



WORLEY FOR USAID

EVALUAREA OPȚIUNILOR DE GENERARE LOCALĂ
A ENERGIEI ELECTRICE ÎN MOLDOVA,

Raport privind Studiul de Conceptualizare CLIN 01

FINAL: MAI, 2020

DECLARAȚIE Acest raport a fost realizat cu sprijinul Poporului American prin intermediul Agenției Statelor Unite pentru Dezvoltare Internațională (USAID). Conținutul acestui raport este responsabilitatea exclusivă a companiei Worley și nu reflectă neapărat părerile USAID sau ale Guvernului Statelor Unite.

CUPRINS

LISTA REPREZENTĂRILOR	5
1 SUMAR EXECUTIV	6
1.1 OBIECTIVUL STUDIULUI	6
1.2 ABORDAREA ȘI SCOPUL STUDIULUI	6
1.3 CONSTATĂRILE STUDIULUI	7
1.3.1 SARCINA 1 - EVALUAREA CET-URILOR EXISTENTE ȘI INSTALAȚIILOR DE TERMOFICARE AFERENTE	7
1.3.2 SARCINA 2 - CERERE ȘI FURNIZARE DE ENERGIE TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ	10
1.3.3 SARCINA 3 - ALIMENTAREA CU GAZ ȘI APĂ	14
1.3.4 SARCINA 4 - PROBLEME FUNICIARE ȘI STRUCTURALE	19
1.3.5 SARCINA 5 - CONSIDERAȚII LEGISLATIVE ȘI DE REGLEMENTARE	26
1.3.6 SARCINA 6 - OPȚIUNI TEHNOLOGICE	28
1.3.7 RECOMANDĂRI	36
2 INTRODUCERE/PREZENTARE GENERALĂ A PROIECTULUI	38
2.1 OBIECTIVUL	38
2.2 ABORDAREA	38
2.2.1 INFORMAȚIA SOLICITATĂ	42
2.2.2 VIZITA ÎN TEREN	42
2.2.3 ECHIPA PROIECTULUI	43
2.3 INFORMAȚII RELEVANTE	43
2.3.1 CLIMA	43
2.3.2 DESCRIEREA GENERALĂ A INFRASTRUCTURII ENERGETICE A ȚĂRII	43
3 SARCINA 1: EVALUAREA CET-URILOR EXISTENTE ȘI INSTALAȚIILOR DE TERMOFICARE AFERENTE	46
3.1 FACILITĂȚILE S.A.TERMOELECTRICA DE GENERARE A ENERGIEI TERMICE ȘI ELECTRICE	46
3.2 CENTRALA ELECTRICĂ CU TERMOFICARE CET-2	47
3.2.1 MODUL DE FUNCȚIONARE & PERFORMANȚA CET-2	48
3.2.2 PERFORMANȚELE DE ÎC ALE CET-2 ÎN ANII RECENȚI	49
3.2.3 ECHIPAMENTE ȘI SISTEME MAJORE	52
3.2.4 ÎNTREȚINEREA	59
3.2.5 ÎNCĂLZIREA CENTRALIZATĂ ȘI CENTRALA CET-1	60
3.2.6 DESCRIERE GENERALĂ A CENTRALELOR TERMICE DIN CHISINAU	68
3.2.7 REGIMUL DE FUNCȚIONARE A CET ȘI CT	75
3.2.8 REȚEAUA DE TERMOFICARE	76
3.2.9 EVALUAREA STĂRII TEHNICE A CET-UTILOR	85
3.3 MINIMUL NECESAR DE INVESTIȚII PENTRU CONTINUAREA EXPLOATĂRII	92
3.3.1 PROIECTE ALE CAPACITĂȚILOR NOI DE GENERARE	92
3.3.2 INVESTIȚII PENTRU EXTINDEREA EXPLOATĂRII BLOCURILOR ENERGETICE A CET-1 ȘI CET-2	93
4 SARCINA 2: CEREREA ȘI FURNIZAREA DE ENERGIE TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ	94

4.1	SACET CHIȘINĂU	94
4.1.1	EFICIENTIZAREA SACET	95
4.2	CEREREA DE ENERGIE TERMICĂ PENTRU SACET	96
4.2.1	PRODUCEREA DE ENERGIE TERMICĂ PENTRU SACET CHIȘINĂU	96
4.2.2	REGIMURILE DE FUNCȚIONARE A SACET	99
4.3	PROGNOZA CERERII PENTRU SACET	100
4.3.1	SCHIMBĂRI ÎN STRUCTURA CONSUMATORILOR	100
4.3.2	ÎMBUNĂTĂȚIREA EFICIENȚEI ENERGETICE	102
4.3.3	PROGNOZA SARCINII TERMICE ȘI DURATA CURBEI DE SARCINĂ	103
4.4	CEREREA ȘI FURNIZAREA DE ENERGIE ELECTRICĂ	107
4.4.1	ISTORIA PRODUCERII ȘI IMPORTULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ	107
4.4.2	PROIECTE DE EFICIENTIZARE A REȚELEI ELECTRICE	110
4.4.3	LACUNELE PRIVIND CEREREA ȘI FURNIZAREA DE ENERGIE ELECTRICĂ	111
4.4.4	FUNCȚIONAREA REȚELEI ELECTRICE A REPUBLICII MOLDOVA CU ȚĂRILE VECINE	115
4.4.5	CARACTERISTICI DE SARCINĂ	115
4.4.6	PROGNOZE A CERERII DE PUTERE REALIZATE ÎN STUDII ANTERIOARE	117
4.4.7	PROGNOZA CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ	121
5	SARCINA 3: ALIMENTARE CU GAZ ȘI APĂ	129
5.1	INTRODUCERE	129
5.2	SURSE EXISTENTE DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE	129
5.2.1	MOLDOVATRASNGAZ	130
5.2.2	MOLDOVAGAZ	130
5.2.3	VESTMOLDTRANSGAZ	130
5.3	INFRASTRUCTURA DE GAZE NATURALE DIN MOLDOVA	131
5.3.1	INFRASTRUCTURA EXISTENTĂ DE GAZE NATURALE	131
5.3.2	PRODUCȚIA ȘI REZERVELE DE GAZE DIN ȚARĂ	134
5.4	CONSUMUL DE GAZE NATURALE LA NIVEL DE ȚARĂ	134
5.4.1	CONSUMUL DE GAZE PE ANI	134
5.4.2	CONSUMUL DE GAZE ÎN SECTORUL INDUSTRIAL	137
5.5	PROGNOZA CONSUMULUI DE GAZE NATURALE DIN REPUBLICA MOLDOVA	138
5.6	DISPONIBILITATEA DE GAZE CURENTĂ	142
5.6.1	CERINȚE FAȚĂ DE ALIMENTAREA CU GAZE PENTRU PROIECTUL DE COGENERARE DIN REPUBLICA MOLDOVA	143
5.6.2	PRESIUNEA GAZULUI SEZONIERĂ (MAXIMĂ & MINIMĂ)	144
5.6.3	PROGNOZA DISPONIBILITĂȚII DE GAZ	144
5.6.4	REZERVE ȘI PRODUCȚIA DE GAZE ÎN ȚĂRILE VECINE ALE REPUBLICII MOLDOVA	145
5.7	DEZVOLTĂRI VIITOARE	145
5.8	CONSTATĂRI PRIVIND FURNIZAREA DE GAZE NATURALE	147
5.9	APĂ TEHNICĂ PENTRU NOILE CAPACITĂȚI DE GENERARE	149
5.9.1	INTRODUCERE	149
5.9.2	REGLEMENTĂRI PRIVIND APA	150
5.9.3	UTILIZAREA APEI ÎN CADRUL CENTRALELOR ELECTRICE	150
5.9.4	SURSE DE APĂ PRECONIZATE ȘI CERINȚE FAȚĂ DE APĂ	154

5.9.5	ECHILIBRUL APEI DIN CENTRALĂ	155
5.9.6	CONSTATĂRI PRIVIND UTILIZAREA APEI	156
6	SARCINA 4: PROBLEMELE FUNCiare ȘI STRUCTURALE	157
6.1	CRITERIUL DE EVALUARE	157
6.1.1	CARACTERISTICILE TERITORIULUI	157
6.1.2	CRITERII DE INFRASTRUCTURĂ	159
6.1.3	CRITERII DE INGINERIE	160
6.1.4	COSTURILE RELATIVE	161
6.2	TERITORIILE CANDIDATE	161
6.2.1	PARTICULARITĂȚILE TERENURILOR CANDIDATE	162
6.3	CONSIDERAȚII DE SPAȚIU	164
6.3.1	SPATIU DISPONIBIL PE TERITORIILE CANDIDAT	164
6.3.2	EXEMPLE DE CONFIGURARE A UNITĂȚI DE GENERARE CU TURBINĂ PE GAZE	171
6.4	EVALUAREA ȘI SELECTAREA TERITORIILOR CANDIDAȚILOR	173
6.5	RECOMANDĂRI	176
7	SARCINA 5: CONSIDERAȚII LEGALE ȘI DE REGLEMENTARE	177
7.1	INTRODUCERE / ISTORIC DE ȚARĂ	177
7.2	ANALIZA CADRULUI LEGAL ȘI DE REGLEMENTARE	181
7.2.1	ANALIZA LEGALĂ	182
7.2.2	PROPRIETATEA ȘI STRUCTURA OPERAȚIONALĂ A ACTIVELOr AFERENTE GENERĂRII ENERGIEI ELECTRICE	185
7.3	ANALIZA DE REGLEMENTARE	189
7.3.1	INTRODUCERE	189
7.3.2	PREZENTARE GENERALĂ A CADRULUI DE REGLEMENTARE DIN MOLDOVA	190
7.3.3	REGLEMENTAREA PREȚURILOR ȘI TARIFELOR	193
7.4	MODIFICĂRI ȘI ÎMBUNĂȚĂȚIRI NECESARE PENTRU FACILITAREA CONSTRUCȚIEI DE CENTRALE ELECTRICE NOI	195
7.5	PROPUNERE DE ÎMBUNĂȚĂȚIRE A REGULAMENTULUI DE LICITAȚIE	195
7.6	IMPACTUL EVOLUȚIEI PROIECTELOR DE PIAȚĂ PRECONIZATE	196
7.6.1	PROPUNERI DE REGLEMENTARE ȘI EVALUARE PRELIMINARĂ A IMPACTULUI	196
7.7	PAȘI PENTRU RESPECTAREA TUTUROR CERINȚELOR	199
7.7.1	OBLIGAȚIA DE CONFORMITATE	199
7.7.2	STADIUL ACTUAL AL CONFORMĂRII	200
7.8	POTENȚIALE BARIERE / DIFICULTĂȚI	203
7.8.1	PROBLEMELE ÎN LANȚUL DE FURNIZARE	203
7.8.2	BARIERE JURIDICE	204
7.8.3	ELEMENTE STRATEGICE ȘI ALTE ASPECTE	205
8	SARCINA 6: OPȚIUNI TEHNOLOGICE	207
8.1	BAZELE PROIECTĂRII PENTRU NOILE CAPACITĂȚI DE GENERARE	207
8.2	ANALIZA TEHNICĂ ȘI ECONOMICĂ DE SCREENING	209
8.2.1	DEZVOLTAREA OPȚIUNILOR PREFERATE	209
8.2.2	REZULTATELE ANALIZEI TEHNICE	216
8.2.3	REZULTATELE DE PERFORMANȚA A SACET	226
8.3	CHELTUIELILE DE CAPITAL	232
8.4	ANALIZĂ ECONOMICĂ ȘI SELECTAREA PROIECTULUI	233

8.4.1	IPOTEZE ECONOMICE GENERALE	233
8.4.2	ANALIZA ECONOMICĂ	239
8.4.3	REZULTATELE CAZURILOR DE BAZĂ	240
8.4.4	ANALIZA DE SENSIBILITATE	241
8.4.5	REZULTATELE LA CAPITOLUL CNEE	247
8.4.6	REZULTATELE LA CAPITOLUL CNET	247
8.4.7	CLASAMENTUL OPȚIUNILOR	247
8.5	POTENȚIALE PROBLEME SEMNIFICATIVE DE MEDIU, SĂNĂTATE ȘI SOCIALE	248
8.6	CONSTATĂRI ȘI RECOMANDĂRI	249
9	BIBLIOGRAFIE	251

Anexe

Anexa A	Lista Punctelor Relevante ale Rețelei de Transport a Gazelor Naturale a Moldovatransgaz
Anexa B	Caracteristici ale Gazelor Naturale
Anexa C	Strategia Energetică a Moldovei în Domeniul Gazelor Naturale
Anexa D	Rezerve și Producție de Gaze în Țările Vecine cu Moldova
Anexa E	Dezvoltarea Viitoare a Infrastructurii de Gaze în Moldova și în Regiune
Anexa F	Surse Alternative a Combustibililor Gazoși
Anexa G	Matricea de Risc (Selectare)
Anexa H	Proceduri de Licitație pentru Noi Capacități

LISTA REPREZENTĂRILOR

REPREZENTAREA 1: INVESTIȚII PENTRU A CONTINUA FUNCȚIONAREA	10
REPREZENTAREA 2: PROGNOZA CERERII DE ENERGIE TERMICĂ	11
REPREZENTAREA 3: CURBA DE DURATĂ A SARCINII, ANUL 2030, GCAL/H	12
REPREZENTAREA 4: PROGNOZA CERERII BRUTE DE ENERGIE ELECTRICĂ A RM (MALUL DREPT) PÂNĂ ÎN 2030	13
REPREZENTAREA 5: COMPARAREA PROIECȚIILOR CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU 2030	14
REPREZENTAREA 6: PROGNOZA SARCINII DE VÂRF PENTRU 2020-2030	14
REPREZENTAREA 7: CONSUMUL DE GAZ PE SECTOARE PENTRU 2014-2018, CONFORM ANRE	15
REPREZENTAREA 8: GAZELE NATURALE DISPONIBILE PE TERITORIILE CET-URILOR EXISTENTE	16
REPREZENTAREA 9: PROGNOZA CERERII DE GAZE NATURALE, MLN.M ³ /AN	18
REPREZENTAREA 10: TERENURILE POTENȚIALE	20
REPREZENTAREA 11: DIMENSIUNILE APROXIMATIVE ALE TERENURILOR	22
REPREZENTAREA 12: SUPRAFAȚA DISPONIBILĂ APROXIMATIVĂ PE TERENURILE POTENȚIALE	22
REPREZENTAREA 13: CERINȚELE DE SUPRAFEȚE APROXIMATIVE PENTRU CENTRALELE TERMICE	23
REPREZENTAREA 14: EVALUAREA CALITATIVĂ PENTRU SELECTAREA TERENULUI	26
REPREZENTAREA 15: SPECIFICAȚIILE TEHNICE PENTRU PROIECTELE POTENȚIALE	29
REPREZENTAREA 16: MATRICEA OPȚIUNILOR TEHNICE POTENȚIALE	30
REPREZENTAREA 26: DATELE TEHNICE ȘI ECONOMICE ALE OPȚIUNILOR RECOMANDATE	37
REPREZENTAREA 27: ETAPELE ȘI SARCINILE PROIECTULUI	39
REPREZENTAREA 28: BALANȚA ENERGETICĂ A MOLDOVEI (GWH) PENTRU PERIOADA 2013 – 2017	44
REPREZENTAREA 29: FACILITĂȚILE S.A. TERMoeLECTRICA DE PRODUCERE A ENERGIEI TERMICE ȘI ELECTRICE	47
REPREZENTAREA 30: CENTRALA CET-2 CHIȘINĂU	48
REPREZENTAREA 31: CAPACITATEA CET-2 ȘI PARAMETRII TEHNICI DE BAZĂ	49

REPREZENTAREA 32: CET-2 CAPACITATEA TOTALĂ DISPONIBILĂ, SARCINĂ COMPLETĂ A CAF 1&2	50
REPREZENTAREA 33: VALORILE SPECIFICE DE ENERGIE TERMICĂ ALE CET-2	50
REPREZENTAREA 34: DATELE DE FUNCȚIONARE ALE CET-2 PENTRU 2012 - 2018	51
REPREZENTAREA 35: CARACTERISTICI TEHNICE A CAZANELOR CU ABUR DE LA CET-2	53
REPREZENTAREA 36: CARACTERISTICI TEHNICE ALE CAZANELOR DE APĂ CALDĂ DE LA CET-2	53
REPREZENTAREA 37: PARAMETRII COMBUSTIBILULUI	54
REPREZENTAREA 38: DATELE POMPELOR DE CIRCULAȚIE A SACET	55
REPREZENTAREA 39: DATELE TURBINELOR DE ABUR ȘI GENERATOARELOR ELECTRICE	55
REPREZENTAREA 40: DATELE TEHNICE A TURNULUI DE RĂCIRE	57
REPREZENTAREA 41: PERFORMANȚA SISTEMULUI DE TRATARE A APELOR UZATE	58
REPREZENTAREA 42: PARAMETRII TEHNICI AI TRANSFORMATOARELOR ȘI EVALUAREA STĂRII	59
REPREZENTAREA 43: LOCAȚIA CET-1 CHIȘINĂU	61
REPREZENTAREA 44: CAPACITATEA INSTALATĂ A CET-1	61
REPREZENTAREA 45: REGIMURILE TIPICE DE FUNCȚIONARE A CET-1	62
REPREZENTAREA 46: PERFORMANȚELE ANUALE ALE CET-1	62
REPREZENTAREA 47: DATE TEHNICE A CAZANELOR CET-1	63
REPREZENTAREA 48: DATE TEHNICE A GENERATOARELOR PENTRU TURBINE CU ABUR DE LA CET-1	65
REPREZENTAREA 49: POMPELE REȚELEI DE TERMOFICARE	66
REPREZENTAREA 50: PARAMETRII PRIVIND PERFORMANȚA TRATĂRII APEI	67
REPREZENTAREA 51: PARAMETRII GENERATOARELOR ELECTRICE ALE CET-1	67
REPREZENTAREA 52: DATE TEHNICE A TRANSFORMATOARELOR CET-1	68
REPREZENTAREA 53: CENTRALA TERMICĂ CT-VEST, CHIȘINĂU	69
REPREZENTAREA 54: CENTRALA TERMICĂ CT-SUD, CHIȘINĂU	69
REPREZENTAREA 55: CENTRALA TERMICĂ CT-EST, CHIȘINĂU	69
REPREZENTAREA 56: PARAMETRII TEHNICI AI CT-VEST, CT-SUD ȘI CT-EST	69
REPREZENTAREA 57: POMPELE DE CIRCULAȚIE A REȚELEI CT-EST	70
REPREZENTAREA 58: DATELE TEHNICE CHEIE A CAZANELOR CT-EST	70
REPREZENTAREA 59: DATELE TEHNICE CHEIE A CAZANELOR CT-VEST	71

REPREZENTAREA 60: ORELE TOTALE DE FUNCȚIONARE ESTIMATE A CAZANELOR CT-VEST	71
REPREZENTAREA 61: POMPELE DE CIRCULAȚIE A REȚELEI CT-VEST	72
REPREZENTAREA 62: DATELE TEHNICE DE BAZĂ ALE CAZANELOR DE APĂ FIERBINTE A CT-SUD	72
REPREZENTAREA 63: DATELE TEHNICE A CAZANELOR CT-SUD	73
REPREZENTAREA 64: POMPELE DE CIRCULAȚIE A REȚELEI CT-SUD	73
REPREZENTAREA 65: CENTRALELE TERMICE DIN SUBURBII	73
REPREZENTAREA 66: PERFORMANȚA SA TERMOELECTRICA PENTRU PERIOADA 2016 - 2018	75
REPREZENTAREA 67: LUNGIMEA SISTEMULUI DE CONDUCTE MAGISTRALE A SACET CHIȘINĂU	77
REPREZENTAREA 68: VÂRSTA CONDUCTELOR REȚELEI DE TERMOFICARE CU DIAMETRU MARE	77
REPREZENTAREA 69: STAȚIILE DE POMPARE A SACET	78
REPREZENTAREA 70: PIERDERILE DE ENERGIE TERMICĂ ÎN REȚEAUA DE TERMOFICARE PENTRU PERIOADA 2000 - 2018	80
REPREZENTAREA 71: EFORTURILE DE REABILITARE A SACET	81
REPREZENTAREA 72: NUMĂRUL ABSOLUT ȘI SPECIFIC DE DEFECTĂRI	82
REPREZENTAREA 73: MODUL DE FUNCȚIONARE PE TIMP DE IARNĂ	83
REPREZENTAREA 74: PARAMETRII ZONELOR DE LUCRU A SACET	84
REPREZENTAREA 75: EXEMPLE DE EXPLOATARE A TURBINELOR CU ABUR DE TIP SOVIETIC, PRESIUNE 13 MPA	86
REPREZENTAREA 76: EXEMPLE DE EXPLOATARE A TURBINELOR CU ABUR DE TIP SOVIETIC, PRESIUNE 9 MPA	86
REPREZENTAREA 77: DURATA DE VIAȚĂ PENTRU TURBINELE DE FABRICAȚIE SOVIETICĂ	89
REPREZENTAREA 78: ORELE FUNCȚIONATE A BLOCURILOR ENERGETICE A CET-2	89
REPREZENTAREA 79: PROGRAMUL DE DEZVOLTARE A PROIECTELOR ESTIMATIV	92
REPREZENTAREA 80: INVESTIȚII PENTRU CONTINUAREA EXPLOATĂRII	93
REPREZENTAREA 81: SARCINA TERMICĂ BRUTĂ DIN 2016 PÂNĂ ÎN 2018	97
REPREZENTAREA 82: CEREREA ȘI FURNIZAREA MEDIE LUNARĂ DE ENERGIE TERMICĂ PENTRU 2016-18	97
REPREZENTAREA 83: CONSUMUL MEDIU LUNAR DE ENERGIE TERMICĂ PENTRU APĂ CALDĂ DE CONSUM ÎN 2016-18	98

REPREZENTAREA 84: LOCUINȚE REZIDENȚIALE NOI CONSTRUITE ÎN CHIȘINĂU, CLĂDIRI MULTIETAJATE	101
REPREZENTAREA 85: PROIECTUL ESCO, ESTIMAREA EFECTULUI MCE ÎN SECTORUL PRIVAT PENTRU CLĂDIRILE REZIDENȚIALE TIPICE	102
REPREZENTAREA 86: PROIECTUL ESCO, ESTIMAREA EFECTULUI MCE ÎN SECTORUL PUBLIC	103
REPREZENTAREA 87: IPOTEZE PRIVIND PROGNOZA CERERII DE ENERGIE TERMICĂ PENTRU SACET	104
REPREZENTAREA 88: PROGNOZA CERERII DE ENERGIE TERMICĂ	105
REPREZENTAREA 90: CURBA DURATEI DE SARCINĂ, ANUL 2030, Gcal/h	107
REPREZENTAREA 91: EVOLUȚIA PRODUCȚIEI, IMPORTULUI ȘI EXPORTULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN 2007-2018, GWh/AN	107
REPREZENTAREA 92: PRODUCȚIA ȘI IMPORTURILE DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU SISTEMUL MALULUI DREPT, GWh/TRIMESTRU	108
REPREZENTAREA 93: PONDEREA IMPORTURILOR DE ENERGIE ELECTRICĂ DE PE MALUL DREPT ÎN MIXTUL TOTAL DE CONSUM, PENTRU 2015 - 2018, %	109
REPREZENTAREA 94: PONDEREA SER ÎN MIXTUL TOTAL DE CONSUM A ENERGIEI ELECTRICE (MALUL DREPT), 2015 - 2019, %	109
REPREZENTAREA 95: PROIECTELE PLANIFICATE PENTRU EXTINDEREA CAPACITĂȚILOR DE INTERCONECTARE	111
REPREZENTAREA 96: HARTA DE TRANSPORT A ENERGIEI ELECTRICE DIN REPUBLICA MOLDOVA, CU PRINCIPALII INTERCONNECTORI	114
REPREZENTAREA 97: A TREIA MIERCURI A CURBEI DE SARCINĂ LUNARĂ PENTRU 2019	116
REPREZENTAREA 98: CARACTERISTICILE PRINCIPALE ALE SARCINI SISTEMULUI	116
REPREZENTAREA 99 „ZILELE DE STRES” A REȚELEI ELECTRICE A REPUBLICII MOLDOVA	117
REPREZENTAREA 100: PROGNOZA INDICATORILOR PENTRU 2030 A GUVERNULUI REPUBLICII MOLDOVA	118
REPREZENTAREA 101: PROGNOZA BĂNCII MONDIALE (BM) ASUPRA CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ	119
REPREZENTAREA 102: PROGNOZA CERERII DE VÂRF CONFORM BM, MWE	120
REPREZENTAREA 103 SUMARUL PROGNOZEI CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ ANUALĂ	121
REPREZENTAREA 104: DATE DE INTRARE PENTRU PROGNOZA CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ, GWh/AN	122

REPREZENTAREA 105: CEREREA DE ENERGIE ELECTRICĂ PER SECTOARE ECONOMICE 2003-2017, GWH/AN	123
REPREZENTAREA 106: EVOLUȚIA CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ (2003-2017)	124
REPREZENTAREA 107: APROXIMAREA CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ A SECTORULUI REZIDENȚIAL, 2005-2017, GWH/AN	124
REPREZENTAREA 108: APROXIMAREA CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ A SECTOARELOR INDUSTRIAL ȘI COMERCIAL, 2003 - 2017, GWH/AN	125
REPREZENTAREA 109: APROXIMAREA CERERI DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU SECTOARELE „ALTELE”, 2003 - 2017, GWH/AN	126
REPREZENTAREA 110: PROGNOZA CERERII BRUTE DE ENERGIE ELECTRICĂ A REPUBLICII MOLDOVA (MALUL DREPT) PÂNĂ ÎN 2030, GWH/AN	127
REPREZENTAREA 111 COMPARAȚIA PROGNOZELOR CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ PENTRU ANUL 2030	127
REPREZENTAREA 112: PUTEREA ELECTRICĂ ȘI SARCINA MALULUI DREPT	128
REPREZENTAREA 113: PROGNOZA SARCINII DE VÂRF PENTRU 2020-2030	128
REPREZENTAREA 114 HARTA CONDUCTELOR DE GAZE NATURALE PRIN REPUBLICA MOLDOVA, (CONFORM ENTSO-G)	131
REPREZENTAREA 115 REȚEAUA DE TRANSPORT ȘI DISTRIBUȚIE A GAZELOR NATURALE DIN MOLDOVA, (CONFORM MOLDOVATRANSGAZ)	132
REPREZENTAREA 116 PARAMETRII PRINCIPALI A INFRASTRUCTURII DE GAZE NATURALE A SRL MOLDOVATRANSGAZ (2018)	133
REPREZENTAREA 117 INFRASTRUCTURA DE EXPLOATATĂ DE VESTMOLDTRANSGAZ, (CONFORM VESTMOLDTRANSGAZ)	134
REPREZENTAREA 118 REZUMATUL CONSUMULUI DE GAZE NATURALE DIN REPUBLICA MOLDOVA PENTRU PERIOADA 2014-2018, (CONFORM ANRE)	135
REPREZENTAREA 119 CONSUMUL DE GAZE NATURALE PE SECTOARE PENTRU PERIOADA 2014-2018, (CONFORM ANRE)	136
REPREZENTAREA 120 IMPORTURI DE GAZE NATURALE, (BNS, MOLDOVA)	136
REPREZENTAREA 121 CONSUMUL DE GAZE NATURALE DIN REPUBLICA MOLDOVA PE SECTOARE ECONOMICE, (BNS, MOLDOVA)	137
REPREZENTAREA 122 EVOLUȚIA ISTORICĂ A PIB-UL DIN REPUBLICA MOLDOVA ÎN COMPARAȚIE CU ȚĂRILE VECINE, % PER CAP DE LOCUITOR	138
REPREZENTAREA 123 DATE MACROECONOMICE (1995-2018) PRIVIND MOLDOVA CONFORM BĂNCII MONDIALE	139
REPREZENTAREA 124 DATE MACROECONOMICE PRIVIND REPUBLICA MOLDOVA	139
REPREZENTAREA 125 CEREREA DE GAZE NATURALE ÎN CONFORMITATE CU SCENARIULUI A DE CREȘTERE A PIB-ULUI.	140

REPREZENTAREA 126 CEREREA DE GAZE NATURALE ÎN CONFORMITATE CU SCENARIULUI B DE CREȘTERE A PIB-ULUI.	141
REPREZENTAREA 127 PROGNOZA CERERII DE GAZE NATURALE, MLN.M ³ /AN	142
REPREZENTAREA 128 DISPONIBILITATEA GAZELOR NATURALE PE TERITORIILE CET-URILOR EXISTENTE	143
REPREZENTAREA 129. CAPACITATEA REȚELEI DE GAZE NATURALE ÎN ZONELE BĂLȚI ȘI CHIȘINĂU ÎN 2017	143
REPREZENTAREA 130 POSIBILE SURSE ȘI TRASEE DE APROVIZIONARE, UTILIZÂND HARTA DE DEZVOLTARE A SISTEMULUI ENTSO-G 2017 / 2018	146
REPREZENTAREA 131 ARGUMENTE PRO ȘI CONTRA SCENARIILOR ACTUALE ȘI VIITOARE DE FURNIZARE APROVIZIONARE CU GAZE NATURALE	147
REPREZENTAREA 132 SISTEM TIPIC DE TRATARE A APEI ÎN CENTRALA ELECTRICĂ 151	
REPREZENTAREA 133 TIPURILE ȘI UTILIZĂRILE APEI ÎN CADRUL CENTRALELOR ELECTRICE	151
REPREZENTAREA 134 REZERVOARE PRINCIPALE DE APĂ ÎN CADRUL UNEI CENTRALE ELECTRICE	152
REPREZENTAREA 135 PARAMETRII SISTEMULUI DE RĂCIRE ÎN CADRUL AMPLASAMENTELOR EXISTENTE A CET-URILOR	155
REPREZENTAREA 136 CARACTERISTICILE TERITORIULUI ȘI IMPACTUL ACESTORA ASUPRA PROIECTĂRII CENTRALEI	157
REPREZENTAREA 145. VEDERE DIN SPAȚIU A CT-VEST	166
REPREZENTAREA 146. HARTA ȘI VEDERE DIN SPAȚIU A CT-SUD	167
REPREZENTAREA 147. VEDERE DIN SPAȚIU A CT EST	168
REPREZENTAREA 148. HARTA ȘI VEDERE DIN SPAȚIU A CET-NORD BĂLȚI	169
REPREZENTAREA 149. DIMENSIUNILE APROXIMATIVE ALE TERENURILOR	170
REPREZENTAREA 150. ARIA APROXIMATIVĂ DISPONIBILĂ PE TERITORIILE CANDIDATE	170
REPREZENTAREA 151. EXEMPLU DE CONFIGURARE A UNITĂȚI DE GENERARE CU TURBINĂ PE GAZ CICLU SIMPLU, PUTEREA 100-120 MW	171
REPREZENTAREA 152. EXEMPLU DE CONFIGURARE A UNITĂȚI DE GENERARE CU TURBINĂ PE GAZ CICLU COMBINAT, PUTEREA 150-70 MW	172
REPREZENTAREA 153. EXEMPLU DE CONFIGURARE A UNITĂȚI DE GENERARE CU TURBINĂ PE GAZ CICLU COMBINAT, PUTEREA 300-320 MW	172
REPREZENTAREA 154. SUPRAFAȚA NECESARĂ APROXIMATIVĂ PENTRU CENTRALELE TERMoeLECTRICE	173

REPREZENTAREA 155. EVALUAREA CALITATIVĂ PENTRU SELECTAREA TERITORIULUI	175
REPREZENTAREA 156. LOCALIZAREA MOLDOVEI ÎN EUROPA	178
REPREZENTAREA 157. BALANȚA ENERGETICĂ AGREGATĂ A REPUBLICII MOLDOVA, 2018	179
REPREZENTAREA 158 - EVOLUȚIA EMISIILOR DE GAZE CU EFECT DE SERĂ ÎN SECTORUL ENERGETIC [MILIOANE T CO2 ECHIVALENT]	181
REPREZENTAREA 159. MODELUL PIEȚEI ENERGIEI ELECTRICE ÎN MOLDOVA	186
REPREZENTAREA 160. CADRUL PIEȚEI ENERGIEI ELECTRICE A R. MOLDOVA	187
REPREZENTAREA 161. PRODUCEREA ȘI CEREREA DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN RM ÎN ANUL 2018 (INCLUSIV TRANSNISTRIA)	188
REPREZENTAREA 162. CONSUMUL INTERN DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN ANUL 2018	189
REPREZENTAREA 163. DURATA MAXIMĂ PROPUȘĂ A ETAPELOR ÎN PROCESUL DE CREȘTERE A CAPACITĂȚII CENTRALELOR EXISTENTE	196
REPREZENTAREA 164. REZUMAT PRIVIND IMPLEMENTAREA GENERALĂ A CELUI DE-AL TREILEA PACHET ENERGETIC ÎN MOLDOVA (44%)	201
REPREZENTAREA 165. PUNCTAJUL GENERAL DE IMPLEMENTARE LA CAPITOLUL ENERGIA ELECTRICĂ (41%)	203
REPREZENTAREA 166. PARAMETRII TEHNICI VIZAȚI	209
REPREZENTAREA 167. DESCRIEREA PROIECTELOR CANDIDAT	211
REPREZENTAREA 168. ASPECTELE TEHNICE ALE PROIECTELOR CANDIDAT	214
REPREZENTAREA 169: MATRICEA OPȚIUNILOR TEHNICE CANDIDAT	216
REPREZENTAREA 170. OPȚIUNEA 1: REZULTATELE ANALIZEI TEHNICE	217
REPREZENTAREA 171. OPȚIUNEA 2: REZULTATELE ANALIZEI TEHNICE	219
REPREZENTAREA 172. OPȚIUNEA 3: REZULTATELE ANALIZEI TEHNICE	222
REPREZENTAREA 173. OPȚIUNEA 4: REZULTATELE ANALIZEI TEHNICE	224
REPREZENTAREA 174. ORDINEA DE DISPECERIZARE A SACET ÎN PROIECTUL 1 CĂTRE ANUL 2030	227
REPREZENTAREA 175. ORDINEA DE DISPECERIZARE A SACET ÎN PROIECTUL 2 CĂTRE ANUL 2030	227
REPREZENTAREA 176. ORDINEA DE DISPECERIZARE A SACET ÎN PROIECTUL 3 CĂTRE ANUL 2030	228
REPREZENTAREA 177. ORDINEA DE DISPECERIZARE A SACET ÎN PROIECTUL 4 CĂTRE ANUL 2030.	229
REPREZENTAREA 178. ORDINEA DE DISPECERIZARE A SACET ÎN PROIECTUL 5 CĂTRE ANUL 2030	230

REPREZENTAREA 179. PRODUCȚIA ANUALĂ DE ENERGIE TERMICĂ.	231
REPREZENTAREA 180. PRODUCEREA ANUALĂ DE ENERGIE ELECTRICĂ	231
REPREZENTAREA 181. EFICIENȚA GLOBALĂ DE UTILIZARE A COMBUSTIBILULUI	231
REPREZENTAREA 182. REZUMATUL LA CAPITOLUL CAPEX	232
REPREZENTAREA 183. COSTURILE DE ÎNTREȚINERE ȘI OPERARE	235
REPREZENTAREA 184. PERSONALUL DE OPERARE	236
REPREZENTAREA 185. IPOTEZE DE FINANȚARE A PROIECTELOR	238
REPREZENTAREA 186. PREȚURILE LA UTILITĂȚI	238
REPREZENTAREA 187. STRUCTURA MODELULUI FINANCIAR	239
REPREZENTAREA 188. PARAMETRII ECONOMICI AI CAZULUI DE BAZĂ	240
REPREZENTAREA 200. CLASAMENTUL OPȚIUNILOR.	248
REPREZENTAREA 201. EMISIILE DE CO ₂	249
REPREZENTAREA 202. TEHNOLOGIA CU AMBREIAJ LA TURBINA CU ABUR	250

LISTA DE ACRONIME

AC	Apă Caldă
ACB	Ananiev-Cernăuți-Bogorodceni [conductă]
ACC	Apă Caldă de Consum / Serviciu
ACE	Acordul de Cumpărare a Energiei
ANRE	Agencia Națională pentru Reglementare în Energetică a Republicii Moldova
APA-CANAL	Furnizor Moldovean de Servicii de Apă și Canalizare
ASHRAE	Societatea Americană de Ingineri de Încălzire, Refrigerare și Climatizare
ATI	Ananiev–Tiraspol–Ismail [conductă]
BEI	Banca Europeană pentru Investiții
BERD	Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare
BNSRM	Biroul Național de Statistică a Republicii Moldova
CAF	Cazan Apă Fierbinte
CC	Cheltuieli de capital
CCS	Conducta din Caucazul de Sud
CE	Comisia Europeană
CE	Cheltuieli de Exploatare
CEE	Comunitatea Economică Europeană
CERS	Centrala Electrica Regionala de Stat
CERSM	Centrala Electrică Raională de Stat Moldovenească
CESEC	Conectivitatea energetică pentru Europa Centrală și de Sud-Est
CET	Centrala Electrică cu Termoficare
CGS	Coridorul de Gaze Sudic
CHE	Centrala Hidroelectrică
CHE	Centrală Hidroelectrică
CNC	Costul Nivelat al Căldurii
CNEE	Costul Nivelat al Energiei Electrice
CNET	Costul Nivelat al Energiei Termice
CRA	Condensator Răcit cu Aer
CSTL	Contract de servicii pe termen lung

LISTA DE ACRONIME

CT	Centrală termică
CT	Centrală Termică
CTA	Conducta Trans Adriatica
CTANA	Conducta Trans-Anatoliana de Gaze Naturale
DC	Curent Continuu
DDP	Depozitare și Descărcare Plutitoare
EEC	Energia Electrică Cumpărată
ENTSO-E	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Sisteme de Transport de Energie Electrică
ENTSO-G	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Sisteme de Transport de Gaze Naturale
EUR	Euro
FEE	Furnizare Energie Electrica
GARC	Generator de Aburi pentru Recuperarea Căldurii
Gcal	Giga-calorie
GN	Gaze Naturale
GNL	Gaz Natural Lichefiat
grc	gram combustibil referință
GTA	Generator cu Turbină de Abur
GTG	Generator cu Turbină pe Gaz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt oră
HA	Hectare
IAGR	Interconectorul Azerbaidjan Georgia Romania
IEA	Agencia Internațională de Energie
IND	Industrial
IPC	Inginerie Procurări Construcții
ISO	Organizația de Standarde Internaționale
ITGCC	Instalație de Turbină cu Gaze cu Ciclu Combinat
IUC	Iași-Ungheni-Chișinău [conductă]
Î&M	Întreținere & Mentenanță

LISTA DE ACRONIME

ÎC	Încălzire Centralizată
ÎSP	Încălzirea Spațiului
ÎT	Înaltă Tensiune
kgrc	kg combustibil referință
KWh	Kilowatt oră
Lei sau Leu	Valuta Națională Moldovenească (plural sau singular)
MADRM	Ministerul Agriculturii, Dezvoltării Regionale și Mediului
MAIMA	Motoare cu Ardere Internă cu Mișcare Alternativă
MCE	Managementul Cererii de Energie
MD	Moldova
MDL	Leu Moldovenesc
MEI	Ministerul Economiei și Infrastructurii a Republicii Moldova
Mln.m ³	Milioane de metri cubi
mln.m ³ /an	Milioane metri cubi per an
Mlrd.	Miliard (e)
MW	Megawatt
MWh	Megawatt oră
n.d.	Nu sunt Date
NA	Nu se Aplică, Nu este Disponibil
NGZ	Grade Zile pentru Încălzire
NMM	Nivelul Mediu al Mării
NMM	Nivelul mediu al mării
NOx	Oxizi de Azot
NSR	Navă de stocare, regazificare a GNL
OC	Odessa-Chișinău
OEM	Producător de Echipament Original
OSD	Operator Sistem de Distribuție
OST	Operator Sistem de Transport
PASE	Planul de Acțiuni în Sectorul Energetic
PI	Presiune Intermediară
PI	Presiune intermediară

LISTA DE ACRONIME

PIB	Produs Intern Brut
PM	Presiune mica
PPJ	Partea de Presiune Joasă
PPP	Parteneriat Public Privat
PTC	Punct de Control Termic Centralizat
PTI	Punct Termic Individual
RACC	Rata Anuală Compusă de Creștere
RCR	Recuperarea Căldurii Reziduale
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RESC	Rețeaua Europeană pentru Securitate Cibernetică
RI	Razdelinaia–Ismail [conductă]
RIR	Rata internă de rentabilitate
RM	Republica Moldova
RPE	Regulile Pieței de Electricitate
RSC	Reducere Selectivă Catalitică
S.A.	Societate pe Acțiuni
S.R.L.	Societate cu Răspundere Limitată
SACET	Sistem de Alimentare Centralizată cu Energie Termică
SC	Stația de Compresie a Gazelor
SD1	Shah Deniz zăcămintă de gaze naturale condensate
SDG	Stație de Distribuție/Reglare a Gazelor
SDKRI	Sebelinka–Dnepropetrovsk–Krivoi Rog–Ismail [conductă]
SER	Surse de Energie Regenerabilă
SGNI	Sistem de Gaze Naturale Independent
SGNI	Sistem de Gaze Naturale Independent
Sm ³	Metri cubi standard (m ³)
SNT	Sistemul Național de Transport al Gazelor
SPG	Terminal de Gaze a Moldovagas
SS EX	Stație de Înaltă Tensiune Existentă
Su EX	Stația de Conexiuni de Înaltă Tensiune existentă
Tep, tep	Tone echivalent petrol

LISTA DE ACRONIME

TO 3	Tiraspol-Odessa [conductă]
TVA	Taxa pe Valoarea Adăugată
UA	Ucraina
UE	Uniunea Europeană
UN	Națiunile Unite
UPDR	Unitatea Plutitoare de Depozitare și Regazificare
UPSDP	Unitățile Plutitoare de Stocare și Descărcare a Producției
UR	Umiditatea Relativă
USD	Dolarul Statelor Unite
VCI	Valoarea Calorică Inferioară
VNA	Valoarea Netă Actualizată
WB	Banca Mondială
XCCS	Extensia Conductelor din Caucazul de Sud

1 SUMAR EXECUTIV

1.1 OBIECTIVUL STUDIULUI

Acest studiu oferă o evaluare conceptuală a fezabilității tehnice, de reglementare, juridice și economice a investițiilor în modernizarea contemporană a unităților de generare a energiei electrice și termice din Republica Moldova. Noile capacități de generare evaluate includ surse de energie termică pentru sistemul centralizat de aprovizionare cu energie termică (SACET) din Chișinău și unități de producere a energiei electrice destinate echilibrării rețelei electrice din Republica Moldova.

