitolul 5.

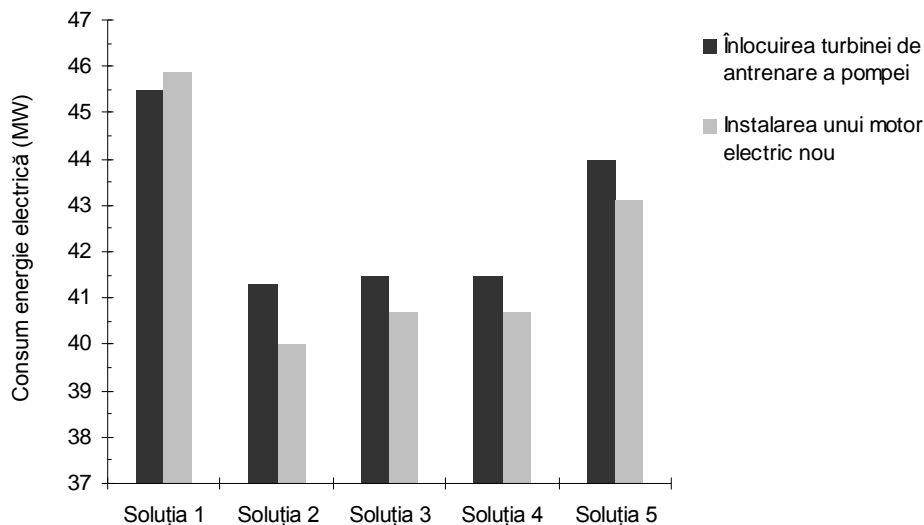


Figura 5.6. Reducerea de putere electrică datorită extracției aburului

Bilanțul de energie al blocului energetic de 330 MW a fost calculat în două scenarii: fără și cu instalația de captare a CO₂ și este prezentat în tabelul 5.12 din capitolul 5. Eficiența brută a fost calculată în următoarele ipoteze: blocul energetic de 330 MW existent s-a considerat încărcat la maximum 80% din sarcina nominală, iar cel reabilitat încărcat la 100% sarcină. Penalitatea de eficiență datorată integrării instalației de captare a CO₂ este 6,13% pentru blocul energetic existent și de 6,53%

atunci când acesta este reabilitat. Aceste valori se încadrează în cele precizate de literatura științifică de specialitate.

Putem spune că avem o reducere relativă a puterii brute a blocului energetic de 330 MW ca urmare a integrării instalației de captare de 25,06%.

Emisiile de CO₂ specifice și evitate au fost calculate pentru cele două scenarii, cu și fără instalația de captare și sunt prezentate, atât pentru blocul energetic existent, cât și pentru cel reabilitat în tabelul de mai jos.

În Anexa A este prezentată schema de principiu a soluției optime tehnico-economice de integrare a ICC în funcționarea blocului energetic rezultată în urma simulărilor realizate cu programul de calcul ALPRO pe baza datelor și informațiilor din testările diverselor instalații pilot de laborator și industriale.

Tabelul 5.12. Emisiile de CO₂ ale blocului energetic cu și fără ICC

	UM	Blocul energetic de 330 MW existent		Blocul energetic de 330 MW reabilitat	
		cu ICC	fără ICC	cu ICC	fără ICC
		Emisii CO ₂	kg/h	41767	278447
Emisii CO ₂ specifice	kg/MWh	216,4	1012,5	169,40	920,18
Emisii CO ₂ evitate	kg/MWh	796,1	-	750,78	-
	%	78,6	-	81,59	-

În capitolul 6, au fost estimate pentru întregul lanț al tehnologiei CCS cheltuielile de investiție (CAPEX) și cheltuielile de operare și mentenanță. Costul total al tehnologiei CCS structurat pe componentele lanțului se prezintă astfel:

- *Captarea:* 55-80%;
- *Transportul:* 5-10%;
- *Stocarea:* 15-20%.

În cazul instalației de captare am analizat pentru cele trei procedee de reducere a CO₂ mai multe scenarii în funcție de tipul centralei electrice și combustibili utilizați: cu parametri ultrasupracritici utilizând ulei sau lignit și ciclul combinat cu gaze naturale sau cu gazeificarea integrată.

Pentru sistemul de transport estimările privind costurile de investiție și operare au fost făcute în funcție de locul de amplasare (onshore/offshore) și de distanța dintre instalația de captare și situl de stocare.

Situl de stocare geologică poate fi adecvat sau mai puțin adecvat, ceea ce influențează semnificativ costurile indiferent de tipul său – salin acvifer de mare adâncime sau rezervoare epuizate de hidrocarburi.

Datorită noutății tehnologiei, integrarea instalației de captare CO₂ în funcționarea blocului energetic presupune apariția unor riscuri semnificate pe parcursul proiectării, construirii și exploatării. Pentru identificarea și evaluarea acestor riscuri au fost parcurse cele trei etape necesare:

- Identificarea riscului cu ajutorul elementelor determinante/relevante;
- Evaluarea riscurilor identificate prin analizarea lor și estimarea gradului de acceptabilitate din punct de vedere tehnic, securitatea muncii și protecția și mediului înconjurător;
- Reducerea sau eliminarea riscului prin identificarea oportunităților de a diminua a acestuia.

Un Registrul al riscurilor aferente proiectării, construcției și exploatării instalației de captare a CO₂ a fost întocmit și prezentat în Anexa B. Pentru toate etapele proiectului au fost identificate 10 riscuri pentru care au fost definite categoria de risc și descrierea cauzelor și efectelor/constrângerilor acestora. În

registru sunt evaluate aceste riscuri înainte și după aplicarea măsurilor de prevenire și reducere. Registrul pentru managementul riscurilor se elaborează mai întâi la faza de proiectare și se actualizează periodic parcursul construcției și pe perioada exploatării, de câte ori este necesar.

8.1.3. Comentarii ale autorului asupra rezultatelor obținute

De-a lungul elaborării analizei a fost evidențiat nivelul de dezvoltare al acestei tehnologii care a trebuit să facă pasul în timp foarte scurt de la instalația de laborator sau pilot industrial la proiect demonstrativ sau comercial.

Deși, procedeele de reținere a CO₂ sunt bine cunoscute de mulți ani în alte sectoare industriale, dificultatea esențială a fost trecerea de la vehicularea unui debit redus de gaze la volumele mari de gaze de ardere provenite din arderea combustibililor fosili și în special al lignitului românesc care are o putere calorifică scăzută.

Ca urmare a analizei multicriteriale a procedeele de captare cu amine și cu amoniac răcit, cele mai avansate din punct de vedere tehnic am constatat următoarele:

- Instalațiile analizate sunt la fazele de pilot industrial și respectiv demonstrativ putând a fi implementate în centralele electrice;
- În cazul blocului energetic existent de 330 MW pe lignit românesc procedeul de captare CO₂ adecvat este cel cu amoniac răcit, datorită în principal a două criterii de selecție definitorii:
 - caracteristicile și performanțele instalației de desulfurare și faptul ca acesta este nouă;
 - utilizarea ca solvent a unei substanțe chimice folosită în mod obișnuit în centralele electrice din România și obținerea unui produs secundar care poate fi valorificat.

Dimensionarea principalelor fluxuri tehnologice necesare funcționării instalației cu amoniac răcit pentru reținerea CO₂ din gazele de ardere aferente utilizării lignitului în cazanul energetic de 1035 t/h a condus la următoarele rezultate:

- Penalitățile de energie ale blocului energetic se datorează odată extracției de abur din turbină care nu se mai transformă în energie și care este necesar regenerării solventului și în al doilea rând prin consumurile electrice importante ale echipamentelor instalației de captare, în totalitate circa 82,7 MW;
- Consumul mare de apă de răcire pentru răcirea amoniacului și a unei părți de echipamentele instalației de captare;
- Produsul secundar, sulfatul de amoniu poate fi valorificat la producerea de îngrășământ pentru agricultură.

Stabilirea interconexiunilor dintre instalația de captare și blocul energetic de 300 MW a permis pe baza determinărilor principalelor intrări/ieșiri (consumuri/evacuări) a permis realizarea unei scheme de principiu.

În vederea definitivării acestei scheme de principiu am făcut o analiză tehnico-economică de alegere a soluțiilor optime, și anume:

- Pentru aburul necesar regenerării amoniacului s-au propus 5 soluții diferite de extracție din zonele de medie și joasă presiune ale turboagregatului;

- Pentru condensul care se recuperează au fost considerate 3 soluții de reintegrare în ciclul termic al blocului energetic;
- Două soluții pentru alimentarea cu apă de răcire a noilor echipamente;
- Estimarea soluției cu consum minim de energie a alimentării cu apă a cazanului energetic;
- Două tipuri de compresoare pentru pregătirea transportului CO₂ în vederea utilizării sau stocării definitive și în siguranță.

Determinarea cheltuielilor de investiție și de operare/mentenanță pentru tehnologiile CCS s-a bazat pe studiile de referință din domeniu și pe experiența din exploatarea a primelor proiecte demonstrative. Analiza a relevat următoarele:

- Cheltuielile de investiție (CAPEX) depind de tipul combustibilului utilizat, de tipul centralei electrice, de tehnologia de captare aleasă (post-combustie, oxi-combustie sau pre-combustie), de lungimea traseului dintre captare și stocare, de locul de amplasare și de tipul sitului de stocare geologică;
- Cheltuielile de operare/mentenanță i-au în considerare tipul solventului, modulul de regenerare, distanța, locul de amplasare (onshore/offshore) și caracteristicile geologice ale sitului de stocare;
- Impactul negativ al creșterii prețului energiei pentru consumatorul final față de impactul pozitiv care nu poate fi simțit concret/direct al reducerii emisiilor GES și a combaterii schimbărilor climatice;
- Pentru implementarea instalației de captare a CO₂ la blocul energetic de 330 MW au fost identificate și evaluate riscurile care pot apărea în timpul proiectării, construirii și exploatării, probabilitățile de apariție și gradul de severitate. Pentru aceste riscuri au fost propuse măsuri de prevenire și reducere în vederea diminuării sau eliminării lor.

În cercetarea pentru integrarea unei instalații de captare a fost ales blocul energetic de 330 MW pe lignit românesc, deoarece:

- Acesta este reprezentativ pentru sistemul energetic românesc, în prezent sunt în exploatare circa 10 blocuri energetice prevăzute cu instalații noi de desulfurare umedă, care pot asigura jumătate din consumul actual de energie;
- Menținerea lignitului în mix-ul energetic pentru siguranța și independența sistemului național;
- Transformarea producerii energiei din lignit prin implementarea tehnologiei CCS în "energie verde".

8.2. Concluzii finale

În prezent tendința de a produce energie pe bază de combustibili fosili odată cu reducerea emisiilor de CO₂ aferente necesită creșterea eficienței globale a blocurilor energetice și implementarea noilor instalații pentru captarea CO₂ sau schimbarea tehnologiei de ardere, pentru a putea separa emisiile de CO₂ generate. Astfel, s-au dezvoltat diverse tehnologii cum ar fi: pre-combustia, oxi-combustia și post-combustia, în funcție de unde se realizează captarea CO₂, înainte, în timpul sau după arderea combustibililor în cazanele energetice.

Două dintre cele mai avansate procedee de captare CO₂ post-combustie, care sunt în prezent în faza demonstrativă pentru a fi testate în vederea comercializării până în anul 2020 au fost analizate pe baza unor criterii bine

stabilite: cheltuielile de investiții exploatare, consum de energie, cerințe de spațiu, experiența în exploatare, avizele/acordurile necesare și condiții contractuale.

Matricea de evaluare tehnologică aplicată a ținut cont de condițiile și de infrastructura specifică blocului energetic existent de 330 MW funcționând cu lignit românesc a condus la alegerea procedurii de captare cu amoniac răcit.

Tehnologia selectată de captare CO₂ din gazele de ardere provenind de la arderea lignitului în cazanul de abur de 1035 t/h este formată din următoarele circuite/echipamente principale: răcirea/condiționarea gazelor de ardere, absorbția CO₂, spălarea cu apă și stripare CO₂/NH₃, regenerarea, instalația frigorifică, comprimarea și deshidratarea CO₂. Pentru toate acestea s-au realizat schemele cu fluxurile principale și s-a descris modul de funcționare.

Pentru integrarea instalației de captare cu amoniac răcit s-au realizat următoarele:

- Determinarea caracteristicilor gazelor de ardere la ieșirea din instalația de desulfurare: volum/debit, compoziție (SO₂, NO_x, PM, CO și H₂O), temperatura, presiune;
- Stabilirea modului de conectare și configurația canalelor de gaze de ardere;
- Determinarea consumurilor de utilități: abur de medie și joasă presiune, condensat returnat apă de proces și de răcire, energie electrică, substanțe chimice, precum și compoziția gazelor de ardere tratate evacuate în atmosferă și cantitatea de produs secundar;
- Realizarea schemei de interconectare a fluxurilor tehnologice dintre instalația de captare și blocul energetic;
- Stabilirea performanțelor instalației de captare și caracteristicile fluxului de CO₂;
- Estimarea eficienței blocului energetic de 330 MW existent sau reabilitat cu și fără instalație de captare a CO₂;
- Estimarea emisiilor specifice de CO₂ pentru blocul energetic de 330 MW existent sau reabilitat cu și fără instalație de captare a CO₂ și a emisiilor evitate corespunzătoare.

Conceptul "CCS Ready" înseamnă cerințele esențiale care trebuie luate în considerare pentru pregătirea unui bloc energetic în vederea implementării tehnologiei CCS post-combustie privind: amplasarea acestuia, asigurarea spațiului necesar, configurația canalelor de gaze de ardere, caracteristicile instalațiilor de depoluare (desprăfuire, denoxare, desulfurare), turbina cu abur, ciclul apă – abur – condensat, sistemul de apă de răcire, sistemul de aer comprimat, pretratarea apei brută și tratarea apei demineralizate, instalațiile electrice și de automatizare.

Între instalația de captare și blocul energetic sunt stabilite conexiuni pentru următoarele fluxuri tehnologice:

- alimentare cu abur;
- sistemele de condensat;
- sistemul de apă de răcire (apă de adaos);
- rețeaua de apă potabilă;
- rețeaua de apă stingere incendiu (hidranți conectați la inelul principal al centralei electrice și extincitoare locale);
- alimentarea cu energie;
- conducta de transport CO₂;
- între camera de comandă instalației de captare a CO₂ și camera de comandă a blocului energetic de 330 MW (inclusiv centrala telefonică).

În vederea stabilirii schemei de principiu s-au analizat avantajele și dezavantajele a diverselor soluții propuse pentru extracția aburului necesar regenerării solventului utilizat la reținerea CO₂, pentru condensatul returnat, pentru asigurarea apei de răcire, pentru reducerea consumului de energie electrică și pentru comprimarea și deshidratarea fluxului de CO₂.

Procesul de optimizare a integrării instalației de captare CO₂ în circuitul termomecanic al blocului energetic de 330 MW a presupus alegerea următoarelor soluții:

- extracția aburului necesar regenerării se va realiza astfel: cel de medie presiune din conducta de abur intermediar cald și se introduce într-o turbină auxiliară de contrapresiune, care antrenează un generator electric, iar cel de joasă presiune din conducta de legătură dintre corpul de medie presiune și corpurile de joasă presiune ale turbinei de abur de 330 MW;
- pentru răcirea condensatului returnat va fi instalat un schimbător de căldură care va preîncălzi condensul principal;
- modificarea circuitului de răcire existent prin integrarea răcitorului cu contact direct al instalației de captare;
- montarea unei turbine auxiliare cu contrapresiune pentru reducerea consumului de energie electrică cu circa 225%;
- alegerea tipului adecvat de comprimare și deshidratare a fluxului de CO₂ pentru transportarea în condiții optime în vederea utilizării sau stocării geologice definitive și în siguranță.

Sinteza cercetărilor realizate este concretizată în *Schema de principiu a integrării instalației de captare a CO₂ în schema de funcționare a blocului energetic de 330 MW pe lignit*, prezentată în Anexa A a tezei.

Pe baza unor documente de referință la nivel internațional s-au estimat cheltuielile de investiție (CAPEX) și cheltuielile de operare și mentenanță atât pentru întregul lanț al tehnologiei CCS, cât și pentru fiecare componentă în parte: captare, transport și stocare.

În cazul instalației de captare am analizat pentru cele trei procedee de reducere a CO₂ (post-combustie, oxi-combustie și pre-combustie) mai multe scenarii în funcție de tipul centralei electrice (cu parametri ultrasupracritici sau ciclu combinat) și combustibili utilizați (uile, lignit, gaze naturale sau sintetice).

Pentru sistemul de transport estimările privind costurile de investiție și operare au fost făcute în funcție de locul de amplasare (onshore/offshore) și de distanța dintre instalația de captare și situl de stocare.

Situl de stocare geologică poate fi adecvat sau mai puțin adecvat, ceea ce influențează semnificativ costurile indiferent de tipul său – salini acvifer de mare adâncime sau rezervoare epuizate de hidrocarburi.

În ceea ce privește cheltuielile de investiție rezultatele analizei constau în:

- instalația de captare:
 - post-combustie: între 28% și 48% din investiția de bază;
 - oxi-combustie: între 21,5% și 39,0% din investiția de bază;
 - pre-combustie: circa 57% din investiția de bază.
- sistemul de transport: între 1,5 și 16,3 Euro/tCO₂;
- situl de stocare: 0,6 și 2,49 Euro/tCO₂.

Cheltuielile de operare și de mentenanță variază astfel:

- instalația de captare:
 - post-combustie: între 1,71 și 5,83 Euro/MWh;
 - oxi-combustie: 4,41 Euro/MWh;
 - pre-combustie: 4,40 Euro/MWh.
- sistemul de transport:
 - 100 km: 0,74 și 1,49 Euro/tCO₂;
 - 250 km: 2,23 și 2,98 Euro/tCO₂.
- situl de stocare: 4,46 și 9,67 Euro/tCO₂.

Analiza integrării tehnologiei CCS în funcționarea anumitor tipuri de centrale electrice funcționând cu diverși combustibili fosili a arătat că impactul asupra prețului energiei electrice este încă semnificativ și se va reduce numai prin diferite programe de finanțare a unor proiecte demonstrative care să optimizeze consumurile de energie necesare destul de ridicate.

Pentru implementarea instalației de captare au fost identificate și evaluate riscurile care pot apărea și propuse acțiuni de diminuare și eliminare, prin realizarea Registrului de management al riscurilor prezentat în Anexa B.

Tehnologia CCS reprezintă una dintre soluțiile de viitor de reducere a emisiilor de GES alături de resursele regenerabile și eficiența energetică și ca orice măsură de protecție a mediului pentru producerea de energie presupune la început complicații tehnice și costisitoare, pe care viitorul și dezvoltarea le va optimiza.

Cercetarea realizată în această teză a optimizat integrarea instalației de captare cu amoniac răcit în funcționarea blocului energetic existent de 330 MW pe lignit.