1.2 ABORDAREA ȘI SCOPUL STUDIULUI

În vederea determinării fezabilității investițiilor în generarea locală de energie electrică și furnizarea de energie termică mai fiabilă în zonele urbane, s-a efectuat o evaluare a tuturor aspectelor privind asumarea dată, inclusiv sarcina electrică și termică, necesitățile de capacitate, impactul asupra funcționării rețelei naționale, necesitatea pentru investiții legate de rețea în conformitate cu planurile de dezvoltare durabilă a rețelelor, disponibilitatea de combustibil, tehnologia aplicabilă, condițiile legale și de reglementare, considerația socială și de mediu, secvențierea investițiilor pentru capacitatea nouă și existentă și dimensiunea acesteia, analiza costurilor și beneficiilor și a potențialului beneficiar, dar și structura financiară. Abordarea adoptată de echipa Worley pe parcursul implementării obiectivului acestui studiu s-a bazat pe șase sarcini realizate după cum urmează:

Sarcina 1:	Evaluarea CET-urilor existente și instalațiilor de încălzire centralizată aferente
Sarcina 2:	Cerere și Furnizare de Energie Termică și Electrică
Sarcina 3:	Furnizare de Apă și Gaz
Sarcina 4:	Probleme Funciare și Structurale
Sarcina 5:	Considerații Legislative și de Reglementare
Sarcina 6:	Opțiuni Tehnologice

Eforturile echipei Worley au fost strâns coordonate cu USAID, Guvernul Republicii Moldova și alte părți interesate, de ex. Î.S. Moldelectrica, S.A. Termoelectrica, S.A. Moldovagaz etc., iar contribuția lor valoroasă a fost luată în considerare în timpul dezvoltării acestui studiu.

Echipa Worley a pregătit un Pachet de Solicitare a Datelor pentru organizarea efortului de culegere a informațiilor necesare pentru analiza opțiunilor. Pachetul cu Cererea oficială de Date, care conține solicitări pentru toate informațiile anticipate a fi necesare din sursele moldovenești, a fost transmis părților interesate ale proiectului din Republica Moldova înainte de întâlnirea de la ședința de lansare a proiectului (Kickoff meeting). Pentru a discuta informațiile cerute, au fost organizate o întâlnire de lansare a proiectului (kickoff) în țară și întâlniri cu toate părțile interesate ale proiectului din Republica Moldova. Echipa Worley a făcut vizite în teren la CET-1, CET-2 și CET Nord.

Proiectul raportului pentru toate sarcinile a fost trimis spre examinare de către USAID și părțile interesate din Republica Moldova. Comentariile acestora au fost încorporate în acest raport.

1.3 CONSTATĂRILE STUDIULUI

1.3.1 SARCINA 1 - EVALUAREA CET-URILOR EXISTENTE ȘI INSTALAȚIILOR DE TERMOFICARE AFERENTE

Compartimentul dat prezintă rezultatele unei evaluări la nivel înalt a centralelor existente CET-1, CET-2, CT Vest, CT Sud și CT Est, inclusiv o evaluare a echipamentelor aferente procesului de termoficare aflate pe teritoriul acestora. În baza datelor obținute pe parcursul realizării studiului au fost dezvoltate mai multe scenarii care rezumă:

- investiția minimă necesară pentru funcționarea continuă până la punerea în funcțiune a noii capacități și
- investiții necesare pentru a prelungi / extinde funcționarea CET, de asemenea, pentru a lucra în paralel cu noua capacitate de generare.

DURATA DE VIAȚĂ RĂMASĂ A UNITĂȚILOR DE COGENERARE CET-1 ȘI CET-2

În industria energiei electrice, practica obișnuită este de a efectua periodic evaluări extinse a stării echipamentelor majore pentru a determina sustenabilitatea extinderii perioadei de funcționare și de a stabili durata de viață rămasă a acestora. Obiectivul tipic a astfel de evaluări impune inspecții cu ajutorul instrumentelor specializate ce aplică metode distructive și nedistructive, dar și analize de laborator. Întrucât rapoartele de evaluare a stării tehnice a echipamentele majore ale CET-1 și CET-2 nu au fost oferite proiectului, echipa Worley a utilizat metodologia bazată pe analiza statistică a duratei de viață de încredere așteptate, demonstrată de echipamente de același tip și materiale de construcție similare, supuse condițiilor similare de funcționare, control și întreținere a metalurgiei. Această etapă a duratei de funcționare a echipamentelor electrice este definită ca Durata de Viață. Analiza se bazează pe datele raportate pentru centralele electrice de aceeași generație ca și CET-1 și CET-2, care utilizează aceleași modele standardizate de echipamente majore (cum ar fi cazane, turbine cu aburi, generatoare, transformatoare etc.), și

aceiași proiectare și configurare generală a centralei. Pe baza datelor raportate, următoarea durată de viață utilă rămasă poate fi asumată în mod conservator pentru echipamentele majore ale CET-urilor:

- Turbinele blocurilor energetice 2 și 3 ale CET-2 nu și-au atins Durata de Viață de 220.000 de ore. Turbina blocului energetic 2 mai are rămase aproximativ 12 mii de ore până a-și atinge Durata de Viață, iar turbina blocului energetic 3 mai are rămase aproximativ 19 mii de ore până a-și atinge Durata de Viață. Blocul energetic I și-a atins Durata de Viața, dar este programat pentru o reparație capitală și extinderea licenței în 2019.
- Durata de viață specifică pentru turbinele blocurilor energetice 1, 2 și 3 ale CET-2 se planifică a fi extinsă la 300.000 h, sau 80.000 h suplimentare peste limita Duratei de Viață. Cu toate acestea, costurile suplimentare de întreținere legate de evaluările, întreținerea și reparațiile metalurgiei sunt planificate în perioada Duratei de Viață Specifice.
- Cazanele blocurilor energetice 1, 2, 3 ale CET-2 mai au rămase aproximativ 80.000 h de funcționare până să-și atingă limita Duratei de Viață.
- Conducele pentru abur de presiune și temperatură înaltă ale blocurilor energetice 1, 2, 3 de la CET-2 mai au rămase aproximativ 50.000 h de funcționare până să-și atingă limita Duratei de Viață.
- Cazanele de la B-I până la B-4 care funcționează la CET-1 mai au rămase aproximativ 50.000 h de funcționare până să-și atingă limita Duratei de Viață.
- Turbinele cu abur TG-1 și TG-2 care funcționează la CET-1 mai au rămase aproximativ 150.000 h de funcționare până să-și atingă limita Duratei de Viață.

Considerând modul de funcționare din ultimii ani și având în vedere factorul lor de capacitate redus (anul 2018, factorul de capacitate $\sim 0,5$), blocurile energetice 2 și 3 ale CET-2 pot fi în funcțiune probabil timp de cel puțin încă 10 ani până la depășirea limitei Duratei de Viață a lor și să necesite costuri suplimentare de întreținere legate de evaluările, întreținerea și reparațiile metalurgiei preconizate în perioada Duratei de Viață Specifice. Blocul energetic 1 ar trebui să poată continua să funcționeze timp de aproximativ 10 ani, odată ce revizuirea acestuia este finalizată și este re-licențiată cu succes.

Același lucru ar putea fi concluzionat și despre blocurile energetice de la CET-1, care în ultimii ani au funcționat aproximativ 4000-4500 de ore pe an și ar trebui să poată funcționa încă 10 ani până să-și epuizeze complet Durata de Viață rămasă.

DURATA DE VIAȚĂ RĂMASĂ A CAZANELOR DE APĂ FIERBINTE

Cazanele de apă fierbinte B-2 și B-3, care sunt amplasate pe teritoriul CET-2, au acumulat 23 729 și respectiv 20 366 ore de funcționare. Aceste cazane sunt utilizate în perioada de vârf a sarcinii termice în mediu mai puțin de 1500 de ore pe an și ar trebui să mai poată funcționa aproximativ 150.000 h până să-și atingă limita Duratei de Viață. Având în vedere factorul redus de capacitate, cazanele B-2

și B-3 pot fi în funcțiune cel puțin încă 25-35 de ani până la depășirea limitei Duratei de Viață a lor și să necesite costuri suplimentare de întreținere.

Durata de Viață a cazanelor de apă fierbinte B-1, B-2, B-4, B-5 și B-6 care funcționează la CT-Vest a fost estimată a fi în diapazonul de la 5.000 până la 65.000 ore. Aceste cazane sunt utilizate în timpul sezonului de încălzire, pe o durată medie de aproximativ 1600 de ore pe an și ar trebui să poată funcționa încă cel puțin 100.000 - 150.000 h până să-și atingă limita Duratei de Viață. Cazanele B-1, B-2, B-4, B-5 și B-6 ale CT-Vest pot fi în funcțiune cel puțin încă 25-30 de ani înainte până să-și depășească limita Duratei de Viață și să necesite costuri suplimentare de întreținere.

Cazanele de apă fierbinte B-2, B-3, B-4 și B-7 amplasate pe teritoriul CT-Sud au acumulat un număr diferit de ore de funcționare fiind aproximativ între 10.000 și 50.000 ore. Aceste cazane sunt utilizate în timpul sezonului de încălzire pe o durată medie de aproximativ 3500 de ore pe an și ar trebui să fie capabile să mai funcționeze încă aproximativ 100.000 - 150.000 de ore până să-și atingă limita Duratei de Viață. Cazanele B-2, B-3, B-4 și B-7 ale CT-Sud pot fi utilizate probabil cel puțin încă 25-30 de ani până să-și depășească Durata de Viață rămasă și să necesite costuri de întreținere suplimentare.

INVESTIȚII PENTRU A EXTINDE FUNCȚIONAREA UNITĂȚILOR DE COGENERARE ALE CET-1 ȘI CET-2

Toate opțiunile pentru noile proiecte de producere a energiei termice și electrice în Republica Moldova în compartimentul 8 din acest raport sunt propuse pentru a înlocui capacitățile de cogenerare existente în Republica Moldova. Unele dintre opțiunile propuse sunt configurate pentru a utiliza cazanele de apă fierbinte existente la CET-2, CT-Vest și CT-Sud. Se estimează că ar fi nevoie de aproximativ între opt și zece ani pentru a dezvolta, proiecta, construi și pune în funcțiune noile centrale de producere a energiei termice și electrice în Republica Moldova.

În conformitate cu opțiunile luate în considerare, unitățile de cogenerare existente CET-1 și CET-2 trebuie să fie închise odată cu punerea în funcțiune a noilor unități de generare a energiei termice și electrice. Cu toate acestea, în funcție de opțiunea finală selectată, este posibil ca cazanele de apă fierbinte existente la CET-2, CT-Vest și CT-Sud să funcționeze în continuare, alături de noile capacități de generare a energiei termice și electrice. Noile capacități de cogenerare trebuie să funcționeze în regim de bază, iar cazanele ca unități de vârf, fapt care ar trebui să reducă orele de funcționare anuale ale acestora în comparație cu funcționarea lor istorică.

Este rezonabil să presupunem că durata de viață rămasă și proiectele de reabilitare respective ale blocurilor energetice 1, 2 și 3 ale CET-2, care sunt deja planificate și în curs de desfășurare, ar trebui să asigure funcționarea centralei CET-2 pentru aproximativ următorii 10 ani.

Cazanele și turbinele cu abur ale CET-1 la nivelul orele curente de funcționare anuale ale acestora au rezerve suficiente pentru aproximativ încă 10 ani până a-și atinge limita Duratei de Viață. Cu toate acestea, având în vedere vârsta și generația echipamentului CET-1, se apreciază că este posibil să apară cheltuieli suplimentare de Î&M legate de reparațiile capitale ale unora dintre echipamente.

Costurile indicative din Reprezentarea 1 pentru a continua utilizarea centralelor CET-1 și CET-2 pe durata următorilor 10 ani sunt estimate în baza datelor deținute de echipa Worley și sunt prezentate în USD la nivelul anului 2019.

Reprezentarea 1: Investiții pentru a continua funcționarea

Centrala	Costul, 1000 x USD
CET-1	10,000
CET-2	30,000
Cazanele de apă fierbinte	5,000

Costurile includ reparațiile capitale ale unităților de cogenerare de la CET-1 și CET-2 până în 2030 și o alocație pentru proiectele suplimentare de Î&M pentru cazanele de apă fierbinte de la CET-2, CT-Vest și CT Sud, care sunt preconizate să funcționeze 10-15 ani după punerea în funcțiune a noilor unități de cogenerare.

1.3.2 SARCINA 2 - CERERE ȘI FURNIZARE DE ENERGIE TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ

Acest compartiment prezintă sarcina termică istorică și curentă a Sistemului de Alimentare Centralizată cu Energie Termică (SACET) a Chișinăului acoperită de unitățile de cogenerare existente și cazanele de apă fierbinte care furnizează agent termic în rețeaua de termoficare. De asemenea, este prezentată analiza și rezultatele prognozei sarcinii termice și Curba de Durată a Sarcinii (CDS) care iau în considerare impactul schimbării potențiale a numărului de consumatori, îmbunătățirea eficienței energetice în SACET.

Pentru evaluarea sarcinii electrice, acest compartiment oferă cererea de energie electrică istorică și curentă a Republicii Moldovei pe sectoare, caracteristici de sarcină, profiluri sezoniere și orare, sarcini de bază și de vârf. S-a elaborat prognoza sarcinii, considerând impactul modificării numărului de consumatori, impactul eficienței energetice și condițiile relevante.

Pe partea de alimentare au fost colectate și evaluate informații despre importurile și generarea de energie electrică de către toate sursele, disponibilitatea acestora, întreruperi planificate și neplanificate bazate pe date istorice, luând în considerare, de asemenea, planurile pe termen scurt de implementare a noilor surse de alimentare, inclusiv o conexiune asincronă cu sistemul ENTSO-E. Aceasta oferă

informații despre situația actuală și anticipată a cererii și ofertei în sectorul energetic și identifică lacunele dintre ofertă și cerere.

PROGNOZA SARCINII TERMICE ȘI CURBA DE DURATĂ A SARCINII

Cererea de energie termică poate fi caracterizată de sarcina termică maximă și producția anuală de energie termică. Cererea maximă (Gcal/h) este importantă pentru dimensionarea surselor de termoficare. Producția anuală de energie termică (Gcal/an) determină veniturile din energia termică livrată și consumul de combustibil.

Prognoza privind producția de energie termică pentru termoficare a fost efectuată pe baza datelor de trei ani de activitate ale SACET Chișinău, prezentate în Reprezentarea 81, Reprezentarea 82 și Reprezentarea 83. Schimbările viitoare asumate în numărul de consumatori, măsurile de MCE și reducerile pierderilor de energie termică în SACET sunt prezentate în

Reprezentarea 87.

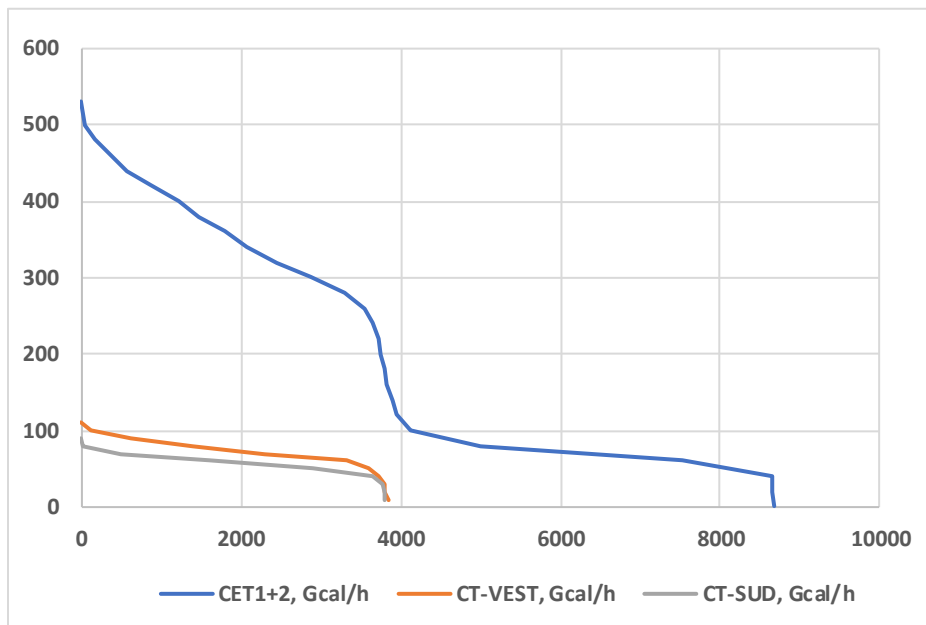
Rezultatele privind prognoza Cererii de energie termică pentru 2030 sunt prezentate în Reprezentarea 2.

Reprezentarea 2: Prognoza cererii de energie termică

Încălzirea spațiului	Suprafața, m²	Cererea, Gcal/an
În mediu pentru 2016-18	9,477,000	1,354,000
Apartamente existente cu eficiență energetică îmbunătățită datorită MCE	608,000	-26,000
Consumatori reconecțați	702,000	100,000
Apartamente demolate	-211,000	-30,000
Apartamente noi construite	4,800,000	343,000
Totalul pentru încălzirea spațiului	15,376,000	1,741,000
Apă caldă de consum	Persoane	Cererea, Gcal/an
Numărul total de persoane care au beneficiat de ACC în 2016-18	313,200	288,500
Consumatori reconecțați la sistemul de ACC	174,000	160,300
Consumatori pierduți de la sistemul ACC datorită demolării apartamentelor	-15,700	-14,400
Consumatori noi de ACC în apartamentele noi construite	174,000	160,300
Total pentru ACC	645,500	594,700
Cererea totală de energie termică de către SACET în 2030 bazată pe pierderile curente de energie termică în sistemul centralizat		2,335,700
Reducerea Pierderilor de Energie Termică în 2030		-95,800
Cererea de energie termică anuală totală în 2030		2,239,900

Reprezentarea 3 prezintă Curbele de Durată a Sarcinii (CDS) prognozate pentru CET-1 și CET2, CT-Vest și CT-Sud în 2030, care sunt utilizate ca bază pentru analiza opțiunilor din acest studiu. Cererea de vârf este cel mai înalt punct al curbei, în timp ce producția anuală de energie termică este zona de sub curbă.

Reprezentarea 3: Curba de Durată a Sarcinii, Anul 2030, Gcal/h



PROGNOZA CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ

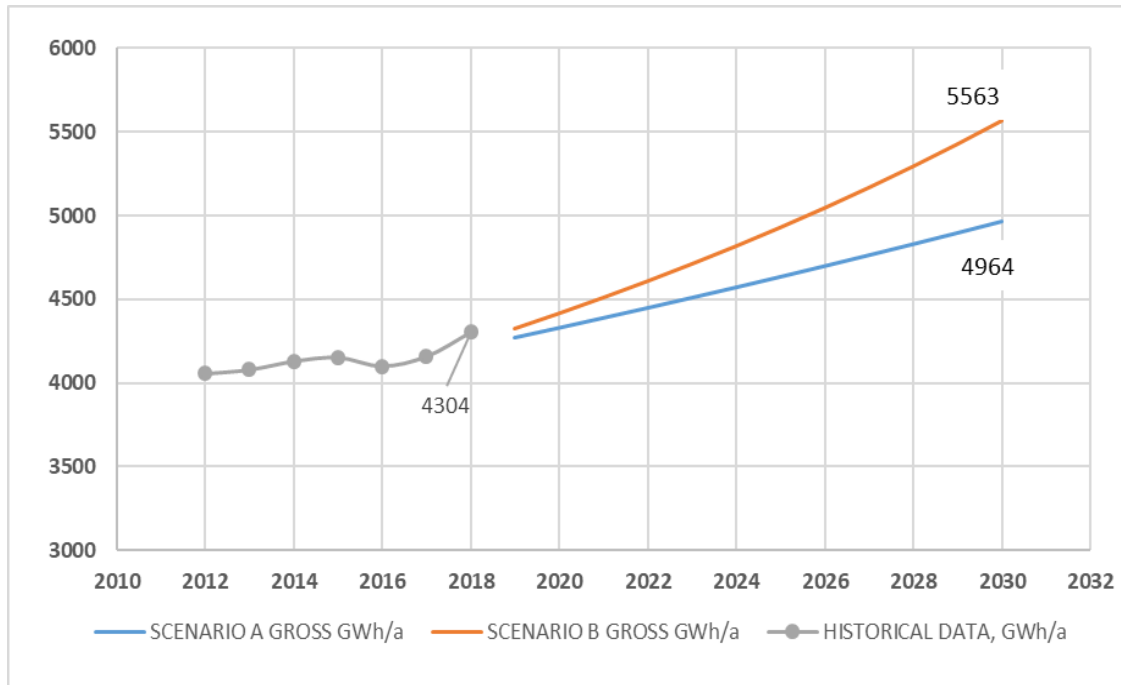
Abordarea utilizată în acest studiu pentru prognoza cererii se bazează pe consumul istoric net de energie electrică a Republicii Moldova în sectoarele economiei pentru perioada 2003-2017. Acesta a fost calculat prin extrapolarea creșterii Puterii Parității de Cumpărare (PPC) a PIB-ului și a cererii nete de energie electrică în aceeași perioadă. Evoluția PPC a PIB-ului efectiv din țară se bazează pe rapoarte ale Ministerului Economiei și Infrastructurii din Republica Moldova, Departamentului de analiză și prognoză macroeconomică, Băncii Mondiale și estimărilor BERD.

Prognoza viitoare a cererii de energie electrică este elaborată pentru următoarele categorii de scenarii asumate ale viitoarelor rate anuale de creștere a PPC a PIB:

- Scenariul A pentru o creștere anuală de 3%,
- Scenariul B pentru o creștere anuală de 6%

Valorile nete ale cererii prognozate de energie electrică sunt ajustate pentru a include pierderile preconizate de energie pe liniile de înaltă și joasă tensiune. Prognoza cererii brute de energie electrică (inclusiv pierderi) pentru sistemul energetic de pe malul drept al Nistrului este prezentată în Reprezentarea 4.

Reprezentarea 4: Prognoza cererii brute de energie electrică a RM (malul drept) până în 2030



Notă: Punctul de plecare pentru proiecțiile de mai sus este media pe 3 ani pentru perioada 2016-2018.

Comparațiile dintre proiecțiile scenariului A și ale scenariului B cu studiile anterioare sunt prezentate în

Reprezentarea 5.

Reprezentarea 5: Compararea proiecțiilor cererii de energie electrică pentru 2030

Sursa	Cererea de energie electrică, GWh/a	Diferența, %
Strategia 2018 – 2030	5,400	0
Banca Mondială 2015	6,200	15%
Strategia 2013	8,500	57%
Scenariul A	4,964	-8%
Scenariul B	5,563	3%

Valorile prognozelor cererii brute de energie electrică în scenariile A și B sunt în concordanță cu cele din prognoza guvernului Republicii Moldova pentru 2018-2030 și ceva mai mici decât în prognoza BM din studiul lor din 2015.

Prognoza sarcinii de vârf în Reprezentarea 6 este elaborată pe baza proiecțiilor cererii brute de energie electrică din scenariile A și B și asumarea variației de 0,5% pe an a factorilor de sarcină istorici furnizați de Î.S. Moldelectrica și ANRE.

Reprezentarea 6: Prognoza sarcinii de vârf pentru 2020-2030

Anul	Scenariul A		Scenariul B	
	Energia electrică brută, GWh/an	Sarcina de vârf, MW	Energia electrică brută, GWh/an	Sarcina de vârf, MW
2030	4,964	912	5,563	1,023

1.3.3 SARCINA 3 – ALIMENTAREA CU GAZ ȘI APĂ

Acest compartiment prezintă rezultatele următoarelor sarcini legate de disponibilitatea și prognoza gazelor naturale și a apei tratate pentru capacitățile noi de generare din Republica Moldova. Scopul acestei etape este prezentat mai jos.

1. Alimentarea cu Gaze Naturale: Determinarea situației curente și prognoza posibilității de alimentare cu gaz din punct de vedere a tuturor surselor potențiale pe baza informației disponibile și oferind următoarele:
 - Situația privind consumul istoric de gaz (cel puțin 3 ani), separat pentru toate categoriile de utilizatori din Republica Moldova.
 - Disponibilitatea cantităților de gaz în regimurile sezoniere de maximum și minimum,
 - Presiunile de gaz disponibile pentru producerea energiei electrice.
 - Orice îmbunătățiri tehnice necesare / luate în considerare la rețeaua de alimentare cu gaz.

- Rezumatul tuturor riscurilor potențiale legate de disponibilitatea aprovizionării cu gaz, cu un nivel acceptabil de certitudine.
2. Alimentarea cu apă: Determinarea disponibilității, fiabilității, cantității și calității apei tehnice pentru noile capacități de generare, luând în considerare toate sursele disponibile rezonabile, tehnologiile și capacitatea de stocare, dar și necesitățile pentru îmbunătățirea sistemului de aprovizionare cu apă, precum și estimările investițiilor necesare.

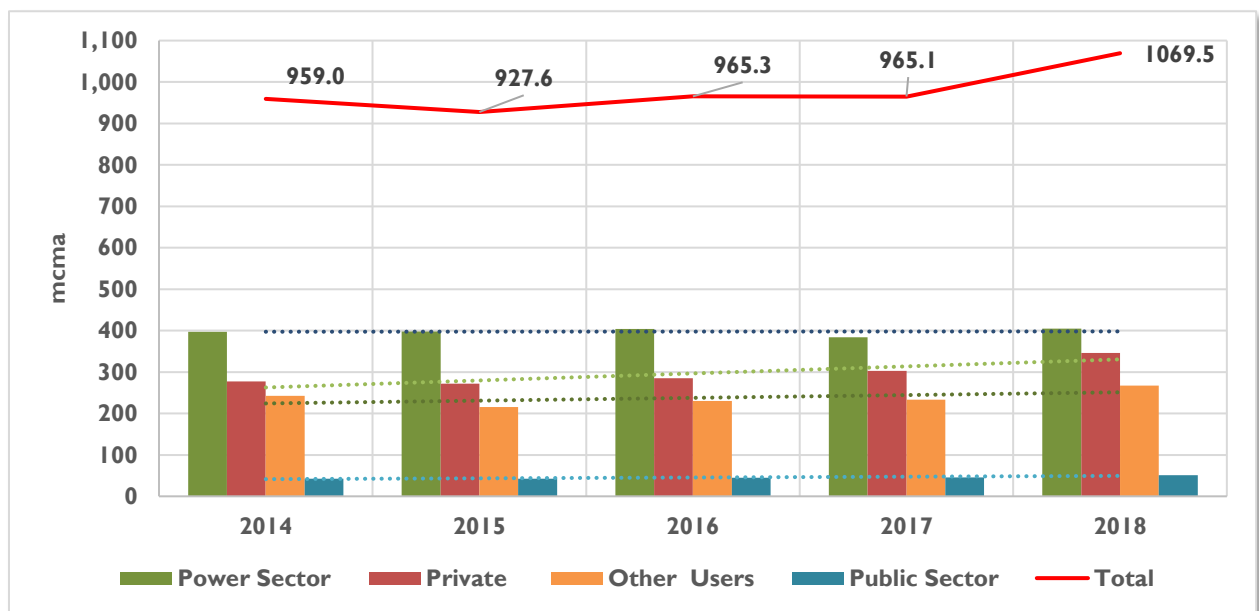
Adițional, acest compartiment prezintă sumarul disponibilității regionale de aprovizionare cu gaz și capacitățile disponibile în imediata apropiere a Republicii Moldova.

ALIMENTAREA CU GAZ NATURAL

În prezent, tot gazul natural consumat în Republica Moldova este importat din Rusia în conformitate cu un contract semnat în 2008. Contractul este prelungit anual și leagă prețurile gazelor naturale pentru Republica Moldova de prețurile pieței globale. Vestmoldtransgaz dezvoltă o sursă alternativă de furnizare a gazelor naturale în Republica Moldova din România prin conducta Iași-Ungheni-Chișinău. Se raportează că Republica Moldova nu are rezerve de gaze naturale recuperabile comercial [1]. Moldova se bazează complet pe importurile de gaze naturale.

Consumul total de gaz al țării a crescut în perioada anilor 2014-18 cu aproximativ 11% (Reprezentarea 7), în principal datorită creșterii consumului din categoriile „Sector privat” și „Alți utilizatori”. Consumul de gaze naturale în sectoarele electric și public a rămas relativ constant în perioada raportată.

Reprezentarea 7: Consumul de gaz pe sectoare pentru 2014-2018, conform ANRE



Sursele de furnizare a gazelor naturale în Republica Moldova sunt limitate în direcție, precum și în origine. După cum s-a discutat în compartimentul 5, în prezent există doar două surse de alimentare cu gaze naturale, una prin Ucraina și una prin România (în construcție).

CERINȚE ÎN ALIMENTAREA CU GAZE PENTRU PROIECTUL DE COGENERARE A REPUBLICII MOLDOVA

Teritoriile CET-urilor existente în Chișinău și Bălți sunt considerate ca candidați cu cea mai mare probabilitate pentru construcția noilor capacități de generare. Livrările maxime disponibile de gaze naturale pe teritoriile acestora și presiunea de livrare sunt prezentate în Reprezentarea 8.

Reprezentarea 8: Gazele naturale disponibile pe teritoriile CET-urilor existente

Teritoriul	Capacitatea de gaze naturale maximă disponibilă, m ³ /h	Presiunea de livrare pe teritoriu, Barg	Note
CET-1	41,666	3	Raportul Băncii Mondiale [2]
CET-2	150,000 300,000	3 6	Raportul Băncii Mondiale [2]
CET Nord	100,000	12	Procesul verbal al ședinței [3]

Consumul de gaze naturale de către un CET cu ITGCC de 450 MW putere instalată și 530 Gcal/h este estimat la aproximativ 125.000 m³/h. Pe baza datelor disponibile privind capacitatea de gaze naturale din Reprezentarea 8, pe teritoriul CET-2 există o infrastructură suficientă de gaze naturale pentru a satisface cererea de combustibil a unei CET cu ITGCC de 450 MW putere instalată și 530 Gcal/h.

Consumul de gaze naturale de către un ITGCC de 150 MW este estimat la aproximativ 30.000 m³/h. Atât CET-1 cât și CET-Nord au o infrastructură de gaze naturale suficientă pentru a asigura funcționarea unei ITGCC cu puterea instalată de 150 MW.

Infrastructura de gaze naturale de pe teritoriile centralelor în cogenerare existente CET-1, CET-2 și CET Nord are o capacitate suficientă pentru a asigura noile capacități de generare a energiei electrice analizate în acest studiu.

PRESIUNEA GAZULUI SEZONIERĂ (MINIMUM & MAXIMUM)

Moldovagaz nu a prezentat datele sezoniere privind presiunea gazelor naturale în conductele de transport. Există date disponibile despre fluctuația sezonieră a presiunii gazelor la instalațiile CET-1 și CET-2 din Chișinău. Cu toate acestea, aceste date sunt luate în aval de stațiile de reducere a presiunii la CET-1 și CET-2, și astfel nu ar putea fi utilizate ca reprezentative pentru fluctuațiile de presiune sezoniere ale rețelei de transport și distribuție. Mai mult, conducta Tokuz-Kainary-Mereny din sudul Republicii Moldova (Reprezentarea 115) cu o lungime totală de 62,74 km a fost finalizată în 2007. Această conductă asigură fiabilitatea menținerii presiunii constante în zona Chișinău în perioada sezonului de încălzire când consumul de gaze este maxim.

PROGNOZA DISPONIBILITĂȚII GAZULUI

După finalizarea proiectului de infrastructură în curs de desfășurare în Turcia, Grecia, Bulgaria și România, sursele de aprovizionare cu gaze naturale în Republica Moldova pot fi diversificate.

Există o potențială posibilitate de a furniza GNL în Republica Moldova de la terminalul de GNL din Grecia. Furnizarea de GNL ar putea deveni viabilă odată cu interconectarea conductelor necesare, în special cu proiectul de GNL Alexandroupolis.

Dezvoltarea noilor conducte de interconectare ar putea deschide piețele caspice și mediteraneene și chiar piețele de gaze naturale algeriene. Reversarea fluxului pe conducta Trans Balcanică existentă ar putea oferi posibilitatea furnizării de gaze Rusești prin Turcia.

Republica Moldova ar putea co-finanța dezvoltarea depozitelor de gaze naturale în Ucraina și România pentru a asigura fiabilitatea aprovizionării cu gaz a țării, deoarece depozitele de gaze naturale nu sunt disponibile în Republica Moldova.

PROGNOZA CONSUMULUI DE GAZE NATURALE A REPUBLICII MOLDOVA

O estimare a prognozei cererii de gaze naturale pentru categoriile de consumatori din sectoarele „Privat”, „Altele” și „Energetic” ale Republicii Moldova a fost realizată folosind analize statistice care au considerat corelația istorică dintre consumului de gaze naturale de către categoriile de consumatori din sectoarele „Privat”, „Altele” și „Energetic” și populația, PIB-ul pe cap de locuitor, dar și modificarea procentuală anuală a PIB-ului Republicii Moldova. O medie de 4,6% din cererea totală a fost asumată pentru categoria „Consumatori Publici”.

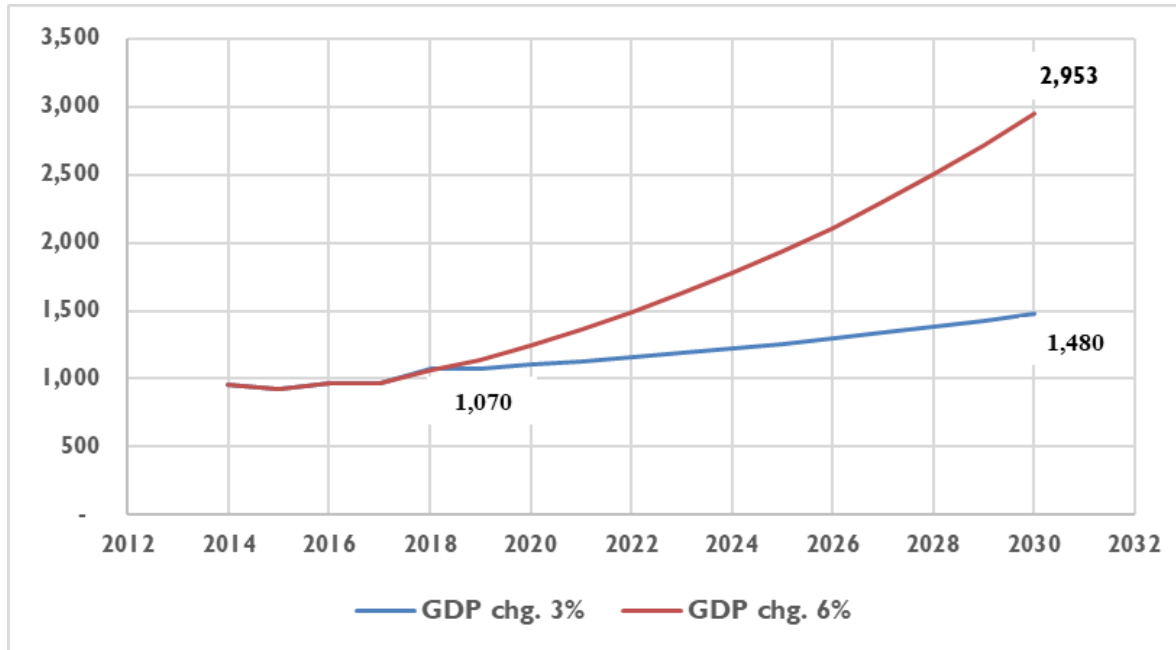
Se preconizează, că consumul de gaze naturale din Republica Moldova va urma tendința PIB-ului național. Următorul diapazon de creștere anuală a PIB-ului a fost asumat pentru prognoza cererii de gaze naturale:

- Scenariul A va avea o creștere anuală de 3%,

- Scenariul B va avea o creștere anuală de 6%.

Prognoza cererii de gaze naturale pentru scenariile admise este prezentată grafic în Reprezentarea 9.

Reprezentarea 9: Prognoza Cererii de Gaze Naturale, mln.m³/an



APĂ TEHNICĂ PENTRU NOILE CAPACITĂȚI DE GENERARE

Centralele fosile consumă cantități semnificative de apă pentru funcționarea lor. Astfel, disponibilitatea apei în cantități suficiente este unul dintre factorii critici în dezvoltarea de noi capacități de generare de energie electrică. Acest compartiment prezintă o analiză a potențialelor surse de apă și utilizarea pentru dezvoltarea de noi capacități de cogenerare în Republica Moldova.

Conform legii Republicii Moldova, extragerea și utilizarea apei din surse de suprafață și subterane în scopuri tehnice și industriale, precum este o ITGCC sau o centrală în cogenerare, dar și deversarea apelor uzate cade sub incidența cerințelor de utilizare a „Apei Speciale”, fapt care necesită permis.

Pe baza analizelor preliminare termodinamice și ale bilanțului apei pentru o centrală nouă în cogenerare de 400 MW care utilizează ITGCC, dotată cu turn de răcire prin evaporare și care furnizează energie termică pentru SACET Chișinău, capacitatea sistemului de răcire este estimată la aproximativ 100 MWt la asigurarea unei Sarcini Termice de 400 Gcal / h. Capacitatea sistemului de răcire în modul de condensare este estimată la aproximativ 130MWt. Cantitatea de apă brută necesară pentru a compensa pierderile turnului de răcire prin evaporare și pierderile ciclului de aburi-

apă este estimată la aproximativ 300.000 m³/an pentru un factor de capacitate a centralei de 85%. Deversările de ape uzate în sistemul de canalizare sunt estimate la aproximativ 80.000 m³/an. Capacitatea sistemului de răcire pentru o centrală nouă cu ITGCC de 160 MW, care produce numai energie electrică este estimată la aproximativ 50 MWt.

Din punctul de vedere al disponibilității apei brute, teritoriile CET-urilor existente în Republica Moldova prezintă cele mai bune locații destinate noilor capacități de generare. Aceste locații deja posedă permise municipale pentru alimentarea cu apă brută și deversarea apei uzate. În sensul acestei evaluări, se presupune că noile unități de generare, care urmează să fie amplasate pe terenurile existente (teren dezafectat) ar trebui să fie proiectate cu cerințe de aprovizionare cu apă brută și de deversare a apelor uzate care nu vor depăși apa brută disponibilă în prezent și capacitățile de apă uzată ale surselor municipale conform permiselor existente. Noile capacități de generare de pe terenurile dezafectate ar putea fi proiectate fie cu sistem de răcire prin evaporare, fie cu condensator răcit cu aer (CRA), atât timp cât alimentarea cu apă brută și debitele de deversare a apelor reziduale sunt în limitele existente pentru locația dată.

Cerințele față de apa brută estimată și de apele uzate deversate pentru noile capacități de generare pe teritoriul CET-2 pot fi satisfăcute de sistemul municipal de apă și canalizare existent gestionat de S.A. Apă Canal. Un sistem de răcire prin evaporare ar putea fi considerat pentru o centrală cu ITGCC destinată numai producerii de energie electrică dacă este amplasată pe teritoriul CET- Nord.

Abordarea utilizării surselor de apă existente pe terenurile dezafectate și răcirea cu aer pe terenurile neutilizate ar trebui să eficientizeze procesul de autorizare pentru noile unități de generare a energiei electrice (adică să utilizeze autorizația existentă de utilizare specială a apei) și să reducă / să elimine investițiile suplimentare de capital atribuite la serviciile de apă brută și de apă uzată.

1.3.4 SARCINA 4 – PROBLEME FUNICIARE ȘI STRUCTURALE

Acest compartiment oferă o evaluare la nivel înalt și clasarea locațiilor potrivite posibile pentru noile capacități de generare din Republica Moldova. Această evaluare se concentrează în primul rând pe proximitatea și disponibilitatea interconectărilor de utilități necesare, cum ar fi stația electrică de înaltă tensiune, sistemul de încălzire urbană (SACET), conexiunea cu gaze naturale, sistemele de aprovizionare cu apă și canalizare. De asemenea, ia în considerare orice structuri, instalații și sisteme existente potențial reutilizabile și spațiul disponibil pe terenurile existente.

Terenurile sunt evaluate și clasificate folosind un sistem de baluri calitativ bazat pe următoarele criterii:

- Caracteristicile teritoriului: disponibilitatea terenului, amplasarea terenului în raport cu receptoarele de zgomot sensibile, de mediu, topografie și geologie,

ape subterane, seismice, care pot duce la cerințe suplimentare de pregătire a amplasamentului.

- Infrastructura: acces la șantier (rutier și feroviar), apropierea de sistemele de alimentare cu apă și de evacuare a apelor de scurgere, conductele de gaze naturale și liniile / stația de tensiune înaltă.
- Inginerie: rețeaua de termoficare, facilități existente la fața locului adecvate pentru reutilizare sau care necesită demolări, cerințe de tratare a apei etc.

TERENURILE POTENȚIALE

Terenurile potențiale sunt prezentate în Reprezentarea 10 și au fost selectate pe baza discuțiilor cu părțile interesate ale proiectului din Republica Moldova care au inclus S.A. Termoelectrica, Î.S. Moldelectrica, Ministerul Economiei și Infrastructurii și S.A. CET-Nord. Terenurile CT-Vest și CT-Sud au fost incluse în baza recomandărilor studiului Băncii Mondiale finisat recent [2].

Reprezentarea 10: Terenurile Potențiale

Terenul	Statutul Terenului	Configurarea Curentă	Configurarea a fi considerată	Amplasare	Coordonate
CET-1	Dezafectat	CET	Numai Energie Electrică	Chișinău	47.02555, 28.86737
CET-2	Dezafectat	CET	CET	Chișinău	47.02986, 28.89399
CT-VEST	Dezafectat	Apă fierbinte	CET (nota 2)	Chișinău	47.04235, 28.8071
CT-SUD	Dezafectat	Apă fierbinte	CET (nota 2)	Chișinău	46.99241, 28.82325
CT Est	Dezafectat	Numai Energie Electrică [Nu funcționează curent]	Numai Energie Electrică	Chișinău	46.97171, 28.91604
CET Nord	Dezafectat	CET	Numai Energie Electrică	Bălți	47.74934, 27.89398

Note:

1. Starea terenului dezafectat înseamnă un teren unde există o centrală electrică.
2. CT-VEST și CT-SUD pot funcționa pe durata întregului an în calitate de CET cu o capacitate totală instalată de energie termică de 50Gcal/h.