BIBLIOGRAFIE

- A1 Abanades, J.C. The maximum capture efficiency of CO₂ using a carbonation/calcination cycle of CaO/CaCO₃. *Chemical Engineering Journal*, vol. 90, pp. 303-306, 2002
- A2 American Electric Power *CCS Front End Engineering & Design Report. Mountaineer CCS II Project.* 2012
- A3 American Electric Power *CO₂ Compression Report. Mountaineer CCS II Project.* 2011
- B1 Badescu, D.,
Tomescu, C.E.,
Ionel, I.,
Padurean, I. Implementation of the lime semi dry desulphurisation process in the Romanian energy industry – case study. *Metalurgia International*, vol. 14, pp. 9-13, 2009
- B2 Baines, S.J.,
Worden, R.H. *Geological Storage of Carbon Dioxide.* The Geological Society, 2004
- B3 Baltus, R.E.,
Counce, R.M.,
Culbertson, B.H.,
Lou, H.M.,
DePaoli, D.W.,
Dai, S.,
Duckworth, D.C. Examination of the potential of ionic liquids for gas separations. *Separation Science and Technology*, vol. 40, pp. 525-541, 2005
- B4 Carapellucci, R.,
Milazzo, A. Membrane systems for CO₂ capture and their integration with gas turbine plants. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, vol. 217, pp. 505-517, 2003
- B5 Bellona Foundation *How to Combat Global Warming.* 2008
- B6 Bellona Foundation *Paying for a Decent Burial – Funding options for an EU programme for full-scale demonstration of CO₂ capture and storage.* 2008
- B7 Bellona Foundation *Burying CO₂ – The New EU Directive on Geological Storage of CO₂ from a Norwegian Perspective.* 2009

- B8 Bellona Foundation *CCS: Implementation of EU ETS New Entrant Reserve Funding.* 2009
- B9 Bellona Foundation *Amines Used in CO₂ Capture – Health and Environmental Impacts.* 2009
- B10 Bellona Foundation *101 Solutions to Climate Change.* 2010
- B11 Bellona Foundation *Guidelines public support for CCS Bellona.* 2010
- B12 Bellona Foundation *A bridge to a greener Greece – a realistic assessment of CCS potential.* 2010
- B13 Bellona Foundation *Insuring Energy Independence – A CCS Roadmap for Poland.* 2011
- B14 Bellona Foundation *Our Future is Carbon Negative – A CCS Roadmap for Romania.* 2012
- B15 Bellona Foundation *Market Incentives Report: Driving CO₂ Capture and Storage in the EU: New Policies, New Perspectives.* 2013
- B16 Bock, B., Rhudy, R., Herzog, H., Klett, M., Davison, J., Ugarte, D., Simbeck, D. *Economic Evaluation of CO₂ Storage and Sink Enhancement Options.* Public Power Institute, 2003
- B17 Barkley, N.E. Petroleum coke gasification based ammonia plant. *AIChE Ammonia Safety Conference*, Vancouver, Canada, September 10-14, 2006
- C1 Chui, F., Elkamel, A., Surit, R., Croiset, E., Douglas, P. Long-term electricity demand forecasting for power system planning using economic, demographic and climatic variables. *European Journal of industrial Engineering*, vol. 3, pp. 277-304, 2009
- C2 Constantin, C., **Tomescu, C.E.**, Filip, G.R. World tendencies in reducing CO₂ emissions, *Revista Energia, Resources, Conversion and Energy efficiency*, nr. 1112, pp. 4-17, 2007
- C3 Constantin, C., **Tomescu, C.E.**, Mircea, I. *CO₂ capture and storing – Legislative requirements in the near future.* WEC Central & Eastern Europe Energy FORUM – FOREN 2008, 15-19 June 2008, Neptun-Olimp, Romania

- C4 Constantin, C.,
Tomescu, C.E.,
Dobrin, M.,
Bădescu, D. Cerințe privind legislația de mediu în sectorul energiei. *Revista Energetica*, anul 57, nr. 6, pp. 322-328, 2009
- C5 Constantin, C.,
Tomescu, C.E.,
Ionel, I.,
Padurean, I.,
Cebrucean, D. Up-to-date methods for the economic management of greenhouse gas emissions (GHG) for the steel industry operators. *Metalurgia International*, vol. 14, pp 21-26, 2009
- C6 Constantin, C.,
Tomescu, C.E. *How Romania is reducing the pollutant emissions of flue gases*. COAL-GEN EUROPE, Conference & Exposition "Turning black technology green", 1-4 September 2009, Katowice, Poland
- C7 Constantin, C.,
Tomescu, C.E.,
Filip, G.R.,
Sava, C.,
Ion, C.,
Danciu, L.,
Arnold, P.E. *GETICA CCS a fully integrated demonstration project in Romania*. AIR QUALITY VIII International Conference "Carbon Management, Mercury, Trace Substances, SO_x, NO_x, and Particulate Matter", 24-27 October 2011, Arlington, Virginia, SUA
- C8 Constantin, C.,
Tomescu, C.E.,
Mircea, I.,
Falup, O.,
Mitriță, E. *Carbon capture, usage and storage technologies. CCUS Concept*. OTEM 2013, 6th Workshop on "Optoelectronic Techniques for Environmental Monitoring", Politehnica University of Timisoara, 11-13 June 2013, Timișoara, România
- D1 DECC *CCS Roadmap. Innovation R&D*. DECC, April 2012
- D2 Dobrin, M.,
Tomescu, C.E.,
Ionel, I.,
Florescu, C. Make-up water treatment within the water circuit of thermal power plants. *Revista de Chimie*, vol. 63, pp. 839-842, 2012
- D3 DOE/NETL *Carbon Dioxide Capture and Storage RD&D Roadmap*, DOE/NETL, 2010
- D4 Dooley, J.J.,
Dahowski, R.T.,
Davidson, C.L.,
Wise, M.A.,
Gupta, N.,
Kim, S.M.,
Malone, E.L. *Carbon Dioxide Capture and Geologic Storage: A Core Element of a Global Energy Technology Strategy to Address Climate Change*. Battelle Memorial Institute, 2006

- E1 European Commission Council Directive 96/61/EC of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control. *Official Journal of the European Union*, L 257, pp. 26-40, 1996
- E2 European Commission Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC. *Official Journal of the European Union*, L 275, pp. 32-46, 2003
- E3 European Commission Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. *Official Journal of the European Union*, L 140, pp. 16-62, 2009
- E4 European Commission Directive 2009/29/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading scheme of the Community. *Official Journal of the European Union*, L 140, pp. 63-87, 2009
- E5 European Commission Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006. *Official Journal of the European Union*, L 140, pp. 114-135, 2009
- E6 European Commission Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020. *Official Journal of the European Union*, L 140, pp. 136-148, 2009

- E7 European Commission Commission Decision of 3 November 2010 laying down criteria and measures for the financing of commercial demonstration projects that aim at the environmentally safe capture and geological storage of CO₂ as well as demonstration projects of innovative renewable energy technologies under the scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community established by Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (2010/670/EU). *Official Journal of the European Union*, L 290, pp. 39-48, 2010
- E8 European Commission Commission Decision of 27 April 2011 determining transitional Union-wide rules for harmonised free allocation of emission allowances pursuant to Article 10a of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (2011/278/EU). *Official Journal of the European Union*, L 130, pp. 1-45, 2011
- E9 European Commission *Minutes of the 1983rd meeting of the Commission on Tuesday 13 December 2011 regarding the orientations of the allocation methodology in a transitional way the free allowances for the electricity producers plants pursuant to Article 10c of Directive 2003/87/EC*. PV(2011)1983
- E10 European Commission Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council of 23 October 2001 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants. *Official Journal of the European Union*, L 309, pp. 1-21, 2001
- E11 European Commission Directive 2010/75/EC of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control). *Official Journal of the European Union*, L 334, pp. 17-119, 2010
- E12 European Commission *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2011)112 final

- E13 European Commission *Energy Roadmap 2050*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2011) 885 final
- E14 European Commission *Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond – A Blueprint for an integrated European energy network*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2010) 677 final
- E15 European Commission *GREEN PAPER – A 2030 framework for climate and energy policies*. COM(2013) 169 final
- E16 European Commission *on the Future of Carbon Capture and Storage in Europe*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2013) 180 final
- E17 European Commission *Energy Technologies and Innovation*. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM(2013) 253 final
- E18 EU GeoCapacity *Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide*. Sixth Framework Programme Project, 2006-2007
- G1 Gheorghiu, I.D., Constantin, C., **Tomescu, C.E.**, Gorokhov, V.A., Ellison, W. *Planning By New EU Member Nation, Romania, for Achieving Medium and Long Term Emission Abatement Goals for Air Pollutants and Carbon Dioxide*. "Mega" Symposium "Power Plant Air Pollutant Control", 25-28 August 2008, Baltimore, SUA
- G2 Gheorghiu, I.D., **Tomescu, C.E.**, Mircea, I., Falup, O. *CCS project development: GETICA CCS Demo Project Case study*. OTEM 2013, 6th Workshop on "Optoelectronic Techniques for Environmental Monitoring", Politehnica University of Timisoara, 11-13 June 2013, Timișoara, Romania