Cinci terenuri din zona Chișinăului și un teren din Bălți au fost identificate ca fiind promițătoare pentru construcția noilor capacități de cogenerare (Reprezentarea 10). Cu toate acestea, terenurile nu sunt egale atunci când vine vorba de valoarea

utilizării capacității de pe acestea pentru a satisface cererea de termoficare, așa cum este explicat mai jos.

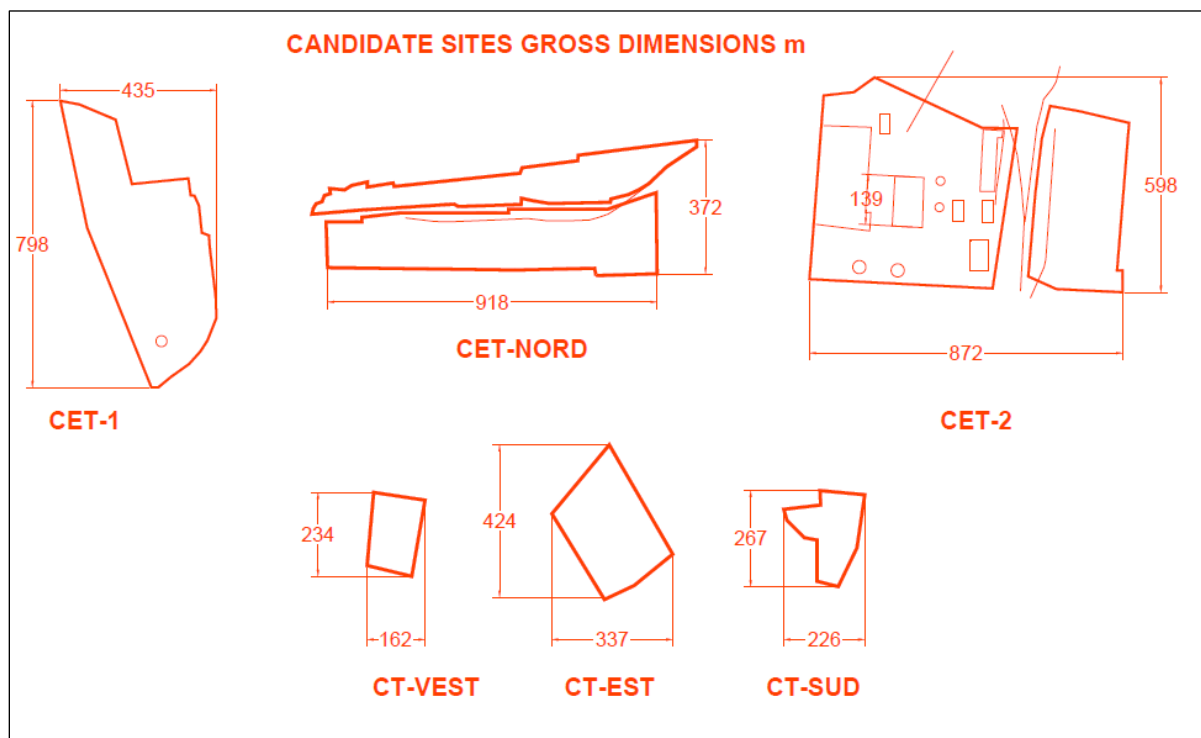
Printre terenurile din zona Chișinău, terenurile de la CT Vest și CT Sud au ocazia să producă energie termică pentru SACET pe tot parcursul anului. Acest lucru se datorează situației hidraulice a SACET Chișinău, care pe durata sezonului de încălzire este împărțit în cele trei zone de serviciu / bucle: CET-1 / CET-2, CT Vest și CT Sud. În afara sezonului de încălzire, SACET Chișinău funcționează într-o singură buclă oferind doar servicii de apă caldă de consum. În acest timp, CET-1, CT Vest și CT Sud pot furniza energie termică sistemului. Sarcina apei calde în afara sezonului de încălzire este mai mică de 50 Gcal / h. De aceea, funcționarea sursei CET-2 în afara sezonului de încălzire nu este practică datorită dimensiunii unităților sale de generare. În prezent, CET-1 funcționează în afara sezonului de încălzire, oferind servicii de apă caldă într-un mod eficient de cogenerare. Cu toate acestea, funcționarea CET-1 în sezonul de încălzire este relativ neeconomică în comparație cu CET-2. Această situație face ca terenurile de la CT Vest și CT Sud să fie adecvate în mod unic pentru unitățile de cogenerare relativ mici, cu o capacitate termică totală de aproximativ 50 Gcal / h, care ar putea funcționa tot anul. Terenul de la CET-1 ar putea fi un concurent care să găzduiască o nouă unitate de generare numai a energiei electrice, similar cu CET Nord.

Teritoriul de la CT Est ar putea fi utilizat potențial pentru a găzdui fie o unitate CET, fie o unitate de producere exclusiv a energiei electrice. CT Est este proiectată pentru a fi conectată la bucla SACET a CET-1 / CET-2. Cu toate acestea, CT Est în prezent nu este în funcțiune. Puține informații sunt disponibile privind starea infrastructurii de producere a energiei electrice, de aprovizionare cu gaze naturale, cu apă și de termoficare. Cu toate acestea, teritoriul de la CT Est pare să aibă spațiu disponibil (deși nu a fost raportat) și acces adecvat. Este probabil să aibă autorizațiile de mediu necesare și este situat la o distanță nu prea mare de zonele rezidențiale. Acest lucru face ca teritoriul CT Est să fie un pretendent adecvat pentru o nouă unitate de producere a energiei electrice. CT Est nu are acest avantaj unic de a funcționa ca CET și ar concura cu cea mai mare sursă CET-2 în timpul iernii. Astfel, CT Est nu va fi luată în considerare pentru funcționarea ca CET, ci doar ca opțiune de producere numai a energiei electrice.

Toate cele șase terenuri potențiale au fost trecute printr-o evaluare calitativă. Terenurile cu cele mai mari punctaje au fost incluse în compartimentul Opțiuni tehnologice Sarcina 6.

Aspectele aproximative și decupările dimensionale ale terenurilor potențiale au fost obținute din imaginile spațiale, hărțile și schemele disponibile și sunt prezentate în Reprezentarea 11.

Reprezentarea 11: Dimensiunile Aproximative ale Terenurilor



Estimarea spațiului total aproximativ și disponibil pe terenurile potențiale este prezentată în Reprezentarea 12.

Reprezentarea 12: Suprafața Disponibilă Aproximativă pe Terenurile Potențiale

Terenul	Suprafața totală, hectare	Suprafața disponibilă, hectare
CET-1	16.9	2.16
CET-2	29.4	7.31
CT-VEST	2.8	0.2
CT-SUD	3.3	Nota 3
CT Est	7.4	NR
CET Nord	30	2

Note:

1. NR – Nu s-a raportat. Deși zona disponibilă nu a fost raportată, se consideră că este adecvată pentru opțiunile de cogenerare și / sau numai energie termică, deoarece centrala nu este în funcțiune în prezent.
2. Amplasarea terenurilor CT Vest și CT SUD va trebui reproiectată pentru a amplasa o nouă centrală de energie electrică.

3. La CT SUD, noul echipament de generare poate fi amplasat în clădirea existentă a cazanelor de abur, necesitând eliminarea cazanelor [2].

Cerințele de suprafețe aproximative pentru amplasarea noilor centrale electrice sunt prezentate în Reprezentarea 13.

Reprezentarea 13: Cerințele de Suprafețe Aproximative pentru Centralele Termice

Tipul Unității	Capacitatea Unității, MW	Lungimea, m	Lățimea, m	Suprafața, m ²	Suprafața, hectare
TG CS	100-120	66	55	3,630	0.4
TG CC	150-170	120	81	9,720	1.0
TG CC	300-320	168	115	19,320	1.9
MAIMA	21-31	70	60	4,200	0.4

Notă: Suprafața necesară pentru centrala cu Motor cu Ardere Internă cu Mișcare Alternativă (MAIMA) este estimată în baza datelor deținute de compania Worley.

Poate fi văzut, pe baza comparației spațiului disponibil pe teritoriile CET-1, CET-2, CT Vest, CT Sud și CET Nord (Reprezentarea 12) cu cerințele față de suprafețele aproximative pentru configurațiile tipurilor de centrale, că aceste teritorii potențiale ar trebui să aibă suficient spațiu pentru a facilita construcția suplimentară noilor centrale de energie electrică. Suficiența spațiului pe teritoriul CT Est nu poate fi constatată în acest moment, deoarece spațiul disponibil nu a fost raportat.

EVALUAREA ȘI SELECTAREA TERENURILOR POTENȚIALE

Cinci terenuri din zona Chișinăului și un teren din Bălți au fost identificate ca fiind promițătoare pentru construcția noilor capacități de cogenerare (Reprezentarea 10). Toate terenurile sunt potrivite pentru o configurație CET. Cu toate acestea, funcționarea cogenerării pe teritoriile CET-1, CET Nord și CT Est este considerată ca fiind economic nerentabilă. Teritoriile de la CET-1, CT Est și CET Nord sunt considerate pentru a construi noi unități de producere a energiei electrice.

Au fost selectate mai multe criterii de evaluare pentru a clasifica terenurile potențiale și a fost realizată o analiză calitativă. Fiecare parametru de evaluare a primit o ponderare de la 1 la 5, iar 5 reflectând cea mai mare importanță. Scorurile specifice terenului au fost alocate pentru fiecare dintre zonele de evaluare, cu scoruri cuprinse între 1 și 10, iar 10 fiind cel mai favorabil. Scorul total al terenului a fost obținut prin însumarea scorurilor ponderate pentru toți parametrii de evaluare. Astfel, un scor mai mare reflectă un teren mai adecvat.

Fiecare dintre atributele evaluării sunt discutate mai jos:

- Terenurile de la CET-1, CET-2 și CET Nord au primit un scor identic pentru spațiul disponibil. Terenul CT Vest a primit un scor ceva mai mic. CT Sud și CT Est au obținut scorurile cele mai mici, deoarece structurile terenurilor CT Vest și CT Sud vor trebui să fie reproiectate pentru a găzdui o nouă centrală, iar pentru CT Est sunt disponibile informații limitate.
- CET-1, CET-2 și CET Nord sunt situate în ceea ce par a fi zone industriale din Chișinău și Bălți. Cu toate acestea, de-a lungul anilor, locuințele rezidențiale s-au apropiat de zonele industriale. Aceste terenuri au obținut un scor identic pentru apropierea de zonele rezidențiale. Nu există zone rezidențiale în vecinătatea terenului CT Est și a primit cel mai mare punctaj din această categorie. CT Vest și CT Sud au primit cel mai mic scor, deoarece aceste terenuri sunt situate destul de aproape de zona rezidențială.
- Condițiile topografice au fost evaluate prin vizite în teren, hărți topografice și fotografii. Toate terenurile au primit un scor identic în această categorie, după cum se consideră că necesită aproximativ aceeași muncă de mișcare a pământului și înălțimi de stive. Se așteaptă, de asemenea, că toate terenurile au condiții geologice și seismice similare.
- Impactul asupra mediului al centralei pe gaz este de așteptat să fie minim și relativ independent de locația amplasamentului. Se așteaptă ca toate noile instalații să fie proiectate pentru a respecta reglementările UE de mediu.
- Scorul pentru drumurile și căile ferate de acces reflectă clasificarea drumului care oferă acces la hotarul teritoriului și reflectă proximitatea căii ferate de terenul propus. CET-2, CT Est și CET Nord au primit un scor mai mare, având acces feroviar pe teritoriu. Cu toate acestea, starea liniilor feroviare nu este cunoscută.
- Alimentarea cu apă este o zonă parametrică foarte ponderată, având în vedere cantitățile mari de apă necesare pentru răcire. Toate terenurile potențiale au acces la surse de apă municipale care pot asigura o sursă suficientă de apă tratată și deversare a apelor de scurgere și astfel au primit un scor identic, cu excepția terenului CT Est, pentru care nu sunt disponibile informații despre furnizarea apei.
- Alimentarea cu gaze naturale este o altă zonă parametrică foarte ponderată, deoarece este necesară o fiabilitate ridicată și o cantitate mare pentru a asigura funcționarea centralei electrice. Terenurile CT Vest și CT Sud au obținut un scor mai mare în această categorie, deoarece terenurile potențiale pentru unitățile cu motor cu ardere internă cu mișcare alternativă necesită gaz de joasă presiune. Toate celelalte terenuri au primit un scor mai scăzut ca terenuri potențiale pentru unitățile pe turbină cu gaz care necesită o presiune de combustibil de aproximativ 45 Barg. În prezent, toate terenurile primesc gaz natural la 3 Barg. Centralele cu turbine pe gaz vor necesita compresoare mari de ridicare a presiunii gazelor, care ar trebui să adauge costuri de capital și operare. Compatibilitatea fluxului de gaze naturale este determinată în Sarcina 6, unde debitul se dovedește a fi adecvat pentru toate terenurile.

- Terenurile de la CET-1, CET-2 și CET Nord au primit scoruri identice pentru conexiunile electrice. În prezent, aceste terenuri sunt conectate la linii de transport de 110kV și pot fi conectate la rețeaua de 330kV. CT Vest și CT Sud au primit cele mai mici scoruri din această categorie, deoarece aceste terenuri sunt conectate la rețeaua de 6kV și ar putea fi necesar să fie conectate la un sistem de înaltă tensiune, ceea ce înseamnă cheltuieli suplimentare de capital. CT Est a primit un scor ceva mai mic din cauza informațiilor limitate.
- Terenurile de la CET-2, CT Vest și CT Sud au obținut scoruri identice pentru apropierea de conexiunile rețelei de termoficare, având deja conexiune la SACET. Terenurile de la CET-1, CT Est și CET Nord nu sunt punctate în această categorie, deoarece sunt prevăzute pentru a găzdui o unitate de producere exclusiv a energiei electrice.
- Categoria privind valoarea de utilizare utilă a capacității în satisfacerea cererii de termoficare evaluează terenurile în ceea ce privește potențialul lor de a maximiza veniturile din termoficare. Terenurile CT Vest și CT Sud au primit cele mai mari scoruri din această categorie, deoarece noile unități de pe ambele terenuri au posibilitatea să funcționeze pe tot parcursul anului în mod eficient de cogenerare. Terenul CET-2 a primit un scor mai mic, deoarece o nouă unitate pe acest teren nu poate funcționa decât în regim de cogenerare în timpul sezonului de încălzire. Terenurile CET-1, CT Est și CET Nord nu sunt punctate în această categorie, deoarece sunt prevăzute pentru a găzdui o unitate de producere exclusiv a energiei electrice.
- Toate terenurile, cu excepția terenurilor CT Est și CT Sud, au primit un „scor de reutilizare a instalațiilor existente” de 5 sau un punctaj ponderat de 10. Terenul CT Est a primit un scor mai mic din cauza informațiilor limitate. CT Sud a primit un scor mai mic de 3, deoarece la CT Sud echipamentele noi de generare pot fi amplasate în clădirea existentă pentru cazanele de abur, necesitând eliminarea cazanelor de abur.
- Pentru categoria „Cerințe de demolare extinsă”, toate terenurile au primit un scor identic, cu excepția terenului CT Est, din cauza informațiilor limitate.

Rezultatele evaluărilor sunt prezentate în Reprezentarea 14.

Reprezentarea 14: Evaluarea Calitativă pentru Selectarea Terenului

I	Parametrii de evaluare	Pondere	Scorul ponderat					
			1 to 5	CET-1	CET-2	CT Vest	CT East	CT Sud
1 Caracteristicile terenului								
	Disponibilitatea schemelor (centralei, distributiei))	3	18	18	15	9	9	18
	Proximitatea față de zona rezidențială	2	14	14	10	16	10	14
	Topografie, Geologie, Hidrologie, Seismologie)	3	15	15	15	15	15	15
	Probleme de mediu	5	25	25	25	25	25	25
2 Criterii de infrastructură								
	Drumuri și căi feroviare de acces	3	12	18	12	18	12	18
	Acces la apă și disponibilitate	4	24	24	24	16	24	24
	Surse de aprovizionare cu GN	4	20	20	32	20	32	20
3 Criterii de inginerie								
	Distanța până interconectarea electrică	5	20	20	10	15	10	20
	Distanța de acces la rețeaua de termoficare	5	0	25	25	0	25	0
	Valoarea capacității utilizate la acoperirea cererii de ET	5	0	40	50	0	50	0
	Facilități existente pentru reutilizare	2	10	10	10	4	6	10
	Cerinte extinse de demolare	2	6	6	6	4	6	6
SCORUL CUMULATIVE pentru locația CET				235	234		224	
CLASIFICAREA FINALĂ a locației CET				1	2		3	
SCORUL PONDERII CUMULATIVE pentru exclusiv EE			164			142		170
CLASIFICAREA FINALĂ pentru locația exclusiv EE			2			3		1

RECOMANDĂRI

Printre terenurile CET-urilor, niciunul dintre scorurile rezultate nu ar împiedica careva dintre cele trei terenuri să fie considerate în Sarcina 6. Ca atare, toate cele trei terenuri ale CET-urilor (CET-2, CT-Vest și CT-Sud) vor fi luate în considerare în Sarcina 6. Pentru terenurile destinate producerii exclusive a energiei electrice cel mai mare scor îl va obține probabil cel care va necesita cel mai mic capital. CET-1 și CET Nord au obținut scoruri apropiate și ambele sunt recomandate pentru selecția finală a terenului. Terenul CT Est nu este recomandat pentru selecția finală, cu excepția cazului în care sunt furnizate informații suplimentare care susțin considerația acesteia.

1.3.5 SARCINA 5 – CONSIDERAȚII LEGISLATIVE ȘI DE REGLEMENTARE

Obiectivul aceste Sarcini constă în:

- Identificarea problemelor legislative / de reglementare referitoare la construcția și exploatarea centralelor de producere și alimentare cu energie termică și electrică în Republica Moldova și UE
- Elaborarea unei liste a problemelor legislative și de reglementare care trebuie abordate în următoarea fază de evaluare a fezabilității, planificare, achiziții și

construcții. Această listă va include aspecte sociale și de mediu, precum și licențiere și proces de certificare cerute de legislația actuală a Republicii Moldova și directivele UE

- Scoaterea în evidență a pașilor pentru respectarea tuturor cerințelor
- Notarea / evaluarea blocajelor / dificultăților rutiere potențiale în legătură cu opțiunile de producere a energiei termice și electrice în Republica Moldova

Moldova depinde foarte mult de importul de energia electrică din Ucraina sau produsă în regiunea Transnistria (peste 80% din cererea totală de energie electrică a țării). Pentru a asigura securitatea aprovizionării cu energie electrică a RM este necesar de acordat o importanță strategică proiectului de construcție a unei centrale noi. Guvernul ar trebui să sprijine implementarea acestuia prin dezvoltarea legislativă, permițând o implementare rapidă.

Sistemul legislativ european privind energia, în special cel de-al treilea pachet energetic, ar trebui să fie pus în aplicare pe deplin în Republica Moldova. În prezent, sistemul legislativ cu privire la energie, care este în vigoare în Republica Moldova nu respectă pe deplin sistemul aplicabil în țările ENTSO-E, deși există o evoluție în direcția corectă.

Republica Moldova a făcut pașii necesari pentru transpunerea acquis-ului Comunității Energetice, deși implementarea este încă într-un stadiu incipient și există abateri de la termenii stabiliți, având o implementare totală de 44%, potrivit Raportului anual al Secretariatului Comunității Energetice pentru anul 2019. Un aspect pozitiv este, că RM și-a declarat angajamentul de a implementa reformele necesare ale pieței de energie electrică.

Mai exact, cadrul legal (legislația primară și secundară) trebuie actualizat și corelat pentru a se încadra în construcția de noi unități de generare a energiei electrice. Printre altele, Republica Moldova încă trebuie să abordeze:

- Revizuirea Legii cu privire la Energia Electrică 107/2016;
- Adoptarea regulilor pieței angro a energiei electrice;
- Transpunerea în legislația națională a Directivei 2001/80 / CE privind limitarea emisiilor anumitor poluanți în aer provenite de la instalațiile de ardere de dimensiuni mari
- Opțiunea de a aloca creșterea nivelului emisiilor țării până în 2030 unei noi centrale cu combustie pe gaze

În ceea ce privește riscurile potențiale [4], orice potențial investitor ar trebui să ia în considerație următoarele:

- **Locația:** disponibilitatea (dificultăți în ceea ce privește accesul la o anumită locație), locație neprevăzută sau condițiile solului (de exemplu, descoperirea de vestigii arheologice și / sau moștenire națională), aprobarea documentelor necesare (de exemplu, întârzieri în obținerea aprobărilor / autorizațiilor necesare în condițiile prevăzute), titlul proprietății (dificultăți în procesul de

achiziție a terenului de la proprietari și / sau obținerea dreptului de utilizare a terenului)

- **Proiectare și construcție:** descoperirea de vestigii arheologice și / sau moștenire națională pe un teren care împiedică lucrările de construcție cauzând întârzieri și creșteri de cost a proiectului
- **Finanțarea:** creșterea costurilor investiției inițiale (din cauza modificărilor în legislație, politică sau de altă natură, investiția inițială devine mai mare decât cea estimată)
- **Politice/legislative:** modificarea legislației specifice domeniului, retragerea sprijinului complementar (de exemplu, schimbări în strategie, tactici și acțiuni actuale ale factorilor politici din propria țară (la nivel național, regional și local), din țările cu care compania are contracte directe și indirecte)
- **De mediu:** proprietăți adiacente ce fac imposibilă implementarea proiectului (de exemplu, apariția clădirilor sau a altor tipuri de proprietăți adiacente locației, care nu permit dezvoltarea proiectului din cauza contaminării mediului)

1.3.6 SARCINA 6 – OPȚIUNI TEHNOLOGICE

Proiectele potențiale luate în considerare pentru evaluarea opțiunilor tehnice au fost selectate pentru a îndeplini parametrii tehnici (Reprezentarea 15) și alte criterii de proiectare, astfel cum sunt specificate în compartimentul 8.1. Proiectele de cogenerare de la 1 până la 4 oferă o serie de soluții potențiale pentru satisfacerea cererii de energie termică pentru SACET Chișinău, care în prezent este satisfăcută în primul rând de CET-2, producând energie electrică în co-generare. Proiectul 1 și Proiectul 2 sunt configurate pentru a maximiza generarea de energie electrică prin funcționarea în regim de condensare în timpul sezonului de încălzire. Proiectul 3 și Proiectul 4 permit funcționarea numai în sezonul de încălzire, având Proiectul 3 echipat cu contrapresiune de abur pentru a maximiza eficiența utilizării combustibilului, iar Proiectul 4 fără sistem de turbină cu abur pentru a minimiza costurile de capital.

Configurația proiectului 5 urmează recomandările studiului Băncii Mondiale [2] cu instalarea de noi unități MAIMA. Proiectul 6 este o unitate ITGCC cu un singur arbore de ultimă generație, în timp ce Proiectul 7 este o unitate ITGCC cu mai mulți arbori configurată pentru a îndeplini criteriile tehnice specificate în

Reprezentarea 166.

Turbina cu gaz și modelele MAIMA selectate pentru toate proiectele sunt considerate cele mai bune tehnologii de ultimă generație disponibile pentru gama de puteri și aplicațiile specificate, deoarece acestea sunt mașini disponibile comercial cu cele mai mari eficiențe raportate pentru funcționarea la 50Hz.

Toate proiectele vor utiliza gazul natural ca combustibil primar, având motorina cu cantități ultra-scăzute de sulf (MCUSS) în calitate de combustibil de rezervă pentru a respecta standardul Euro V. Odată ce Republica Moldova, ca țară cu aspirații de aderare la UE, a primit anumite derogări temporare pentru a realiza tranziția la MCUSS, este de așteptat ca Republica Moldova să se conformeze în totalitate cu reglementările UE de mediu până în 2030, când se preconizează că proiectele vor fi date în exploatare.

Reprezentarea 15: Specificațiile Tehnice pentru Proiectele Potențiale

Proiectul	Ciclul	Configurația	Terenul țintă	Suprafața estimată, m	Puterea nominală, MWe/Gcal/h	Note
1	CET	3TG1 x 3GARC x 1GTA (în condensare)	CET-2	200 x 180	480/ 530	TG1 este asumat pe baza MHPS H-100
2	CET	2TG2 x 2GARC x 1GTA (în condensare)	CET-2	215 x 170	458 / 477	TG2 este asumat pe baza GE 9E.04
3	CET	2TG2 x 2GARC x 1GTA (contrapresiune)	CET-2	215 x 140	453 / 483	
4	CET	2TG2 x 2GARC	CET-2	194 x 124	298 / 530	
5	CET	2MAIMA x 2RCR, 3MAIMA x 3RCR	CT Sud CT Vest	60 x 60 70 x 60	20 / 24 30 / 36	MAIMA este asumat pe baza Jenbacher J920
6	TGCC	1TG1 x 1GARC x 1GTA	CET Nord	190 x 150	150 / 0	Configurație cu un singur arbore
7	TGCC	1TG2 x 1GARC x 1GTA	CET Nord	200 x 150	219 / 0	Configurație cu mulți arbori

Note:

1. Legendă

- a. CET – Centrala Electrică cu Termoficare
- b. TGCC - Turbină cu Gaz Ciclu Combinat

- c. MAIMA – Motoare cu Ardere Internă cu Mișcare Alternativă
 - d. GARC – Generator de Aburi cu Recuperarea Căldurii
 - e. GTA – Generator cu Turbină de Abur
 - f. RCR – Sistem Recuperare Căldură Reziduală
2. Cerințele de spațiu estimate includ spațiul pentru o stație de conexiuni asociată.

Proiectele de mai sus sunt combinate în următoarele opțiuni (Reprezentarea 16), care sunt configurate pentru a satisface parametrii tehnici țintă specificați în

Reprezentarea 166. Opțiunile tehnice potențiale sunt configurate pentru a utiliza același model de turbină cu gaz (TG1 sau TG2) având în vedere și opțiunea de eficientizare a achizițiilor de piese de schimb viitoare și servicii de întreținere a TG și instruire a operatorilor.

Reprezentarea 16: Matricea Opțiunilor Tehnice Potențiale

Opțiuni	Proiect 1	Proiect 2	Proiect 3	Proiect 4	Proiect 5	Proiect 6	Proiect 7
Opțiunea 1	X				X	X	
Opțiunea 2		X			X		X
Opțiunea 3			X		X		X
Opțiunea 4				X	X		X

Producția anuală estimată de energie termică pentru fiecare proiect este rezumată în *Reprezentarea 17*.

Reprezentarea 17: Producția de Energie Termică Anuală

Opțiuni	Producția de energie termică, 1000 Gcal / an							Total
	Proiect 1	Proiect 2	Proiect 3	Proiect 4	Proiect 5	Proiect 6	Proiect 7	
Opțiunea 1	1,474				766			2,240
Opțiunea 2		1,474			766			2,240
Opțiunea 3			1,474		766			2,240
Opțiunea 4				1,474	766			2,240

Producția estimată anuală de energie electrică pentru fiecare proiect este prezentată în *Reprezentarea 18*.

Reprezentarea 18: Producerea de Energie Electrică Anuală

Opțiuni	Producerea de Energie Electrică, 1000 MWh / an							Total
	Proiect 1	Proiect 2	Proiect 3	Proiect 4	Proiect 5	Proiect 6	Proiect 7	
Opțiunea 1	2800				437	946		4,183
Opțiunea 2		2,609			437		1,313	4,359
Opțiunea 3			1,535		437		1,313	3,285
Opțiunea 4				1,101	437		1,313	2,851

Eficiența generală de utilizare a combustibilului (Reprezentarea 19) este definită astfel: (energie electrică netă a instalației + toată energia termică utilă livrată) / (intrare totală de combustibil VCI). Aceasta include energia termică și consumul de combustibil de la cazanele de apă caldă.

Reprezentarea 19: Eficiența Generală de Utilizare a Combustibilului

	Opțiunea 1	Opțiunea 2	Opțiunea 3	Opțiunea 4
Eficiența Generală de Utilizare a Combustibilului	70.8%	70.8%	75.8%	74.7%

Cheltuielile de capital (CAPEX) au fost determinate folosind software-ul „Thermoflow Plant Engineering and Estimator Construction” (PEACE). PEACE este utilizat pe scară largă în industrie pentru compararea prețurilor relative a opțiunilor și analiza de screening. Estimările CAPEX efectuate de PEACE se bazează pe aceleași ipoteze de bază pentru toate proiectele și, prin urmare, toate opțiunile sunt comparate pe condiții de egalitate. Orice modificare a asumărilor va afecta CAPEX-ul pentru toate proiectele în mod similar. Ca atare, aceste CAPEX-uri nu sunt estimări ale costurilor de investiții și trebuie luate în considerare doar în scopuri relative de comparație. Sumarul CAPEX-urilor pentru fiecare proiect și opțiune este prezentat în Reprezentarea 20.

Reprezentarea 20: Sumarul CAPEX-ului

Descrierea	Unități	Opțiunea 1		
		Proiectul 1	Proiectul 5	Proiectul 6
Costul IPC	x1000 US\$	406,900	48,800	164,100
Cheltuieli de dezvoltare a proiectului	x1000 US\$	36,600	4,400	14,800
Costul total al Proiectului	x1000 US\$	443,500	53,100	178,900
Costul Total per Opțiune	x1000 US\$	675,500		

Descrierea	Unități	Opțiunea 2		
		Proiectul 2	Proiectul 5	Proiectul 7
Costul IPC	x1000 US\$	367,900	48,800	189,700
Cheltuieli de dezvoltare a proiectului	x1000 US\$	33,100	4,400	17,100
Costul total al Proiectului	x1000 US\$	401,000	53,100	206,800
Costul Total per Opțiune	x1000 US\$	660,900		

Descrierea	Unități	Opțiunea 3		
		Proiectul 3	Proiectul 5	Proiectul 7
Costul IPC	x1000 US\$	333,500	48,800	189,700
Cheltuieli de dezvoltare a proiectului	x1000 US\$	30,000	4,400	17,100
Costul total al Proiectului	x1000 US\$	363,500	53,100	206,800
Costul Total per Opțiune	x1000 US\$	623,400		

Descrierea	Unități	Opțiunea 4		
		Proiectul 4	Proiectul 5	Proiectul 7
Costul IPC	x1000 US\$	231,500	48,800	189,700
Cheltuieli de dezvoltare a proiectului	x1000 US\$	20,800	4,400	17,100
Costul total al Proiectului	x1000 US\$	252,400	53,100	206,800
Costul Total per Opțiune	x1000 US\$	512,300		

ANALIZA ECONOMICĂ

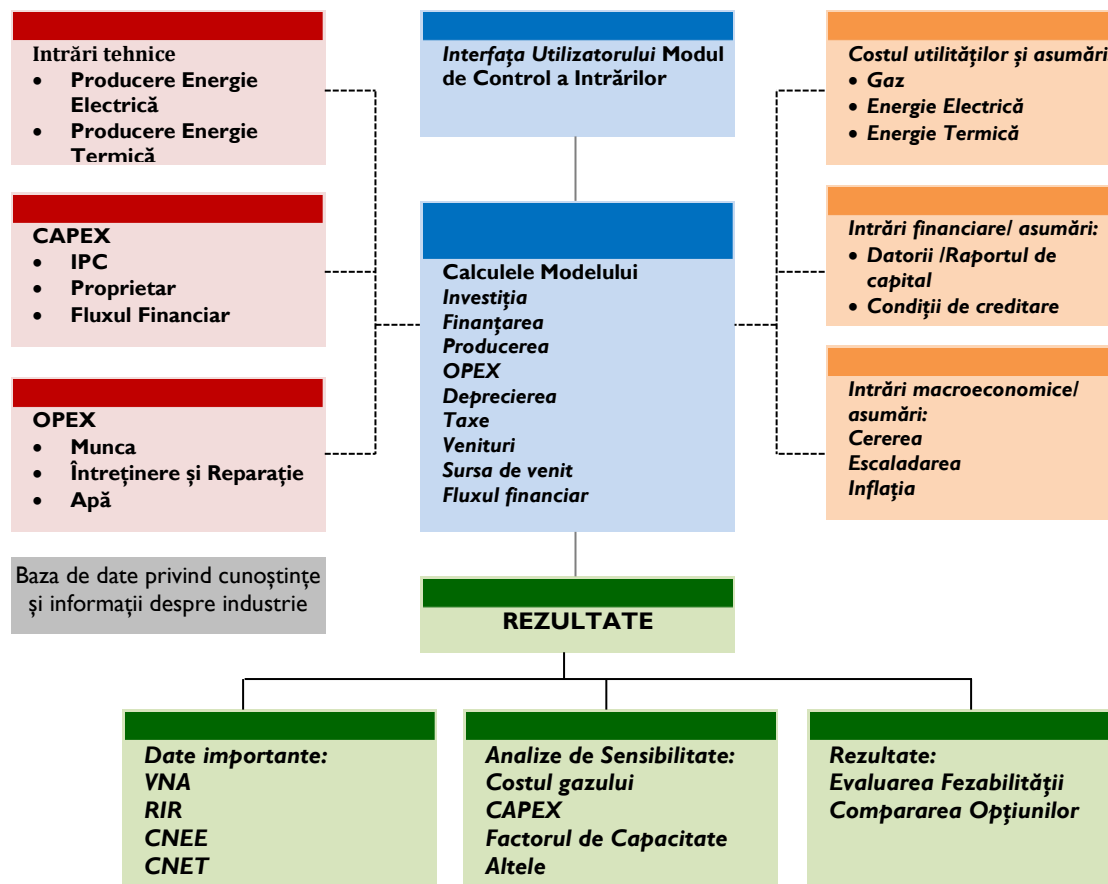
Se preconizează că proiectul va obține aprobare financiară în prima jumătate a anului 2026 și va începe construcția în a doua jumătate a aceluiași an. Apoi, proiectul va intra în faza comercială la începutul anului 2030.

În scopul acestei evaluări economice comparative, pentru a evita incertitudinile legate de prognozarea creșterii viitoare a prețurilor echipamentelor, materialelor, forței de muncă, mărfurilor (gaz, electricitate, căldură) etc., opțiunile sunt comparate pe baza presupunerii, că construcția tuturor proiectelor va începe acum și acestea vor fi puse în funcțiune la sfârșitul perioadei de construcție.

Această abordare este rezonabilă, deoarece cheltuielile de capital (CAPEX) și cheltuielile de exploatare (OPEX) sunt disponibile în prețurile din 2019 și nu va fi nevoie să se estimeze escaladarea lor până în anul 2026. Mai mult, prețurile de astăzi a echipamentelor sunt asumate în primul an de operare a proiectului. Prin urmare, toate valorile sunt prezentate în 2019 USD. Toate celelalte ipoteze de analiză economică sunt specificate în compartimentul 8.4.1.

Analizele economice sunt efectuate utilizând un model financiar, care este structurat așa cum este prezentat în Reprezentarea 21.

Reprezentarea 21: Structura Modelului Financiar



DATE IMPORTANTE

Următoarele date importante sunt calculate ca urmare a modelării analizei economice:

VNA (valoarea netă actualizată) reprezintă valoarea fluxurilor de numerar viitoare astăzi (sau la anul actualizării de bază). Această valoare este calculată prin aplicarea ratei de actualizare cerute (de obicei, rata de actualizare a industriei, costul de capital al firmei sau rata de rentabilitate necesară). VNA pozitiv este un indicator al fezabilității proiectului. VNA este calculată cu o reducere de 5% pentru Scenariul de Bază

RIR (Rata Internă de Rentabilitate) este factorul de actualizare la care valoarea netă actualizată a proiectului este egală cu zero sau la care VNA a fluxului financiar negativ este egal cu VNA a fluxului financiar pozitiv al proiectului. RIR este de obicei comparat cu rata de rentabilitate preconizată din proiect și este un indicator al eficienței, calității și randamentului investițiilor din proiect. RIR va fi calculat la

fluxul de numerar net al proiectului, care va avea în vedere investiții de capitaluri proprii, rambursări de datorii, venituri, costuri operaționale, taxe etc.

CNEE (Costul Nivelat al Energiei Electrice) este reprezentat de costul la care valoarea actuală a tuturor veniturilor din generarea de energie electrică este egală cu valoarea actuală a tuturor cheltuielilor pentru producția sa (inclusiv construcția și exploatarea). CNEE este calculat pe toată durata de viață a proiectului și reprezintă VNA al cheltuielilor împărțite la VNA de producție sau prin aplicarea formulei:

$$CNEE = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{(Costul\ Anual)_i}{(1+d)^{t_i}}}{\sum_{i=1}^N \frac{(Producția\ Anuală)_i}{(1+d)^{t_i}}}$$

Unde d este factorul de reducere .

CNET (Costul Nivelat al Energiei Termice) este calculat în același mod ca CNEE, dar luând în considerare cheltuielile și cantitatea producției de energie termică.

Alocarea costurilor de combustibil la electricitate și energie termică se face aplicând metodologia descrisă în compartimentul 8.4.1. CAPEX și OPEX sunt împărțite între produse care aplică același % de distribuție calculat pentru combustibil.

REZULTATELE SCENARIULUI DE BAZĂ

Analiza Scenariului de Bază este realizată pe baza datelor de intrare și a ipotezelor prezentate mai sus cu privire la prețurile utilităților, costurile de capital, producția de energie electrică, factorul de reducere. Parametrii Scenariului de Bază sunt rezumați mai jos. Analizele de sensibilitate sunt efectuate pentru modificările acestor parametri de intrare.

Reprezentarea 22: Parametrii Economici ai Scenariului de Bază

Parametrii	Valorile pentru Scenariul de Bază
Prețul Gazelor Naturale, anul 1	240 USD/1000 m ³
Prețul Energiei Electrice, anul 1	65 USD/MWh
Prețul Energiei Termice, anul 1	30 USD/Gcal
Factorul de capacitate pentru Proiectele 6 și 7	75%
Costurile de Capital	Conform Reprezentarea 20
Factorul de Reducere	5%

Rezultatele analizei economice sunt prezentate în [Reprezentarea 23](#).

Reprezentarea 23: Rezultatele Analizei Economice

Datele Importante	Unitatea	Opțiunea 1	Opțiunea 2	Opțiunea 3	Opțiunea 4
VNA	mIn. USD	\$370	\$439	\$295	\$217
RIR	%	13.04%	14.55%	12.00%	11.38%
CNEE	USD/MWh	60.18	59.12	60.07	61.14
CNET	USD/Gcal	26.62	26.36	27.36	28.13

Opțiunea 2 este cea favorită pe baza tuturor celor patru (4) criterii de evaluare economică (VNA, RIR, CNEE și CNET).

ANALIZA DE SENSIBILITATE

O analiză a sensibilității permite examinarea robusteții clasamentului Scenariului de Bază, luând în considerare variabilitatea ipotezelor de intrare economică. Analizele de sensibilitate au fost efectuate pentru gama de parametri de intrare economică prezentați în Reprezentarea 24, cu rezultate detaliate prezentate în compartimentul 8.4.4. Rezultatele demonstrează că opțiunea 2 este robustă și rămâne opțiunea favorizată prin gama analizată de sensibilități parametrice.

Reprezentarea 24: Matricea de Sensibilitate Economică

Parametrii	Valoarea pentru Scenariul de Bază	Sensibilitatea
Prețul Gazelor Naturale, anul 1	240 USD/1000 m ³	+/- 20%
Prețul Energiei Electrice, anul 1	65 USD/MWh	+/- 20%
Prețul Energiei Termice, anul 1	30 USD/Gcal	+/- 20%
Factorul de capacitate pentru Proiectele 6 și 7	75%	65% 95%
Costurile de Capital	Conform Reprezentarea 20	+/- 20%
Factorul de Reducere	5%	0%, 2.5%, 7.5%, 10%

CLASAMENTUL OPȚIUNILOR

Clasamentul opțiunilor în Reprezentarea 25 este bazat pe RIR, CNEE și CNET și ia în considerare rezultatele analizei de sensibilitate.

Reprezentarea 25: Clasamentul Opțiunilor

Date Importante		Opțiunea 1	Opțiunea 2	Opțiunea 3	Opțiunea 4
RIR	%	13.06%	14.55%	12.00%	11.38%
CNEE	USD/MWh	60.18	59.12	60.07	61.14
CNET	USD/Gcal	26.62	26.36	27.36	28.13
Clasamentul					
RIR		2	1	3	4
CNEE		3	1	2	4
CNET		2	1	3	4
Clasamentul sumar		2	1	3	4

Opțiunea 2 este clasată drept cea mai bună opțiune, urmată îndeaproape de opțiunea 1.

Opțiunea 2 este cea mai bună opțiune în toate cazurile de sensibilitate. Astfel, opțiunea 2 pare a fi un proiect robust, deoarece își păstrează clasamentul pe primul loc pentru diferite condiții de proiect. Cu toate acestea, riscurile legate de această opțiune necesită a fi cercetate în continuare. Analizele de risc pot dovedi că opțiunea 1 este soluția optimă.

Sensibilitatea redusă a opțiunii 3 la prețurile scăzute ale gazelor naturale poate pune această opțiune în lista pentru examinare suplimentară. Acestea fiind spuse, un preț redus al gazelor naturale îmbunătățește, de asemenea, performanța RIR și performanțele economice ale proiectelor din opțiunea 2 și opțiunea 1 aflate pe pozițiile superioare a clasamentului.

1.3.7 RECOMANDĂRI

Atât Opțiunea 1, cât și Opțiunea 2 sunt recomandate pentru evaluarea ulterioară în studiul detaliat. Prezentarea unui rezumat al datelor tehnice și economice ale opțiunilor recomandate este prezentată în Reprezentarea 26.

Reprezentarea 26: Datele Tehnice și Economice ale Opțiunilor Recomandate

	Opțiunea 1	Opțiunea 2
Proiecte		
CET-2:	3TG1 x 3GARC x 1GTA (în condensare) 480 MW net 530 Gcal/h max	2TG2 x 2GARC x 1GTA (în condensare) 458 MW net 477 Gcal/h max
CT Sud: CT Vest:	2MAIMA x 2RCR, 3MAIMA x 3RCR 50 MW net 60 Gcal/h max	2MAIMA x 2RCR, 3MAIMA x 3RCR 50 MW net 60 Gcal/h max
CT Nord:	1TG1 x 1GARC x 1GTA 150 MW net	1GT2 x 1HRSG x 1STG 219 MW net
Capacitatea Nominală Instalată	680 MW net 590 Gcal/h max	727 MW net 537 Gcal/h
Producția Anuală de Energie Termică, Gcal/an	2,240,000	2,240,000
Producția Anuală de Energie Electrică, GWh/an	4,183	4,359
% din Cererea Anuală de Energie Electrică Proiectată pentru 2030		
Scenariul A	84%	88%
Scenariul B	75%	78%
CAPEX, milioane USD	675.5	660.9
VNA, mln. USD	\$370	\$439
RIR, %	13.04%	14.55%
CNEE, USD/MWh	60.18	59.12
CNET, USD/Gcal	26.62	26.36
Clasamentul General	2	1

2 INTRODUCERE/PREZENTARE GENERALĂ A PROIECTULUI

2.1 OBIECTIVUL

Obiectivul principal al Proiectului de Evaluare a Opțiunilor de Generare Locală a Energiei Electrice în Republica Moldova este de a evalua fezabilitatea investițiilor în capacitatea locală de generare a energiei electrice cu înaltă eficiență, pentru a crește securitatea aprovizionării cu energie electrică în Republica Moldova, prin diversificarea surselor și potențial de a propune o sursă de energie termică fiabilă de înaltă eficiență pentru SACET Chișinău și de a asigura furnizarea de servicii de echilibrare pentru rețeaua electrică din Republica Moldova.

Pentru a determina fezabilitatea investițiilor în generarea locală de energie electrică și furnizarea de energie termică mai fiabilă în zonele urbane, s-a efectuat o evaluare a tuturor aspectelor privind asumarea dată, inclusiv sarcina electrică și termică, necesitățile de capacitate, impactul asupra funcționării rețelei naționale, necesitatea pentru investiții legate de rețea în conformitate cu planurile de dezvoltare durabilă a rețelelor, disponibilitatea de combustibil, tehnologia aplicabilă, condițiile legale și de reglementare, aspectul social și de mediu, secvențierea investițiilor pentru capacitatea nouă și existentă și dimensiunea acesteia, analiza costurilor și a potențialului beneficiar, dar și structura financiară.

Eforturile echipei Worley au fost strâns coordonate cu Guvernul Republicii Moldova și cu alte părți interesate, de ex. Î.S. Moldelectrica, S.A. Termoelectrica, S.A. Moldovagaz etc., iar contribuția lor valoroasă a fost luată în considerare în timpul dezvoltării acestui studiu.

2.2 ABORDAREA

Abordarea adoptată de echipa Worley pe durata realizării studiului s-a bazat pe șase sarcini implementate în modul următor.

Activitățile necesare a fi realizate pentru atingerea obiectivului proiectului au fost divizate de către USAID în două etape Contractuale majore cu un total de 12 Sarcini și două rapoarte. Fiecare etapă are șase sarcini și un raport. Cele două etape sunt următoarele:

- Prima etapă, denumită „Conceptualizarea” (CLIN 01)
- Etapa doi, denumită „Studiu Detaliat” (CLIN 02)

Rezultatele raportului primei etape vor fi evaluate de către USAID pentru a stabili dacă sarcinile din a doua etapă vor fi autorizate pentru executare.

Cele 12 Sarcini asociate cu Proiectul sunt prezentate în Reprezentarea 27.

Reprezentarea 27: Etapele și Sarcinile Proiectului

Sarcinile de Conceptualizare ale Etapei I (CLIN 01)
Sarcina 1: Evaluarea CET-urilor existente și instalațiilor de termoficare aferente
Sarcina 2: Cerere și Furnizare de Energie Termică și Electrică
Sarcina 3: Furnizare de Apă și Gaz
Sarcina 4: Probleme Funciare și Structurale
Sarcina 5: Considerații Legislative și de Reglementare
Sarcina 6: Opțiuni Tehnologice
Sarcinile Studiului Detaliat ale Etapei II (CLIN 02)
Sarcina 7: Utilități (Alimentarea cu Gaz, Probleme legate de Alimentarea cu Apă și Canalizare, Conectarea la SACET, Conectarea la Rețeaua Electrică)
Sarcina 8: Analiza Costurilor Minime ale Opțiunilor Propuse
Sarcina 9: Estimarea Detaliată a Costurilor Planificate pentru Alternativa (Alternativele) Selectate
Sarcina 10: Evaluarea Economică/Financiară a Alternativelor Selectate
Sarcina 11: Diligența Impactului de Mediu și Social
Sarcina 12: Generalizarea Opțiunilor Financiare

Notă: CLIN – Contract Line Item Number (Numărul Articolului din Linia Contractului)

Abordarea adoptată de echipa Worley în timpul implementării obiectivului etapei de Conceptualizare CLIN01 se referă la primele șase sarcini descrise mai jos.

SARCINA 1: EVALUAREA CET-URILOR EXISTENTE ȘI INSTALAȚIILOR DE TERMIFICARE AFERENTE

Studiul necesită o bună înțelegere a stării tehnice a CET-urilor existente, a planurilor pe termen scurt sau lung pentru întreținerea, reabilitarea și / sau dezafectarea acestora, precum și nivelul investițiilor necesare pentru a continua funcționarea.

În cadrul acestei sarcini, a fost efectuată o evaluare de nivel înalt a centralelor existente CET-1, CET-2, CT Vest, CT Sud și CT Est, inclusiv o evaluare a echipamentelor aferente termoficării situate în limitele teritoriale ale centralelor. Evaluarea include vizite în teren ale centralelor/teritoriilor, interviuri cu conducerea și operatorii, revizuirea rapoartelor existente, date operaționale, certificări și alte documente disponibile pentru a determina starea tehnică a echipamentelor centralelor și durata de viață operațională rămasă. În plus, este prezentată o

estimare aproximativă a investițiilor necesare pentru continuarea funcționării în siguranță a centralelor și furnizarea fiabilă de energie termică și electrică.

Datele colectate și utilizate pentru evaluarea stării tehnice includ caracteristici operaționale, cum ar fi eficiența echipamentelor, parametrii de funcționare a centralei, disponibilitatea capacității sistemului, costurile de Î&M, vânzările de energie termică și electrică, investiții recente și alte date necesare.

Pe baza datelor obținute pe durata realizării studiului, echipa Worley a prelucrat materialele și a dezvoltat mai multe scenarii cu opțiuni disponibile privind recondiționarea echipamentelor pentru:

- Investiția minimă necesară pentru funcționarea continuă până la punerea în funcțiune a noii capacități și
- Investiții necesare pentru a prelungi/extinde funcționarea CET, de asemenea, pentru a lucra în paralel cu noua capacitate de generare.

SARCINA 2: CERERE ȘI FURNIZARE DE ENERGIE TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ

În cadrul acestei sarcini, echipa Worley a colectat informații istorice și curente cu privire la Sarcina SACET Chișinău, acoperită de CET-urile existente și de centralele termice care furnizează energie termică în rețeaua de termoficare comună. Având în vedere impactul schimbării potențiale a numărului de consumatori, îmbunătățirea eficienței energetice a SACET, echipa Worley a dezvoltat prognoza sarcinii termice și Curba de Durată a Sarcinii termice (CDS).

Pentru evaluarea sarcinii electrice, echipa Worley a colectat și analizat informații privind cererea de energie electrică istorică și curentă a Republicii Moldovei pe sectoare, caracteristici de sarcină, profiluri sezoniere și orare, sarcini de bază și de vârf. S-a elaborat prognoza sarcinii, considerând impactul modificării numărului de consumatori, impactul eficienței energetice și condițiile relevante.

Pe partea de alimentare, echipa Worley a colectat și analizat informații privind importurile și generarea de energie electrică de către toate sursele, disponibilitatea acestora, întreruperi planificate și neplanificate bazate pe date istorice, luând în considerare, de asemenea, planurile pe termen scurt de implementare a noilor surse de alimentare, inclusiv o conexiune asincronă cu sistemul ENTSO-E. Aceasta oferă informații despre situația actuală și anticipată a cererii și ofertei în sectorul energetic și identifică lacunele dintre ofertă și cerere.

SARCINA 3: ALIMENTAREA CU GAZ ȘI APĂ

Pentru această sarcină, echipa Worley a colectat și sintetizat informațiile disponibile cu privire la disponibilitatea curentă și prognozată a furnizării de gaz, inclusiv din surse potențiale, și a oferit un rezumat al consumului istoric de gaz, separat pentru toate categoriile de utilizatori din Moldova.

Pe baza informațiilor confirmate, echipa Worley a determinat disponibilitatea cantităților de gaz pentru sezoanele cu cererea minimă și maximă, presiuni de gaz disponibile pentru generarea de energie electrică și orice îmbunătățiri tehnice necesare / considerate ale rețelei de alimentare cu gaz. Ca parte a acestei sarcini, echipa Worley prezintă un rezumat al riscurilor privind disponibilitatea alimentării cu gaz, cu un nivel acceptabil de certitudine.

Adițional, echipa Worley a evaluat disponibilitatea, fiabilitatea și cantitatea de apă tehnică pentru noua capacitate de generare a energiei electrice, luând în considerare toate sursele, tehnologiile și capacitatea de stocare rezonabile, precum și necesitatea de îmbunătățire ale sistemului de alimentare cu apă și a estimat investițiile necesare.

SARCINA 4: PROBLEME FUNICIARE ȘI STRUCTURALE

Deși nu este de așteptat ca determinarea terenului final pentru construcție să rezulte din acest studiu de Conceptualizare, pentru această sarcină echipa Worley a identificat posibilele locații relevante, luând în considerare proximitatea și disponibilitatea conexiunilor de utilitate necesare - electricitate, căldură, gaz și apă, orice structuri sau instalații potențial utilizabile, și orice alte probleme care ar putea fi luate în considerare pentru selecția finală a terenului. Doar locațiile ce includ toate condițiile cerute sunt enumerate, descrise în mod corespunzător și clasificate preliminar pe baza proprietăților și informațiilor disponibile.

SARCINA 5: CONSIDERAȚII LEGISLATIVE ȘI DE REGLEMENTARE

Echipa Worley prin intermediul companiei Deloitte a analizat documentele legislative și de reglementare relevante ale Republicii Moldova și UE referitoare la construcția și exploatarea instalațiilor de ardere de mari dimensiuni pentru producerea energiei termice și electrice și, ca parte a Sarcinii 5 a raportului, prezintă un rezumat al problemelor legislative și de reglementare, ce urmează să fie abordate în următoarea etapă a procesului de evaluare a fezabilității, planificare, achiziții și construcții.

Rezumatul include probleme de mediu, licențiere și procesul de certificare cerut de legislația actuală a Republicii Moldova și conform cerințelor directivelor UE.

Echipa Worley a generalizat rezultatele considerațiilor legislative și de reglementare din raport, subliniind etapele necesare pentru realizarea respectării tuturor cerințelor legislative și de reglementare. Au fost corespunzător prezentate blocajele rutiere sau dificultățile majore care ar putea afecta implementarea proiectului.

SARCINA 6: OPȚIUNI TEHNOLOGICE

Pe baza rezultatelor sarcinilor anterioare, pentru această sarcină, echipa Worley a elaborat o listă și o descriere a opțiunilor aplicabile a tehnologiilor de producere a energiei electrice sau termice și electrice disponibile și adecvate activității, inclusiv

tipul și configurarea echipamentelor, capacitatea sistemului, estimările preliminare ale CAPEX , OPEX, considerarea eficienței și de mediu și alți parametri tehnici și economici. Opțiunile includ cea mai bună tehnologie disponibilă (BAT) în domeniul producerii energiei electrice sau energiei termice și electrice pe bază de gaz, configurarea echipamentului, dimensiunile capacității de generare și parametrii de funcționare a sistemului, după caz.

Opțiunile au fost clasificate în funcție de parametrii lor de performanță și să se potrivească cel mai bine pentru condițiile Republicii Moldova. Un set de cele mai bune opțiuni este recomandat pentru evaluare ulterioară în etapa următoare a proiectului.

2.2.1 INFORMAȚIA SOLICITATĂ

Eforturile echipei Worley au fost strâns coordonate cu USAID, Guvernul Republicii Moldova și alte părți interesate, de ex. Î.S. Moldelectrica, S.A. Termoelectrica, S.A.Moldovagaz etc., iar contribuția lor valoroasă a fost luată în considerare în timpul dezvoltării acestui studiu.

Echipa Worley a pregătit un Formular de Solicitare a Datelor pentru organizarea efortului de culegere de informații necesare analizei opțiunilor. Formularul de Solicitare a Datelor oficial, care a inclus solicitări pentru toate informațiile anticipate din surse moldovenești, a fost transmis următoarelor părți interesate ale proiectului din Republica Moldova înainte de ședința de lansare a proiectului (Kickoff).

- S.A.Moldovagaz / Moldovatrangaz
- Vestmoldtrangaz
- ANRE
- S.A. Termoelectrica
- Î.S. Moldelectrica
- CET Nord

2.2.2 VIZITA ÎN TEREN

Pentru lansarea proiectului și a discuta informațiile cerute, au avut loc o întâlnire de lansare a proiectului în țară (Kickoff) și întâlniri cu următoarele părți interesate ale proiectului din Republica Moldova.

- USAID
- Ministerul Economiei și Infrastructurii
- Agenția de Eficiență Energetică a Moldovei
- S.A. Moldovagaz / Moldovatrangaz
- Vestmoldtrangaz
- ANRE
- S.A. Termoelectrica
- Î.S. Moldelectrica
- CET-1, CET-2 și CET-Nord

- RED-Nord

Proiectele rapoartelor pentru fiecare compartiment de sarcină au fost trimise spre examinare de către USAID și părțile interesate din Republica Moldova. Informațiile furnizate de părțile interesate și comentariile acestora au fost incluse în acest raport.

2.2.3 ECHIPA PROIECTULUI

Componența echipei proiectului este după cum urmează:

- Worley USA
- Worley Bulgaria
- Deloitte Romania
- Institutul de Energetică Republica Moldova

2.3 INFORMAȚII RELEVANTE

2.3.1 CLIMA

Republica Moldova este o țară fără ieșire la mare în Europa de Est, mărginită de România în vest și Ucraina la nord, est și sud. Capitala este Chișinăul. Republica Moldova ocupă o suprafață de cca. 34.000 km². Clima sa este continentală temperată, caracterizată printr-o iarnă relativ scurtă și o vară lungă și caldă.

Temperatura medie anuală la Chișinău este de + 9,1°C. Temperaturile negative încep de obicei la sfârșitul lunii octombrie și pot dura până la jumătatea lunii aprilie. Intervalul zilnic de temperatură fluctuează cu 5 - 10°C. În cea mai rece lună umiditatea relativă a aerului este de 78%.

Perioada cu temperatura de 0°C și mai jos constituie 81 de zile, în timp ce perioada de încălzire este considerată 166 de zile. În timpul unei ierni normale, temperatura scade sub 0°C pe durata a 60 - 70 de zile. Temperatura de proiectare este de - 16°C. Perioada de vară când temperatura medie este peste 15 °C durează 120 - 140 zile pe an.

2.3.2 DESCRIEREA GENERALĂ A INFRASTRUCTURII ENERGETICE A ȚĂRII

Republica Moldova se mărginește cu România la vest, și cu Ucraina la nord și est. Cu toate acestea, sistemele lor energetice nu funcționează în paralel până în prezent.

În prezent, capacitatea limitată de generare a energiei electrice de pe malul drept este o problemă pentru țară. Consumul anual de energie electrică este de 4.270 GWh în medie pentru perioada 2013-2017, atingând un maxim a sarcinii de 784 MW în 2017 (exclusiv malul stâng). Din cererea de energie electrică a țării, doar în jur de 20% a fost acoperită de surse interne de generare situate pe malul drept al

râului Nistru, inclusiv trei centrale electrice cu termoficare (CET) și o centrală hidroelectrică (CHE).

Instalațiile de cogenerare sunt restricționate pentru generarea de energie electrică, deoarece sunt destinate în principal pentru a acoperi sarcina termică. Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă în țară este încă în fază incipientă și capacitatea instalată în august 2018 pentru parcuri fotovoltaice a constituit 2,8 MW, iar pentru cele eoliene - 24 MW, ceea ce nu poate constitui o sursă de generare majoră pentru viitorul apropiat. Cererea de energie electrică rămasă pentru malul drept este acoperită de două surse externe: centrala electrică Kuchurgan sau Centrala Electrică Raională de Stat din Moldova (CERSM) situată pe malul stâng și alimentarea cu energie electrică din Ucraina. CERSM a fost dată în exploatare în 1964 și este operată de o filială a Inter RAO UES.

Informații despre balanța energetică a Republicii Moldova în GWh pentru perioada 2013-2017 sunt furnizate în Reprezentarea 28 [5].

Reprezentarea 28: Balanța Energetică a Moldovei (GWh) pentru perioada 2013 – 2017

Sursa		2013	2014	2015	2016	2017	Media pe 5 ani
Producere	CET-1	59.5	67.4	47.2	43.9	32.4	50.1
	CET-2	694.8	702.3	732.2	708.3	692.8	706.1
	CET-Nord	60.2	61.5	65.6	67.5	60.3	63.2
	CHE Costești	45.3	59.3	50.6	39.3	47.6	48.4
	Altele	35.6	58.2	35.8	39.4	46.3	43.1
	CHE Dubăsari	268.4	261.2	218.1	190.9	237.1	235.1
	CERSM	3044.5	3893.0	4610.4	4468.4	3557.2	3914.7
Import din Ucraina	1455.7	730.7	17.6	3.7	1133.1	668.2	
Consum	Malul drept	4230.2	4290.3	4289	4246	4295	4270.1
	Malul stâng	1350.9	1543.3	1486	1316	1514	1442.0
	Export în România	82.9	0	0	0	0	16.6
Total		5664	5833.6	5778.5	5562.4	5806.8	5728.9

Rețeaua de transport este integrată cu Ucraina și UPS / IPS. Rețeaua de transport a Republicii Moldova constituie 5.977,6 km de linii de transport la trei niveluri de tensiune primară: 400, 330 și 110 kV, exploatate în mod sincron cu Sistemul Electroenergetic Unificat/ Sistemul Electroenergetic Integrat (UPS / IPS) al fostei Uniuni Sovietice. Rețelele de transport ale Republicii Moldova și Ucrainei au fost proiectate, construite și exploatate ca un sistem integrat în perioada sovietică. Acestea și până în prezent funcționează ca un singur sistem de alimentare interconectat. Interconectările cu sistemul energetic ucrainean includ 11 linii de 110

kV și șapte linii de 330 kV: o linie de 330 kV de la stația Bălți la CHE Dnestrovsk din Ucraina, două linii de 330 kV de la stația Râbnița până la stația Kotovsc din Ucraina și patru linii de 330kV de la CERSM la trei stații de transformare din Ucraina.

Capacitatea tuturor liniilor electrice de transport care interconectează sistemele electroenergetice din Ucraina și Republica Moldova se ridică la 700 MW din cauza unor constrângeri tehnice. Capacitatea de transport a interconexiunilor menționate este limitată în timpul solicitării de sarcină maximă, dacă una dintre aceste linii nu este în serviciu.

Echilibrarea sistemului electroenergetic și reglarea frecvenței sunt realizate de centrul de dispecerizare al Ukrenergo la Kiev, care la rândul său depinde de Rusia pentru controlul frecvenței.

Rețeaua de transport a Republicii Moldova poate fi conectată la rețeaua României numai într-un mod insular. România face parte din sistemul energetic european care cuprinde mai mulți operatori de sisteme de transport (OST), care sunt organizați în cadrul Rețelei Europene a Operatorilor de Sisteme de Transport de Energie Electrică (ENTSO-E). În prezent, Republica Moldova nu este sincronizată cu sistemul electroenergetic al României. Doar trei linii de transmisie izolate de 110 kV sunt conectate la o parte a sistemului românesc pentru alimentarea insulară. O singură linie de 400 kV cu un circuit există fizic de la stația Vulcănești din Republica Moldova la stația Isaccea din România, dar rămâne deconectată la stația Vulcănești.

3 SARCINA 1: EVALUAREA CET-URILOR EXISTENTE ȘI INSTALAȚIILOR DE TERMIFICARE AFERENTE

Compartimentul dat prezintă rezultatele unei evaluări la nivel înalt a centralelor existente CET-1, CET-2, CT Vest, CT Sud și CT Est, inclusiv o evaluare a echipamentelor aferente procesului de termoficare aflate pe teritoriul acestora. În baza datelor obținute pe parcursul realizării studiului au fost dezvoltate mai multe scenarii care rezumă:

- investiția minimă necesară pentru funcționarea continuă până la punerea în funcțiune a noii capacități și
- investiții necesare pentru a prelungi / extinde funcționarea CET, de asemenea, pentru a lucra în paralel cu noua capacitate de generare.

3.1 FACILITĂȚILE S.A.TERMoeLECTRICA DE GENERARE A ENERGIEI TERMICE ȘI ELECTRICE

Începutul sistemului de termoficare din Chișinău datează din 1946 odată cu crearea primului proiect tehnic de furnizare a energiei termice la Chișinău prin producerea de energie termică și electrică în regim de cogenerare. Prima Centrală Electrică cu Termoficare din Chișinău (CET-1) a fost pusă în funcțiune în septembrie 1951. Datorită terenului dificil (Chișinău este situat pe șapte coline), rețeaua de termoficare a fost împărțită în zone hidraulice independente, ceea ce a dus la construirea a 17 stații de pompare. Lungimea totală a conductelor magistrale de distribuție a agentului termic este de 269 km, lungimea rețelelor de distribuție de cartier este de 260 km. Lungimea rețelelor care furnizează apă caldă de consum clădirilor rezidențiale este de 180 km.

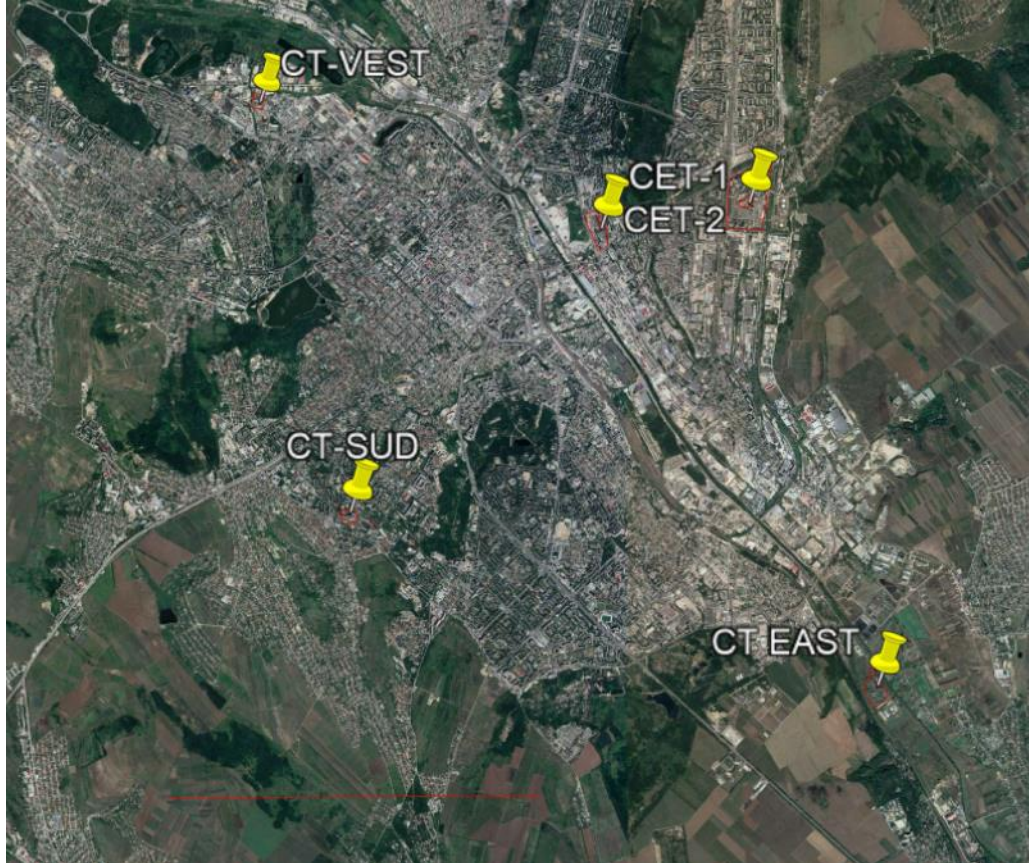
Anul 1976 a fost marcat de punerea în funcțiune a celei de-a doua centrale electrice cu termoficare (denumită în continuare CET-2) și a rețelei de termoficare cu un diametru de 1000 mm, care conecta CET-1 și CET-2 de la stația de pompare nr. 8. CET- 2 a devenit cea mai mare centrală electrică cu termoficare din Chișinău odată cu punerea în funcțiune a celor trei blocuri energetice cu o putere instalată totală de 240 MWe și o capacitate termică de 1.200 Gcal/h.

Începând cu anul 1990, SACET Chișinău a fost gestionat de societatea pe acțiuni „Termocom”. În 2015, ca urmare a procedurii de falimentare, a fost înființată o nouă companie S.A. Termoelectrica. S.A.Termoelectrica este o companie care are în structura sa CET-1, CET-2 și Termocom (distribuție și furnizare a energiei termice). Astfel, S.A. „Termoelectrica” a devenit principalul producător de energie electrică în regim de cogenerare, precum și producătorul și furnizorul de energie termică din Chișinău și din suburbiile sale.

S.A. Termoelectrica operează, de asemenea, două centrale termice situate în municipiul Chișinău: CT-SUD, CT-VEST și nouăsprezece (19) centrale termice situate în suburbiile Chișinăului.

Amplasarea aproximativă a instalațiilor generare majore ale SACET Chișinău este prezentată în Reprezentarea 29.

Reprezentarea 29: Facilitățile S.A. Termoelectrica de producere a energiei termice și electrice



3.2 CENTRALA ELECTRICĂ CU TERMOFICARE CET-2

CET-2 este cea mai nouă centrală electrică cu termoficare (CET) din Chișinău. Această centrală este desemnată de S.A.Termoelectrica ca CET Sursa 1. Centrala a fost construită între 1974 și 1982. Combustibilul primar este gazul natural. Instalația poate funcționa, de asemenea, folosind păcură, sau o combinație de gaz și păcură.

CET-2 se află în suburbia de Nord-est a Chișinăului. Centrala este învecinată cu Zona Industrială, unde se concentrează cele mai mari întreprinderi industriale, de construcție și alte din Chișinău.

O imagine de sus a Sursei 1 CET-2 este prezentată Reprezentarea 30 de mai jos.

Reprezentarea 30: Centrala CET-2 Chișinău



Suprafața alocată pentru CET-2 este de 48,25 ha, din aceste 32 ha sunt utilizate în prezent de unitățile aflate în funcțiune. O zonă situată la nord-estul centralei (în afara hotarului centralei) a fost alocată pentru extinderea viitoare a acesteia.

Altitudinea teritoriului variază între 84 m și 90 m deasupra nivelului mării. Pânza freatică a teritoriului se află la 1- 4 m, respectiv 84,1 - 86 m deasupra nivelului mării. Fundamentele clădirilor existente variază între 8 m și 11 m adâncime.

Principalul consumator al energiei electrice este compania locală de distribuție a energiei electrice, Î.C.S. „Premier Energy” SRL, cu toate acestea, CET-2 furnizează energie electrică tuturor celor 5 companii de distribuție din Republica Moldova. CET 2 furnizează energie termică sectorului rezidențial din Budești, Râșcani și Cecanii Noi și altora prin conductele de conectare cu CET-1. De-a lungul anilor, CET-2 și-a pierdut majoritatea consumatorilor de abur industrial.

3.2.1 MODUL DE FUNCȚIONARE & PERFORMANȚA CET-2

CET-2 include trei unități de cogenerare cu funcționare pe gaz natural și cinci Cazane de Apă Fierbinte (CAF) la fel cu funcționare pe gaz natural, dintre care numai două sunt în funcțiune. Unitățile de cogenerare au atins sau urmează să-și atingă limita duratei de viață și, prin urmare, trebuie să fie renovate și/sau reparate capital în următorii doi ani pentru a fi menținute în funcțiune.

Unitățile de cogenerare sunt independente, ceea ce înseamnă că cazanele diferitelor unități nu pot alimenta abur în turbinele celorlalte unități.

Capacitățile de producere a energiei termice și electrice de către unitățile CET-2 sunt de 175 Gcal / h per unitate și respectiv de 80 MW_{brut} per unitate. Totuși, capacitatea totală de producere a energiei termice de către aceste 3 unități de cogenerare este de 375 Gcal/h, deoarece capacitatea de trecere a părții de presiune medie-joasă a turbinelor este limitată, iar capacitatea totală a schimbătorului de căldură după partea de înaltă presiune este de 75 Gcal/h. Există un schimbător de căldură cu abur de înaltă presiune de 75 Gcal/h comun pentru toate unitățile și trei schimbătoare de căldură cu abur de presiune joasă de 100 Gcal/h (unul pentru fiecare unitate).

Capacitățile totale ale celor trei unități de cogenerare în două regimuri de funcționare diferite sunt prezentate în Reprezentarea 31:

Reprezentarea 31: Capacitatea CET-2 și Parametrii Tehnici de Bază

Parametrii	Unitate	Regimul 1			Regimul 2		
Puterea electrică nominală	MWe	80	80	80	80	80	80
Extragere Termoficare	Gcal/h	100	100	100	100	100	100
Extragere IND	Gcal/h	75	-	-	25	25	25
Livrare Termoficare	Gcal/h	175	100	100	125	125	125
Producere abur	t/h	470	300	300	335	335	335
Combustibil	Gcal/h	297	195	195	222	222	222

Notă: Regimul 1: O unitate încărcată nominal, altele două încărcate parțial
Regimul 2: Toate unitățile sunt încărcate egal

3.2.2 PERFORMANȚELE DE ÎC ALE CET-2 ÎN ANII RECENTI

În 2018, sarcina termică maximă a CET-2 a fost de 348 Gcal/h ca apă fierbinte pentru termoficare, iar sarcina electrică maximă netă de 206 MWe. Capacitatea electrică disponibilă a instalației atunci când funcționează în regim de condensare este limitată de dimensiunea condensatoarelor de aburi, proiectate pentru o viteză maximă de condensare a aburilor de 220 t/h cu o temperatură optimă a apei de răcire de 20°C. Deoarece sarcina de procesare a aburului este foarte mică, puterea electrică maximă a instalației depinde de sarcina SACET. Capacitatea maximă de energie electrică a CET-2 atunci când funcționează în regim de condensare este de 160 MWe (2x80 MWe), ceea ce este limitat de debitul de apă de răcire de 5.000 m³/h per turbina cu abur.

În lunile cele mai reci, cu o sarcină suficientă a SACET, producția instalației nu este restricționată din punct de vedere tehnic și poate funcționa teoretic la puterea nominală. Capacitatea totală disponibilă și cerințele față de sarcina termică pentru a obține puterea nominală sunt prezentate în Reprezentarea 32.

Reprezentarea 32: CET-2 Capacitatea Totală Disponibilă, sarcină completă a CAF 1&2

Parametrii	Unitate	Regimul 1	Regimul 2
Puterea electrică nominală	MWe	240	240
Extragere Termoficare	Gcal/h	300	300
Extragere IND	Gcal/h	75	75
Termoficare TA	Gcal/h	375	300
CAF 1&2	Gcal/h	200	200
Total Termoficare	Gcal/h	575	575
Producere abur	t/h	1,070	1,005
Combustibil	Gcal/h	904	883

Valorile specifice de energie termică prezentate de centrală (Reprezentarea 33) pentru diferitele regimuri de funcționare sunt exprimate în grame de combustibil de referință (gcr) per kWh de energie electrică generată și kilogram de combustibil de referință (kgcr) pe Gcal de căldură produsă. Combustibilul de referință este definit ca un combustibil ipotetic cu valoarea calorică inferioară (VCI) de 7.000 kcal / kg.

Reprezentarea 33: Valorile Specifice de Energie Termică ale CET-2

Parametrii	Valoarea specifică brută a Energiei Termice, gcr/kWh	Eficiența brută, %
Energie electrică în regim de termoficare	200	61
Energie electrică în regim de condensare	340	35
Energie Termică, kgcr/Gcal	173	96

Consumul propriu de energie electrică a CET-2 este de aproximativ 12% din energie electrică brută generată, din care 5% revine producției de energie electrică și 7% revine producției de energie termică.

Datele de funcționare pentru perioada 2012 - 2018 (cu excepția anului 2016) sunt prezentate în Reprezentarea 34 [6].

Reprezentarea 34: Datele de funcționare ale CET-2 pentru 2012 - 2018

Parametrii	Unitate	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	MEDIU
		Anual	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual	2012-18
Puterea instalată a generatoarelor electrice	MW	240	240	240	240	240	240	240	240
Puterea disponibilă a generatoarelor electrice	MW	136	131	126	126	209	109	106	135
Puterea termică instalată	Gcal/h	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Puterea termică disponibilă	Gcal/h	404	416	427	427	504	291	356	404
Sarcina electrică maximă	MW	232	195	228	228	214	231	218	221
Sarcina termică maximă	Gcal/h	378	307	364	319	318	389	357	347
Grade-zile pentru încălzire		3,004	3,412	2,884	3,435	3,577	2,854	3,240	3,201
Cantitatea de energie electrică produsă	mil. kWh	743	695	702	732	708	693	725	714
Cantitatea de energie electrică distribuită	mil. kWh	637	594	601	627	608	597	626	613
Cantitatea de energie termică distribuită în SACET	Gcal	1,135,661	1,047,469	1,049,748	1,095,804	1,137,625	1,110,243	1,156,659	1,104,744
Eficiența centralei electrice	%	72	72	71	76	73	78	78	74
Combustibil utilizat pentru producerea energiei (convențional)	mil tcc	334	310	314	322	323	312	327	320
Cantitatea de CO ₂ emisă în	mil tone	541	502	508	522	524	505	530	519

Parametrii	Unitate	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	MEDIU
		Anual	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual	Anual	2012-18
atmosfera									
Energia electrică generată pe baza furnizării de căldură	MWhe/ Gcal	0.65	0.66	0.67	0.67	0.62	0.62	0.63	0.65
Consumul propriu de energie electrică	%	14.30%	14.50%	14.40%	14.30%	14.20%	13.90%	13.70%	14.20%
Cantitatea de energie termică livrată în SACET	MWht	1,320,536	1,217,987	1,220,637	1,274,191	1,322,820	1,290,980	1,344,952	1,284,586
Cantitatea de energie electrică livrată	MWhe	742,898	694,760	702,326	731,578	708,334	692,828	725,224	713,993
Orele de funcționare în regim de producere a energiei termice	hours	2,811	2,518	2,458	2,566	2,257	3,815	3,249	2,737

3.2.3 ECHIPAMENTE ȘI SISTEME MAJORE

Parametrii și datele tehnice cheie ce țin de echipamentele majore și sistemele mecanice sunt prezentate mai jos [7].

CAZANELE DE ABUR

Cazanele de abur se consideră a fi într-o stare relativ satisfăcătoare și par a fi întreținute corespunzător. Până în prezent, orele de funcționare ale cazanelor sunt ușor peste 200.000 de ore, unitatea 1 a acumulat peste 220.000 de ore și s-a apropiat de limita duratei de viață, așa cum este prezentat în compartimentele următoare din acest raport. Caracteristicile tehnice a cazanelor de abur sunt prezentate în Reprezentarea 35.

Reprezentarea 35: Caracteristici Tehnice a Cazanelor cu Abur de la CET-2

Echipamentul Cazanului cu Abur (3 Unități)	Caracteristici	
	Gaz Natural	Păcură
Model	TGM-96B	
Productivitate	480 t/h fiecare	
Presiunea Aburului de Bază	140 atm	
Temperatura Aburului de Bază	540 °C	
Temperatura Apei de Adaos	230 °C	
Numărul de Arzătoare	4	
	93.38%	93.5%
Combustibil Proiectat	Gaz natural	Păcură
Fluxul de Combustibil Proiectat	32,240 m ³ /h	31,600 kg/h
Temperatura gazului de ardere (proiect / actual)	125 °C (138 °C)	151 °C (161°C)
Notă: Combustibilul proiectat este gazul natural cu VCI 8,300 Kcal/kg sau păcura cu VCI 9,300 Kcal/kg		

CAZANE DE APĂ CALDĂ ALE CET-2

În perioada 1977 și 1975 au fost puse în funcțiune trei cazane de apă caldă de model PTVM (B-1, B-2 și B-3) cu funcționare pe gaz natural / păcură. Cazanele B-2 și B-3 sunt funcționale, iar cazanul B-1 nu funcționează. Cazanele de apă caldă B-4 și B-5 de model KVGM-180 cu funcționare pe gaz natural / păcură care au fost puse în funcțiune între 1987 și 1988 nu au mai funcționat din 1993. Parametrii tehnici de bază ai cazanelor de apă caldă sunt prezentați în Reprezentarea 36.

Reprezentarea 36: Caracteristici Tehnice ale Cazanelor de Apă Caldă de la CET-2

Echipament	Caracteristici			
	Gaz natural (3 Unități)		Păcură (2 Unități)	
Modelul cazanului	PTVM-100 (1,2&3)		KVGM-180 (4&5)	
Producător	Belogorod, Rusia,		Barnaul, Rusia	
Capacitatea, Gcal/h	100		180	
Presiunea apei, MPa	2.5		2.5	
Debitul de apă, m ³ /h	800 - 2,235		4,420	
Temperatura apei, °C	70/150		70/150	
Numărul de Arzătoare de gaz, buc.	16 (unități 1, 2 și 3)		8 (unități 4 și 5)	
Temperatura gazelor de ardere, °C	245			
Combustibil de funcționare	Gaz Natural	Păcură	Gaz Natural	Păcură
Eficiența cazanului, %	91.0 - 93.51	89.5	89.5	90.9

Cazanele B-1 și B-2 funcționează în perioadele de vârf a cererii de energie termică. În perioada sezonului de încălzire din 2016, cazanul B-1 a funcționat aproximativ două luni. În sezoanele de încălzire din 2017 și 2018, Cazanul B-1 a fost în funcțiune pentru câteva zile fiecare. Cazanul B-2 a fost în funcțiune ultima dată în sezonul de încălzire 2016 pentru câteva zile. La sfârșitul anului 2018, Cazanul B-1 a acumulat 31.664 ore de funcționare din Durata de Viață, iar Cazanul B-2 a acumulat un total de 23.729 de ore de funcționare [2].

SISTEMUL GAZELOR DE ARDERE

Gazele de ardere din cazane sunt evacuate prin intermediul coșului de fum de 180 m înălțime, care are diametrul de 7,2 m. Un alt coș de fum, care nu funcționează, are 240 m înălțime și 9,6 m diametru. Acesta este finisat la 80% și era destinat unui proiect de extindere abandonat.

Coșul de fum de 180 m aflat în prezent în exploatare are un randament și o flotabilitate suficiente pentru cele trei unități existente și două cazane de apă caldă aflate în regim de așteptare.

SISTEMUL DE ALIMENTARE CU COMBUSTIBIL

CET-2 utilizează gaze naturale ca combustibil principal și păcură ca combustibil de rezervă. Parametrii principali a ambilor combustibili sunt prezentați în Reprezentarea 37.

Reprezentarea 37: Parametrii Combustibilului

Parametrii	Gaz Natural	Păcură
Valoarea Calorică Inferioară (VCI), kcal/kg	7,945	9,602
Densitatea Specifică, g/dm ³	0.686	0.947
Umiditatea, %	NA	6.7
Sulf, %	NA	2 % (până la 3%)
Cenușă, %	NA	0.039

Conducta de gaze naturale este proiectată pentru presiunea maximă de alimentare de 6 Barg cu debitul maxim corespunzător de 300.000 m³. De facto, funcționează la 3 Barg (debitul maxim corespunzător de 150.000 m³) datorită reglementării pentru presiunea maximă a gazelor naturale în limitele orașului. Pe teritoriu există o singură stație de reglare a presiunii și contorizare proiectată pentru 6 Barg. În perioada de iarnă când consumul de gaz este maxim, presiunea gazelor naturale poate scădea la 1 Barg. CET-2 consumă 90.000 m³ / h de gaz natural la sarcină maximă (de exemplu, temperatura minimă exterioară). Consumul mediu de gaz

este de aproximativ 60 000m³/h. Furnitura de limitare a consumului de gaze naturale de către centrală se află la stația de reglare a presiunii, care se află pe teritoriul CET-2.

POMPELE DE CIRCULAȘIE A SACET

Pompele de circulație a SACET sunt împărțite în două grupe de pompe. Datele tehnice principale sunt prezentate în Reprezentarea 38.

Reprezentarea 38: Datele Pompelor de Circulație a SACET

Grupul de Pompe	Cantitatea	Modelul	Capacitatea, M ³ /H X dP Bar	Acționarea electrică / Unit, kW	Capacitatea Totală, M ³ /H
1	4	CƏ (SE)-5000 x 50	5,000 x 5	1,000	25,000
2	6	CƏ (SE)-1250 x 140	1,250 x 14	600	7,500
	3	CƏ (SE)-5000 x 160	5,000 x16	1,100	15,000
	3	CƏ (SE)-2500 x 180	2,500 x 18	1,500	7,500

TURBINELE DE ABUR ȘI GENERATOARELE

Cele trei turbine cu aburi cu extracție / condensare de model PT 80/100 130/13 sunt proiectate cu două etape și cu două puncte reglabile de extracție de abur. Fiecare turbină este conectată la un cazan. Turbinele sunt conectate direct la generatoarele electrice model TVF 120-2 cu o capacitate de 125 MVA fiecare. Nu există conexiuni încrucișate cu abur între cele trei turbine. Informațiile tehnice principale ale turbinei cu abur sunt prezentate în Reprezentarea 39.

Reprezentarea 39: Datele Turbinelor de Abur și Generatoarelor Electrice

Echipament	Caracteristici
Turbină de Abur, unități	3
Producător	LMZ, St. Petersburg, Rusia
Capacitatea Nominală, MW	80 (Max. 100) (Nota a)
Model	PT-80/100-130/13
Debitul de Abur Proaspăt, t/h	470
Presiunea Aburului Proaspăt, kg/cm ²	130

Echipament	Caracteristici
Temperatura Aburului Proaspăt, °C	525
Presiunea Aburului Extras, kg/cm ²	13±3
Consumul Aburului Extras pentru Necesități Industriale, t/h	185 - 265 t/h max; (Nota b)
Extragerea Aburului pentru Termoficare, kg/cm ²	0.5 - 2.5; 0.3 - 1.0 ^c
Consumul Aburului Extras pentru Termoficare, t/h	132 t/h (150 t/h max; Nota c)
Condensatorul	
Model	80 KYC
Capacitatea de Abur, t/h	217
Presiunea, kg/cm ²	0.035
Debitul Apei Circulate, m ³ /h	8,000
Generatorul	
Model	TVF-120-2
Capacitatea, MVA	120
<p>Note:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Poate fi realizată cu o anumită combinație de consum a aburului pentru procese industriale și termoficare b. Cantitatea de aburi extrasă maximală pentru procese industriale fără termoficare c. Cantitatea de aburi extrasă maximală pentru termoficare fără procese industriale 	

Evaluările metalurgice ale pieselor de înaltă presiune și temperatură sunt efectuate periodic de o companie de evaluare autorizată. Pe baza recomandărilor acesteia, temperatura aburului supraîncălzit a fost scăzută de la 555°C la 530°C, la unitățile 1 și 2, când au ajuns la 125.000 de ore de funcționare.