- | | | |
|-----|--|---|
| G3 | Global CCS Institute | <i>Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage – Report 3: Country Studies – The European Union.</i> 2009 |
| G4 | Global CCS Institute | <i>Defining CCS Ready: An Approach to an International Definition.</i> 2010 |
| G5 | Global CCS Institute | <i>The Global Status of CCS: 2010.</i> 2011 |
| G6 | Global CCS Institute | <i>The Global Status of CCS: 2011.</i> 2011 |
| G7 | Global CCS Institute | <i>CO₂ capture technologies: Technology options for CO₂ capture.</i> 2012 |
| G8 | Global CCS Institute | <i>CO₂ capture technologies: Post combustion capture (PCC).</i> 2012 |
| G9 | Global CCS Institute | <i>Workshop Report: CCS System Integration Workshop: Calgary, Alberta, Canada.</i> 2012 |
| G10 | Global CCS Institute | <i>Carbon capture and storage: An approach to understanding potential risks and their cost implications.</i> 2012 |
| G11 | Global CCS Institute | <i>CCS projects in action.</i> 2013 |
| G12 | Global CCS Institute | <i>The Global Status of CCS: 2013.</i> 2013 |
| G13 | Gough, C.,
Shackley, S. | <i>An Integrated Assessment of Carbon Dioxide Capture and Storage in the UK.</i> Tyndall Centre for Climate Change Research, 2005 |
| H1 | Hendriks, C. | <i>Carbon Dioxide Removal from Coal-Fired Power Plants.</i> Kluwer Academic Publishers, 1994 |
| H2 | Hendriks, C.,
Mace, M.J.,
Coenraads, R. | <i>Impacts of EU and International Law on the Implementation of Carbon Capture and Geological Storage in the European Union.</i> FIELD/Ecofys study, 2005 |
| H3 | Herzog, H.J. | A GIS-based model for CO ₂ pipeline transport and source – sink matching optimization. <i>WESTCARB Annual Business Meeting</i> , Phoenix, AZ, November 8, 2006 |
| I1 | International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme | <i>Capture of CO₂ using water scrubbing.</i> IEAGHG, PH3/26, 2000 |

- | | | |
|-----|--|--|
| 12 | International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme | <i>Barriers to overcome in implementation of CO₂ capture and storage: Rules and standards for the transmission and storage of CO₂</i> . IEAGHG, PH4/23, 2003 |
| 13 | Gale, J.,
Read, T. | Rules and standards for CO ₂ capture and storage: Considering the options. <i>Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies</i> , Volume II, Part 1, pp. 1461-1466, 2005 |
| 14 | International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme | <i>CO₂ capture ready plants</i> . IEAGHG, 2007/4, 2007 |
| 15 | International Energy Agency | <i>Energy Technology Analysis: Prospects for CO₂ capture and storage</i> . OECD/IEA, 2004 |
| 16 | International Energy Agency | <i>Energy Technology Perspectives 2008: Scenarios & Strategies to 2050</i> . OECD/IEA, 2008 |
| 17 | International Energy Agency | <i>Energy Technology Perspectives 2010: Scenarios & Strategies to 2050</i> . OECD/IEA, 2010 |
| 18 | International Energy Agency | <i>Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System</i> . OECD/IEA, 2012 |
| 19 | International Energy Agency | <i>CO₂ Pipeline Infrastructure: An analysis of global challenges and opportunities</i> . Final Report for IEAGHG, 2010 |
| 110 | International Energy Agency | <i>Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation</i> . Edition 2011, OECD/IEA, 2010 |
| 111 | International Energy Agency | <i>CO₂ emissions from fuel combustion – Highlights</i> . Edition 2011, OECD/IEA, 2011 |
| 112 | International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme | <i>Building the Cost Curves for CO₂ Storage: European Sector</i> . IEAGHG, 2005/2, 2005 |
| 113 | Intergovernmental Panel on Climate Change | Report of the IPCC, Country study Workshop, "Preliminary Guidelines for Assessing Impacts of Climate Change". 1992 |

- I14 Intergovernmental Panel on Climate Change Report of IPCC, *"Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories"*. 1994
- I15 Intergovernmental Panel on Climate Change Report on Climate Change, *"Radiative forcing of Climate Change and an evaluation of the IPCC 1992 emission scenarios"*. 1994
- I16 Intergovernmental Panel on Climate Change Report on Climate Change, *"Mitigation"*. Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2001
- I17 Intergovernmental Panel on Climate Change Special Report of IPCC, *"Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS)"*. Contribution of Working Group III, Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2005
- I18 Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report of IPCC, *"Climate Change 2007"*. Cambridge University Press, Cambridge, UK, 2007
- I19 Ionel, I., Ungureanu, C. *Centrale termoelectrice. Cicluri termodinamice avansate*. Editura Politehnica, 2004
- I20 Ionel, I., Ungureanu, C., Bișorca, D. *Termoenergetica și mediul*. Editura Politehnica, 2006
- I21 Ionescu, D.C., Darie, G., Ulmeanu, A.P., Cenușă, V. *Centrale termoelectrice performante*. Editura AGIR, 2006
- I22 ISPE (Tomescu, C.E.) *Permitting Report to the Global CCS Institute*. Public Report, Getica CCS Demo Project, November 2011
- I23 ISPE (Tomescu, C.E.) *Feasibility Study Report Carbon Dioxide Capture to the Global CCS Institute*. Public Report, Getica CCS Demo Project, December 2011
- I24 ISPE (Tomescu, C.E.) *Feasibility Study Overview Report to the Global CCS Institute*. Public Report, Getica CCS Demo Project, February 2013
- I25 ISPE (Dobrin, M.) *Financial Scenarios Report to the Global CCS Institute*. Public Report, Getica CCS Demo Project, April 2013

- K1 Kuuskraa, V.A. *A Program to Accelerate the Deployment of CO₂ Capture and Storage (CCS): Rationale, Objectives, and Cost*. Coal Initiative Reports, White Paper Series, 2007
- M1 Maroto-Valer, M.M. *Developments and innovation in carbon dioxide (CO₂) capture and storage technology. Volume 1: Carbon dioxide (CO₂) capture, transport and industrial applications*. Woodhead Publishing Limited, 2010
- M2 McCoy, S.T. *The Economics of CO₂ Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs*. PhD Thesis, Carnegie Mellon University, 2008
- M3 Middleton, R.S., Bielicki, J.M. A scalable infrastructure model for carbon capture and storage: SimCCS. *Energy Policy*, vol. 37, pp. 1052-1060, 2009
- M4 Moțoiu, C. *Centrale termo și hidroelectrice*. Editura Didactică și Pedagogică, 1974
- P1 Pacala, S., Socolow, R. Stabilization wedges: Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. *Science*, vol. 305, pp. 968-972, 2004
- P2 Pietzner, K., Schumann, D., **Tomescu, C.E.**, and others Public awareness and perceptions of carbon dioxide capture and storage (CCS): Insights from surveys administered to representative samples in six European countries. *Energy Procedia*, vol. 4, pp. 6300-6306, 2011
- R1 ROAD CCS *CO₂ capture technology selection methodology*. Special Report to the Global CCS Institute, Maasvlakte CCS Project C.V., 2011
- R2 ROAD CCS *Mitigating project risks*. Special Report to the Global CCS Institute, Maasvlakte CCS Project C.V., 2011
- R3 Robertson, E.P. Economic analysis of carbon dioxide sequestration in power river basin coal. *International Journal of Coal Geology*, vol. 77, pp. 234-241, 2009
- S1 Sarv, H. *Large-scale CO₂ transportation and deep ocean sequestration – Phase II Final Report*. McDermott Technology Inc., Technology Report DE-AC26-98FT40412, 2001

- S2 Serban, T.,
Constantin, C.,
Tomescu, C.E.,
Sava, C. *CCS – An important option for Romania.* International Conference "Energy and Climate Change – Carbon Capture and Storage – Opportunities for Regional and International Cooperation", 20-22 October 2010, Sofia, Bulgaria
- S3 STRACO2 *Support to Regulatory Activities for Carbon Capture and Storage.* 2009
- S4 Svensson, R.,
Odenberger, M.,
Johnsson, F.,
Stromberg, L. Transportation systems for CO₂ – application to carbon capture and storage. *Energy Conversion and Management*, vol. 45, pp. 2343-2353, 2004
- T1 **Tomescu, C.E.**,
Mircea, I.,
Filip, G.R. ISPE involvement in CO₂ capture and storing promotion. *Revista Energia*, nr. 10/11, pp. 52-57, 2008
- T2 **Tomescu, C.E.** *GETICA CCS Project - Lessons learned.* Global CCS Institute Annual Member Meeting, 10 May 2011, Rotterdam, Netherland
- T3 **Tomescu, C.E.** *Captarea și transportul CO₂.* Conferința Internațională de Energie și Mediu – CIEM 2009, International Round Table: *CO₂ capture and storage*, Universitatea Politehnică București, 12-14 noiembrie 2009, Bucuresti, Romania,
- T4 **Tomescu, C.E.** *CO₂ capture and storage.* WEC Central & Eastern Europe Energy FORUM – FOREN 2010, International Round Table, 13-17 June 2010, Neptun-Olimp, Romania
- T5 **Tomescu, C.E.** *The Supporting Program of Global CCS Institute.* WEC Central & Eastern Europe Energy FORUM – FOREN 2010, International Round Table, 13-17 June 2010, Neptun-Olimp, Romania
- T6 **Tomescu, C.E.** *EII – a challenge for Romania.* WEC Central & Eastern Europe Energy FORUM – FOREN 2010, International Round Table, 13-17 June 2012, Neptun-Olimp, Romania
- T7 **Tomescu, C.E.** *Desulfurization plants in Romania – between commitment and realization.* WEC Central & Eastern Europe Energy FORUM – FOREN 2010, 13-17 June 2010, Neptun-Olimp, Romania