SISTEMUL DE RĂCIRE

Fiecare turbină cu abur este echipată cu un condensator cu abur. Condensatoarele cu aburi sunt echipate cu tuburi de alamă și sunt proiectate pentru circulația apei de 8.000 m³/h. Se precizează că condensatoarele sunt într-o stare bună.

Condensatoarele sunt răcite circulând apa care, la rândul său, este răcită de două turnuri de răcire (comune pentru cele trei turbine). Turnurile de răcire sunt de tip contrar-debit, cu tiraj natural. Datele tehnice principale sunt prezentate în Reprezentarea 40.

Reprezentarea 40: Datele Tehnice a Turnului de Răcire

Parametrii	Valoarea
Cantitatea	2
Tipul turnului	Debit-contrar, Tiraj Natural
Sarcina Termică Proiectată (MWt)	156.6 (nu există date în prezent)
Diapazonul Proiectat	Δt 9°C
Apa Circulată în Ambele	260,870 m ³ /zi, 95,224,000 m ³ /an

Capacitatea sistemului de răcire este de 156,6 MWt, sau aproximativ 70% din necesarul pentru funcționarea 100% a celor trei unități în regim de condensare. Cererea sarcinii de răcire proiectată a condensatorului este estimată la 75 MWt pe unitate sau 225 MWt pentru instalație.

SISTEMUL DE TRATARE A APEI

Sistemul de tartare a apei de la CET-2 include următoarele procese:

- Sistem de pre-tratare a apei brute, incluzând două decantoare pentru înmuiere și coagulare de sodiu, cu o capacitate totală de 70 m³/h.
- Sistem de tartare a apei din rețeaua de termoficare, bazat pe un schimb de Na-cation în două etape, inclusiv sistemul principal cu capacitatea de 250 m³/h și un sistem de rezervă de 150 m³/h.
- Sistem de demineralizare cu capacitate de 200 m³/h, bazat pe un proces de patru camere.
- Sistem de returnare a uleiului de condens eliminat, bazat pe procesul [filtru mecanic] → [filtru de cărbune activat] → [Na-cation], cu o capacitate de 40 m³/h.
- Regenerarea apei de spălare, inclusiv patru rezervoare de regenerare de 400 m³, mixere de var și clor, două prese filtrante (FPAKM) și pompe.
- Sistem de tratare a apelor uzate.

Datele privind performanța tratării apei CET-2 sunt prezentate în Reprezentarea 41.

Reprezentarea 41: Performanța Sistemului de Tratare a Apelor Uzate

Tipul Apei	Consumul
Apă demineralizată, Inclusiv pentru necesitățile centralei (15%)	383,387 m ³ 57,508 m ³
Tratarea chimică a apei, Inclusiv pentru necesitățile centralei (10%)	1,892,820 m ³ 189,282 m ³

SISTEMUL ELECTRIC DE ÎNALTĂ TENSIUNEA A CENTRALEI

CET-2 este conectată la stația de 330kV Strășeni a Î.S. Moldelectrica prin 3 linii de 110kV cu o lungime de 25 km, deținute de Î.C.S. „Premier Energy” SRL. Un studiu anterior a stabilit că liniile existente de 110 kV pot suporta ~ 100 MW de generare suplimentară de la CET-2. Stația de înaltă tensiune de pe teritoriul CET-2 este deținută de CET-2. Bara de izofază a stației are 2 secțiuni disponibile pentru întreruptoare suplimentare.

GENERATOARELE

Generatoarele de tip TVF-120 2U3 sunt fabricate de Elektro-Power, Sankt Petersburg, Rusia și instalate în 1976, 1978 și 1980. Sunt răcite cu hidrogen cu ajutorul apei la schimbătoare de căldură cu hidrogen. Capacitatea nominală este de 120 MVA / 133 MW la $\cos(\varphi) = 0,8$, iar eficiența nominală este de 98,4%. Starea lor este raportată ca fiind bună.

TRANSFORMATOARELE

Fiecare dintre cele trei generatoare este conectat la un transformator de ridicare de 125 MVA cu două înfășurări (110 -10 kV) și la un transformator auxiliar de 25MVA cu trei înfășurări (10 - 6/6 kV). Transformatoarele de ridicare 1T și 2T sunt conectate la magistrală de 110 kV Secțiunea A. Transformatorul de ridicare 3T este conectat la bara de 110 kV Secțiunea B. Fiecare dintre Transformatoare auxiliare 21T, 22T și 23T, alimentează Bara auxiliară de secționare de 6 kV. Fiecare dintre transformatoarele auxiliare este prevăzut cu un comutator de reglare sub sarcină.

Două transformatoare auxiliare ale stației 20T (110-6 / 6 kV), 32 MVA și 30T 110-6 / 6 kV), 40 MVA sunt conectate la barele de 110 kV și barele auxiliare de 6 kV.

Principalele date tehnice ale transformatoarelor sunt prezentate în Reprezentarea 42.

Reprezentarea 42: Parametrii Tehnici ai Transformatoarelor și Evaluarea Stării

Modelul	Capacitatea, kVA	Tensiunea, kV	Anul instalării	Numărul stației
TRDN-32000 110/6/6	32,000	115	1976	20T
TDTs-125000 110/10	125,000	121	1989	1T
TRDNS25000 10/6/6	25,000	10.5	1976	21T
TDTs-125000 110/10	125,000	121	1986	2T
TRDNS25000 10/6/6	25,000	10.5	1978	22T
TDTs-125000 110/10	125,000	121	1980	3T
TRDNS25000 10/6/6	25,000	10.5	1980	23T
TRNDTsN40000 25000/110/ 6.6/6.6	40,000/ 25,000	115	1989	30T

SISTEMUL DE COMANDĂ A CENTRALEI

Comenzile de dispecerat a rețelei electrice și a energiei termice sunt primite în camera principală de control a centralei. Sala principală de control este condusă de către responsabilul de tură a centralei. Sala principală controlează stația de conexiuni 110 kV, comutatoarele interne de 6 kV și sistemul de protecție împotriva incendiilor. Panoul de control a unităților 1, 2 și 3 sunt în aceeași cameră de control. Majoritatea echipamentelor sunt controlate manual. Camerele de control sunt echipate cu echipamente de monitorizare.

Sistemul de contorizare instalat la CET 2 include măsurarea și înregistrarea energiei electrice, a aburului și a energiei termice furnizate. Fluxurile de gaze naturale și păcură sunt măsurate și utilizate pentru calcularea performanței centralei.

3.2.4 ÎNTREȚINEREA

Eficiența centralei (cazanul, echilibrul dintre centrală și turbină) se obține prin măsuri de întreținere îndreptate spre reducerea pierderilor, scurgerilor de vid și scurgerilor de aer în cuptor; menținerea în stare bună a supapelor, modernizarea arzătoarelor, menținerea bună, etc.

Starea generală a centralei este raportată ca fiind satisfăcătoare. Toate defecțiunile echipamentelor sunt înregistrate și revizuite. În fiecare an, se efectuează o anchetă a echipamentelor majore pentru a identifica lucrările de întreținere necesare și este pregătită o listă a sarcinilor care trebuie îndeplinite.

Programul tipic de întreținere a CET-2 este:

- Reparații capitale: fiecare 4 ani
- Reparații intermediare: fiecare 2 ani (la necesitate)
- Întrețineri curente: odată pe an

Agenția de control este Inspecția Tehnică (Technadzor) din cadrul Ministerul Economiei și Infrastructurii, care supraveghează licențierea conductelor și cazanelor de înaltă presiune, dar nu și a turbinelor cu abur. Pentru turbinele cu abur, CET-2 folosește recomandările OEM.

În 2019, Blocul energetic I al CET-2 urmează să fie supus unei reabilitări și modernizări capitale pentru a-și reînnoi permisul de funcționare, în timp ce blocul energetic 2 este programat pentru o reparație capitală în 2021, iar Blocul energetic -3 în 2024.

CERINȚE FAJĂ DE MEDIU, PERFORMANȚE

SA Termoelectrica a raportat emisiile de CO₂ ca fiind 0,23 tCO₂ / Gcal de combustibil consumat. Emisiile anuale de CO₂ sunt raportate la 150.000 - 160.000 tone CO₂.

CONTAMINAREA SOLULUI ȘI PROBLEME CU AZBEST

S.A. Termoelectrica nu a raportat nici o contaminare specifică a solului și nu au fost observate în timpul vizitei echipei Worley. Datorită generației de proiectare a centralei, este probabil prezența azbestului, ceea ce ar putea aduce costuri pentru proiectele de pe teritoriu.

SECURITATEA ALIMENTĂRII CU ENERGIE ELECTRICĂ

Conform Î.S.Moldelectrica nu au fost raportate probleme specifice cu rețeaua de înaltă tensiune.

3.2.5 ÎNCĂLZIREA CENTRALIZATĂ ȘI CENTRALA CET-1

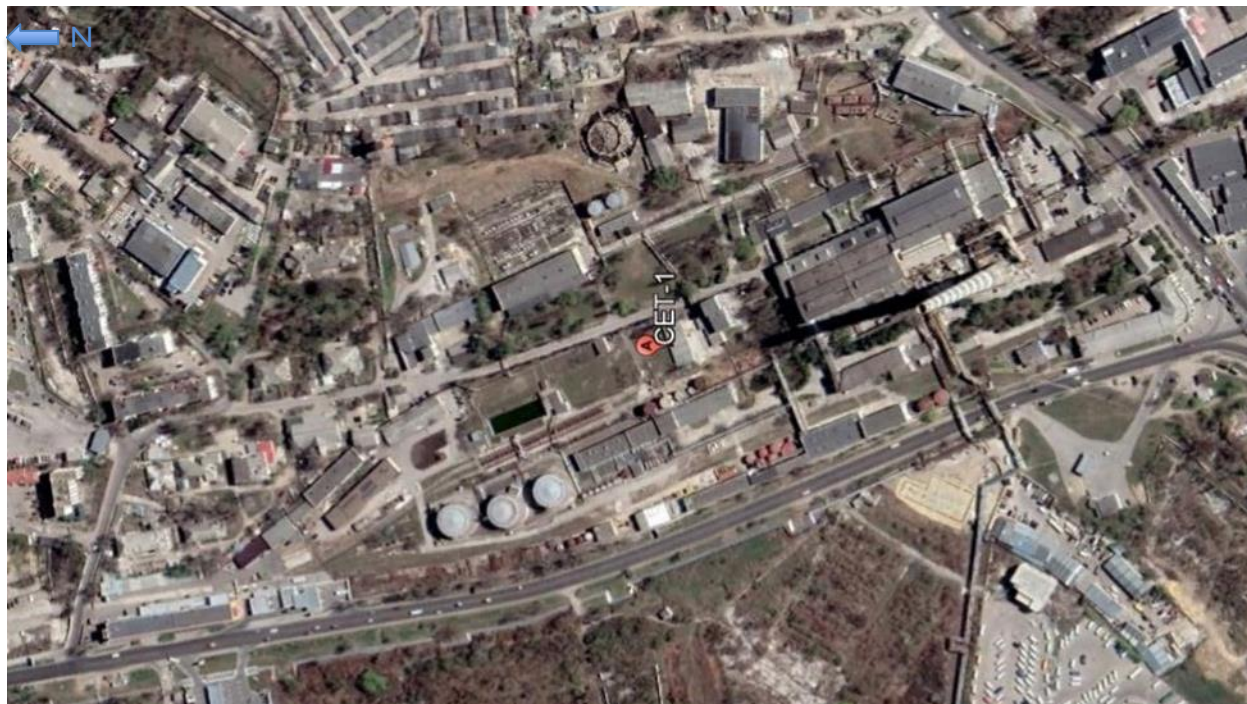
CET-1 este desemnată de S.A.Termoelectrica ca Sursa 2. Echipamentele principale ale CET-1 includ opt (8) cazane cu aburi cu ardere pe gaz natural și cinci (5) turbine cu abur. Patru cazane și două turbine sunt în funcțiune numai înafara sezonului de încălzire.

CET-1 este localizată în partea de nord-est a Chișinăului. Dintre toate unitățile de producere a energiei termice CET-1 este cel mai aproape amplasată de centrul orașului. Facilitățile CET-1 includ aproximativ treizeci de clădiri cu o suprafață totală de 20.748 m², amplasate pe 14 ha. Pe teritoriul CET-1 mai sunt amplasate și alte companii care se ocupă cu repararea și furnizarea de echipamente relevante centralei. Centrala a fost construită în trei etape începând din 1951, majoritatea unităților existente fiind puse în exploatare până în 1961. Centrala a fost construită inițial cu funcționare pe cărbune. În perioada 1966-69 toate cazanele au fost

transferate de pe cărbune pe gaz natural ca combustibil principal, iar păcura ca combustibil de rezervă.

O vedere de sus a CET-1 este prezentată în Reprezentarea 43, iar informațiile despre capacitatea centralei sunt prezentate în Reprezentarea 44.

Reprezentarea 43: Locația CET-1 Chișinău



Reprezentarea 44: Capacitatea Instalată a CET-1

Puterea electrică	54 MW
Energie termică (de la turbine)	194 Gcal/h
Cazanele de apă fierbinte	200 Gcal/h
Cazane de abur	540 t/h

DATE DE FUNCȚIONARE A CET-1

CET-1 nu poate funcționa fără a furniza energie termică pentru SACET sau abur sectorului industrial din zonă. Cel mai mult în istoria sa CET-1 a funcționat anual 8.040 ore în sezonul de încălzire staționând respectiv 720 de ore în sezonul de vară când termoficarea nu funcționează.

CET-1 satisface cererea de energie termică a SACET prin varierea temperaturii agentului termic furnizat păstrând practic constant debitul acestuia în sezonul de

încălzire. Temperatura maximă istorică de alimentare cu apă fierbinte a fost de 119°C. Aburul pentru încălzitoarele ce asigură sarcina termică de bază a SACET este asigurat din punctul de evacuare a turbinelor cu abur TG1, TG4 și TG5. Reprezentarea 45 prezintă regimurile tipice de funcționare.

Reprezentarea 45: Regimurile tipice de funcționare a CET-1

Echipamente cu componentele auxiliare în funcționare	Debitul de agent termic prin rețeaua de termoficare, m ³ /h	Sarcina aburului proaspăt de 8-13 Barg, t/h
Regim tipic de funcționare pentru sezonul de iarnă- 3,984 ore		
Patru sau cinci cazane de abur (B1 - B6)	5,000 - 7,000	35 - 60
Două cazane de apă fierbinte B7 și B8		
Toate turbinele TG1, TG4, TG5 și TG6		
Regim tipic de funcționare pentru sezonul de vară- 4,056 ore		
Unul sau două cazane de abur (B1 - B6)	2,000 - 3,000	20 - 40
Turbina TG4		

Centrala este dotată cu colectoare de abur care interconectează intrările și ieșirile cazanelor și turbinelor, permițând funcționarea oricărei combinații de cazane și turbine. Apa rețelei de termoficare în linia de retur este încălzită mai întâi de schimbătoarele de căldură cu abur de extracție și contrapresiune. Centrala utilizează cazanele de apă fierbinte B9 și B10 pentru acoperirea sarcinii de vârf după schimbătoarele de căldură.

Datele privind performanțele anuale ale centralei pentru perioada 2012-2018 (cu excepția anului 2016) [8] sunt prezentate în Reprezentarea 46.

Reprezentarea 46: Performanțele Anuale ale CET-1

Parametrii	Unitate	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Puterea instalată a generatoarelor electrice	MW	66	66	66	66	n.a.	66	66
Puterea disponibilă a generatoarelor electrice	MW	66	66	66	66	n.a.	20	34

Parametrii	Unitate	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Capacitatea termică instalată	Gcal/h	239	239	239	239	n.a.	239	239
Capacitatea termică disponibilă	Gcal/h	239	239	239	239	n.a.	35	91
Sarcina electrică maximă	MW	32	28	27	27	n.a.	8	10
Sarcina termică maximă	Gcal/h	91	79	71	71	n.a.	37	43
Energia electrică produsă	mil. kWh	57	59	67	47	n.a.	12	36
Energia electrică livrată	mil. kWh	48	50	56	39	n.a.	8	27
Energia termică furnizată la colectoare	Gcal	184,661	170,949	167,793	136,384	n.a.	57,190	160,618
Eficiența centralei electrice	%	85	83	77	84	n.a.	92	89
Combustibilul utilizat pentru producerea energiei (convențional)	mil tcc	39	38	42	30	n.a.	11	31
Cantitatea de CO ₂ emisă în atmosferă	mil tone	63	62	68	49	n.a.	17	50
Energia electrică raportată la cea termică	MWhe/ Gcal	0.31	0.35	0.4	0.35	n.a.	0.21	0.22
Consum propriu de putere	%	16.00	15.80	16.20	16.70	n.a.	32.50	25.20
Energia termică furnizată la colectoare	MWh th	214,722	198,778	195,108	158,586	n.a.	66,500	186,765
Energia electrică livrată	MWh e	56,708	59,479	67,387	47,200	n.a.	12,180	35,683
Durata de funcționare la generarea energiei termice	ore	773	715	702	571	n.a.	1,634	1,765

CAZANELE

Caracteristicile tehnice ale cazanelor CET-1 sunt prezentate în Reprezentarea 47.

Reprezentarea 47: Date Tehnice a Cazanelor CET-1

Modelul Cazanului	TC-35 (GM-50)	BKZ-120-100GM	PTVM-100
Producător	Întreprinderea de cazane din Taganrog	Uzina de cazane din Barnaul	Dorogobuzh
Cantitatea	6	2	2
Numărul Stației	Cazanele de abur B1-B6	Cazanele de abur B7-B8	Cazanele de apă fierbinte

Modelul Cazanului	TC-35 (GM-50)	BKZ-120-100GM	PTVM-100
			B9-B10
Anul dării în exploatare	1951; 1954; 1955; 1958; 1959 (2 unități)	1961	NA
Descriere	Cu un singur tambur, circulație naturală, susținut de jos, inițial grătar cu cărbune trecut apoi pe gaz/păcură	Cu un singur tambur, circulație naturală, susținut deasupra cu ardere pe gaz/păcură	De tip turn, apă fierbinte; unitate de vârf
Capacitatea, t/h	50	120	100 Gcal/h
Presiunea, Barg	39	92	
Temp., °C	440	520	75/150
Nr. de arzătoare	4	8	16
Temp. Gazelor de ardere, °C	138 (gaz)/ 155 (păcură)	135 (gaz)/ 150 (păcură)	

Note:

1. Pereții cazanului sunt din tuburi sigilate prin refractare (cu pereți fără membrană etanșă la gaz).
2. Încălzitoarele de aer a tuturor cazanelor sunt de tip tubular.
3. Cazanele de apă fierbinte 8 și 9 nu au mai fost puse în funcțiune din 1994.

Doar cazanele B1 - B4 (toate de modelul TC-35) sunt puse în funcțiune înafara sezonului de încălzire. Numărul de ore funcționate acumulate de aceste cazane se află în diapazonul 232.871 și 254.866 ore [2].

Starea tehnică a cazanelor CET-1 se consideră satisfăcătoare pentru a funcționa încă aproximativ 5-8 ani, cu condiția să se utilizeze măsuri bune de păstrare și întreținere preventivă periodică. Cazanele CET-1 ar putea continua să funcționeze în regim de rezerva și producere a ACC pe durata sezonului de încălzire.

SISTEMUL DE ALIMENTARE CU COMBUSTIBIL

CET-1 folosește gazul natural în calitate de combustibil principal, iar păcura în calitate de combustibil de rezervă.

Gazul natural este livrat la Chișinău printr-o conductă magistrală cu presiunea de 75 Barg. După conectarea la sistemul de distribuție a gazelor din Chișinău, presiunea acestuia este inițial redusă la 12 Barg și apoi la 3 Barg. CET-1 este conectat la sistemul de distribuție de 3-Barg printr-o conductă cu diametrul de 75 mm. Conducta de gaz ajunge la stația de reducere a presiunii și contorizare de pe teritoriul CET-1, unde se filtrează gazul și se reduce presiunea la 0,5 Barg.

Temperatura gazului, presiunea și debitul sunt înregistrate. Echipamentul principal este instalat în 1994. Gazul natural are valoarea Calorică Inferioară (VCI) de 7.968 kcal / Nm³. În cea mai rece lună, alimentarea cu gaz este raportată ca nefiind nefiabilă.

Păcura utilizată are o VCI de 9.602 Kcal/kg, un conținut de umiditate de 1,5% și un conținut de sulf de 1,60%. Păcura este livrată la centrală pe calea ferată. Păcura în cisternele feroviare este încălzită cu ajutorul duzelor de abur. Simultan, pot fi descărcate 16 cisterne feroviare. Pentru manipularea cu păcura se utilizează următoarele echipamente: o cisternă de transfer la calea ferată; rezervoare de stocare cu serpentine de încălzire cu abur pentru a păstra vâscozitatea necesară; echipamente de filtrare; sistem de încălzire și pompare a păcurii. Capacitatea totală de stocare este de aproximativ de 16.000 m³, suficientă pentru aproximativ o lună de funcționare la o sarcină de 30-40%. Rezervorul de descărcare (beton subteran, V = 3.500 m³) și rezervoarele de depozitare (3 x 5.000 m³) au fost instalate în 1997. Pompele au cel puțin 30 de ani. Starea tehnică generală a sistemului este raportată ca fiind satisfăcătoare.

TURBINELE CU ABUR ȘI GENERATOARELE

Caracteristicile tehnice ale generatoarelor pentru turbinele cu abur instalate la CET-1 sunt prezentate în Reprezentarea 48.

Reprezentarea 48: Date Tehnice a Generatoarelor pentru Turbine cu Abur de la CET-1

Nr. Unit.	TG-1	TG-2	TG-4	TG-5	TG-6
Modelul	R-12-35/3M	PT-12/15-35/10M	PR-10-35-1.2	R-27-90-1.2	R-5-90-37
Producătorul (Toate în rusă)	Kaluga Uzina de Turbine	Kaluga Uzina de Turbine	Bryansk Uzina producătoare de mașini	UtMZ,	UtMZ
Anul punerii în exploatare	1994	2001 (modificat)	1957	1960	1961
Tipul	Contrapresiune	Contrapresiune	Contrapresiune, cu extracție de abur de 0.8-1.3 MPa	Contrapresiune; tipul modificării VT-25-5 fără secția LP	Contrapresiune
Capacitatea, MWe	12	12	10	27	5
Presiunea Aburului, Barg	35	35	35	90	90
Temperatura Aburului, °C	435	435	435	520	520
Debitul de Abur, t/h	93		115	155	105

Cu toate, că ambele generatoare TG-1 și TG-2 sunt raportate ca fiind funcționale, numai generatorul TG-1 a fost în funcțiune în afara sezonului de încălzire din anii 2016, 2017 și 2018. Ultima dată generatorul TG-2 a fost în funcțiune în 2016. Conform situației de la sfârșitul anului 2018, TG-1 a acumulat 36.940 ore funcționale, iar TG-2 un total de 68.097 ore. Toate celelalte turbine cu abur nu sunt exploatate în prezent [2].

POMPELE REȚELEI DE TERMOFICARE

În rețea există următoarele pompe de circulație, așa cum sunt prezentate în Reprezentarea 49.

Reprezentarea 49: Pompele Rețelei de Termoficare

Modelul	Can-te	Parametrii
C3 (SE) -1250 x 140	7	1,250 m ³ /h, DP=14.0 bar, 630 kW

SISTEMUL DE CONDENSARE ȘI RĂCIRE

Niciuna dintre turbinele care funcționează la CET-1 nu este echipată cu condensator. Astfel, este necesară o sarcină totală de 194 Gcal / h a rețelei de termoficare și de abur industrial pentru ca generatoarele pentru turbină să-și atingă capacitatea nominală de energie electrică. Turnurile de răcire a CET-1 au fost demontate. Două iazuri de răcire (1.000 m³ fiecare) sunt utilizate pentru răcirea sarcinilor echipamentelor auxiliare ale turbinei și stației de tratare a apei, dar sistemul este raportat ca fiind nesigur.

SISTEMUL DE TRATARE A APEI

CET-1 are contract cu „APA-Canal” SA pentru furnizarea apei, iar stația de tratare a apei cuprinde următoarele facilități:

- Demineralizare;
- Stocarea și prepararea reactivelor;
- Rezervoare;
- Instalație de pre-tratare (dată în exploatare în 1987);
- Instalație de tratare a deșeurilor (dată în exploatare în 1979);
- Laboratoare central și expres;

Componentele majore ale stației de tratare a apei au fost puse în funcțiune în mai 1973. Toate instalațiile de mai sus sunt raportate ca fiind într-o stare satisfăcătoare, iar parametrii lor tehnici cheie sunt prezentați în

Reprezentarea 50.

Reprezentarea 50: Parametrii privind Performanța Tratării Apei

UTILIZAREA APEI	Rata de consum a apei tratate, m ³ /h	
	PROIECT	ACTUAL
Pre-tratare	500	400
Apă pentru rețeaua de termoficare	250	220
Demineralizarea apei	150	120

SISTEMUL ELECTRIC AL CENTRALEI

Producerea de energie electrică la CET-1 se bazează pe patru (4) generatoare G1, G4, G5 și G6 conectate la turbine cu abur 1, 4, 5 și 6 respectiv. Toate generatoarele sunt răcite cu aer. Generatoarele G1, G4 și G6 sunt conectate la cinci (5) secțiuni ale grupului de bare de 6,3 kV, care pot fi trecute rapid din regimul de funcționare în rezervă și vice-versa fără a întrerupe alimentarea consumatorilor. Energia electrică produsă de generatorul G5 poate fi furnizată consumatorilor externi de 110 kV și sarcinilor auxiliare ale centrale. Cele cinci secțiuni ale grupurilor de bare pot furniza energie electrică consumatorilor externi conectați la 6 kV și 110 kV, dar și sarcinilor auxiliare ale CET-1.

PARAMETRII GENERATOARELOR ELECTRICE

Reprezentarea 51: Parametrii Generatoarelor Electrice ale CET-1

Numărul Stației	G1	G4	G5	G6
Capacitatea, MW	12	12	27	60
Modelul	T-12-2	T2-12-2	TBC-30	T2-6-2
Factorul de Putere	0.8	0.8	0.9-0.95	0.8
Producător	Lisva, Rusia	Electromash, Harkov, Ucraina		
Anul Instalării	1994	1958	1960	1961
Anul Ultimii Reparații	1998	1999	1997	1996
Anul Ultimii Testări	1998	1999	1999	1999

Generatoarele și sistemul de excitare a acestora sunt raportate ca fiind în condiții relativ satisfăcătoare. Stațiunea de conexiuni a CET-1 include barele de distribuție la 110 kV; 6,3 kV și 0,4 kV. Instalația este echipată și cu două baterii de acumulare (CH-504).

DATE TEHNICE A TRANSFORMATOARELOR

Reprezentarea 52: Date Tehnice a Transformatoarelor CET-1

Nr. Stației	Modelul	Capacitatea, kVA	Tensiunea, kV	Anul Instalării
1T	TDTG-15000/110	15,000	110/35/6.3	1954
2T	TDTG-15000/110	15,000	110/35/6.3	1956
3T	TDTG-40500	40,500	110/35/6.3	1969
20 unități	Tip diferit	Aprox. 9 MVA	6.3/0.4	1951-1953

ÎNTREȚINEREA

Aspectul general pentru o centrală de această vârstă este bun (întreținere bună, curățenie, iluminare corectă, echipamente demontate sunt depozitate în zone speciale etc.). În cadrul CET-1, există numeroase proceduri ce țin de activitatea și întreținerea instalațiilor centralei. O mare parte din echipamentul electric a CET-1 funcționează de mai bine de 40 de ani și are nevoie de eforturi majore de Î&M pentru a-l menține funcțional.

ASPECTE DE MEDIU ȘI PERFORMANȚE

S.A. Termoelectrica a raportat emisiile de CO₂ ca fiind de 0,23 tCO₂ / Gcal de combustibil consumat. Emisiile anuale de CO₂ sunt raportate la nivel de 7 000-13 000 tone CO₂.

CONTAMINAREA SOLULUI ȘI PROBLEME CU AZBEST

S.A. Termoelectrica nu a raportat nici o contaminare specifică a solului și nici nu au fost observate în timpul vizitei în teren de către echipa Worley. Considerând perioada proiectării centralei, este probabil prezența azbestului, ceea ce ar putea aduce costuri suplimentare pentru proiectele implementate pe teritoriu.

SECURITATEA ALIMENTĂRII CU ENERGIE ELECTRICĂ

CET-1 este amplasată geografic în apropierea sarcinilor de energie electrică. Conform Î.S. Moldelectrica nu au fost raportate probleme specifice cu rețeaua de înaltă tensiune.

3.2.6 DESCRIERE GENERALĂ A CENTRALELOR TERMICE DIN CHISINAU

În prezent, S.A. Termoelectrica deține două centrale termice exploatate în Chișinău - CT-Vest și CT-Sud, precum și 19 centrale termice situate în suburbiile Chișinăului.

Toate aceste centrale termice funcționează pe gaz natural, folosind păcura ca combustibil de rezervă. CT-Est a fost construită pentru a produce abur industrial predominant și în prezent nu este în exploatare. Vederile de sus a acestor centrale sunt prezentate în Reprezentarea 53, Reprezentarea 54 și Reprezentarea 55.

Reprezentarea 53: Centrala Termică CT-Vest, Chișinău



Reprezentarea 54: Centrala Termică CT-Sud, Chișinău



Reprezentarea 55: Centrala Termică CT-Est, Chișinău



Datele tehnice a celor trei Centrale Termice sunt prezentate în Reprezentarea 56.

Reprezentarea 56: Parametrii Tehnici ai CT-Vest, CT-Sud și CT-Est

Modelul	Cant-tea	Capacitatea		Alimentarea cu Energie Electrică
		Per Unitate	Total	
CT-Est				
KBGM-180, HOB	2	180 Gcal/h	360 Gcal/h	2 X 110 kV
PE-25/14 FM, STEAM	2	50 t/h	100 t/h	
CT-Vest				
PTBM-100, HOB	4	100 Gcal/h	400 Gcal/h	4 X 6 kV
DKBP-6,5/13, STEAM	2	6,5 t/h	13 t/h	
CT-Sud				
PTBM-30, HOB	2	30 Gcal/h	60 Gcal/h	4 X 6kV
I1TBM-50, HOB	1	50 Gcal/h	50 Gcal/h	
PBTM-100, HOB	2	100 Gcal/h	200 Gcal/h	
DKRP-10/STEAM	1	10 t/h	7.0 t/h	

Toate centralele termice sunt dotate cu sisteme de păcură, inclusiv: rezervoare de stocare cu serpentine de încălzire; echipamente de filtrare; sistem de încălzire înainte de ardere (încălzitoare de păcură); echipamente pentru alimentarea cu păcură a cazanelor (stația de pompare a păcurii).

CENTRALA TERMICĂ CT-EST

CT-Est (Vostochnaya) este situată în partea de sud-est a orașului. Suprafața centralei este de 11,0 ha, iar capacitatea termică instalată este de 360 Gcal / h. Cazanele centralei au fost instalate în perioada 1992-1995. Capacitatea instalată de tratare a apei este de 315 m³/h. Păcura este furnizată pe calea ferată. Capacitatea de stocare este: rezervor pentru stația de cale ferată (500 m³); rezervoare de depozitare 3 x 5000 m³. CT-Est este echipată cu pompe de circulație a rețelei de termoficare. Parametrii tehnici de bază sunt prezentați în Reprezentarea 57:

Reprezentarea 57: Pompele de Circulație a Rețelei CT-Est

Tipul	Cantitate	Parametrii
CЭ-2500 x 180	3	2,500 m ³ /h, 18.0 bar, 1600 kW

Parametrii cheie pentru cazane sunt prezentați în Reprezentarea 58.

Reprezentarea 58: Datele Tehnice Cheie a Cazanelor CT-Est

Tipul Cazanului	Cantitatea	Capacitatea Termică	Presiunea	Temperatura Apei, °C		Temp. Gazelor de Ardere °C	
				Intrare	Ieșire	Gas	Păcură
KVGM-180	2	180 Gcal/h	16 Kg/cm ²	70	150	196	245
Cazane cu Abur DE-50-14 GM	2	50 t/h	13		Sat.	194	

CENTRALA CT-VEST

CT-Vest este situată în sectorul Buiucani, în zona de Nord-Vest a orașului Chișinău. Suprafața centralei este de 2,772 ha, iar capacitatea termică instalată este de 400 Gcal / h. Două dintre cazanele centralei de model PTVM-100, B-1 și B-2 au fost puse în funcțiune în 1969 și recondiționate în 1998. Celelalte două cazane PTVM-100 B-3 și B-4 au fost puse în funcțiune în 1979 și 1981. Cazanul B-3 momentan nu este exploatat. Cazanele cu abur B-5 și B-6 de model DKVR-6,5 / 13 au fost puse în

funcțiune în 1983. Cazanul B-6 a fost renovat în 2008. Datele tehnice cheie ale cazanelor instalate sunt prezentate în Reprezentarea 59. [2]

Reprezentarea 59: Datele Tehnice Cheie a Cazanelor CT-Vest

Modelul Cazanului	Cantite	Capacitate Termică	Presiune	Temperatura, °C		Nr. Arzătoare	Temp. Gazelor de Ardere, °C	
				Intrare	Ieșire		Gas	Păcură
PTVM-100	4	Gcal/h 100	Kg/cm ² 16	70	150	Bucăți/Tip 16/ GDS-100	205	220
Cazane de abur DKVR-6,5/13	2	6,5 t/h	13		194	2/ GMG-4		

Cazanele B-1, B-2, B-4, B-5 și B-6 au fost exploatate aproximativ fiecare în medie câte două-trei luni în perioada de încălzire a anilor 2016, 2017 și 2018 [2]. Nu au fost raportate orele totale de funcționare pentru cazanele CT-Vest. Este prezentată o estimare a orelor totale acumulate de funcționare pentru cazanele CT-Vest.

Reprezentarea 60: Orele Totale de Funcționare Estimate a Cazanelor CT-Vest

	B-1	B-2	B-4	B-5	B-6
Modelul	PTVM-100	PTVM-100	PTVM-100	DKVR-6.5/13	DKVR-6.5/13
Dat în exploatare	1968	1968	1981	1983	1983
Reparație Capitală	1997	1998	1999	Nu s-a făcut	2008
Numărul Mediu Anual de Ore Funcționate	1,464	2,226	1,912	1,859	503
Totalul de Ore în Exploatare Acumulate la finele anului 2018	30,744	44,520	36,322	65,053	5,033

Note:

1. Orele medii anuale de funcționare sunt estimate pe baza funcționării unităților raportate în 2016, 2017 și 2018.
2. Orele de exploatare acumulate sunt estimate pe baza anilor în funcțiune de la ultima reparație capitală și orele medii anuale de funcționare.

Stația de tratare a apei are o capacitate de 120 m³/h. În timpul sezonului de încălzire, CT Vest asigură furnizarea de energie termică în conturul său desemnat a SACET Chișinău.

Sistemul de exploatare a păcurii include: rezervorul stației feroviare (50 m³); rezervor de stocare - 4 buc cu un volum total de 10.000 m³.

CT-Vest este echipată cu pompe de circulație a rețelei de termoficare prezentate în Reprezentarea 61:

Reprezentarea 61: Pompele de Circulație a Rețelei CT-Vest

Modelul	Cant-te	Parametrii
14CД (SD)10 x 2	3	1250 m ³ /h, DP= 11,5 bar, 630 kW
CЭ (SE)-1250 - 140	3	1250 m ³ /h, DP=14,0 bar, 630 kW

CENTRALA TERMICĂ CT-SUD

CT-Sud este situată în sectorul Centru al orașului Chișinău. Suprafața centralei este de 2,4 ha. Capacitatea termică este de 310 Gcal / h, iar capacitatea producției de aburi instalată este de 30 t/h.

Cazanele B-1 și B-2 de model TGVM-30 au fost puse în funcțiune în 1969. În prezent, cazanul B-1 nu funcționează. Cazanul B-2 a fost renovat în 2008. Cazanul B-3 de model PTVM-50 a fost pus în funcțiune în 1974 și renovat în 2018.

Datele tehnice cheie ale cazanelor sunt prezentate în Reprezentarea 62.

Reprezentarea 62: Datele Tehnice de Bază ale Cazanelor de apă Fierbinte a CT-Sud

Modelul Cazanului	Cant-te	Capacitatea Termică	Presiunea
	Unități	Gcal/h	k/cm ²
TVGM 30	2	30	16
PTVM-50	1	50	16
KVGM-100	2	100	16
Cazan de abur DKVR-10/13	3	10 t/h/ 7 Gcal/h	13

În prezent sunt exploatate numai 4 cazane din cele opt instalate (Reprezentarea 63).

Reprezentarea 63: Datele Tehnice a Cazanelor CT-Sud

Nr. cazanului	Modelul	Dat în Exploatare	Reparat Capital	În funcțiune	Totalul Orelor Funcționate
B-1	TVGM 30	1967	Nu	Nu	NA
B-2	TVGM 30	1967	2012	Da	25,875
B-3	PTVM-50	1974	2018	Da	39,450
B-4	KVGM-100	1985	2002	Da	9,636
B-5	KVGM-100	1986	No	Nu	568
B-6	DKVR-10/13	1966	No	Nu	1,063
B-7	DE-6.5/14	2004	No	Da	52,766
B-8	DKVR-10/13	1966	No	Nu	1,267

În perioada anilor 2017 și 2018, cazanele B-2, B-3 și B-7 au funcționat în regim de bază aproximativ câte 5 luni fiecare pe durata sezonului de încălzire. Cazanul B-4 a funcționat ultima dată pentru aproximativ o lună și jumătate în sezonul de încălzire 2016.

Păcura este livrată la CT-Sud prin intermediul căii ferate. Aceasta este stocată în 3 rezervoare subterane (4.000 m³ fiecare). CT- Sud este dotată cu pompe de circulație pentru rețeaua de termoficare care sunt prezentate în Reprezentarea 64.

Reprezentarea 64: Pompele de Circulație a Rețelei CT-Sud

Modelul	Cantitate	Parametrii
SE-800-100	2	800 m ³ /h, Dp=10.0 bar, 320 kW
KRHA 700/200	4	1250 m ³ /h, Dp=14.0 bar, 710 kW

CENTRALELE TERMICE DIN SUBURBII

Cererea de sarcină termică pentru centralele termice din suburbii este de aproximativ 40 Gcal/h. Datele tehnice-cheie ale centralelor termice din suburbiile orașului Chișinău sunt prezentate în Reprezentarea 65.

Reprezentarea 65: Centralele Termice din Suburbii

Nr.	Amplasarea și umărul Sursei Termice	Modelul și Numărul de Cazane de Apă Fierbinte	Capacitate a Termică Gcal/h	Cererea Curentă Gcal/h
-----	-------------------------------------	-----------------------------------------------	-----------------------------	------------------------

Nr.	Amplasarea și umărul Sursei Termice	Modelul și Numărul de Cazane de Apă Fierbinte	Capacitate a Termică Gcal/h	Cererea Curentă Gcal/h
1	Vadul lui Vodă, 6011	CV-G - 2,5 x 2	4.14	5.04
2	Bubuieci, 6021	CVa - 1,16 x 2	2.00	2.12
3	Bubuieci Primăria, 6022	EN-50 x 2	0.20	0.20
4	Tohatin, 6031	CVa -0,63- Gn x 1 CVa - 0,4- Gn x 1	0.89	0.98
5	Ghidighici, 6041	DCVR 2,5/13x2	3.33	1.66
6	Durlești, 6051	CV-G - 1,1 x 2 CV-G - 0,63 x 1	2.43	3.35
7	Vatra, 6061	EN-1000 x 2	2.00	1.89
8	Sângera, 6071	Minsk-1 x 2	0.48	0.39
9	Băcioi Noi, 6003	Minsk-1 x 6	2.70	1.09
10	Dobruja, 6081	ZiOSAB-2,5x 2	4.30	4.17
11	Grătiești, 6091	DCVR 6,5/13x2	8.66	1.34
12	Colonița, școala, 6121	CVa -0,4 - Gn x 1 CVa - 0,16 - Gn x 1	0.48	0.46
13	Colonița, grădinița de copii, 6122	CVa -0,25 - Gn x 1 CVa - 0,16 - Gn x 1	0.35	0.04
14	Colonița, Primăria, 6123	EN-50 x 2	0.10	0.04
15	Colonița, salvarea, 6124	EN-50 x 2	0.10	0.09
16	Ciorăscu, 6131	DCVR 10/13x2	13.32	3.99
17	Cricova, 6141	DCVR 6,5/13x1 CV-G - 2,5 x 2	8.63	4.35
18	Cricova, școala, 6142	CVa -0,4 - Gn x 2	0.69	0.46
19	Stăuceni, 6161	DCVR 2,5/13x2 DCVR 10/13x1 DE 10/13x2	23.30	6.55
		TOTAL	78.10	38.21

3.2.7 REGIMUL DE FUNCȚIONARE A CET ȘI CT

CET-2 (Sursa 1) este sursa principală de energie termică, care acoperă sarcina termică pe segmentul principal al SACET Chișinău. CET-2 acoperă sarcina de bază în timpul sezonului de încălzire. Puterea minimă a cazanului unui bloc energetic CET-2 la care acesta mai poate funcționa este de 200 t/h de abur, ceea ce duce la o capacitate de producție termică de aproximativ 70 - 80 Gcal/h, în timp ce sarcina termică tipică de vară este în jur de 30 - 40 Gcal/h. Prin urmare, înafara sezonului de încălzire, CET-2 poate funcționa doar în regim de condensare (adică o parte din căldura produsă este degajată în mediu prin intermediul turnului de răcire), ceea ce afectează negativ performanțele sale economice. Din acest motiv, CET-1 (Sursa 2) a fost menținută în stare funcțională și este exploatată înafara sezonului de încălzire pentru a furniza servicii de apă caldă de consum pentru SACET Chișinău.

În timpul sezonului de încălzire, conturile deservite cu agent termic de către CT Vest și CT Sud sunt izolate de restul SACET Chișinău, iar CT Vest și CT Sud acoperă integral sarcina termică a conturilor deservite de acestea. Înafara sezonului de încălzire, robinetele de separare a conturilor sunt deschise, CT Vest și CT Sud sunt stopate și serviciul de apă caldă de consum pentru întregul SACET Chișinău este asigurat de CET-1.

Toamna, odată cu începerea sezonului de încălzire, o mică parte de căldură poate fi livrată către zona deservită de CT Vest din zona deservită de CET-1 / CET-2, iar CT Vest poate funcționa în paralel. CT-Est nu furnizează căldură rețelei de termoficare.

Rezumatul datelor privind performanța SACET al Chișinăului este prezentat în Reprezentarea 66 [9].

Reprezentarea 66: Performanța SA Termoelectrică pentru perioada 2016 – 2018

Centrala	COGENERAREA ENERGIEI TERMICE 2016- DATELE TEHNICE CHEIE					
	Agent termic	Energie electrică			Combustibil	Combustibil
	Brut	Generare	Consum propriu	Livrat		
	Gcal	kWh	kWh	kWh	Nm ³	Gcal
CET-1	132,463	43,922,621	(7,535,654)	36,386,967	24,531,480	201,158
CET-2	1,135,800	708,334,617	(100,868,514)	607,466,103	275,580,527	2,259,760
CT-SUD	154,528		(5,272,963)		20,791,587	170,491
CT-VEST	230,918		(7,039,256)		30,390,683	249,204
TOTAL	1,653,709	752,257,238	(120,716,387)	643,853,070	351,294,277	2,880,613

Centrala	COGENERAREA ENERGIEI TERMICE 2017- DATELE TEHNICE CHEIE					
	Agent termic	Energie electrică			Combustibil	Combustibil
	Brut	Generare	Consum propriu	Livrat		
	Gcal	kWh	kWh	kWh	Nm ³	Gcal
CET-1	146,791	32,400,895	(8,707,194)	23,693,701	23,828,962	195,397
CET-2	1,109,374	692,749,891	(97,196,656)	595,553,235	266,765,314	2,187,476
CT-SUD	143,821		(4,778,907)		19,437,568	159,388
CT-VEST	194,988		(5,922,184)		25,714,393	210,858
TOTAL	1,594,974	725,150,786	(116,604,941)	619,246,936	335,746,237	2,753,119

Centrala	COGENERAREA ENERGIEI TERMICE 2018- DATELE TEHNICE CHEIE					
	Agent termic	Energie electrică			Combustibil	Combustibil
	Brut	Generare	Consum propriu	Livrat		
	Gcal	kWh	kWh	kWh	Nm ³	Gcal
CET-1	160,619	35,682,594	(9,005,402)	26,677,192	26,138,586	214,336
CET-2	1,155,818	725,166,752	(100,038,402)	625,128,350	279,947,719	2,295,571
CT-SUD	150,187		(4,741,430)		20,272,917	166,238
CT-VEST	198,333		(5,684,652)		26,284,131	215,530
TOTAL	1,664,956	760,849,346	(119,469,886)	651,805,542	352,643,353	2,891,675

3.2.8 REȚEAUA DE TERMOFICARE

SISTEMUL DE CONDUCTE A REȚELEI DE TERMOFICARE

Lungimea sistemelor de conducte asociate cu zonele deservite de centralele de energie termică din Chișinău (bazate pe contorizarea veniturilor) sunt prezentate în

Reprezentarea 67.

Reprezentarea 67: Lungimea Sistemului de Conducte Magistrale a SACET Chișinău

	Conducte Magistrale, m		Conducte de Distribuție, m	Apă Caldă de Consum, m
	Terestre	Subterane	Subterane	Subterane
CET-1	36,766	156,086	181,690	154,394
CET-2	20,240	116,290	137,052	106,642
CT-SUD	14,408	49,576	85,754	66,588
CT-VEST	8,318	91,044	96,296	76,634
CT-EST	18,918	34,956	28,456	23,394
Total	98,650	447,952	529,248	427,652

Sursa: S.A. Termoelectrica

VÂRSTA CONDUCTELOR SISTEMULUI DE TERMIFICARE

Rețeaua de termoficare din Chișinău are nevoie de reabilitare, din cauza gradului avansat de îmbătrânire a sistemului de conducte. Vârsta conductelor rețelei de termoficare cu un diametru mai mare de 300 mm DN este prezentată în Reprezentarea 68.

Reprezentarea 68: Vârsta Conductelor Rețelei de Termoficare cu Diametru Mare

În funcțiune	Rata (%)	Cumulativ (%)
<10 ani	16%	16%
10 – 20 ani	14%	30%
20 – 30 ani	19%	49%
30 – 40 ani	25%	74%
>40 ani	26%	100%

Durata de viață tipică pentru conductele rețelei de termoficare instalate este de aproximativ 30 de ani. Aproximativ 50% din conductele SACET Chișinău și-au atins limita duratei de viață. Strategia de investiții pe termen scurt, mediu și lung, sponsorizată de Banca Mondială este de a renova sistematic toate conductele cu vârsta de peste 40 de ani, adică aproximativ 230 km de conducte. Înlocuirea conductelor mai vechi de 40 de ani este prevăzută pentru a reduce pierderile de energie termică în rețeaua de termoficare de la 19,7% la 18,2%. După finalizarea programului de reabilitare a rețelei de termoficare (toate conductele cu vârsta mai mare de 20 de ani), se estimează că pierderile de energie termică vor scădea la 15,6%. (Sursa: S.A. Termoelectrica).

STAȚIILE DE POMPARE

Datorită reliefului dificil pe care este amplasat municipiul Chișinău (este amplasat pe 7 colibe), rețeaua de termoficare urbană este divizată în zone hidraulice independente. Acest lucru impune funcționarea a 17 stații de pompare pentru a asigura circulația necesară a apei pentru sistemul de termoficare. Majoritatea stațiilor de pompare au fost renovate, inclusiv înlocuirea pompelor și a altor echipamente. Convertoare de frecvență au fost instalate în majoritatea stațiilor de pompare începând cu 2006.

Cele mai mari trei stații de pompare au fost reconstruite complet în 2016 și o nouă stație de pompare a fost construită în 2015; alte două mari stații de pompare au fost renovate în 2018 și 2019 - toate sunt dotate cu convertoare de frecvență.

Stațiile de pompare sunt considerate a fi în condiții satisfăcătoare / bune și nu se prevede ca să necesite înlocuirea semnificativă a echipamentelor principale în următorii 10 ani.

Lisata pompelor instalate la stațiile de pompare a SACET, inclusiv pompele amplasate la centralele de producere a energiei termice, sunt prezentate în Reprezentarea 69.

Reprezentarea 69: Stațiile de Pompare a SACET

Grupul de Pompe	Numărul de înreg.	Modelul	Cantite	Capacitatea unității, m ³ /h	Puterea Acționării Electrice, kW	Capacitatea totală, m ³ /h
2	SP-2	ME-200-500	3	500	75	1,500
3	SP-3	C3-800-55	3	500	48	1,500
4	SP-4	C3-800-100	6	800	100	4,800
5	SP-5	C3-800-100	4	800	100	3,200
6	SP-6	C3-800-55	3	800	55	2,400
7	SP-7	250LNN-600	3	800	110	2,400
8	SP-8	fl-3200-75	4	3,200	75	12,800
9	SP-9	250LNN-600	3	800	110	2,400
10	SP10	250LNN-600	3	800	110	2,400

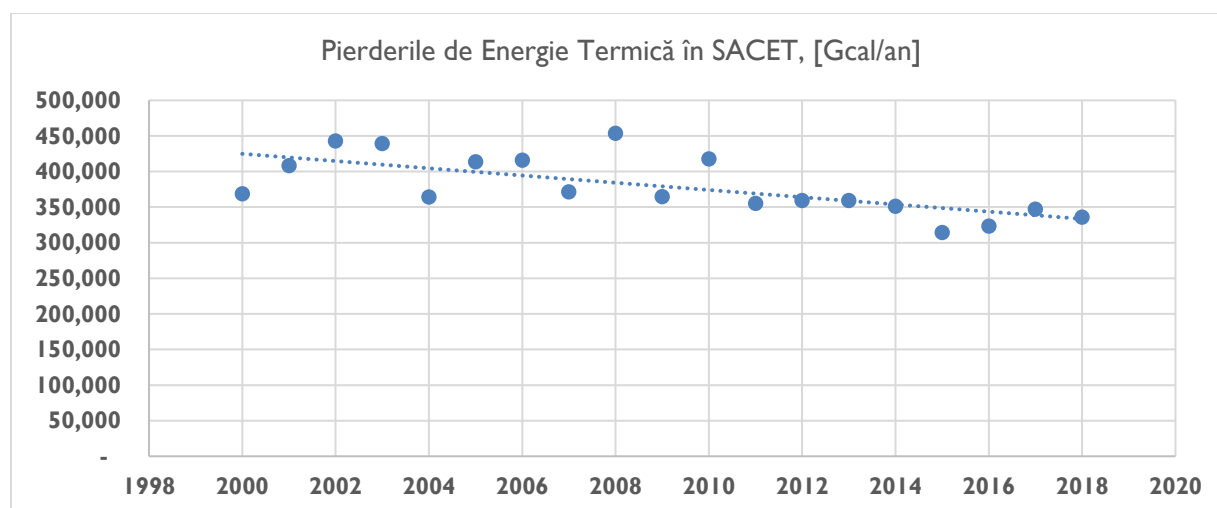
Grupul de Pompe	Numărul de înreg.	Modelul	Cantite	Capacitatea unității, m3/h	Puterea Acționării Electrice, kW	Capacitatea totală, m3/h
12	SP12	C3-2500-60	3	2,500	60	7,500
13	SP13	C3-2500-60	4	2,500	60	10,000
14	SP14	200LNN-600	3	800	107	2,400
14	SP14	C3-800-100	1	800	100	800
15	SP15	10Cfl-6	3	500	70	1,500
16	SP16	6HK9-1	3	120	65	360
18	SP18	ME-200-500	3	500	74.9	1,500
19	SP19	MEN-125-100-250L	3	320	74.9	960
21	SP21	6HK9-1	1	120	65	120
21	SP21	K90/85	1	90	85	90
22	SP22	HKy-250-32	4	250	32	1,000
31	CET-2	C3 (SE)-5000x50	4	5,000 x 5 bar	1000	20,000
31	CET-2	C3 (SE)-1250x140	6	1,250x14bar	600	7,500
31	CET-2	C3 (SE)-5000x160	3	5,000 x 16 bar	1100	15,000
31	CET-2	C3 (SE)-2500x180	3	2,500 x 18 bar	1500	7,500
32	CT-VEST-1	14Cfl (SD)10x2	3	1,250 x 12 bar	630	3,750
32	CT-VEST-2	C3 (SE)-1250-140	3	1,250 x 14 bar	630	3,750
33	CT-SUD-1	C3-800-100	2	800 x 11 bar	320	1,600
33	CT-SUD-2	krha 700/200	4	1,250 x 14 bar	710	5,000

Grupul de Pompe	Numărul de înreg.	Modelul	Cant-te	Capacitatea unității, m3/h	Puterea Acționării Electrice, kW	Capacitatea totală, m3/h
34	CT-EST	C3-2500x180	3	2,500 x 18 bar	1600	7,500
35	CET-1	C3 (SE)-1250-140	7	1,250 x 14 bar	630	8,750

PIERDERILE DE ENERGIE TERMICĂ ȘI APĂ ÎN REȚEAUA DE TERMIFICARE

Pierderile de energie termică ale SACET din ultimii 18 ani sunt prezentate în Reprezentarea 70 [10]. O reducere notabilă a pierderilor de energie termică de aproximativ 20% în ultimii 8 ani este rezultatul programului robust de reabilitare a rețelei de termoficare care este în desfășurare din 2010.

Reprezentarea 70: Pierderile de energie termică în rețeaua de termoficare pentru perioada 2000 - 2018



Proiectele de reabilitare finalizate în ultimii ani sunt prezentate în

Reprezentarea 71 [11].

Reprezentarea 71: Eforturile de Reabilitare a SACET

	Conductele înlocuite în SACET, km	Înlocuirea Izolației RT, km	Ponderea în Lungimea Totală	Varierea pierderilor de energie, an/an%
2010	11.20	42.00	0.046	
2011	10.60	34.50	0.038	-15%
2012	9.40	32.00	0.035	1%
2013	11.40	29.90	0.035	0%
2014	15.00	41.70	0.048	-2%
2015	2.90	17.00	0.017	-10%
2016	7.20	9.00	0.022	3%

Proiectele de reabilitare sunt finanțate de SA Termoelectrica și de proiectul special al Băncii Mondiale SACET. Până în prezent, aproximativ 24% din rețeaua de termoficare a fost reabilitată. Drept urmare, în 2018 pierderile anuale de energie termică au fost reduse la 330.000 Gcal, adică aproximativ 20% din energia termică generată.

S-a raportat că lucrările de reabilitare a rețelei de termoficare vor continua pentru următorii 5-7 ani, însă într-un ritm mai lent, cu un scop mai redus al țintelor proiectelor. Se preconizează că aceasta va duce la o reducere suplimentară a pierderilor anuale de energie termică în perioada 2025 - 2032 la aproximativ 15% din energia totală generată sau aproximativ 260.000 Gcal /an. Cu toate acestea, pierderile din SACET Chișinău sunt în continuare peste nivelul pierderilor de energie termică predominante de aproximativ 10% în sistemele de termoficare moderne de dimensiuni similare.

Deși anual, pierderile de energie termică ale sistemului sunt de aproximativ 20%, înafara perioadei de încălzire, când cererea de căldură pentru apă caldă de consum este scăzută, pierderile de energie termică pot ajunge la 50% din totalul energiei termice facturate.

FIABILITATEA REȚELEI DE TERMOFICARE

Scopul proiectelor de Î&M și reabilitare este reducerea defecțiunilor sistemului și pierderile de căldură și masă. Frecvența defecțiunilor este un indicator al stării rețelei. Din cauza unei rate inadecvate a înlocuirii rețelei, fiabilitatea SACET Chișinău și eficiența sistemului au scăzut, ceea ce influențează negativ calitatea serviciului.

Fiabilitatea SACET Chișinău are o tendință istorică de deteriorare, așa cum este ilustrat în Reprezentarea 72. În 2001, numărul mediu specific de defectări pe km pentru întreaga rețea a fost raportat la 0,8 defectări pe km. În 2008, același

indicator a atins la 1,8 defectări pe km, ceea ce este de aproape 4 ori mai mare în comparație cu sistemele moderne de termoficare din UE (aproximativ 0,5 defectări pe km).

Numărul tot mai mare de defectări în termeni absoluți și specifici (pe km) determină o scădere a calității serviciilor și un nivel semnificativ de pierderi de energie termică. Acesta din urmă a atins 24% în 2008. Deși pierderile de energie termică au fost reduse de la 29% în 2005 la 24% în 2008, acestea sunt în continuare peste nivelul de 10% care este caracteristic sistemelor moderne de termoficare de dimensiuni similare.

Reprezentarea 72: Numărul Absolut și Specific de Defectări

	Rețele magistrale		Rețele de Distribuție		Rețeaua Apei Calde de Consum		Total, km	
	km							
	Defectări		Defectări		Defectări		Defectări	
	Total	per km	Total	per km	Total	per km	Total	per km
1998	185	0.74	N.R.	N.R.	348	0.58	533	0.74
2001	40	0.16	36	0.13	482	2.37	558	0.77
2008	302	1.19	78	0.29	927	4.56	1307	1.80

Note:

1. N.R. – Nu sunt Raportate
2. Date recente nu au fost prezentate de SA Termoelectrica

Un număr substanțial mai mare al numărului absolut și specific de defectări al rețelei de distribuție a apei calde de consum (apă caldă) este explicat în mare măsură de faptul că nu a existat un serviciu de apă caldă în perioada 2001-2004 la Chișinău. În perioada respectivă, conductele de distribuție a apei calde de consum s-au corodat substanțial, întrucât nu au fost umplute cu apa dezaerată.

Pentru viitoarele proiecte de înlocuire a conductelor, se recomandă utilizarea sistemelor de conducte preizolate realizate din tuburi de polietilenă reticulată (PEX) (sau echivalent), care elimină defectiunile conductelor din cauza coroziunii.

REGIMURILE DE FUNCȚIONARE A SACET

Pe durata sezonului de încălzire, din cauza constrângerilor hidraulice ale sistemului SACET, nu este posibil de transportat cantități semnificative de energie termică de la CET-2 și CET-1 în zonele de Vest și Sud ale sistemului. Drept urmare, pe durata sezonului de încălzire, SACET Chișinău este divizat în trei zone de lucru / bucle care furnizează energie termică pentru încălzirea spațiilor și apă caldă de consum.

- Zona de lucru/bucula principală, care este asigurată cu energie termică de către CET-1 și CET-2
- Zona de lucru/bucula de Vest, care este asigurată cu energie termică de către CT-Vest
- Zona de lucru/bucula de Sud, care este asigurată cu energie termică de către CT-Sud

Deși o anumită cantitate de energie termică este furnizată de la CET-2 la zona de Vest la începutul și sfârșitul sezonului de încălzire.

În afara sezonului de încălzire, sistemul funcționează într-o singură buclă oferind servicii de apă caldă de consum, principala sursă de energie termică fiind CET-1.

PARAMETRII APEI SACET

Tabelul din Reprezentarea 73 prezintă modul de funcționare pe timp de iarnă a SACET în condițiile extreme de mediu din anotimpurile de încălzire 2016-2018.

Reprezentarea 73: Modul de Funcționare pe Timp de Iarnă

Sursa termică	Zona Deservită	T2	dT	Energia Termică Înregistrată	Energia Termică Calculată	Debitul de consum
		°C	°C	Gcal/h	Gcal/h	t/h
CET-1	Raza2	52.3	29.5	73.7	110.8	3,755
CET-2	Botanica	50.4	30.9	217.6	234.2	7,579
	Ciocana	51.1	30.9	112.8	124.0	4,012
	Linia de legătură	58.7	29.6	127.6	145.2	4,907
CT-SUD	Raza I	54.4	25.9	24.0	24.0	927
	Raza 2	55.0	28.5	26.2	42.8	1,502
CT-VEST	Oraș	53.7	25.8	62.9	83.4	3,233
	Alfa	54.3	26.4	25.7	31.8	1,206
	Mediu/Total	53.7	28.4	670.3	796.2	27,121

Note:

1. Datele din tabel sunt pentru cea mai rece temperatură medie zilnică de minus 15°C
2. T2 – temperatura apei de retur
3. dT – diferența dintre temperaturile apei tur/retur

Sistemul de termoficare este proiectat pentru temperatura apei de alimentare de 150°C și temperatura apei de retur 70°C. Aceste valori au fost revizuite de mai multe ori la 130°C / 70°C și 95°C / 55°C. Cu toate acestea, în practică, sistemul este exploatat în mediu la temperatura de alimentare de aproximativ 75°C și diferența între temperaturile de alimentare și retur (ΔT) de aproximativ 25°C. Acest mod de funcționare are ca rezultat debitarea semnificativă a apei circulante, care creează / agravează blocaje hidraulice în sistem. În timp ce există un potențial pentru îmbunătățirea capacității de alimentare cu energie termică a sistemului prin creșterea ΔT , funcționarea la temperaturi mai mari de alimentare, conform S.A.Termoelectrica, ar putea (și va) avea ca rezultat o defecțiune a sistemelor de conducte a SACET din cauza stării precare a acestora.

Cererea minimă de energie termică se observă înafara sezonului de încălzire în condițiile în care doar serviciul de apă caldă de consum (ACC) este furnizat unor consumatori. Sarcina medie a ACC în 2018 a fost de 34 Gcal /h. Serviciul a fost furnizat într-o singură buclă la debitul de apă circulant de aproximativ 2.500 m³/h, temperatura apei de alimentare de aproximativ 60°C și temperatura apei de retur de aproximativ 48°C. Serviciul de ACC este asigurat de CET-1, deoarece sarcina de energie termică înafara sezonului de încălzire este sub nivelul minim de funcționare a turbinei CET-2 de model PT-80/130.

ZONELE DE LUCRU A SACET

Sarcinile termice medii și debitele circulante proiectate pentru zonele de lucru a SACET Chișinău sunt prezentate în Reprezentarea 74.

Reprezentarea 74: Parametrii Zonelor de Lucru a SACET

Zona Deservită	Media pentru încălzirea spațiilor, Gcal/h	Media pentru ACC, Gcal/h	Debitul de Apă Proiectat, m ³ /h
CT-SUD	91.8	6.5	2,340
CT-VEST	122.2	10.8	3,468
CET-1	307.3	24.1	7,100
CET-2	339.0	35.7	9,684

Note:

1. CT-Sud include două (2) stații de pompare (SP#18, #19) cu o capacitate de 155 m³/h și 692 m³/h și o putere de 90 kW și respectiv 160 kW. Presiunile minime necesare de alimentare și retur la CT-Sud sunt de aprox. 9.3 și 2.0 atm.

2. Regimul hidraulic al circuitului CT-Vest este asigurat de 3 stații de pompare (SP#3, #9, #10) cu o capacitate de la 750 m³/h până la 990 m³/h și o sarcină electrică de la 200 kW până la 315 kW.
3. Conducta de interconectare a CET-1 și CET-2 este proiectată pentru o sarcină termică de 176,0 Gcal/h la debitul de apă de 4,570 m³/h.
4. Procesul integrat de funcționare comună a circuitului CET-1 / CET-2 asigură un debit maxim de apă de 14260 m³/h, inclusiv linia de conectare de 4.570 m³/h.
5. „Botanica” (SP#13) 5.050m³/h și „Ciocana” (SP#12), 4.640 m³/h, cu presiuni minime necesare de alimentare și retur de 11,2 atm și 2,4 atm pentru CET-1 și 12,0 atm și 1,8 atm pentru CET-2.

3.2.9 EVALUAREA STĂRII TEHNICE A CET-UTILOR

În industria energetică, practica obișnuită este de a efectua periodic evaluări extinse ale stării tehnice pentru a determina capacitatea echipamentelor pentru a funcționa peste durata de viață și de a determina durata de viață rămasă a echipamentelor majore. În scopul evaluării stării tehnice de regulă se utilizează metode de evaluare distructive și nedistructive combinate cu instrumente specializate și analize de laborator. Întrucât rapoartele de evaluare a stării tehnice pentru echipamentele majore ale CET-1 și CET-2 nu au fost furnizate proiectului, echipa Worley a utilizat metodologia bazată pe analiza statistică a duratei de viață sigure așteptate, demonstrată de echipamente de design și materiale de construcție similare, supuse unor condiții de exploatare, controlul și întreținere a metalurgiei similare. Analiza se bazează pe datele raportate pentru centralele electrice de tipul CET-1 și CET-2 care utilizează aceleași modele standardizate de echipamente majore (cum ar fi cazane, turbine cu aburi, generatoare, transformatoare etc.) și aceleași proiectare și configurație generală a instalației.

ISTORIA FUNCȚIONĂRII TURBINELOR RUSEȘTI DE MODELE PT, P ȘI T

CET-1 și CET-2 au fost proiectate, construite și puse în funcțiune în perioada sovietică. La fel ca majoritatea centralelor de acest tip CET-1 și CET-2 folosesc modele standardizate de echipamente majore (cum ar fi cazane, turbine cu aburi, generatoare, transformatoare etc.), iar proiectele și configurația generală a acestor centrale se bazează pe un proiect tipic de centrală utilizat ca proiect de referință. De-a lungul anilor, astfel de centrale electrice au acumulat o experiență semnificativă în exploatarea pe termen lung și întreținerea echipamentelor acestora.

Tipurile de turbine, cum ar fi cele instalate la CET-1 și CET-2, au fost raportate [12] ca având o durată de viață de peste 250.000 - 300.000 ore de funcționare la presiunea clapetei de accelerație cu abur de 13 MPa (Reprezentarea 75) și chiar 350.000 de ore de funcționare atunci când sunt exploatate la presiunea clapetei de accelerație cu abur de 9 MPa (Reprezentarea 76).

Reprezentarea 75: Exemple de Exploatare a Turbinelor cu Abur de tip Sovietic, presiune 13 MPa

Modelul Turbinei	Producător	Durata de viață		Ciclul de Exploatare Mediu				
		Ore lucrate	Porniri	Durata	Exploatare	Reparație	În Rezervă	Porniri
PT-60-130	LMZ	340,902	326	10,904	8,315	1,500	1,105	8
PT-65/75-130	LMZ	342,109	339	12,175	9,503	1,344	1,360	9
PT-65/75-131	LMZ	353,544	239	14,318	11,785	1,006	1,517	10
PT-80-130	LMZ	215,993	243	30,437	23,999	1,725	4,713	27
PT-80-130	LMZ	206,117	216	30,193	22,901	1,701	5,590	24
P-50-130	LMZ	234,493	193	19,126	12,932	1,441	4,753	9
P-50-130-15	LMZ	239,793	320	47,557	29,974	1,473	17,082	40
P-50-130-15	LMZ	244,123	304	41,152	27,165	1,960	12,035	34
P-100-130	TMZ	220,319	307	23,936	22,032	2,563	4,287	31
T-100-130	TMZ	275,711	443	27,046	21,109	1,359	3,473	34
T-100-130	TMZ	262,944	371	23,549	21,912	2,112	4,979	31
T-100-130	TMZ	316,478	246	20,761	16,657	1,495	2,610	13
T-100-130	TMZ	292,115	278	22,172	17,185	1,645	3,341	16
T-100/120-130	TMZ	274,907	219	22,303	13,327	1,806	2,670	15
CICLUL DE EXPLOATARE MEDIU					12,428	1,511	1,233	16

Reprezentarea 76: Exemple de Exploatare a Turbinelor cu Abur de tip Sovietic, presiune 9 MPa

Modelul Turbinei	Producător	Durata de viață		Ciclul de Exploatare Mediu				
		Ore lucrate	Porniri	Durata	Exploatare	Reparație	În Rezervă	Porniri
VPT-25	TMZ	380,793	302	19,947	17,309	1,465	1,194	15
PT-25-90	TMZ	394,272	314	23,569	20,751	1,065	1,753	17
P-25-90	HTZ	341,224	269	16,183	13,124	1,113	1,947	10
P-25-90	HTZ	331,310	251	10,991	7,530	825	2,660	6
PT-25-90	TMZ	396,138	275	15,399	12,779	1,072	1,549	9
PT-25-90	TMZ	402,727	337	15,780	13,242	919	1,473	11
CICLUL DE EXPLOATARE MEDIU					14,123	1,077	1,763	11

Această experiență a fost rezumată și normalizată în standardul Federației Ruse RD-10-577-03 „Ghiduri de reglementare standard pentru controlul metalurgiei și prelungirea duratei de viață a componentelor majore ale cazanelor, turbinelor cu abur și conductelor de înaltă presiune ale centralelor termice” [13]. Acest document este obligatoriu pentru centralele termice rusești. Cu toate acestea, este aplicabil și este utilizat pe scară largă de centralele electrice situate în fostele republici sovietice care exploatează aceleași modele și generații de echipamente ca și centralele rusești. Cerințele referitoare la controlul metalurgiei pentru componentele majore ale cazanelor, turbinelor cu abur și conductelor de abur sunt specificate într-un alt standard al industriei ruse 17230282.27.100.005-2008 [14].

EVALUAREA DURATELOR DE VIAȚĂ RĂMASE PENTRU CET-1 ȘI CET-2

Metodologia RD-10-577-03 se bazează pe o bună abordare a practicilor ingineresti de stabilire a duratei de viață a componentelor de înaltă presiune / temperatură ale echipamentelor centralei. Standardul definește, în general, trei etape ale extinderii duratei de viață a echipamentului electric.

- Funcționarea în Limitele Duratei de Viață (FLDV)
- Funcționarea în Limitele Duratei de Viață Specifice (FLDVS) când limita duratei de viață este depășită
- Funcționarea După Limita Duratei de Viață Specifice (FDLDVS).

Durata de Viață se așteaptă a fi Durata de Viață fiabilă demonstrată de echipamente cu design și materiale de construcție similare, care au fost supuse unor condiții de exploatare, control și întreținere a metalurgiei similare.

Durata de viață specifică este durata de viață care a fost determinată pentru o anumită unitate cu proprietățile sale metalice, geometrice unice și condițiile sale reale de exploatare, în mod normal, după depășirea orelor FLDV.

Perioadele de exploatare FLDV, FLDVS și FDLDVS ale centralelor sunt caracterizate, de obicei, de diferite scopuri a eforturilor de Î&M. Atunci când se ia o decizie de extindere a funcționării unității în perioada FLDV, și în special în perioada FLDVS, de obicei sunt planificate eforturi suplimentare de Î&M pentru fiecare 12000 - 20000 din orele de funcționare ale unității, care sunt incluse în rutina de întreținere preventivă. Efectuarea măsurilor de Î&M sunt esențiale, în special în perioada de exploatare FDLDVS, pentru a menține starea tehnică a unității în conformitate cu standardele tehnice aplicabile. Lucrările suplimentare se așteaptă să includă reparații capitale a cazanelor și turbinelor cu aburi, cum ar fi înlocuirea componentelor de înaltă presiune / temperatură a cazanului (super-încălzitoare, reîncălzitoare, pereți de apă și conducte), reparație capitală a întregului set de generatoare cu turbine de abur, carcasa turbinei, rotorul, garnituri, lame și lagăre și auxiliare. Lucrările de reparație capitală în timpul perioadei de funcționare FDLDVS rezultă în întreruperi extinse și costuri suplimentare în comparație cu perioada de exploatare FLDV.

Determinarea Duratei de Viață Specifice se aplică la componentele echipamentelor fabricate din aliaje de oțel care funcționează în condiții de temperatură și presiune ridicată și sunt supuse unei deformări lente a plasticului sub stres, proces cunoscut sub numele de fluaj.

Durata de viață utilă rămasă a componentelor echipamentelor care sunt supuse deteriorării din cauza coroziunii, eroziunii și a altor forme de uzură este determinată de rezultatele examinărilor periodice ale stării lor de facto. De obicei, astfel de examinări periodice sunt efectuate în timpul activităților de întreținere de rutină.

O evaluare extinsă a stării tehnice este efectuată pentru a determina capacitatea echipamentului de a funcționa pe o perioadă extinsă și pentru a stabili durata de viață specifică odată ce Limita Duratei de Viață a fost atinsă. Domeniul de aplicare al evaluării include, de obicei, revizuirea stării tehnice istorice a funcționării echipamentelor, examinări nedistructive (cum ar fi testarea radiografică, inspecția particulelor magnetice și inspecția penetrantului lichid), examinări dimensionale (cum ar fi grosimea pereților de conducte și tuburi) și evaluarea metalurgiei pentru a stabili o durată de viață utilă rămasă a unei părți.

În continuare sunt prezentate acțiunile tipice a unei evaluări extinse a condițiilor tehnice pentru a stabili durata de viața rămasă și stabilirea posibilității și condițiilor pentru extinderea duratei de funcționare a componentelor de înaltă presiune / temperatură după limita FLDV:

- Analiza documentației tehnice și a istoricului de funcționare;
- Examinarea nedistructivă;
- Inspecția sistemului structural de susținere;
- Evaluări metalurgice în teren și în laborator (decupaje de probă) a structurii, proprietăților și micro-deteriorarea;
- Determinarea rezistenței materiale rămase și evaluarea resursei reziduale, luând în considerare condițiile de operare reale și datele de cercetare disponibile;
- Elaborarea recomandărilor pentru extinderea duratei de viață, cerințele de Î&M și de operare și planul pentru următorul efort de evaluare extinsă a condițiilor tehnice.

Evaluarea extinsă a stării tehnice determină măsurile și planul pentru reparațiile și înlocuirile care trebuie efectuate pentru a continua funcționarea unității.

Pe baza mai multor ani de evaluări extinse ale echipamentelor care au acumulat 300.000 ore de funcționare sau mai multe, inclusiv analiza mecanismelor de deteriorare a echipamentelor și evaluări ale metalurgiei, s-a prevăzut că durata de viață specifică a echipamentului poate fi în medie de cel puțin 1,35-1,5 ori peste Durata de Viață [15].

Durata de viață și durata de viață specifică a unei unități de putere sunt de obicei guvernate de starea turbinei cu abur a unității, deoarece înlocuirea sau repararea

capitală a componentelor majore ale turbinei cu abur reprezintă, de obicei, cel mai mare cost.

Durata de viață pentru turbinele cu abur este determinată de puterea nominală a acestora și de presiunea de abur a clapetei de accelerație și este prezentată în Reprezentarea 77.

Reprezentarea 77: Durata de Viață pentru Turbinele de Fabricație Sovietică

PRODUCĂTOR	Presiunea clapetei de accelerație de abur, MPa	Puterea Nominală, MW	Durata de Viață, 1,000 ore	Numărul de porniri
Grupul A: UTZ (TMZ) Ural, Rusia	Până la 9 13-24	≤ 50	270	900
		50-250	220	600
Grupul B: LMZ St Petersburg, Rusia	Până la 9 13-24	≤ 100	270	900
		50-300	220	600
Grupul C: Turboatom Kharkov, Ucraina	Până la 9 13	≤ 50	270	900
		160	200	600

Conform clasificării din Reprezentarea 77, turbinele CET-2 cu o putere de 80 MW și condiții pentru clapeta de accelerație de abur de 13 MPa la 530 °C aparțin echipamentelor din Grupul B, care au estimat durata de viață la 220 de mii de ore. Orele duratei de viață acumulate în exploatare pentru blocurile energetice ale CET-2 [2] sunt prezentate în Reprezentarea 78.

Reprezentarea 78: Orele funcționate a Blocurilor Energetice a CET-2

CET-2	Bloc Energetic 1	Bloc Energetic 2	Bloc Energetic 3
Introdus în exploatare	1976	1978	1980
Orele funcționate, 2018	223,204	209,278	202,851

Inspekția Tehnică (Technadzor) din cadrul Ministerul Economiei și Infrastructurii a Republicii Moldova este o agenție de control, care supraveghează licențierea conductelor de înaltă presiune și a componentelor cazanului de înaltă presiune în Republica Moldova. Conform cerințelor inspekției tehnice, tobele cazanului trebuie să fie supuse evaluării prelungirii duratei de viață / licenței după 300.000 de ore de funcționare. Recomandările producătorului sunt utilizate pentru turbinele cu abur.

Blocul energetic 1 a CET-2 care a ajuns la 220 de mii de ore de funcționare este programat pentru o reparație capitală în vara anului 2019 pentru a-și reînnoi licența de funcționare. Blocul energetic II a CET-2 este programat pentru o reparație capitală în anul 2021, iar Blocul energetic III a CET-2 - în anul 2024. Măsurile de renovare pentru blocurile energetice 1 și 2 sunt raportate că vor include reparații capitale și modificări la turbinele cu aburi și la sistemul de ardere a cazanelor. Blocul energetic 3 este programat să fie reparat capital fără modificări ale proiectării sale [2]. Obiectivele și parametrii tehnici a proiectelor de renovare pentru blocurilor energetice I și 2 a CET-2 și a proiectului de reparație capitală a blocului energetic 3 au fost stipulate în următoarele documente a S.A.

Termoelectrica:

- Evaluarea fezabilității proiectului de reconstrucție / modernizare a turbinei și cazanului blocului energetic I, Sursa I de cogenerare.
- Justificare Reconstrucției /Modernizării secțiunilor de presiune medie-joasă a turbinelor PT-80 / 100-130/13 a Sursei 1 pentru a asigura securitatea operațională a acestora.

Turbinele CET-1 aparțin echipamentelor Grupului-C cu puterea lor mai mică de 50 MW și presiunea aburului clapetei de accelerație de 9 MPa sau mai puțin, la temperatura aburului de 510°C sau mai puțin.

Orele de funcționare curente pentru cazanele exploatate la CET-1 au atins limita duratei de viață. În timp ce turbinele cu abur care funcționează la CET-1 nu și-au atins limita duratei de viață, echipamentele electrice de acest tip au fost în mare parte dezafectate, în special la centralele mari. Cu toate acestea, un astfel de echipament poate continua să funcționeze, deși nu este fezabil din punct de vedere economic, cu condiția efectuării măsurilor de întreținere și reparație corespunzătoare pentru a-i prelungi durata de viață.

Durata de viață a părților de înaltă presiune și temperatură a cazanelor sunt estimate după cum urmează:

- Capetele cazanului
 - CET-2: 250,000 h
 - CET-1: 300,000 h
- Tamburele cazanelor construite din metal marca 22K sau 16 GNM [16] atât pentru CET-1 cât și pentru CET-2 sunt de 300.000 h
- Conductele magistrale de abur
 - CET-2: 250,000 h
 - CET-1: 350,000 h

În rezumat, următoarea durată de viață utilă rămasă poate fi asumată în mod conservator pentru echipamentele majore ale CET-urilor:

- Turbinele blocurilor energetice 2 și 3 ale CET-2 nu și-au atins Durata de Viață de 220.000 de ore. Turbina blocului energetic 2 mai are de funcționat

aproximativ 12 mii de ore până a-și atinge limita Duratei de Viață, iar blocul energetic 3 mai are aproximativ 19 mii de ore până a-și atinge limita Duratei de Viață. Blocul energetic 1 și-a atins limita Duratei de viață, dar acesta este programat pentru o reparație capitală și extinderea licenței în 2019.

- Durata de viață specifică pentru blocurile energetice 1,2 și 3 a CET-2 este de așteptat să fie extinsă la 300.000 h, sau 80.000 h suplimentare peste limita Duratei de viață. Cu toate acestea, costuri suplimentare legate de evaluările metalurgiei, de întreținere și reparații sunt preconizate pe parcursul perioadei Duratei de Viață Specifice.
- Cazanele blocurilor energetice 1, 2 și 3 ale CET-2 mai au rămas aproximativ 80.000 h de funcționare până a-și atinge limita Duratei de Viață.
- Conductele de abur de înaltă presiune și temperatură ale blocurilor energetice 1,2, și 3 a CET-2 mai au rămas aproximativ 50.000 h de funcționare până a-și atinge limita Duratei de Viață.
- Cazanele B1-B4 exploatate la CET-1 mai au rămas aproximativ 50.000 de ore de funcționare până a-și atinge limita Duratei de Viață.
- Turbinele cu abur TG-1 și TG-2 exploatate la CET-1 mai au rămas aproximativ 150.000 h de funcționare până a-și atinge limita Duratei de Viață.

La ritmul ultimilor ani de funcționare, având în vedere factorul lor de capacitate redus (anul 2018, factorul de capacitate ~ 0,5), blocurile energetice 2 și 3 ale CET-2 pot fi în funcțiune timp de aproximativ cel puțin încă 10 ani înainte de a depăși limita duratei de viață și să necesite costuri suplimentare de întreținere legate de evaluările metalurgiei, de întreținere și reparații preconizate în perioada de viață specifică. Blocul energetic 1 ar trebui să fie capabil să funcționeze timp de aproximativ încă 10 ani, odată ce este reparat capital și re-licențiat cu succes.

Același lucru ar putea fi concluzionat despre unitățile CET-1, care în ultimii ani au funcționat aproximativ 4000-4500 de ore pe an și ar trebui să poată funcționa încă 10 ani până la sfârșitul duratei lor de Viață.

DURATA DE VIAȚĂ RĂMASĂ A CAZANELOR DE APĂ FIERBINTE

Cazanele de apă fierbinte B-2 și B-3 amplasate la CET-2 au acumulat 23.729 și respectiv 20.366 ore de funcționare. Aceste cazane sunt exploatate în timpul sarcinii termice de vârf la mai puțin de 1500 ore pe an și ar trebui să aibă rămas aproximativ 150.000 h de funcționare până să-și atingă limita duratei de viață. Având în vedere factorul lor redus de capacitate, cazanele B-2 și B-3 pot fi în funcțiune cel puțin încă 25-35 de ani înainte de a-și depăși durata de viață și să necesite costuri suplimentare de întreținere.

Orele de funcționare a cazanelor de apă fierbinte B-1, B-2, B-4, B-5 și B-6 de la CT-Vest au fost estimate a fi în diapazonul de la aproximativ 5.000 până la aproximativ 65.000. Aceste cazane sunt exploatate în timpul sezonului de încălzire,

În medie, la aproximativ 1600 de ore pe an și ar trebui să mai aibă cel puțin 100.000 - 150.000 h de viață utilă de funcționare până a-și atinge limita duratei de viață. Cazanele B-1, B-2, B-4, B-5 și B-6 a CT-Vest pot fi în funcțiune cel puțin încă 25-30 de ani înainte de a-și depăși limita duratei de viață și să înceapă să necesite costuri suplimentare de întreținere.

Cazanele de apă fierbinte B-2, B-3, B-4 și B-7 de la CT-Sud au acumulat un număr de ore de funcționare care se află în diapazonul aproximativ de 10.000 și 50.000. Aceste cazane sunt exploatate în timpul sezonului de încălzire, în medie, la aproximativ 3500 de ore pe an și ar trebui să mai aibă cel puțin 100.000 - 150.000 h de funcționare până să-și atingă limita duratei de viață. Cazanele B-2, B-3, B-4 și B-7 ale CT-Sud pot fi în funcțiune cel puțin încă 25-30 de ani înainte de a-și depăși durata de viață și să înceapă să necesite costuri suplimentare de întreținere.

3.3 MINIMUL NECESAR DE INVESTIȚII PENTRU CONTINUAREA EXPLOATĂRII

3.3.1 PROIECTE ALE CAPACITĂȚILOR NOI DE GENERARE

Toate opțiunile pentru noile proiecte de generare a energiei termice și electrice în Republica Moldova prezentate în compartimentul 8 din acest raport sunt propuse pentru a înlocui capacitățile de cogenerare existente în Republica Moldova. Unele dintre opțiunile propuse sunt configurate pentru a utiliza cazanele de apă fierbinte existente la CET-2, CT-Vest și CT-Sud. Se estimează că ar fi nevoie de aproximativ opt - zece ani pentru a dezvolta, proiecta, construi și pune în funcțiune noile centrale de producere a energiei termice și electrice din Republica Moldova (Reprezentarea 79).