- T8 **Tomescu, C.E.,** Constantin, C., Sava, C., Ion, C., Motocu, M., Arnold, P.E., van der Beken, A., Perrot, J. *Romanian CCS demo project, Conference & Exposition COAL-GEN EUROPE, "Realising coal's clean energy capabilities", 15-17 February, 2011, Praque, Czech Republic*
- T9 **Tomescu, C.E.** *CO₂ capture – Advanced Concepts. Conferința Internațională de Energie și Mediu, CIEM 2011, International Round Table: CO₂ capture and storage, Universitatea Politehnică București, 3-4 noiembrie 2011, București, România*
- T10 **Tomescu, C.E.,** Constantin, C., Ion, C.Z. *The development of the Romanian demonstrative project on carbon capture and storage, Getica CCS. WEC Central & Eastern Europe Energy FORUM – FOREN 2012, 17-21 June 2012, Neptun-Olimp, Romania*
- T11 **Tomescu, C.E.,** Dobrin, M., Ionel, I. *Critical analysis of the main advanced post-combustion CO₂ capture technologies applied in industrial power plants running on fossil fuels. Revista de Chimie, vol. 63, pp. 792-796, 2012*
- V1 van Alphen, K., van Ruijven, J., Kasa, S., Hekkert, M., Turkenburg, W. *The performance of the Norwegian carbon dioxide, capture and storage innovation system. Energy Policy, vol. 37, pp. 43-55, 2009*
- V2 Vandeginste, V., Piessens, K. *Pipeline design for a least-cost router application for CO₂ transport in the CO₂ sequestration cycle. International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 2, pp. 571-581, 2008*
- W1 de Best-Waldhober, M., Daamen, D., Faaij, A. *Informed and uninformed public options on CO₂ capture and storage technologies in the Netherlands. International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 3, pp. 322-332, 2009*
- W2 WorleyParsons, Schlumberger *Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies: 2011 Update. Global CCS Institute, 2011*
- W3 Wuppertal Institute *RECCS plus: Comparison of Renewable Energy Technologies with Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS). Final Report, 2010*

W4	Website	www.bellona.org
W5	Website	www.clean-energy.us
W6	Website	www.climaticoanalysis.org
W7	Website	www.co2captureproject.org
W8	Website	www.cslforum.org
W9	Website	www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change
W10	Website	http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ
W11	Website	www.energy.gov.on.ca
W12	Website	www.france.airliquide.com
W13	Website	www.globalccsinstitut.com
W14	Website	www.netl.doe.gov
W15	Website	www.zeroemissionsplatform.eu
Z1	ZEP	<i>The final report from Working Group 1: Power Plant and Carbon Dioxide Capture. 2006</i>
Z2	ZEP	<i>EU Demonstration Programme for CO₂ Capture and Storage (CCS). 2008</i>
Z3	ZEP	<i>CO₂ Capture and Storage (CCS) – Matrix of Technologies. Technology Blocks, 2008</i>
Z4	ZEP	<i>Analysis of the European Commission Non-Paper “Modalities for co-financing of CCS and innovative renewables demonstration projects under Article 10a paragraph 8 of Directive 2003/87/EC”. 2009</i>
Z5	ZEP	<i>The CO₂ Capture and Storage landscape. An introduction to global and EU actors. 2010</i>
Z6	ZEP	<i>EU Demonstration Programme for CO₂ Capture and Storage (CCS). Maximizing the benefits of knowledge sharing. 2009</i>
Z7	ZEP	<i>Recommendations for research to support the deployment of CCS in Europe beyond 2020. 2010</i>

-
- | | | |
|-----|--|---|
| Z8 | ZEP | <i>Implementation of new reserve entrant funding.</i> 2010 |
| Z9 | ZEP | <i>Strategic Deployment Document.</i> 2010 |
| Z10 | ZEP | <i>The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU.</i> 2011 |
| Z11 | ZEP
(Tomescu, C.E. –
coauthor) | <i>Status Review. The formation, control and environmental fate of emissions from amine-based CO₂ capture plants.</i> 2012 |
| Z12 | ZEP | <i>CCS: Creating a secure environment for investment in Europe.</i> 2012 |
| Z13 | ZEP | <i>Biomass with CO₂ Capture and Storage (Bio-CCS) – The way forward for Europe.</i> 2012 |

ANEXA A: SCHEMA DE PRINCIPIU A INTEGRĂRII INSTALAȚIEI DE CAPTARE A CO₂ ÎN SCHEMA DE FUNCȚIONARE A BLOCULUI ENERGETIC DE 330 MW PE LIGNIT

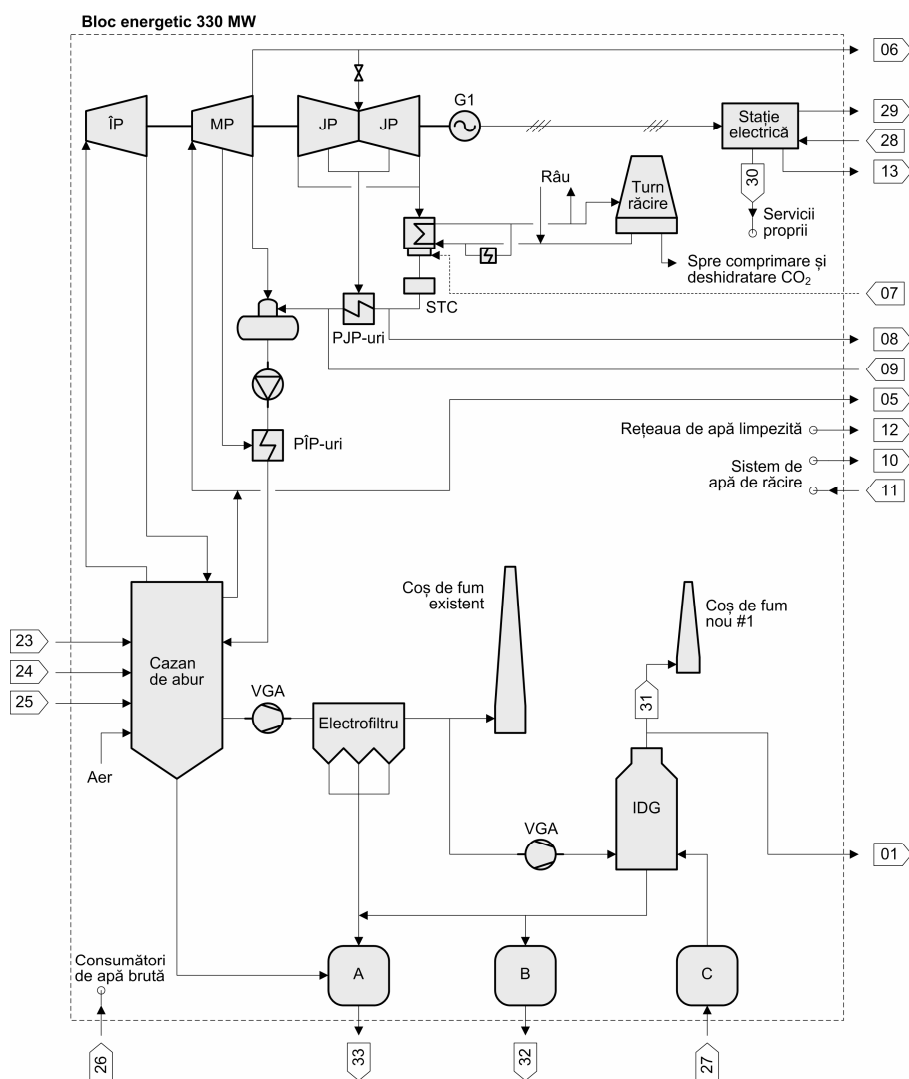


Figura A 1. Partea I – Schema de principiu a blocului energetic de 330 MW

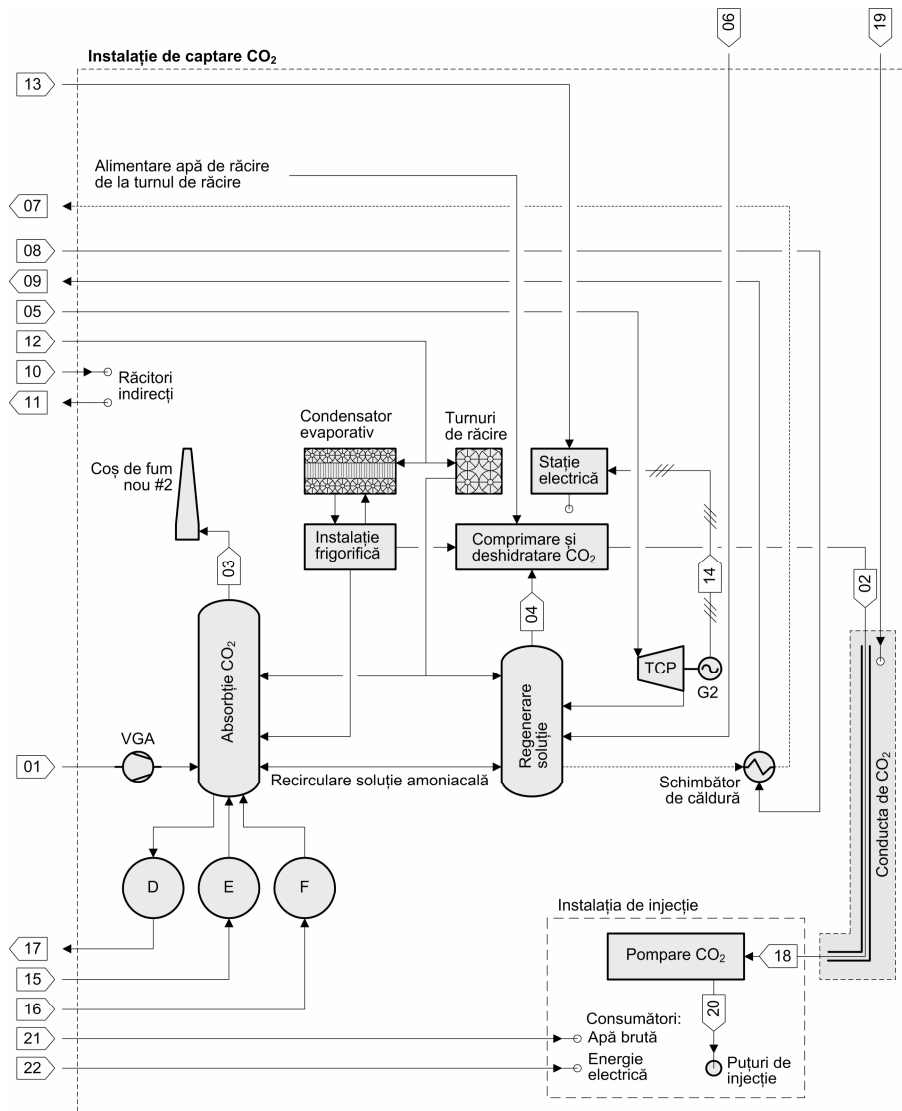


Figura A 2. Partea II – Schema de principiu a instalației de captare și stocare CO₂

Legenda**Denumire flux:**

- 01 Gaze de ardere desulfurate spre instalația de absorbție CO₂
- 02 CO₂ supraceutic spre conductă de transport
- 03 Gaze de ardere sărace în CO₂ spre coșul de fum nou #2
- 04 CO₂ umed de joasă presiune
- 05 Abur de medie presiune
- 06 Abur de joasă presiune
- 07 Condensat returnat
- 08 Condensat principal de la blocul energetic
- 09 Condensat principal la blocul energetic
- 10 Apa de răcire la racitori indirecti
- 11 Apa de răcire de la racitori indirecti
- 12 Apa limpezită
- 13 Energie electrică
- 14 Energie electrică produsă de G2
- 15 Amoniac anhidru, NH₃
- 16 Acid sulfuric, H₂SO₄
- 17 Sulfat de amoniu, (NH₄)₂SO₄
- 18 CO₂ supraceutic spre instalația de injecție
- 19 Electricitate din SEN (alimentare transport CO₂)
- 20 CO₂ supraceutic spre puțuri de injecție
- 21 Apa brută (alimentare instalația de injecție CO₂)
- 22 Electricitate din SEN (alimentare instalația de injecție CO₂)
- 23 Lignit
- 24 Păcură
- 25 Gaz natural
- 26 Apă brută
- 27 Calcar
- 28 Energie electrică pentru rezervă și generale
- 29 Energie electrică produsă spre SEN
- 30 Energie electrică pentru servicii proprii
- 31 Gaze de ardere desulfurate spre coșul de fum nou #1
- 32 Gips din desulfurare spre valorificare
- 33 Zgură, cenușă și gips pentru depozitare definitivă

Altele:

- A Instalația de evacuare a zgurii și cenușii în șlam dens
- B Instalația de deshidratare și evacuare gips
- C Instalația de preparare a suspensiei de calcar
- D Stocare sulfat de amoniu
- E Stocare amoniac anhidru
- F Stocare acid sulfuric

Abrevieri:

- ÎP Înaltă Presiune
- JP Joasă Presiune
- MP Medie Presiune
- PJP Preîncălzitor de Joasă Presiune
- PÎP Preîncălzitor de Înaltă Presiune
- G Generator Electric
- TCP Turbină cu ContraPresiune
- IDG Instalație de Desulfurare a Gazelor de Ardere
- SEN Sistemul Energetic Național
- STC Stație de Tratare Condens

**ANEXA B: REGISTRUL RISCURILOR AFERENTE
INTEGRĂRII INSTALAȚIEI DE CAPTARE A CO₂**

Tabelul B 1. Registrul riscurilor aferente integrării ICC

Nr. riscului	Etapa proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului				Obiective afectate	Evaluare risc (înainte de reducere)			Acțiuni de reducere	Evaluare risc (după reducere)		
			Riscul	Comentarii	Cauza	Efecte / Consecințe		Probabilitatea de apariție	Gradul de severitate	Nivelul de risc		Probabilitatea de apariție	Gradul de severitate	Nivelul de risc
1.	Proiectare / Construcție – Montaj	Tehnic	<ul style="list-style-type: none"> Amplasarea echipamentelor în incinta centralei electrice datorita prezenței substanțelor periculoase 	Substanțe periculoase (hidrogen) în ICC și centrala electrică	Nu există norme / reglementări privind existența unei ICC în centrala electrică	<ul style="list-style-type: none"> Întârzierea proiectului Creșterea costurilor Instalația nu este funcțională pentru lucrători 	SSM, graficul de timp, financiar	Scăzută	Ridicat	3	<ul style="list-style-type: none"> Asigurarea că centrala electrică va aproba proiectul tehnic (FEED report) pentru integrarea în centrala electrică 	Scăzută	Scăzută	1
2.	Funcționare	Protecția mediului	<ul style="list-style-type: none"> Incertitudini privind depozitarea produsului secundar rezultat Creșterea prețurilor utilităților necesare 		<ul style="list-style-type: none"> Absența unei piețe de desfacere Nu există experiență 	Creșterea costurilor de exploatare (OPEX)	Financiar	Ridicată	Mediu	6	<ul style="list-style-type: none"> Realizarea unui studiu de piață Găsirea unor potențial cumpărători 	Mediu	Mediu	4
3.	Funcționare	Tehnic	<ul style="list-style-type: none"> Stricarea echipamentelor ICC 		<ul style="list-style-type: none"> Interacțiunea directă umană (semnalarea și evitarea erorilor): greșeli de proiectare, de construcție (execuție) și de funcționare 	<ul style="list-style-type: none"> Accidente pot apare Închiderea funcționării Creșterea costurilor de exploatare (OPEX) 	Performanțe tehnice, SSM, financiar	Scăzută	Ridicat	3	<ul style="list-style-type: none"> Având specialiști în proiectare responsabili Propunerea unei echipe de pregătire / formatori Prevederea de sisteme automatizate care pot interveni cu succes în cazul unei erori umane 	Scăzută	Mediu	2

Tabelul B 1 (continuare)

4.	Funcționare	Tehnic	<ul style="list-style-type: none"> • Stricarea echipamentelor ICC 	<ul style="list-style-type: none"> • Neselectarea furnizorilor relevanți pentru echipamente / aparate / țevi / materiale 	<ul style="list-style-type: none"> • Accidente pot apare • Închiderea funcționării • Creșterea costurilor de exploatare (OPEX) 	Performanțe tehnice, SSM, financiar	Scăzută	Ridicat	3	<ul style="list-style-type: none"> • Stabilirea cu atenție a criteriilor în procesul de calificare a furnizorilor înaintea selecției • Stabilirea unor contracte puternice 	Scăzută	Scăzută	1
5.	Funcționare	Tehnic	<ul style="list-style-type: none"> • Stricarea integrității ICC (echipamente, conducte, vane, instrumente) 	<ul style="list-style-type: none"> • Materiale proaste, rezistență slabă a materialelor, proceduri de control neadecvate ... 	<ul style="list-style-type: none"> • Accidente pot apare • Închiderea funcționării • Creșterea costurilor de exploatare (OPEX) 	Performanțe tehnice, SSM, financiar	Scăzută	Ridicat	3	<ul style="list-style-type: none"> • Proiectare adecvată / echipamente / materiale / operare / monitorizare / mentenanță • Realizarea unui studiu detaliat privind selectarea materialului de către o companie cu experiență • Realizarea unui studiu HAZOP • Dezvoltarea unui regim de funcționare de la un program pilot la prevenirea condițiilor de coroziune 	Scăzută	Scăzută	1

Tabelul B 1 (continuare)

6.	Funcționare	Tehnic	<ul style="list-style-type: none"> Procesul nu atinge toate țintele de economisire a energiei propuse reducând eficiența netă așteptată 	<ul style="list-style-type: none"> Proiectare / dimensionare inițială proastă 	Performanțe tehnice, financiar	Medie	Ridicat	6	<ul style="list-style-type: none"> Utilizarea experienței dobândite în instalațiile pilot Implementarea rezultatelor din programele de testare ale instalațiilor pilot în dimensionare Realizarea unui studiu de integrare pentru a minimiza penalitatea de energie din timpul elaborării FEED Optimizarea recuperării căldurii pentru a recupera energia din întreaga ICC 	Scăzută	Scăzută	1		
7.	Funcționare	Tehnic	<ul style="list-style-type: none"> Dimensiunea echipamentelor nu este optimă, probleme de proiectare la scara reală 	<ul style="list-style-type: none"> Utilizarea experiențele de la instalațiile pilot Modelarea prin software a fost validată de numeroase teste în instalațiile pilot Componentele cheie (ex. umpluturile) au fost valdate Dimensionarea și experiența de multiplicare la scară din industria chimică a fost utilizată 	<ul style="list-style-type: none"> Incertitudini datorate trecerii de la instalațiile pilot industrial la instalațiile demonstrative 	<ul style="list-style-type: none"> Creșterea costurilor Descreșterea eficienței 	Performanțe tehnice, financiar	Medie	Mediu	4	<ul style="list-style-type: none"> Realizarea modelărilor CFD Utilizarea limitelor de proiectare adecvate și definitive în etapa FEED 	Scăzută	Scăzută	1

Tabelul B 1 (continuare)