Reprezentarea 79: Programul de Dezvoltare a Proiectelor Estimativ

Etapele proiectului	Perioada de Realizare Estimativă
Începutul Preconizat a Activităților Proiectului de Dezvoltare	2021
Decizia Financiară a Proiectului	36 - 45 luni
Proiectare, Construcție și Dare în Exploatare	36 - 48 luni
Exploatare Comercială	2028 - 2030

În conformitate cu opțiunile luate în considerare, blocurile energetice ale CET-1 și CET-2 existente trebuie să fie închise odată cu punerea în funcțiune a noilor unități de generare a energiei termice și electrice. Cu toate acestea, în funcție de opțiunea finală selectată, este posibil ca cazanele de apă fierbinte existente la CET-2, CT-Vest și CT-Sud să funcționeze în continuare alături de noile capacități de generare

de energie termică și electrică. Noile capacități de cogenerare trebuie să funcționeze în regim de bază, iar cazanele de apă fierbinte ca unități de vârf, care ar trebui să reducă orele de funcționare anuale în comparație cu funcționarea lor istorică.

3.3.2 INVESTIȚII PENTRU EXTINDEREA EXPLOATĂRII BLOCURILOR ENERGETICE A CET-1 ȘI CET-2

Este rezonabil să presupunem că durata de viață rămasă și proiectele de reabilitare respective ale blocurilor energetice 1, 2 și 3 ale CET-2, care sunt deja planificate și în curs de desfășurare, să asigure funcționarea CET-2 pentru aproximativ încă 10 ani.

Cazanele și turbinele cu abur ale CET-1 la orele lor curente de funcționare anuale au suficientă rezervă pentru aproximativ 10 ani înainte până a-și atinge limita duratei de viață. Cu toate acestea, având în vedere vârsta și generația echipamentului CET-1, se apreciază că este posibil să apară cheltuieli suplimentare de Î&M legate de reparațiile capitale ale unora dintre echipamente.

Costurile indicative din Reprezentarea 80 pentru continuarea exploatării CET-1 și CET-2 pentru următorii 10 ani sunt evaluate pe baza datelor interne ale companiei Worley și prezentate în 2019 USD.

Reprezentarea 80: Investiții pentru continuarea exploatării

Centrala	Costuri, 1000 x USD
CET-1	10,000
CET-2	30,000
Cazane de apă fierbinte	5,000

Costurile includ reparațiile capitale ale blocurilor energetice a CET-1 și CET-2 până în 2030 și o alocație pentru proiectele suplimentare de Î&M pentru cazanele de apă fierbinte ale CET-2, CT-Vest și CT Sud, care sunt preconizate să funcționeze pentru 10-15 ani de la punerea în funcțiune a noilor CET-uri.

4 SARCINA 2: CEREREA ȘI FURNIZAREA DE ENERGIE TERMICĂ ȘI ELECTRICĂ

Acest compartiment prezintă sarcina termică istorică și curentă a SACET Chișinău acoperită de CET-urile existente și centralele termice care furnizează energie termică în sistemul de termoficare. De asemenea, sunt prezentate analiza și rezultatele prognozei Duratei Curbei de Sarcină a energiei termice, care iau în considerare impactul schimbării potențiale a structurii consumatorilor, îmbunătățirea eficienței energetice în sistemul de termoficare.

Pentru evaluarea sarcinii electrice, acest compartiment prezintă cererea de energie electrică istorică și actuală a Republicii Moldova pe sectoare, caracteristici de sarcină, profiluri sezoniere și orare, sarcinile de bază și de vârf. Este elaborată o prognoză a sarcinii, determinând impactul modificărilor structurii consumatorilor, impactul eficienței energetice și a condițiilor relevante.

În ceea ce privește furnizarea sunt prezentate informații despre importurile de energie electrică și generarea de energie electrică de către toate sursele, disponibilitatea acestora, întreruperi planificate și neplanificate, bazate pe date istorice, luând în considerare, de asemenea, planurile pe termen scurt pentru implementarea de noi surse de producere a energiei electrice, inclusiv o conexiune asincronă cu sistemul ENTSO-E, care au fost colectate și evaluate. Aceasta oferă informații despre situația actuală și anticipată a cererii și furnizării în sectorul energetic și identifică lacunele dintre furnizare și cerere.

4.1 SACET CHIȘINĂU

SA Termoelectrica este unica companie specializată în furnizarea centralizată de energie termică și apă caldă de consum consumatorilor din Chișinău și din suburbiile sale. SA Termoelectrica este cea mai mare companie producătoare de energie electrică din Republica Moldova (cu excepția regiunii Transnistrene).

Principalele activități ale companiei includ:

- Generarea de energie electrică;
- Producția, furnizarea și distribuția de energie termică (inclusiv apă caldă de consum) consumatorilor rezidențiali, comerciali, publici, guvernamentali și industriali;
- Compania deține și exploatează toate instalațiile majore de producere a energiei electrice și termice din zona Chișinăului.
- Compania generează anual aproximativ 1,370 mii Gcal de energie termică pentru încălzire și apă caldă de consum și livrează energia termică la peste 5,700 de consumatori, inclusiv 600 de entități guvernamentale, 800 de clienți comerciali, 300 de case private și peste 208,000 de apartamente rezidențiale situate în 3,931 de clădiri rezidențiale;

- SA Termoelectrica generează și furnizează sistemului energetic național aproximativ 15% din totalul energiei electrice consumate pe țară (cu excepția regiunii Transnistrene).
- Compania are, de asemenea, capacitatea de a furniza abur tehnologic.

Istoria SA Termoelectrica, activele pentru producerea de energie termică și electrică și funcționarea SACET sunt descrise în Compartimentul 3.1 din cadrul acestui raport.

4.1.1 EFICIENTIZAREA SACET

Din 2009, cu sprijinul ferm al Băncii Mondiale, SACET Chișinău a fost supus unei reforme de restructurare instituțională, corporativă și financiară. Acest efort a rezultat în stoparea procesului de degradare a nivelului serviciilor acordate de SACET Chișinău, ca rezultat al lipsei de fonduri pentru întreținere și investiții, calitate joasă a serviciilor acordate, pierderii consumatorilor și pierderilor financiare. Procesul de recuperare a inclus:

- Finalizarea restructurării și optimizării corporative cu crearea unui singur operator de management SA Termoelectrica în 2015
- Reducerea majoră a personalului
- Reducerea pierderilor de energie termică și a consumului propriu de energie electrică
- Îmbunătățirea calității serviciilor acordate și a relațiilor cu consumatorii

În 2014, Proiectul de Îmbunătățire a Eficienței Sistemului de Alimentare Centralizată cu Energie Termică (PIESACET) a început prin finanțarea de către Banca Mondială. Obiectivul PIESACET este îmbunătățirea eficienței de funcționare și viabilitatea financiară a noii companii de termoficare, și îmbunătățirea calității și fiabilității serviciilor de termoficare din Chișinău.

Începând cu 2015, PIESACET susține investițiile în:

- Modernizarea celor mai mari stații de pompare pentru a reduce consumul de energie electrică prin implementarea unui mod mai eficient de dirijare cu fluxul variabil al sistemului de termoficare;
- Reabilitarea segmentelor selectate din rețeaua de termoficare pentru a asigura serviciul neîntrerupt de furnizare a agentului termic și reducerea pierderilor de energie și apă caldă;
- Înlocuirea Punctelor Termice Centrale vechi și ineficiente cu Puncte Termice Individuale moderne și complet automatizate amplasate în scara blocului, pentru o furnizare de energie termică mai eficientă și mai sigură pentru consumatorii finali;
- Reconectarea la SACET a instituțiilor publice, care anterior s-au debransat.

În curs de desfășurare se află procesul de identificare a investițiilor cel mai puțin costisitoare în producția de energie termică și electrică (partea de aprovizionare)

pentru a îmbunătăți eficiența utilizării combustibilului și pentru a majora generarea de energie electrică de către CET-uri. PIESACET ce se află în curs de desfășurare, a scos în evidență necesitatea semnificativă de investiții în infrastructura de aprovizionare cu energie, care se apropie de sfârșitul duratei de viață utilă și ar putea reprezenta o amenințare pentru aprovizionarea cu energie termică neîntreruptă în Chișinău, precum și eforturi de investiții continue pe partea de cerere pentru o aprovizionare cu energie termică mai eficientă și sigură, cât și o gestionare mai efektivă a cererii.

4.2 CEREREA DE ENERGIE TERMICĂ PENTRU SACET

4.2.1 PRODUCEREA DE ENERGIE TERMICĂ PENTRU SACET CHIȘINĂU

În perioada 2005-2010, companiile care asigurau servicii de termoficare în Chișinău au acumulat datorii semnificative care au cauzat insolvența lor financiară. Investițiile limitate din ultimii 20 de ani au condus la degradarea și uzura echipamentelor sistemului de distribuție și a instalațiilor de producere a energiei termice, determinând funcționarea lor ineficientă și nestabilă, calitatea joasă a serviciilor acordate, pierderi mari de energie. Acest proces a dus la costuri mari de producție, transport și distribuție a energiei termice pentru consumatorii finali. Toți acești factori au condus la debranșarea masivă a consumatorilor de la SACET și instalarea sistemelor individuale de încălzire și alimentare cu apă caldă de consum.

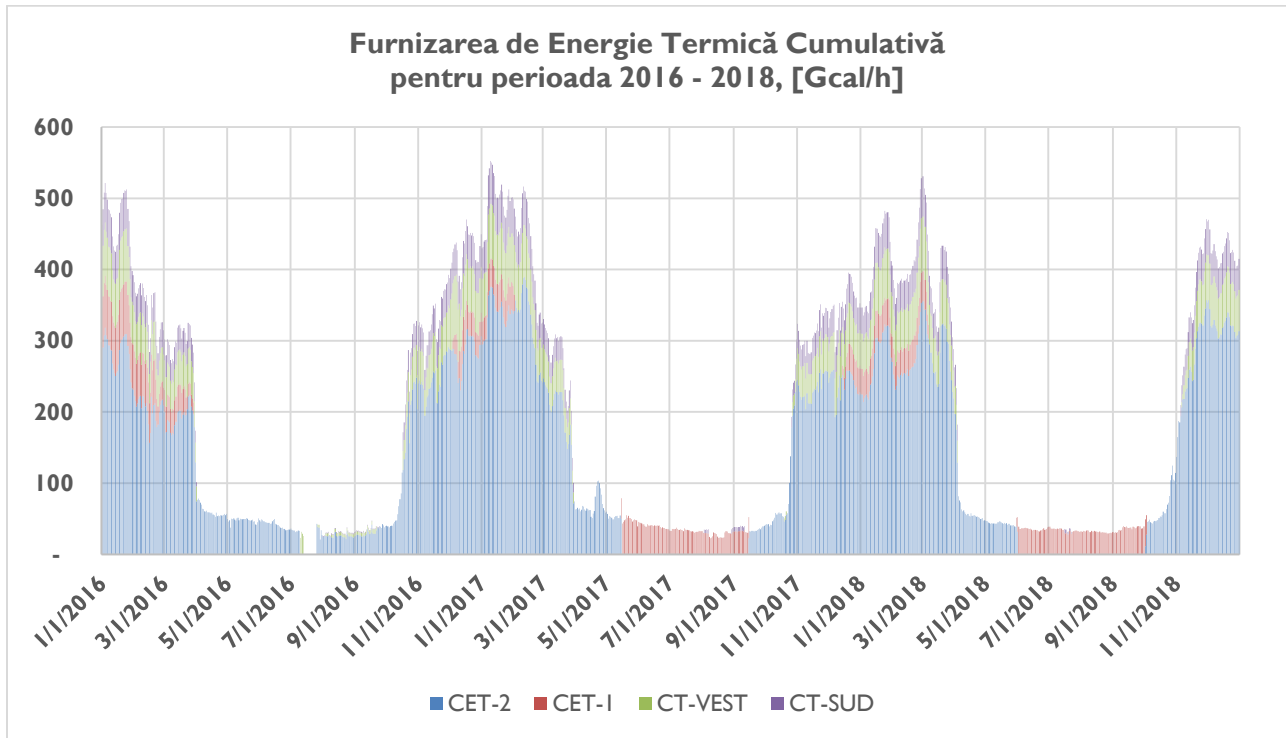
Majoritatea locuințelor din Chișinău erau conectate la SACET. Însă, lipsa de încredere în SACET, care furniza servicii de calitate joasă, a încurajat un număr mare de consumatori să se debranșeze de la sistem și să se orienteze spre surse alternative de energie termică, cum ar fi cazanele murale, încălzitoare de apă cu gaz, cazane electrice, reșouri. Majoritatea clădirilor recent construite din Chișinău nu sunt alimentate de la SACET. Din 2005, vânzările de energie termică au rămas constante, în pofida unei creșteri economice puternice. În 2007, 77% din apartamentele din Chișinău au primit energie termică de la SACET, în timp ce 23% din apartamente au investit în surse de căldură autonome. Cu toate acestea, marea majoritate a populației nu își poate permite costurile de capital asociate cu trecerea la o sursă diferită de alimentare cu energie termică și continue să primească servicii de la SACET.

Datele din ultimii ani demonstrează stabilizarea tendinței descendente care indică faptul că măsurile luate și investițiile în SACET au obținut rezultate semnificative.

CEREREA DE SARCINĂ ACTUALĂ

Fluctuația sezonieră a sarcinii de energie termică în perioada 2016 - 2018 este prezentată în Reprezentarea 81 [17]

Reprezentarea 81: Sarcina termică brută din 2016 până în 2018



Producția și consumul mediu lunar de energie termică în perioada de trei ani (2016-2018) sunt prezentate în Reprezentarea 82 [18].

Reprezentarea 82: Cererea și Furnizarea Medie Lunară de Energie Termică pentru 2016-18

	Producția Medie Lunară de Energie Termică pe Surse, Gcal/lună					Producția Medie Lunară de Energie Termică pe Tipuri de Servicii, Gcal/lună	
	CET-2	CET-1	CT-VEST	CT-SUD	Total	ACC	ÎSP
IAN	221,670	35,848	48,834	36,090	342,443	23,142	319,301
FEB	179,937	20,511	38,508	28,443	267,399	19,801	247,598
MAR	167,563	9,151	34,514	25,141	236,369	21,070	215,299
APR	48,798	-	1,311	877	50,986	24,125	26,861
MAI	28,957	6,555	-	-	35,513	35,513	SN
IUN	10,288	17,985	-	-	28,273	28,273	SN

	Producția Medie Lunară de Energie Termică pe Surse, Gcal/lună					Producția Medie Lunară de Energie Termică pe Tipuri de Servicii, Gcal/lună	
	CET-2	CET-1	CT-VEST	CT-SUD	Total	ACC	ÎSP
IUL	4,011	16,757	937	259	21,964	21,964	SN
AUG	6,393	14,791	925	615	22,724	22,724	SN
SEP	12,083	12,565	814	748	26,211	26,211	SN
OCT	67,069	834	5,881	4,647	78,431	24,921	53,510
NOI	177,919	-	31,536	24,397	233,852	19,687	214,164
DEC	210,394	12,323	44,387	31,313	298,417	21,025	277,391
Total	1,135,083	147,320	207,646	152,531	1,642,581	288,456	1,354,124

Notă:

1. ÎSP - Încălzirea și Ventilarea Spațiului
2. ACC - Apă Caldă de Consum
3. SN - Sezon Neîncălzit
4. Aproximativ 208,000 de apartamente cu o suprafață totală de 8,112,000 m² au beneficiat de serviciile SACET
5. Suprafața medie locuibilă pe apartament este de 39 m²
6. Cererea totală pentru consumatorii publici este echivalentă cu cererea aproximativă a 35,000 de apartamente
7. Servicii de apă caldă de consum furnizate pentru 108,000 consumatori
8. Suprafața totală deservită echivalentă, inclusiv consumatorii publici și rezidențiali este de aproximativ 9.477,000 m²
9. Cererea de energie termică specifică este de 166.15 kWh/m²/an

Înafara sezonului de încălzire, atunci când cererea de energie termică pentru ACC este scăzută, pierderile de energie termică pot atinge aproximativ 50% din cererea totală de energie termică, precum este prezentat în Reprezentarea 83. Reprezentarea 83, care arată consumul mediu lunar brut și net de energie termică de către serviciul de apă caldă de consum.

Reprezentarea 83: Consumul Mediu Lunar de Energie Termică pentru Apă Caldă de Consum în 2016-18

	Cerere Netă, Gcal/lună	Pierderi, %	Cerere Brută, Gcal/lună
IAN	18,977	18%	23,142
FEB	17,141	13%	19,801
MAR	17,839	15%	21,070

	Cerere Netă, Gcal/lună	Pierderi, %	Cerere Brută, Gcal/lună
APR	15,794	35%	24,125
MAI	16,885	52%	35,513
IUN	14,885	47%	28,273
IUL	10,673	51%	21,964
AUG	11,908	48%	22,724
SEP	14,236	46%	26,211
OCT	15,182	39%	24,921
NOI	16,528	16%	19,687
DEC	17,839	15%	21,025
Total	187,885	35%	288,456

4.2.2 REGIMURILE DE FUNCȚIONARE A SACET

Datorită terenului complex pe care este amplasat Chișinăul (7 coline), SACET necesită funcționarea a 17 stații de pompare. Majoritatea stațiilor de pompare au fost renovate, inclusiv înlocuirea pompelor și a altor echipamente. Convertoare de frecvență au fost instalate în majoritatea stațiilor de pompare începând cu 2006.

Cele mai mari trei stații de pompare au fost reconstruite complet în 2016 și o nouă stație de pompare a fost construită în 2015; alte două mari stații de pompare au fost renovate în 2018 și 2019, toate fiind echipate cu convertoare de frecvență pentru eficientizarea sistemului, permițând debitul variabil al apei circulată.

Stațiile de pompare sunt considerate a fi în condiții satisfăcătoare/bune și nu se așteaptă să necesite înlocuirea semnificativă a echipamentelor majore în următorii 10 ani.

În timpul sezonului de încălzire, din cauza constrângerilor hidraulice ale SACET, nu este posibil transportul de cantități semnificative de agent termic de la CET-2 și CET-1 spre zonele de Vest și Sud ale SACET. Drept urmare, în timpul sezonului de încălzire, SACET Chișinău este separată în trei zone/bucle de serviciu care furnizează energie termică pentru încălzirea spațiilor și apa caldă de consum:

- Zona/Bucula principală de serviciu unde agentul termic este furnizat de CET-1 și CET-2
- Zona/Bucula de serviciu de Vest, unde agentul termic este furnizat de CT-Vest
- Zona/Bucula de serviciu de Sud, unde agentul termic este furnizat de CT-Sud

Deși o anumită cantitate de agent termic este transferată de la CET-2 la zona deservită de CT-Vest la începutul și sfârșitul sezonului de încălzire, în cea mai mare parte a sezonului de încălzire nu este posibil transferul de cantități semnificative de agent termic de la CET-2 (sau CET-1) către zonele deservite de CT-Vest și CT-Sud fără o modificare majoră a SACET. O astfel de modificare majoră necesară pentru a permite funcționarea într-o singură buclă a SACET, în timpul sezonului de încălzire, este considerată de Termoelectrica a fi drept nefezabilă.

În afara sezonului de încălzire, sistemul funcționează într-o singură buclă asigurând servicii de apă caldă de consum, unde principala sursă de încălzire este CET-1.

Actualmente, nu sunt preconizate modificări majore ale SACET pentru următorul deceniu, care ar putea schimba dramatic modurile de funcționare, profilul hidraulic a sistemului și regimurile de temperatură.

4.3 PROGNOZA CERERII PENTRU SACET

Noile capacități de producere de energie termică și electrică sunt preconizate a fie puse în funcțiune în 2030. Prognoza cererii de energie termică pentru SACET Chișinău pentru 2030 reprezintă o contribuție critică pentru proiectarea și dimensionarea corespunzătoare a noilor centrale. Punctul de plecare pentru orice exercițiu de prognoză este stabilirea cererii curente. Cererea curentă este determinată în baza datelor despre sarcinile termice și producerea de energie termică pe perioada de trei ani 2016-2018, prezentate în Reprezentarea 81, Reprezentarea 82, și Reprezentarea 83. Prognoza cererii de energie termică ține cont de eventualele schimbări viitoare ale structurii consumatorilor, precum și de îmbunătățirile eficienței energetice a SACET (discutate în Compartimentul 3.2.8) și de îmbunătățirile legate de managementul utilizării energiei. Se presupune că aspectele de mediu din Chișinău rămân a fi neschimbate pentru următorii 30 de ani.

4.3.1 SCHIMBĂRI ÎN STRUCTURA CONSUMATORILOR

În prezent, SA Termoelectrica deservește peste 208,000 de consumatori rezidențiali cu servicii de încălzire a spațiului, iar aproximativ 108,000 de consumatori primesc servicii de apă caldă de consum. Există un potențial pentru peste 100,000 de consumatori existenți deja asigurați cu servicii de încălzire a spațiului să înceapă să primească servicii de apă caldă de consum în viitor. Noile apartamente construite în Chișinău sunt, de asemenea, considerate drept potențiali viitori consumatori pentru serviciile de încălzire a spațiului și de apă caldă de consum. Statisticile din ultimii ani privind locuințele rezidențiale noi construite sunt prezentate în Reprezentarea 84 [19].

Reprezentarea 84: Locuințe rezidențiale noi construite în Chișinău, clădiri multietajate

Anul	# de apartamente (1000)	Suprafața Totală Locuibilă, 1000 m ²	Suprafața Medie Locuibilă pe Apartament, m ²
2005	250	8,643	35
2006	246	8,567	35
2007	249	8,732	35
2008	254	8,959	35
2009	258	9,111	35
2010	260	9,378	36
2011	264	9,601	36
2012	266	9,687	36
2013	271	9,867	36
2014	270	10,132	38
2015	274	10,306	38
2016	258	10,188	39
2017	267	10,370	39

O creștere anuală de aproximativ 1.4% pe an a fost raportată pentru noile construcții de apartamente din ultimii cinci ani. Cu toate acestea, există o anumită cantitate din clădirile rezidențiale mai vechi care sunt demolate în fiecare an. Unele dintre acestea sunt consumatori actuali a companiilor de termoficare.

Cererea de energie termică pentru consumatorii din sectorul public (grădinițe, școli, instituții medicale, entități comerciale) este de aproximativ 172,000 Gcal/an pentru încălzirea spațiului și 16,200 Gcal/an pentru serviciile de apă caldă de consum. Există în total 1,140 de consumatori în această categorie, cu o suprafață totală încălzită de aproximativ 1,250,000 m², ceea ce este echivalent cu aproximativ 35,000 de apartamente rezidențiale.

Consumatorii care au renunțat la serviciile SACET cu câțiva ani în urmă (aproximativ 22,000 de apartamente) sunt de asemenea considerați a fi drept potențiali viitori consumatori. Ritmul în care foștii consumatori se vor alătura serviciilor oferite de SACET va avea un impact asupra cererii de energie termică viitoare, în 2030.

4.3.2 ÎMBUNĂȚĂȚIREA EFICIENȚEI ENERGETICE

Cererea viitoare, în 2030, va depinde de ritmul de implementare a măsurilor de eficientizare a SACET și a managementului cererii de energie (MCE) în clădirile existente. Măsurile de Management a Cererii de Energie ar putea fi aplicate atât companiei de termoficare, cât și sistemelor de încălzire destinate consumatorilor, care de obicei au un efect notabil asupra cererii brute de energie termică din partea centralelor. Modernizarea continuă a Punctelor Termice care transferă energia termică în clădirile individuale contribuie la facilitarea controlului asupra cererii de energie termică, care ar trebui să producă economii în consumul mediu de energie termică la nivel de locuință.

Reducerea semnificativă, până în prezent, a consumului de energie termică este rezultatul unei combinații de măsuri implementate în SACET. Acestea au inclus măsuri de instalare a Punctelor Termice Individuale (PTI) echipate cu contoare și regulatoare de energie termică (supape termostactice) în radiatoare și contorizarea consumului.

Unele măsuri de MCE ce țin de clădiri, izolare etc., importante pentru eficiența alimentării cu energie termică, sunt dificil de implementat la scară largă datorită costurilor mari. Prin urmare, există o presupunere că astfel de măsuri vor fi implementate mai lent în sectorul de termoficare al Chișinăului.

Lista măsurilor de MCE care necesită a fi puse în aplicare depășește valoarea investițiilor aferente izolării pereților și acoperișurilor. Obiectivul rămâne reducerea consumului de energie pe metru pătrat de la aproximativ 110-140 kWh/m²/an până la 60-75 kWh/m²/an în clădirile rezidențiale multietajate.

Exemple a unor date din proiectul ESCO [20] cu privire la efectul scontat în urma implementării măsurilor de MCE în clădirile rezidențiale și publice sunt prezentate în Reprezentarea 85 și Reprezentarea 86.

Reprezentarea 85: Proiectul ESCO, estimarea efectului MCE în sectorul privat pentru clădirile rezidențiale tipice

Element Construcție	Suprafața, m ²	Pierderi de Energie Inițiale, kWh/an	Efect MCE	Pierderi de Energie după MCE, kWh/an
Acoperiș	372	8,958	4%	8,600
Ferestre	281	35,116	14%	30,200
Pereți	1239	216,298	50%	108,149
PTI	1	16,333	10%	14,700
TOTAL		276,706		161,649
Cerere Specifică de Energie	kWh/m ² /an	123		72
Efect MCE		100%	42%	58%

Reprezentarea 86: Proiectul ESCO, estimarea efectului MCE în sectorul public

Element Construcție	Suprafața, m ²	Pierderi de Energie Inițiale, kWh/an	Efect MCE	Pierderi de Energie după MCE, kWh/an
Acoperiș	1,789	82,652	11%	73,560
Ferestre	589	127,376	16%	106,996
Pereți	2,633	376,158	36%	240,741
PTI	1	36,635	8%	33,704
TOTAL		622,820		455,001
Cerere Specifică de Energie	kWh/m ² /an	174		127
Efect MCE		100%	27%	73%

Conform evaluărilor Băncii Mondiale, există un potențial pentru aproximativ 40% de reducere suplimentară a cererii de energie termică datorită măsurilor MCE doar în clădiri, care ar putea fi implementate în următorii câțiva ani. Cu toate acestea, realizarea unei îmbunătățiri semnificative în eficiența energetică a clădirilor existente este un proces lent și de capital intensiv.

4.3.3 PROGNOZA SARCINII TERMICE ȘI DURATA CURBEI DE SARCINĂ

Cererea de termoficare poate fi caracterizată de sarcina termică de vârf și producția anuală de energie termică. Cererea de vârf (Gcal/h) este importantă pentru dimensionarea surselor de termoficare și pentru sistemul rețelelor de alimentare. Producția anuală de energie termică pentru sistemul de termoficare (Gcal/an) determină valoarea veniturilor de la realizarea energiei termice și cerințele față de consumul de combustibil.

PROGNOZA PRODUCȚIEI DE ENERGIE TERMICĂ

Prognoza privind producția de energie termică pentru SACET este realizată în baza datelor de funcționare timp de trei ani a SACET Chișinău, prezentate mai sus în Reprezentarea 81, Reprezentarea 82 și Reprezentarea 83. Viitoarele modificări asumate în structura de consumatori, măsurile de MCE și reducerile pierderilor de energie termică în SACET sunt prezentate în

Reprezentarea 87.

Reprezentarea 87: Ipoteze privind Prognoza Cererii de Energie Termică pentru SACET

Element	Unitate	Valoare
Apartamentele care beneficiază de serviciile de termoficare în 2018	buc.	208,000
Suprafața medie locuibilă pe apartament existent	m ²	39
Apartamente care primesc servicii ACC în 2018	buc.	108,000
Suprafața totală a spațiilor încălzite în 2018, inclusiv rezidențiale și publice	m ²	9,447,000
Apartamente noi construite în perioada 2018 - 2030 care beneficiază de servicii de termoficare	Apartamente/ an	5500
Suprafața medie locuibilă pe apartament nou construit	m ²	80
Apartamente existente care în prezent beneficiază de servicii de termoficare și vor fi demolate în perioada 2018-2030	Apartamente/ an	450
Consumatori debransați, care urmează să revină la SACET	Apartamente/ an	1500
Consumatori debransați de la sistemul centralizat de ACC ce urmează să se reconecteze	Apartamente/ an	5000
Consumatori ai SACET care au implementat măsuri de MCE în perioada 2018 - 2030	Apartamente/ an	1300
Cererea specifică de energie termică 2016-18	kWh/m ² /an	166
Îmbunătățirea cererii specifice de energie termică în urma măsurilor de MCE	kWh/m ² /an	116
Cererea specific de căldură pentru apartamentele noi construite	kWh/m ² /an	83
Energia termică medie brută produsă pentru încălzirea spațiilor în 2016-18	Gcal/an	1,354,124
Energia termică medie brută produsă pentru ACC în 2016-18	Gcal/an	288,456
Pierderi de energie ale SACET în 2018	%	19.7
Pierderi de energie ale SACET în 2030	%	15.6
Număr mediu de persoane pe apartament		2.9

Rezultatele analizei prognozei cererii de energie termică pentru anul 2030 sunt prezentate în Reprezentarea 88.

Reprezentarea 88: Prognoza Cererii de Energie Termică

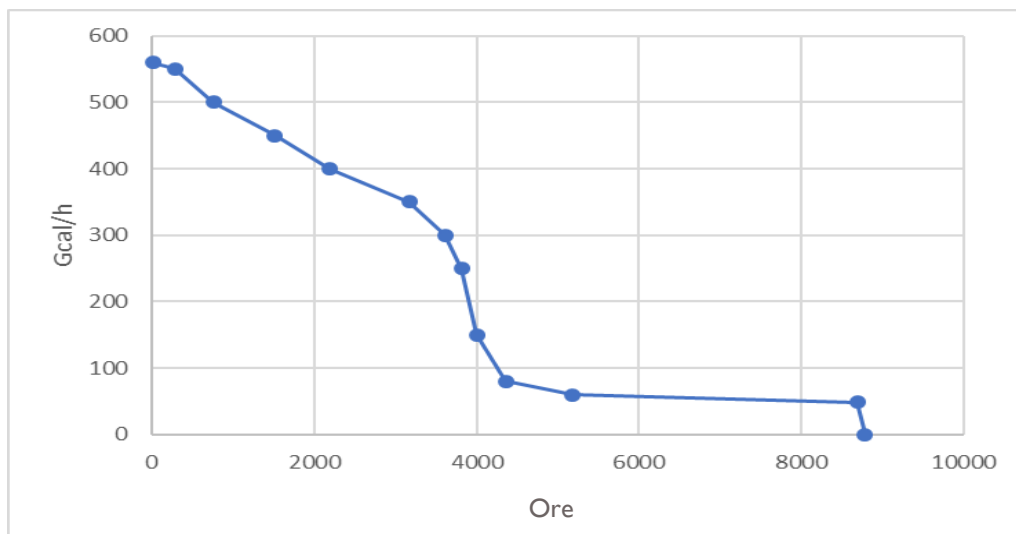
Încălzirea Spațiului	Suprafața, m²	Cererea, Gcal/an
Media pentru 2016-18	9,477,000	1,354,000
Apartamente existente cu eficiență îmbunătățită datorită MCE	608,000	-26,000
Consumatori reconecțați la SACET	702,000	100,000
Apartamente demolate	-211,000	-30,000
Apartamente noi construite	4,800,000	343,000
Total pentru încălzirea spațiului	15,376,000	1,741,000
Apă Caldă de Consum	Persoane	Cererea, Gcal/an
Total persoane care primesc servicii de ACC în 2016-18	313,200	288,500
Consumatori ACC reconecțați	174,000	160,300
Consumatori ACC debransați, în urma demolării de apartamente	-15,700	-14,400
Consumatori ACC noi în apartamente noi construite	174,000	160,300
Total pentru ACC	645,500	594,700
Cererea Sumară de Energie Termică pentru termoficare în 2030 în baza pierderilor de energie termică curente a SACET		2,335,700
Reducerea Pierderilor de Energie Termică în 2030		-95,800
Cererea Totală Anuală de Energie Termică în 2030		2,239,900

SARCINA TERMICĂ DE VÂRF ȘI DURATA CURBEI DE SARCINĂ

Cererea de energie termică în funcție de vremea rece este de obicei normalizată printr-o frecvență cumulativă a duratei curbei temperaturii ambientale. Cererea de vârf totală pentru SACET Chișinău în sezoanele 2016-18 a fost raportată de 552 Gcal/h, inclusiv 406 Gcal/h pentru zona deservită de CET-1 și CET-2, 81 Gcal/h

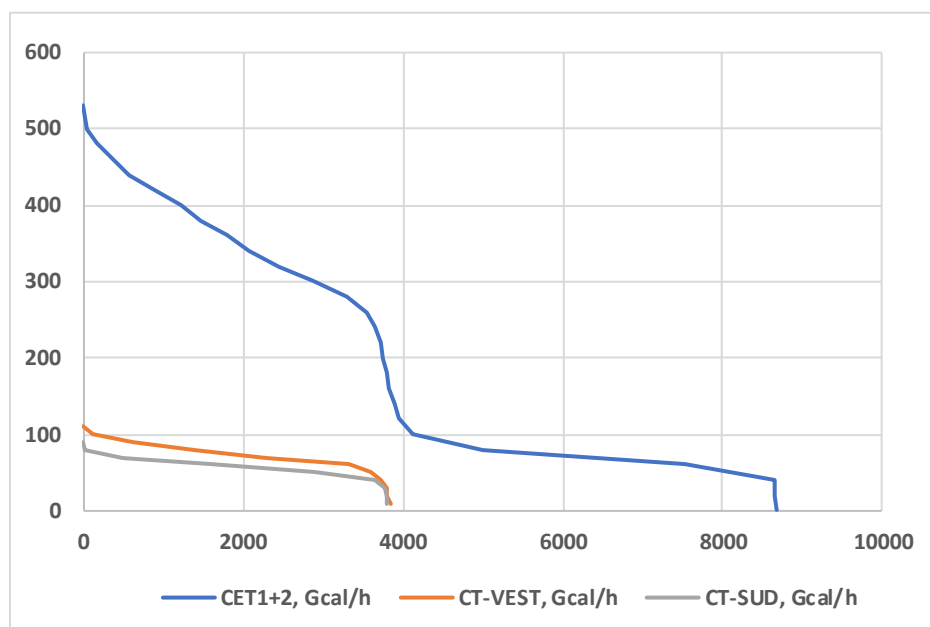
pentru zona deservită de CT-Vest și 65 Gcal/h pentru zona deservită de CT-Sud (Reprezentarea 81). În Reprezentarea 89 sunt prezentate datele pentru orașul Chișinău pentru sezoanele 2016-18, precum și duratele sarcinilor termice dezvoltate în baza temperaturilor ambientale obținute dintr-o sursă publică [21]. Cererea de vârf este cel mai înalt punct al curbei, în timp ce producția anuală de energie termică este zona de sub curbă.

Reprezentarea 89: SACET Chișinău –Curba Duratei de Sarcină 2016-2018



În timp ce producția totală de energie termică anuală în 2030 este prognozată să crească cu un factor de 1.36 comparativ cu producția medie anuală de energie termică 2016-18, sarcina termică de vârf este așteptat că va crește în 2030 cu un factor de aproximativ 1.23 sau de la 552 Gcal/h până la 660 Gcal/h în baza unui factor de diversitate ipotetic de 0.9 [22]. Adică, cererea de energie termică maximă pentru o sarcină de vârf furnizată este așteptată să fie mai mică decât ansamblul sarcinilor de vârf individuale ale tuturor clădirilor, deoarece aceste sarcini de vârf nu se suprapun. Acest fapt se datorează diversității tuturor sarcinilor multiple rezidențiale, publice, comerciale și de apă caldă de consum din SACET Chișinău. De exemplu, sarcinile de vârf ale clădirilor publice pot să nu coincidă în timp cu sarcinile de vârf ale clădirilor rezidențiale. Factorul de diversitate nu afectează producția anuală de căldură, ci afectează numai sarcina. Reprezentarea 90 prezintă Curba Duratei de Sarcină (CDS) prognozate pentru zonele deservite de CET-1 și CET2, CT-Vest și CT-Sud în 2030, care sunt utilizate ca bază pentru analiza opțiunilor din cadrul acestui studiu.

Reprezentarea 90: Curba Duratei de Sarcină, Anul 2030, Gcal/h



4.4 CEREREA ȘI FURNIZAREA DE ENERGIE ELECTRICĂ

4.4.1 ISTORIA PRODUCERII ȘI IMPORTULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ

Potrivit Agenției Internaționale de Energie (IEA) [23], care prezintă agregat consumul sistemelor energetice pentru Republica Moldova, de pe malul stâng și drept al râului Nistru, cererea de energie electrică în Republica Moldova a scăzut de la aproximativ 9,000 GWh în 1990 la sub 4,000 GWh în 2000. În 2007, IEA a raportat un consum de 4,155 GWh. Această creștere recentă a cererii este confirmată de datele de intrare publicate în Republica Moldova. Din 2001, cererea de energie electrică a crescut cu aproximativ 3% în fiecare an, până la 4,159 GWh în 2017. Creșterea cererii de energie electrică se datorează în principal creșterii consumului casnic și comercial (+8% și respectiv +13%), în timp ce consumul industrial și agricol a scăzut (-5% și -15%).

Reprezentarea 91 prezintă producția de energie electrică și informațiile despre importuri/ exporturi pentru perioada 2007 până în 2018. [24].

Reprezentarea 91: Evoluția Producției, Importului și Exportului de Energie Electrică în 2007-2018, GWh/an

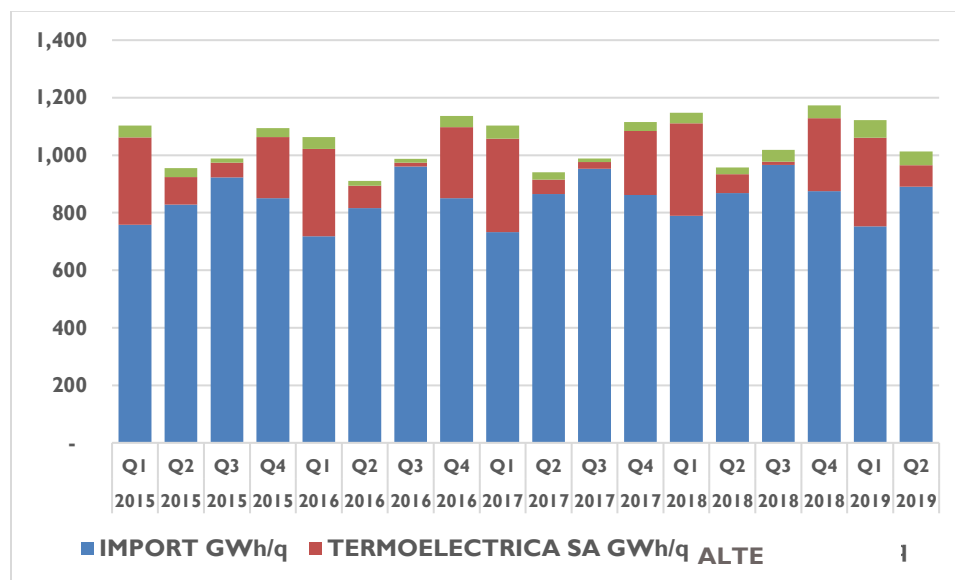
Sursă Energie Electrică	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
MGRES	2311	2436	4529	4313	3954	4070	2788	3622	4316	4170	3315	3668
Dubăsari	274	306	302	327	275	234	264	257	214	187	233	227

Sursă Energie Electrică	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CET-1	122	114	109	77	55	43	46	52	36	33	23	26
CET-2	682	641	639	665	656	636	594	601	627	607	596	625
CET-Nord	55	55	54	57	58	55	49	50	53	55	48	54
CHE Costești	33	82	54	78	76	34	45	58	50	39	47	44
Fabrica de zahăr	1	5	1	4	4	3	4	15	1	2	2	2
SER	0	0	0	0	0	0	0	0	14	14	19	47
Ucraina	2622	2958	7	25	666	836	1456	731	18	4	1134	956
România	-315	-775	-412	-370	-529	-595	0	0	0	0	0	0
Total	5786	5822	5283	5176	5215	5317	5245	5387	5329	5111	5417	5647

Notă: SER – Surse de Energie Regenerabile

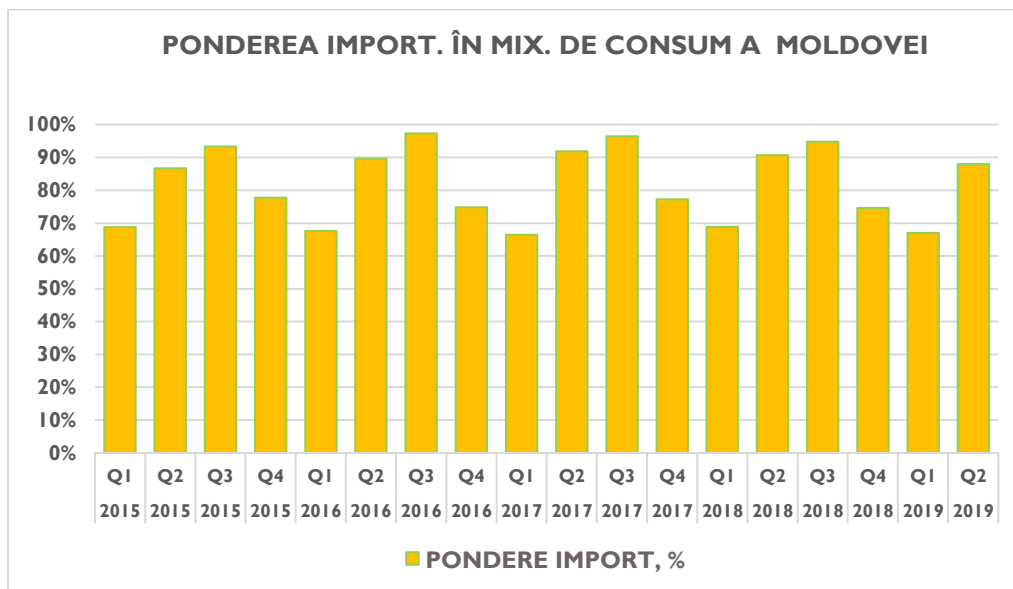
Reprezentarea 92 prezintă producția de energie electrică pentru perioada 2015-18 și importurile pentru sistemul malului drept în mod trimestrial [25].