8.	Funcționare	Tehnic	<ul style="list-style-type: none"> Funcționarea proastă a ICC / opriri dese 	<ul style="list-style-type: none"> Apariția unor erori în schimbul de informații / utilități între blocul energetic și ICC 	<ul style="list-style-type: none"> Reducerea ratei de eficiență Oprirea ICC 	Performanțe tehnice, financiar	Scăzută	Ridicat	3	<ul style="list-style-type: none"> Utilizarea de informații rezonabile / redundanța instalațiilor tehnologice 	Scăzută	Scăzută	1	
9.	Funcționare	Tehnic	<ul style="list-style-type: none"> Dificultăți în managementul produsului secundar (depozitare și valorificare) 	<ul style="list-style-type: none"> Nici o reglementare pentru locul de depozitare a sulfatul de amoniu Nici o piață de desfacere în România pentru sulfatul de amoniu ca fertilizator Probleme de transport (avize) Necesitatea tratării înainte valorificare 	<ul style="list-style-type: none"> Reducerea veniturilor centralei electrice 	Financiar, Protecția mediului	Ridicată	Mediu	6	<ul style="list-style-type: none"> Realizarea unui studiu de piață și pentru găsirea cumpărătorilor Investigații pentru metode și concepte alternative de depozitare 	Scăzută	Scăzută	1	
10.	Funcționare	Tehnic	<ul style="list-style-type: none"> CO₂ captat nu este monitorizat astfel încât să permită obținerea de certificate CO₂ (conform EU-ETS). 	<ul style="list-style-type: none"> Proiectarea și stabilirea unui concept tehnic pentru măsurarea fiscală (acuratețe de 99,9%) a fost dezvoltat bazat pe experiența componentelor (conducele de gaze naturale) (validarea este în progres) 	<ul style="list-style-type: none"> Dificultăți tehnologice în măsurarea CO₂ supercritical 	<ul style="list-style-type: none"> Creșterea costurilor (reducerea veniturilor) 	Financiar	Scăzută	Mediu	2	<ul style="list-style-type: none"> Definirea clară a cerințelor monitorizării între contractor și proprietar Îmbunătățirea tehnologiilor de măsurare a CO₂ 	Scăzută	Scăzută	1

SUMMARY OF PHD THESIS

Title

**Research activities regarding the optimum integration of
a CO₂ capture installation to a 330 MW unit on lignite**

by

Claudia Eudora TOMESCU

Scientific advisor:

Prof.dr.ing. habil Ioana IONEL
"Politehnica" University of Timisoara

(Timisoara, 6 September 2013)

Thesis objectives

The main objectives of the present research are as follows:

- Selection of an appropriate process for CO₂ capture from the flue gases exhausted from the flue gases desulphurization plant of a pulverized lignite-fired power plant;
- Estimation of the technical/operational parameters of the CO₂ capture plant with a Chilled Ammonia Process to be integrated into an existing 330 MW power unit;
- Optimal integration of the CO₂ capture plant into the water/steam cycle of the power plant;
- Identification of capital/operating expenditures for the implementation of the Carbon Capture and Storage technology;
- A Risk Register was done to identify and evaluate the risks that can appear during designing, construction and operation of the carbon capture plant.

Background on CCS technologies

The research in the field of CCS has identified several technologies on CO₂ capture, transport and storage that could be feasible and would be developed in the future. The following technologies could be reminded from the CCS chain:

- Capture: pre-/oxy-fuel or post-combustion capture;
- Transport: using pipelines (on or offshore) or by trucks/ships;
- Storage: in deep saline aquifers, depleted oil/gas fields or used for enhanced oil/gas recovery.

Among the CO₂ capture technologies, post-combustion CO₂ capture is the most advanced, one of the advantages is that it can be added to an existing power plant with minor modifications. The technology consists of capturing CO₂ from the flue gases after the combustion process by means of a chemical solvent (e.g., MEA, MDEA). Recent research studies have confirmed that by applying this method more than 90% of the CO₂ can be removed from the flue gases stream. Figure 1 shows a block diagram of a coal-based power plant with post-combustion CO₂ capture.

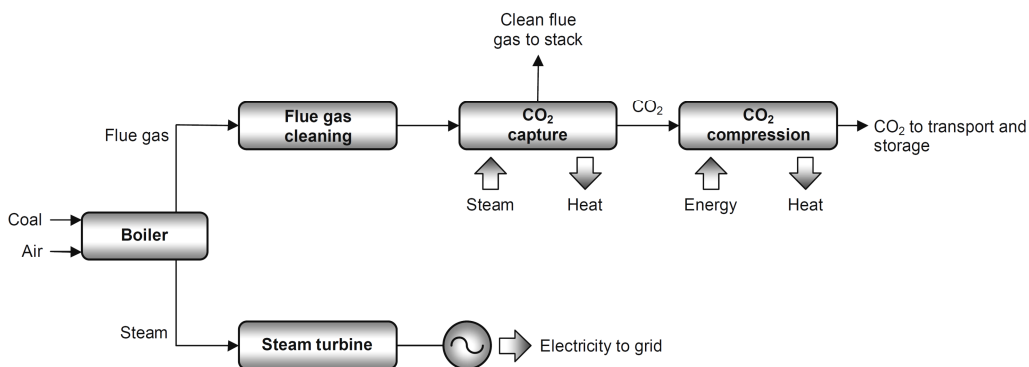


Figure 1. Coal-based power plant with post-combustion CO₂ capture

As can be seen, the post-combustion capture technology would be installed after the current flue gases cleaning systems, such as selective catalytic reduction for NO_x control, flue gases desulphurization for SO_x control and electrostatic precipitator for particulates control. Acid gases like SO₂ and NO_x may poison the

absorbent during the capture process, while the presence of particles may lead to absorbent degradation. To avoid these issues, the flue gases stream should be efficiently cleaned up before the capture process.

After capturing, the CO₂ stream is dehydrated and compressed to a pressure of more than 100 atm in order to be transported to a geological storage site. The content of other gases (N₂, O₂ as well as water vapor) in the CO₂ product stream must be very low.

Post-combustion CO₂ capture processes

Advanced Amine Process (AAP) and Chilled Ammonia Process (CAP) are the two post-combustion CO₂ capture technologies that have been analyzed to be integrated into an existing power generation unit. The former is an amine-based process that captures CO₂ from the flue gases at ambient conditions. The technology has been proposed and developed by Alstom and the Dow Chemical Company. The major advantage of which, compared to other amine processes, is that the AAP has lower energy requirement. In addition, it includes several process units that aim to minimize effluents emissions, amine degradation and operating costs. The latter uses an aqueous solution of ammonium carbonate to absorb CO₂ from the flue gas at very low temperature and ambient pressure. This new post-combustion CO₂ capture technology was proposed by Alstom and based on extensive laboratory and pilot testing has shown good performance. There could be mentioned the following advantages of the technology: tolerance to oxygen and flue gas impurities; high CO₂ purity; low heat of reaction; solvent regeneration/CO₂ recovery at high pressure; low cost of the reagent.

Examples of amine- and ammonia-based pilot plants

There exist several pilot plants where amine- or ammonia-based post-combustion capture processes have been extensively investigated and tested. For instance, the amine-based CO₂ capture pilot plant from the University of Texas with a capture capacity of 5 tCO₂/day (see Figure 3.3) or the industrial pilot plant from the Union Carbide Company with a capacity of 1800 tCO₂/year (see Figure 3.4), or, more recently, the Le Havre pilot plant with the advanced amine capture technology and capture capacity of 25 tCO₂/day from power plant flue gases (see Figure 3.6). Importantly to note that the AAP will be used at the Belchatow CCS demonstration project and will capture 1.8 MtCO₂/year from the flue gases (33% slipstream) of a new lignite-fired power unit of 858 MW.

Examples of pilot plants that tested the Chilled Ammonia Process are, for instance: the We Energy pilot plant with a designed capture capacity of >15000 tCO₂/year (see Figure 3.8); and, the E.ON Karlshamn pilot plant that captured CO₂ from the flue gas of a steam generator fuelled with oil. In addition, the CAP technology is also tested at the European Test Centre Mongstad where a pilot plant with a capacity of 80000 tCO₂/year. Since 2009, a CCS demonstration project with the CAP post-combustion technology has been used at the AEP Mountaineer power plant (see Figure 3.9). The CO₂ capture capacity of the plant was 100000 tCO₂/year.

Technology chosen

After a detailed investigation of both technologies, the technology recommended to be integrated into a lignite-fired power unit of 330 MW (gross) is the Chilled Ammonia Process for post-combustion CO₂ capture (see Section 3.3 and Table 3.3).

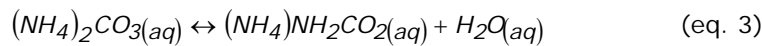
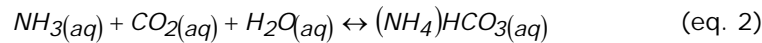
CO₂ capture plant

The CO₂ capture plant is designed to treat about 1850 t/h of wet flue gases from the power plant with a 15,06 wt% (wet) CO₂ concentration. At a CO₂ removal rate of 85%, almost 240 t/h of CO₂ will be removed from the flue gases and compressed to a pressure of 120 bar(a) for transportation and storage.

The capture plant based on the Chilled Ammonia Process comprises the following main units: flue gases cooling; CO₂ absorption; solvent regeneration; CO₂ compression; and, ammonia abatement.

CAP chemistry description

In the CO₂ capture process by chilled ammonia, the CO₂ is removed from the flue gases according to the following chemical reactions:



All the reactions presented above are reversible and their direction depends mainly on process conditions, such as: pressure, temperature and concentration. At low temperature, the reactions are exothermic and proceed from left to right. In order to keep the desired temperature for CO₂ absorption, the heat shall be removed from the process. At high temperature, the reactions are endothermic and proceed in reverse order (i.e., from right to left). The energy is introduced into the process to recover CO₂.

To lower emissions of gaseous ammonia, the CO₂ absorption process is carried out at very low temperatures. To accomplish this, the flue gases stream and the solvent are cooled down prior to CO₂ removal. In addition, the absorber column is inter-cooled to maintain low temperature.

CAP flow diagram

The process flow diagram of the Chilled Ammonia Process for post-combustion CO₂ capture from the flue gases is shown in Figure 2.

After desulphurization, the flue gases (G1) is passed through a direct contact cooler unit (DCC1) before entering the CO₂ absorber column. In the absorber, the cooled flue gases (G4) contacts an ammoniated aqueous carbonate solution to remove the CO₂ from the gaseous stream. Then, the flue gases (G5) flows to a water wash column in order to control the ammonia emissions. Before exhausting, the flue gases stream (G6) is sent to a direct contact heater (DCH1) for additional ammonia scrubbing and for reheating.

The CO₂ rich solution from the absorber bottom is sent to a regenerator, via a lean/rich heat exchanger, where it is heated to release the CO₂. After regeneration, the CO₂ product is further treated and compressed while the lean solution is returned to the absorber.

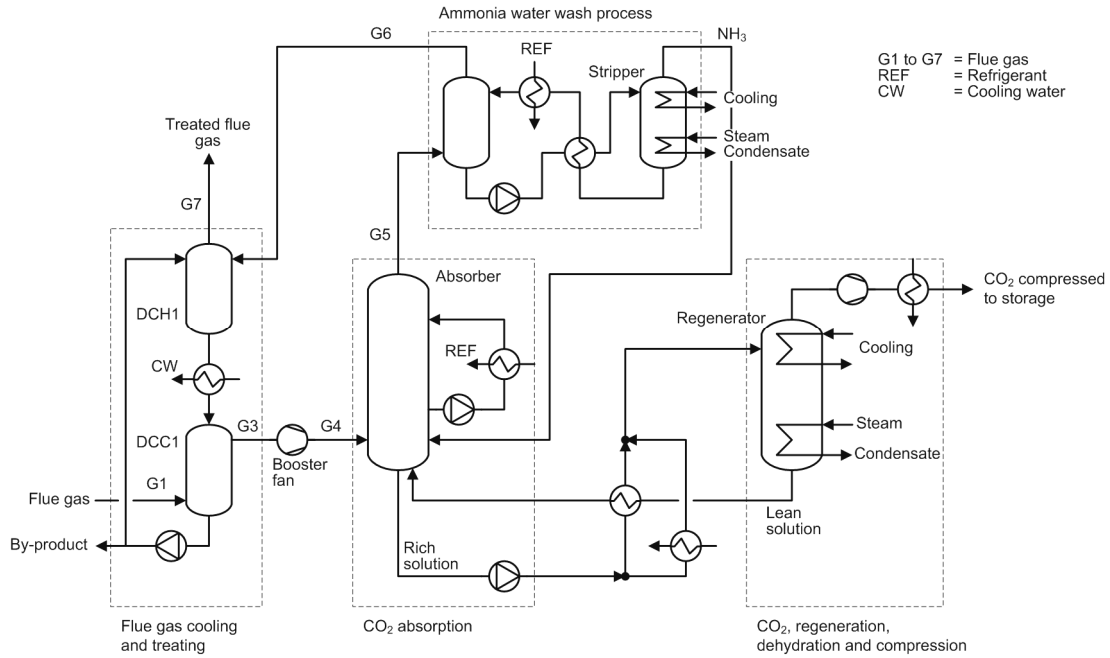


Figure 2. Simplified process flow diagram of the Chilled Ammonia Process

Mass and energy balance of the CO₂ capture plant

In Table 1, the mass and energy values of the main streams from the Annex A are presented. Some values have been calculated, while others estimated from the pilot plants results.

Table 1. Mass and energy balance for the CO₂ capture plant of the 330 MW power unit

Stream # in the main flow diagram	Stream description	UM	Value
Inlet			
01	Flue gases flow rate	kg/h	1848920
05	IP steam from the steam turbine	kg/h	134208
06	LP steam from the steam turbine	kg/h	102996
08	Main condensate from the regenerative cycle	kg/h	237204
10	Cooling water flow rate for the indirect coolers of the CO ₂ capture plant	kg/h	4113893
12	Make-up water for the cooling cycle of the CO ₂ capture plant	kg/h	378687
13	Electrical energy requirement of the CO ₂ capture plant (ensured from own services)	kW	42700
15	Anhydrous ammonia, NH ₃ (100 wt%)	kg/h	177
16	Sulfuric acid, H ₂ SO ₄ (93 wt%)	kg/h	60

Table 1 (continued)

From inside of the process			
04	CO ₂ flow rate before compression (wet)	kg/h	238469
14	Power generated by the new back-pressure steam turbine	kW	14200
Outlet			
02	Flow rate of the dehydrated and compressed CO ₂ (supercritical fluid) to be transported via pipeline	kg/h	237822
03	Flow rate of the treated flue gas (CO ₂ lean) exhausted through the new stack	kg/h	1453136
07	Flow rate of the condensate from the regenerator reboiler returned to the regenerative cycle	kg/h	237204
09	Flow rate of the main condensate pre-heated in the capture unit and returned to the power cycle	kg/h	237204
11	Flow rate of the cooling water returned to the power cycle from the indirect coolers	kg/h	4113893
17	By-product, ammonium sulfate, (NH ₄) ₂ SO ₄	kg/h	2035

Integration of the CO₂ capture plant to a 330 MW power unit

There have been investigated different integration options of the CO₂ capture plant with the power generation unit in order to ensure (i) the steam required for solvent regeneration; (ii) heat recovery from the condensate; and, (iii) the cooling water supply system. The integration options investigated are as follows:

- **Solution 1:** IP and LP steam is extracted from the hot reheat line and expands in an auxiliary back-pressure turbine (see Figure 5.1);
- **Solution 2:** IP steam is extracted from the hot reheat line and expands in an auxiliary back-pressure turbine while the LP steam is taken from the IP/LP crossover pipe (see Figure 5.2);
- **Solution 3:** IP steam is extracted from the cold reheat line and expands in an auxiliary back-pressure turbine while the LP steam is taken from the IP/LP crossover pipe (see Figure 5.3);
- **Solution 4:** IP steam is extracted from the extraction point #5 of the IP steam turbine while the LP steam is taken from the IP/LP crossover pipe (see Figure 5.4);
- **Solution 5:** IP steam is produced by a steam jet ejector while the LP steam is taken from the IP/LP crossover pipe (see Figure 5.5).

The resulted condensate from the used IP and LP steam will be blended and sent back to the power cycle. To integrate the condensate stream from the CO₂ capture plant into power plant's main condensate system, there have been analyzed three potential solutions:

- **Solution 1:** Condensate from the CO₂ capture plant is blended with the main condensate after the LP pre-heater #2;
- **Solution 2:** Condensate from the CO₂ capture plant is blended with the condensate from the LP pre-heater #3 and, then, sent to the LP pre-heater #2;
- **Solution 3:** A heat exchanger is added to cool the condensate from the CO₂ capture plant while pre-heating the main condensate.

Parameters of the steam extracted for the all five integration solutions proposed are compared in Figure 3.

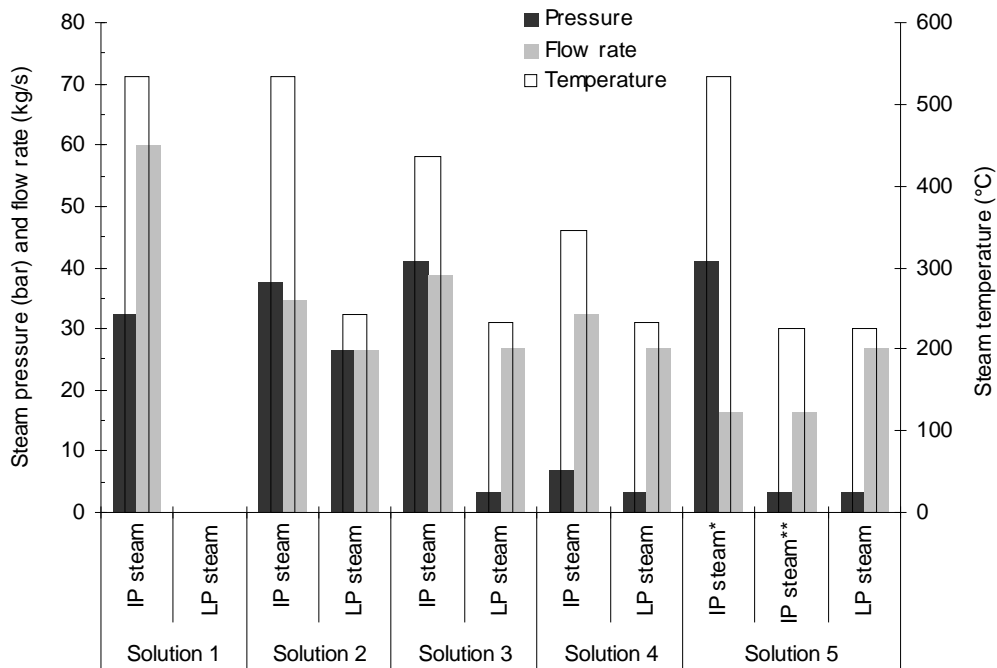


Figure 3. Comparison of the extracted steam parameters (*IP steam is partially extracted from the hot reheat line; **IP steam is partially extracted from the IP/LP crossover pipe)

The study has shown that the optimal integration solutions, both from technical and economic view, for the CO₂ capture plant to be added to a 330 MW power unit are: (i) solution 2 for the steam extraction; and, (ii) solution 3 for the returned condensate.

Conclusion

The aim of this PhD thesis was to optimize the integration of a post-combustion CO₂ capture plant in a thermo-mechanical cycle of an existing 330 MW lignite-fired power block.

The research study was focused, at the beginning, on the selection of the CO₂ capture process from the flue gas, among the most advanced technologies. There were investigated two post-combustion CO₂ capture technologies based on the Advanced Amine Process and the Chilled Ammonia Process. These two have been extensively tested at pilot scale. After a detailed investigation and comparison of both technologies, the Chilled Ammonia Process was recommended to be integrated into an existing lignite-fired power block of 330 MW.

The research was further focused on the integration of the CO₂ capture plant with the power plant. Five integration solutions were proposed in order to provide the necessary steam for solvent regeneration. In addition, integration solutions for the condensate stream from the used IP and LP steam in the CO₂ capture plant were also analyzed.