Reprezentarea 92: Producția și Importurile de Energie Electrică pentru Sistemul Malului Drept, GWh/trimestru



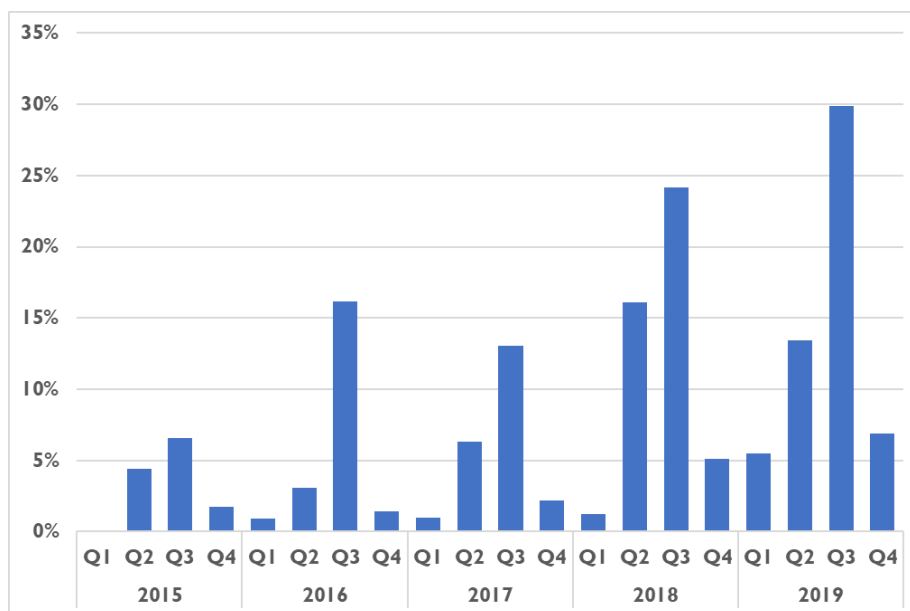
Aproximativ 75% - 80% din energia electrică disponibilă de pe malul drept provine fie din Ucraina, fie de la MGRES și CHE Dubăsari situate pe malul stâng (Reprezentarea 93).

Reprezentarea 93: Ponderea Importurilor de Energie Electrică de pe Malul Drept în Mixtul Total de Consum, pentru 2015 – 2018, %



În ultimii ani, producția de energie electrică din SER a crescut în mod impunător, ajungând în perioada de vară la aproximativ 15-30% din energia totală produsă de sursele de generare a malului drept (Reprezentarea 94).

Reprezentarea 94: Ponderea SER în mixtul total de consum a energiei electrice (malul drept), 2015 – 2019, %



Consumul anual de energie electrică de către sistemul malului drept al râului Nistru a crescut cu aproximativ 6.1% între anii 2010 și 2017, sau cu o rată de creștere medie anuală de aproximativ 0.76%.

4.4.2 PROIECTE DE EFICIENTIZARE A REȚELEI ELECTRICE

Următoarele proiecte și planuri sunt în curs de desfășurare pentru eficientizarea rețelei de transport a energiei electrice de pe malul drept.

PROIECTE DE FORTIFICARE A REȚELEI ELECTRICE ALE Î.S. MOLDELECTRICA

Următoarele considerente sunt incluse în planul de dezvoltare a rețelelor Moldelectrica până în 2027 [26]:

- Obiectivul diversificării surselor de furnizare a energiei electrice este prevăzut să fie atins prin accesarea pieței de energie electrică din UE (ENTSO-E), care ar putea fi realizată prin interconectarea asincronă cu instalații Back-to-Back (B2B) la Vulcănești, Bălți și Ungheni, capabile să dirijeze cu fluxul de putere și nivelul tensiunii pentru a reduce la minimum pierderile în sistemul electroenergetic.
- În același timp, este necesară extinderea interconexiunilor cu România pentru a crește securitatea funcțională și capacitatea de transport a fluxurilor de putere.
- Adicional, interconectarea cu UE poate eventual oferi prețuri angro la energia electrică mai bune datorită concurenței sporite care ar putea conduce la un preț mai scăzut al energiei electrice pentru consumatorii finali.

PROIECTUL DE REABILITARE A REȚELEI DE TRANSPORT A MOLDELECTRICA

- „Proiectul de Reabilitare a Rețelei Electrice de Transport al ÎS Moldelectrica”, finanțat de Banca Europeană pentru Reconstrucție și Dezvoltare (20 mln. USD), Banca Europeană de Investiții (17 mln. USD) și Facilitatea de Investiții pentru Vecinătate (subvenție de 8 mln. EUR) sunt în derulare. Proiectul are o durată estimată de implementare de 4 ani și este destinat substituirii echipamentelor vechi și reconstrucția/construcția Liniilor Electrice Aeriene de Transport (LEAT) de 110 kV și a substațiilor de 110 kV.

REABILITAREA LINIILOR ELECTRICE AERIELE DE TRANSPORT EXISTENTE

Următoarele LEAT existente necesită a fi reabilitate pentru a îmbunătăți fiabilitatea alimentării cu energie electric a consumatorilor din Republica Moldova:

- 400 kV Vulcănești - Isaccea.
- 330 kV
- 110 kV
- Reabilitarea LEAT existente și instalarea altor noi de 35 kV

EXTINDEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONECTARE – STAȚII DE CONVERSIE BACK TO BACK

Conform Strategiei Energetice a Republicii Moldova, au fost analizate următoarele opțiuni de interconectare asincronă Back-to-Back:

- 400 kV LEA Isaccea – Vulcănești – Chișinău;
- 400 kV LEA Bălți – Suceava;
- 400 kV LEA Strășeni – Ungheni (o linie auxiliară pentru creșterea fluxului de tranzit prin rețeaua internă) și 400 kV LEA Ungheni – Iași.

Calculul regimurilor fluxurilor de putere a fost efectuat luând în considerare funcționarea sincronă existentă cu sistemul de energie electrică IPS/UPS [27] (interconectarea cu sistemul de Energie Electrică a Ucrainei) și funcționarea asincronă, prin intermediul stațiilor Back-to-Back, cu sistemul continental ENTSO-E (interconectarea cu sistemul de Energie Electrică al României). Proiectele planificate de extindere a capacității de interconectare sunt prezentate în Reprezentarea 95 [28].

Reprezentarea 95: Proiectele Planificate pentru Extinderea Capacităților de Interconectare

Proiect	De la	Spre	Lungime, km	Tensiune, kV	Data Punerii în Funcțiune
Stația B2B la Vulcănești	România	Vulcănești			2023
Vulcănești – Chișinău	Vulcănești	Chișinău	159	400	2023
Bălți - Suceava	Bălți (MD)	Suceava (RO)	158	400	2027

4.4.3 LACUNELE PRIVIND CEREREA ȘI FURNIZAREA DE ENERGIE ELECTRICĂ

Există mai multe probleme identificate și rezumate aici, care sunt în concordanță cu informațiile din alte surse [29]:

- Cea mai mare capacitate de producere a energiei electrice din Republica Moldova este MGRES, care este situată pe malul stâng al Nistrului, în timp ce cererea maximă a țării este pe malul drept.
- Lipsa interconexiunilor sincrone a sistemului electroenergetic cu ENTSO-E și, prin urmare, nu există acces la piața de energie electrică a României.
- Rețeaua electrică națională este împărțită în două sisteme, care acoperă malul drept și malul stâng al râului Nistru.
- Moldelectrica (amplasată pe malul drept) este operatorul sistemului de transport oficial atât pentru malul stâng, cât și pentru cel drept, adică asigură transportul în cadrul sistemului, chiar dacă nu controlează activele de transport pentru malul stâng.

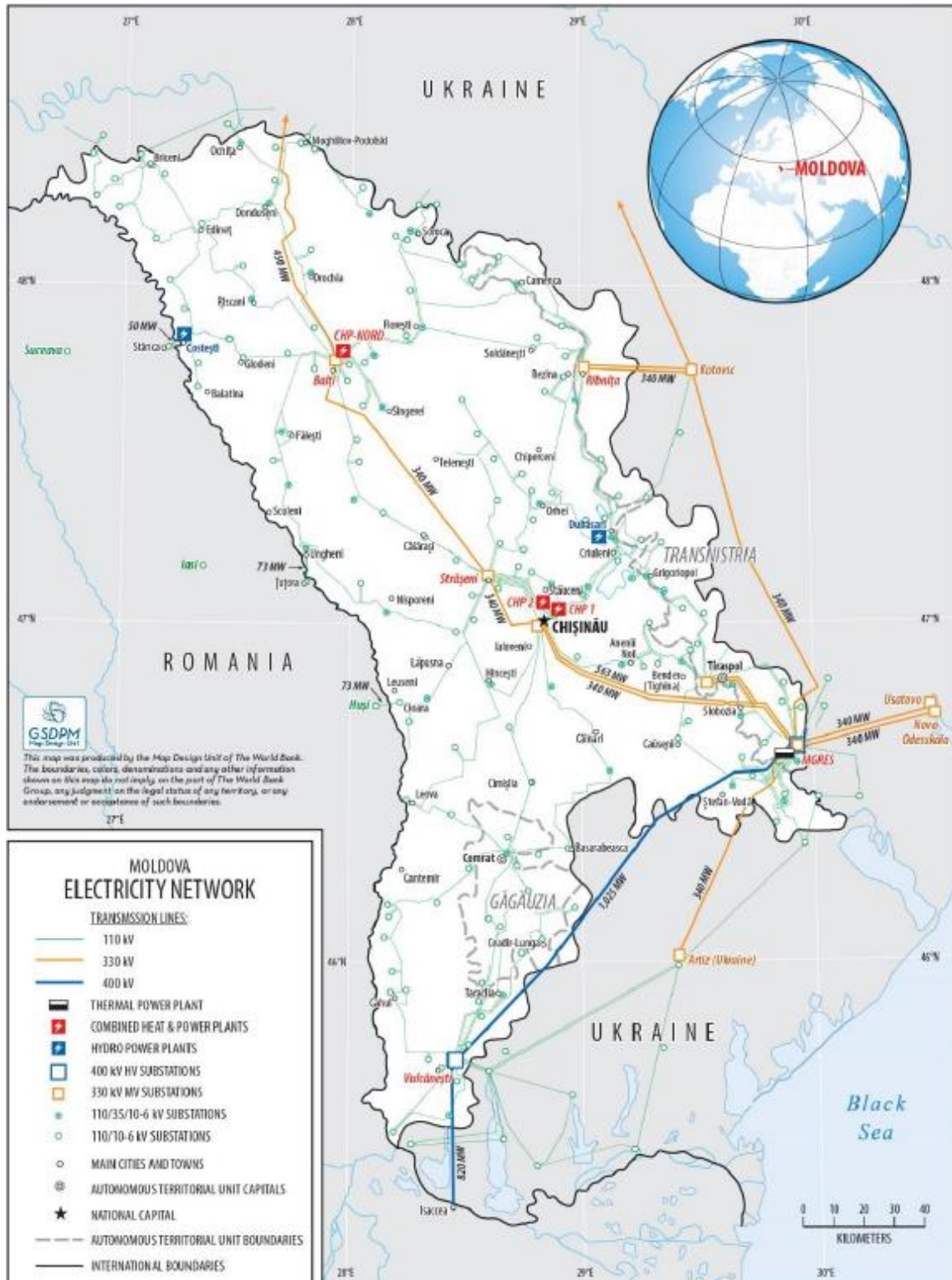
- Doar până la 25% din cererea de energie electrică de pe malul drept a Republicii Moldova este satisfăcută de centralele electrice de pe malul drept, din care 95% (sau aproximativ 24% din cererea totală a malului drept) sunt acoperite de CET-urile vechi, a căror energie electrică trebuie cumpărată la prețuri reglementate mult peste prețurile pieței energiei electrice ale Europei de Sud-est (ESE). Restul de 5% este produs de hidrocentrala de la Costești. CET-urile de pe malul drept sunt dispecerizate în baza sarcinii termice și nu pot funcționa drept rezervă de echilibrare a rețelei.
- Sistemul de pe malul drept al Republicii Moldova în proporție de 75% își acoperă necesarul de energie electrică prin importuri din două surse: Ucraina și Moldova (MGRES), care este o centrală electrică mare situată pe malul stâng al Râului Nistru. Acest lucru reflectă faptul că sistemul energetic din Moldova a fost proiectat drept o parte a sistemului energetic IPS/UPS al fostei Uniuni Sovietice și care a rămas la fel până în prezent. Combinația de energie electrică scumpă produsă intern cu energia electrică importată relativ scumpă din cauza lipsei de interconectări efective cu sistemul Românesc lasă Republica Moldova cu prețuri ridicate pentru electricitate în limita a 80 USD/MWh (estimări BM).
- Importurile de energie electrică din Ucraina către sistemul malului drept s-au redus în ultimii ani, astfel MGRES asigură acum aproape 100% din importuri. Drept rezultat, securitatea energetică a devenit o problemă și mai urgentă. Dacă producția de energie electrică de la MGRES va scădea brusc sau dacă centrala va fi deconectată, va fi necesară o deconectare masivă a sarcinilor, cu excepția cazului în care deficiența poate fi acoperită de importuri;
- Sistemul electric al Republicii Moldova este conectat sincron cu cel al Ucrainei, care face parte de asemenea din sistemul IPS/UPS. Sistemul Republicii Moldova nu are linii de conectare de 400kV la sistemul Ucrainei, iar legătura Moldova-Ucraina nu a fost dezvoltată ca o interconectare dintre două țări. De fapt, rețeaua Republicii Moldova este utilizată de sistemul Ucrainean pentru a transporta energie electrică în scopuri proprii de la nord spre sud. Acest lucru oferă Republicii Moldova o pârghie în timpul negocierilor cu Ucraina privind prețurile la importul energiei electrice. Linia existentă de 400kV cu România nu este utilizată pentru importuri și nu este întreținută, deoarece sistemele de energie electrică din Republica Moldova și România nu sunt sincronizate.
- Dependența aproape exclusivă de o sursă/furnizor de gaze naturale. Cu excepția minoră a puterii hidroenergetice, gazele naturale sunt în prezent singurul combustibil utilizat pentru producerea energiei electrice. Nu doar toate CET-urile interne, dar și MGRES și într-o măsură mai mică, și importurile din Ucraina depind de Gazprom ca furnizor de gaze. Tranzitul și prețul acestora determină securitatea aprovizionării și accesibilitatea la energie în Republica Moldova.

Malul Stâng are trei centrale electrice funcționabile: MGRES, Dubăsari CHE și CET-Tirotext. MGRES (deținut de Inter RAO-UES) reprezintă aproximativ 97% din capacitatea totală instalată acolo și reprezintă aproximativ 95% din producția

efectivă totală. În prezent, MGRES are o capacitate instalată suficientă pentru a satisface cererea de energie electrică din Republica Moldova.

Reprezentarea 96 prezintă harta de transport a energiei electrice din Republica Moldova cu principalii interconectori.

Reprezentarea 96: Harta de Transport a Energiei Electrice din Republica Moldova, cu principalii interconectori



4.4.4 FUNCȚIONAREA REȚELEI ELECTRICE A REPUBLICII MOLDOVA CU ȚĂRILE VECINE

Republica Moldova împarte frontierele cu România la vest, iar cu Ucraina la nord și est. Rețeaua de energie electrică din Republica Moldova este conectată la sistemul Ucrainei. Schimbul de energie electrică între România și Moldova este limitat de un mod de funcționare insular, deoarece sistemele lor de energie electrică nu sunt sincronizate în prezent. În perioada 2001-2016, importurile maxime de energie electrică din sistemul de energie electrică al României au fost de până la 775 GWh/an în 2008.

Schimbul de energie electrică dintre Ucraina și Republica Moldova este determinat de „secțiunea de control”, puterea maximă fiind limitată de cerințele tehnice ale fiabilității funcționale ale sistemului de energie electrică. Secțiunea de control include: 4 x 330 kV LEA, 3 x 330kV LEA ale sistemului de energie electrică național al Ucrainei, LEA de 330 kV Adjalik - Usatovo 1, LEA de 330 kV Adjalik - Usatovo 2 și LEA de 330 kV Ladijenskaia CET - Kotovsk; și o legătură între Ucraina – Republica Moldova, LEA 330 kV Centrala hidroelectrică Dnestrovsk - Bălți.

Cea mai mare parte a transportului de energie electrică este realizată de LEA menționate mai sus între Republica Moldova, Ucraina și regiunea Odessa din Ucraina, care funcționează drept linii de import/export în același timp. Valorile maxime de transport a energiei electrice pentru sectorul de control sunt determinate de capacitatea sa de transport, care depinde semnificativ de topologia LEA de 330 kV și de componența celor patru linii electrice. Factori adiționali de limitare includ producerea de energie electrică de către Moldavskaya GRES (MGRES) și de centrala hidroelectrică Dnestrovsk. Prin urmare, datorită separării zonelor de import/export pe LEA la frontierele interstatale, capacitatea de transport admisibilă a importurilor de energie electrică din Ucraina către sistemul de energie electrică din Republica Moldova este valoarea rămasă a capacității de transport a sectorului de control, cu excepția interconectărilor cu regiunea Odessa. Valoarea maximă a importurilor de energie electrică din sistemul de energie electrică a Ucrainei în perioada 2001-2016 a fost de 2,960 GWh/an în 2008.

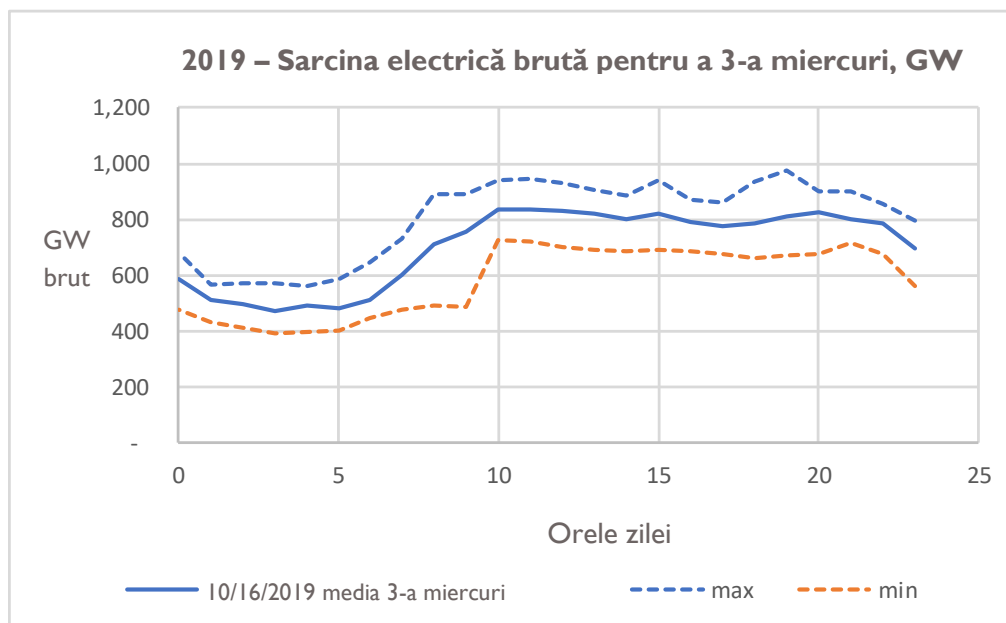
4.4.5 CARACTERISTICI DE SARCINĂ

Următoarele caracteristici de sarcină sunt utilizate de Moldelectrica în analiza sa cu scopul de a asigura stabilitatea rețelei.

SARCINA ELECTRICĂ PENTRU A TREIA MIERCURI

Sarcina electrică brută pentru a treia miercuri din fiecare lună este prezentată în Reprezentarea 97 pentru 2019:

Reprezentarea 97: A Treia Miercuri a curbei de sarcină lunară pentru 2019



SARCINA MAXIMĂ, MINIMĂ ȘI FACTORUL DE SARCINĂ

Sarcinile electrice maxime și minime anuale și factorii de sarcină pentru sistemele energetice de pe malul drept și malului stâng în perioada 2007-2018 sunt prezentate în Reprezentarea 98.

Reprezentarea 98: Caracteristicile Principale ale Sarcini Sistemului

Caracteristicile Sarcinii	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Sarcina Max MW	1157	1158	1146	1189	1082	1230	1115	1140	1028	1067	1030	1057
Sarcina Min MW	344	334	299	327	269	275	316	327	337	309	307	329
Factor de Sarcină Ore	5,001	5,027	4,610	4,353	4,820	4,322	4,704	4,725	5,184	4,790	5,260	5,343

„ZILE DE STRES”

„Zilele de Stres” sunt zilele în care rețeaua electrică a înregistrat sarcini electrice extrem de ridicate sau extrem de joase. Datele istorice a „Zilelor de stres” pentru 2003-2015 sunt prezentate în Reprezentarea 99.

Reprezentarea 99 „Zilele de Stres” a Rețelei Electrice a Republicii Moldova

Anul	Vârf de Iarnă		Vârf de Vară		Zi cu Sarcină Joasă	
	Data & Timp	P, MW	Data & Timp	P, MW	Data & Timp	P, MW
2003	11.01.03 18:00	1077	25.08.03 21:00	759	04.08.03 06:00	280
2004	17.12.04 19:00	1066	31.08.04 21:00	749	19.06.04 09:00	239
2005	11.02.05 19:00	1076	31.08.05 21:00	796	02.05.05 05:00	333
2006	24.01.06 21:00	1085	01.08.06 22:00	782	25.06.06 05:00	316
2007	14.12.07 19:00	1157	11.08.07 22:00	885	05.07.07 06:00	344
2008	10.11.08 09:00	1158	15.08.08 12:00	858	14.09.08 15:00	334
2009	16.12.09 18:00	1146	03.08.09 22:00	820	14.06.09 05:00	299
2010	15.02.10 14:00	1189	12.08.10 18:00	819	06.09.10 05:00	327
2011	05.01.11 18:00	1082	15.07.11 08:00	910	18.05.11 03:00	269
2012	13.11.12 13:00	1230	30.07.12 13:00	873	06.05.12 06:00	275
2013	11.12.13 18:00	1115	07.08.13 22:00	849	02.06.13 06:00	316
2014	03.12.14 18:00	1140	14.07.14 18:00	874	01.06.14 06:00	327
2015	26.01.15 19:00	1028	24.07.15 14:00	878	01.03.15 03:00	337

4.4.6 PROGNOZE A CERERII DE PUTERE REALIZATE ÎN STUDII ANTERIOARE

Următoarele evaluări completate recent oferă informații despre prognozele cererii de putere și definesc strategia de producere a energiei electrice din țară.

GVERNUL MOLDOVEI

Decretul Guvernului Republicii Moldova „Hotărârea Guvernului Nr. 102 din 05.02.2013 [30] privind strategia energetică a Republicii Moldova până în anul 2030” declară că în 2030 cererea totală din Republica Moldova va depăși 8,491 GWh/an [31].

Reprezentarea 100: Prognoza indicatorilor pentru 2030 a Guvernului Republicii Moldova

Indicatori	2015	2020	2025	2030
PIB (prețuri curente) mlrd. lei	118.3	173.3	239,0	320.7
Industrie (prețuri curente) mlrd. lei	49.5	67.9	92.5	121.3
Agricultură (prețuri curente) mlrd. lei	27.1	32.9	40.1	48.9
Populație, milioane	3.532	3.437	3.357	3.327
Cererea totală de energie electrică GWh/an	4,241	5,556	6,996	8,491

Prognoza pentru creșterea cererii consumatorilor de energie electrică a fost revizuită la 5,396 GWh în 2030 în decretul ulterior al strategiei energetice a Republicii Moldova [32].

Principalele obiective ale strategiei energetice naționale din Decret sunt definite ca fiind în concordanță cu politicile UE și după cum urmează:

- Securitatea aprovizionării,
- concurența și disponibilitatea energiei electrice accesibile,
- sustenabilitatea mediului și combaterea schimbărilor climatice

Strategia a declarat că, în timp ce Republicii Moldova îi va fi dificil să devină un producător independent de energie electrică, din motive de securitate a energiei electrice și a furnizării de energie termică, țara va lua în considerare o creștere a producției de energie electrică în interiorul țării față de 2012.

Conform estimărilor guvernului,

- 32.5% din cererea de energie electrică în 2030 ar trebui acoperită de producția din țară.
- Producerea de energie electrică în Republica Moldova (fără a lua în considerare Transnistria) ar trebui majorată cu un factor de 2.3 în comparație cu producția internă din 2016, de la 755 GWh până la 1755 GWh în 2030.
- Producția de energie electrică prin cogenerare ar trebui să crească cu aproximativ 40% în urma dezvoltării noilor CET-uri și a creșterii și îmbunătățirii funcționării SACET Chișinău.

BANCA MONDIALĂ 2015

Studiul Băncii Mondiale [33] prezintă cererea de energie electrică și prognoza sarcinii de vârf (Reprezentarea 101) în baza datelor Moldelectrica și a Strategiei

Energetice a Republicii Moldova până în 2030. Prognoza din studiu se bazează pe următoarele ipoteze:

- Cererea de energie electrică a fost și este corelată liniar cu Paritatea Puterii de Cumpărare (PPC) a PIB
- Rata de creștere a PIB-ului de 3.26%/an, care este egală cu media din perioada 2001-2013
- Sarcina de vârf anuală are loc în sezonul de iarnă (dar diferența dintre maximum și minimum este în scădere)
- Factorul de sarcină va crește cu 0.5%/an datorită creșterii utilizării aerului condiționat etc.
- Surse de Energie Regenerabilă din Moldova (SER) cu o capacitate instalată de 150 MW, care se presupune a fi echivalent cu capacitatea sarcinii de bază de 3 MW (2% din capacitatea instalată)
- O centrală nouă de 250 MW (CET-3) va fi funcțională în 2020.
- CET-Nord în Bălți va menține capacitatea de 20 MW până în 2033
- CET-1 și CET-2 vor fi scoase din funcțiune în 2020

Reprezentarea 101: Prognoza Băncii Mondiale (BM) asupra Cererii de Energie Electrică

Anul	PIB, mlrd. USD	Cerere Energie Electrică, GWh/an	Sarcină de Vârf, MW
2013	12.27	4,072	833
2014	12.67	4,170	849
2015	13.08	4,248	862
2016	13.51	4,328	873
2017	13.95	4,410	886
2018	14.41	4,496	898
2019	14.88	4,584	911
2020	15.36	4,675	925
2021	15.86	4,769	939
2025	18.03	5,177	999
2030	21.17	5,766	1,085
2033	23.31	6,168	1,143

Creșterea medie anuală estimată a cererii de energie electrică este de 2.1% și a cererii de vârf 1.6%. Alte considerații:

- Importurile de energie electrică sunt încă esențiale pentru a face față cererii Republicii Moldova – lipsa surselor de aprovizionare.
- Este posibil ca importurile din Ucraina să nu poată acoperi deficitul de energie electrică din Republica Moldova până în 2033, deoarece prognozele arată că Ucraina nu va putea satisface propria cerere de vârf începând cu 2018.
- Importurile de la MGRES pentru a acoperi pe deplin deficitul de energie electrică al Republicii Moldova după 2020 sunt discutabile, deoarece investiții semnificative sunt necesare pentru menținerea capacității actuale a MGRES.
- Importurile din România sunt așteptate de a fi aproximativ 3,300 MW în orice moment din 2020 - 2033 (chiar și fără capacitatea de 4.500 MW din surse de energie regenerabile a României)

Având în vedere cele de mai sus, Banca Mondială a prognozat, că chiar asumând construcția unei noi CET de 250MW, care să fie pusă în exploatare în 2020 substituind CET-2 care acum se află în exploatare, totuși va exista încă un deficit prognozat de aproximativ 700 – 800 MW după anul 2030.

Trebuie menționat că unele dintre ipotezele din prognoza studiului realizat de BM nu mai sunt valabile. Adică, un nou CET de 250 MW nu va fi pus în funcțiune și CET-2 nu va fi scos din funcțiune în 2020. Scenariul cel mai probabil pentru ca aceste evenimente să aibă loc este aproximativ 2030.

Prognoza cererii de vârf din studiul BM din Reprezentarea 102 arată că până în 2030 Moldova va avea un deficit de aprovizionare de 812 MW în perioadele cererii de vârf a energiei electrice.

Reprezentarea 102: Prognoza Cererii de Vârf conform BM, MWe

Anul	2012	2013	2015	2019	2020	2025	2030	2033
Cererea Anuală a Sarcinii de Vârf	831	833	862	911	925	999	1,085	1,143
Producția internă	247	209	222	222	273	273	273	273
CET-1	25	27	0	0	0	0	0	0
CET-2	202	162	202	202	0	0	0	0
CET-3	0	0	0	0	250	250	250	250
CET-Nord	20	20	20	20	20	20	20	20
SER-E	0	0	0	0	3	3	3	3
Deficit TOTAL	584	624	640	689	652	726	812	870
Acoperit de MGRES	399	438	550	400	NA			
Acoperit de importurile din Ucraina	185	186	90	289	NA			

Pentru a reduce decalajul deficitului, studiul recomandă implementarea unei interconectări asincrone între rețelele electrice naționale dintre Republica Moldova și România, care au standarde de frecvență diferite, prin intermediul stațiilor back-to-back, permițând interconectarea Republicii Moldova cu rețeaua ENTSO-E, rămânând în același timp în sistemul IPS/UPS. România este considerată drept o sursă potențială de energie electrică pentru a satisface deficitul prognozat.

CONSTATĂRI CHEIE DIN PROGNOZELE ANTERIOARE

Toate sursele analizate sunt de acord că:

- Un deficit substanțial în producerea de energie electrică din Republica Moldova în perioada preconizată pentru 2030 și că importul de energie electrică va fi necesar pentru a satisface cererea de energie electrică prognozată.
- Gazele naturale este combustibilul care poate fi selectat pentru viitoarele noi centrale electrice pe bază de combustibili fosili.
- O parte din noua producție se va baza pe surse regenerabile de energie (până la 400 MW).
- 32.5% din cererea de energie în 2030 trebuie acoperită de producția internă din țară.
- Viitoarele noi centrale electrice pe combustibili fosili ar trebui să utilizeze ciclul de cogenerare.

Există o variație însemnată între sursele analizate privind prognozele anuale ale cererii de energie electrică pentru perioada 2030-33 pentru sistemul energetic al Republicii Moldova (malul drept), așa cum este rezumat în Reprezentarea 103, cu prognozele finalizate la o dată ulterioară prognozând cererea de energie electrică anuală din ce în ce mai scăzută.

Reprezentarea 103 Sumarul Prognozei Cererii de Energie Electrică Anuală

Sursă	Cerere de Energie Electrică, GWh/an	% Diferența
Strategia 2018 – 2030	5,400	0
Banca Mondială 2015	6,200	15%
Strategia 2013	8,500	57%

4.4.7 PROGNOZA CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ

IPOTEZE ȘI ABORDĂRI UTILIZATE PENTRU PROGNOZAREA CERERII

Abordarea utilizată în prognoza cererii în acest studiu se bazează pe consumul net de energie electrică din Republica Moldova din anii 2003-2017 pe sectoarele economiei. Aceasta a fost calculată prin extrapolarea creșterii Parității Puterii de

Cumpărare a PIB-ului Republicii Moldova și a cererii nete de energie electrică din aceeași perioadă. Evoluția efectivă a PPC a PIB-ului țării se bazează pe rapoartele Ministerului Economiei și Infrastructurii din Republica Moldova, ale Departamentului de Analize și Prognoze Macroeconomice, ale Băncii Mondiale și a estimărilor BERD. Consumul net de energie electrică al țării se bazează pe raportul ANRE [34], datele ÎS Moldelectrica și Termoelectrica SA. Datele istorice privind cererea de energie electrică pe sectoarele economiei sunt rezumate în Reprezentarea 104:

Reprezentarea 104: Date de intrare pentru prognoza cererii de energie electrică, GWh/an

Anul	IND	CONSTR	TRANSP	AGR	COM	SR	Alte	Cererea Totală	Energie Electrică Cumpărată ANRE	Pierderi TÎ, TJ
2003	865	8	51	52	581	836	134	2,527	3,364	25%
2004	871	10	47	48	539	964	155	2,634	3,255	19%
2005	974	10	50	51	671	1,041	124	2,921	3,465	16%
2006	1,026	14	58	55	753	1,154	155	3,215	3,660	12%
2007	1,049	15	65	50	745	1,295	145	3,364	3,827	12%
2008	948	14	62	54	841	1,371	138	3,428	3,860	11%
2009	872	13	50	59	866	1,450	68	3,378	3,800	11%
2010	975	13	46	54	783	1,514	101	3,486	3,921	11%
2011	992	14	50	54	821	1,547	93	3,571	3,999	11%
2012	826	12	47	47	977	1,570	-	3,477	4,055	14%
2013	872	12	58	58	953	1,616	-	3,570	4,079	12%
2014	895	12	58	47	977	1,663	-	3,651	4,130	12%
2015	756	6	58	47	1,151	1,674	-	3,692	4,153	11%
2016	744	12	70	47	1,128	1,628	-	3,628	4,101	12%
2017	756	12	81	47	1,163	1,640	-	3,698	4,159	11%

Legendă:

IND – Industrial CONSTR – Construcție TRANSP – Transport AGR – Agricultură
 COM – Comercial SR – Sector Rezidențial TÎ – Tensiune Înaltă TJ – Tensiune Joasă

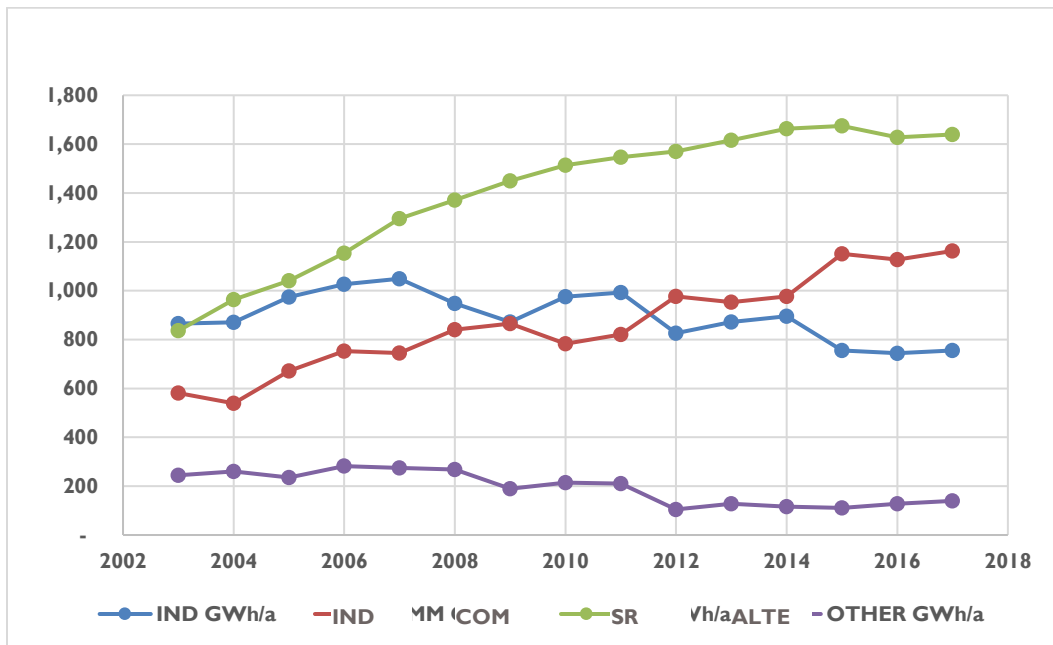
Sectoarele Rezidențial, Comercial și Industrial sunt cu o marjă largă cei mai mari consumatori de energie electrică din Republica Moldova. Consumul de energie electrică de către toate celelalte sectoare ale economiei prezentate în Reprezentarea 105 sunt combinate într-un grup comun.

Reprezentarea 105: Cererea de Energie Electrică per Sectoare Economice 2003-2017, GWh/an

Anul	IND	COM	SR	Alte	Total
2003	865	581	836	245	2527
2004	871	539	964	260	2634
2005	974	671	1,041	235	2921
2006	1,026	753	1,154	282	3215
2007	1,049	745	1,295	275	3364
2008	948	841	1,371	268	3428
2009	872	866	1,450	190	3378
2010	975	783	1,514	214	3486
2011	992	821	1,547	211	3571
2012	826	977	1,570	105	3477
2013	872	953	1,616	128	3570
2014	895	977	1,663	116	3651
2015	756	1,151	1,674	110	3692
2016	744	1,128	1,628	128	3628
2017	756	1,163	1,640	140	3698

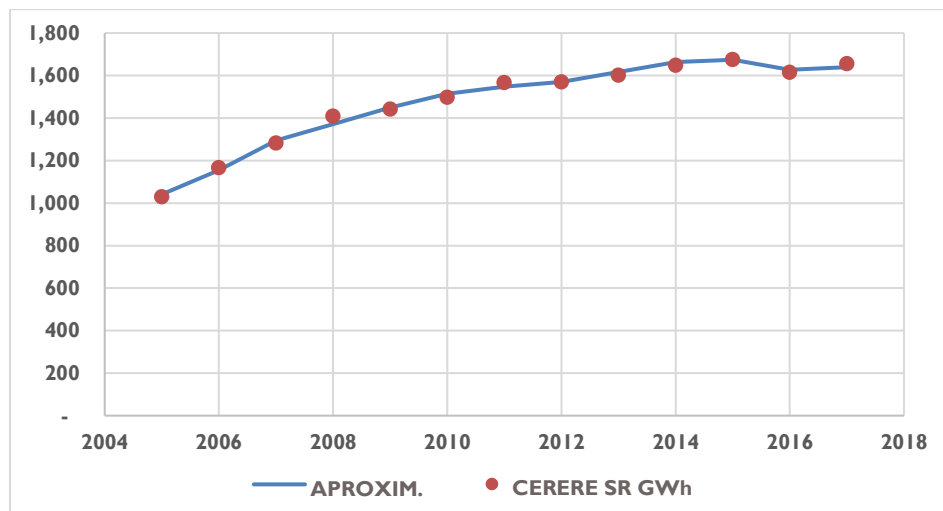
Evoluția cererii de energie electrică (malul drept) pe sectoarele economiei în perioada 2003-2017 este ilustrată în Reprezentarea 106.

Reprezentarea 106: Evoluția Cererii de Energie Electrică (2003-2017)



Analiza tendințelor scoate în evidență, că cererea istorică de energie electrică din sectorul rezidențial, care are cea mai mare pondere în cadrul cererii, are o corelație relativ strânsă cu istoricul PPC a PIB-ului exprimat în 2010 USD, numărul total al populației din Republica Moldova și numărul de locuințe din țară. Această corelație poate fi exprimată ca o aproximare ($R^2 \sim 0.99$) și este prezentată în Reprezentarea 107.

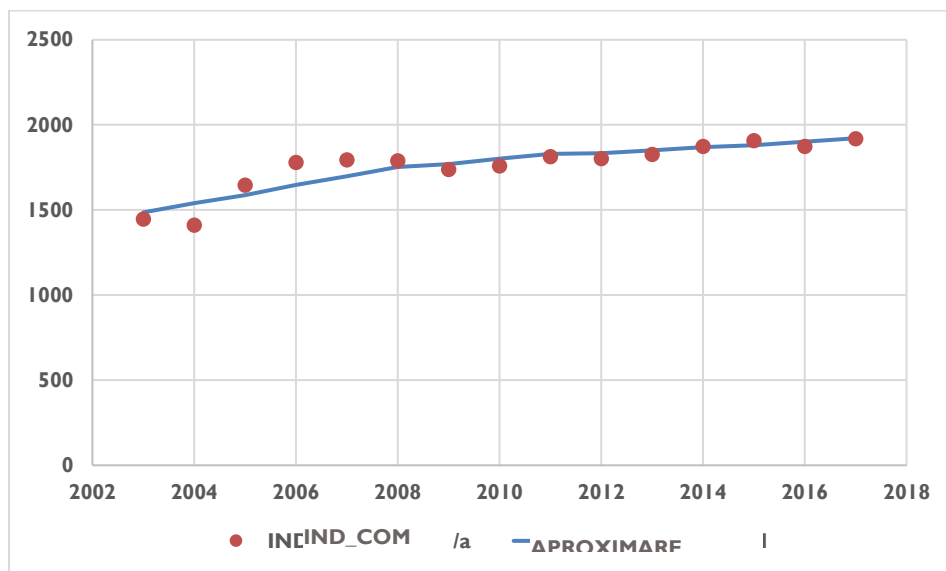
Reprezentarea 107: Aproximarea cererii de energie electrică a sectorului rezidențial, 2005-2017, GWh/an



Tendința istorică a cererii de energie electrică din sectoarele industrial și comercial sunt corelate, de asemenea, bine cu istoricul PPC a PIB-ului exprimat în 2010 USD,

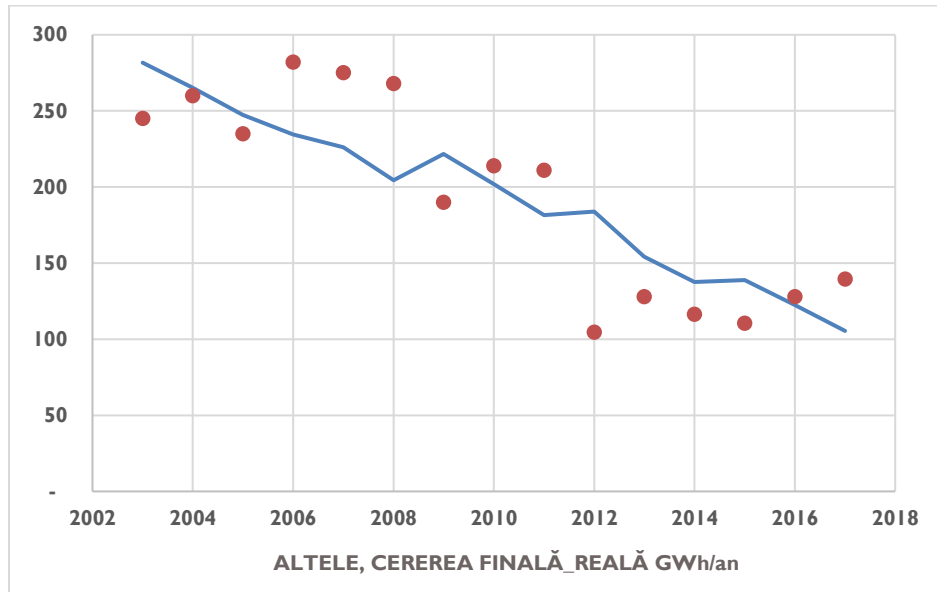
numărul total de populație din Republica Moldova și numărul de locuințe din țară. Această corelație poate fi exprimată drept o aproximare ($R^2 \sim 0.82$) și este prezentată în Reprezentarea 108.

Reprezentarea 108: Aproximarea cererii de Energie Electrică a Sectoarelor Industrial și Comercial, 2003 – 2017, GWh/an



Tendința istorică a cererii din sectoarele rămase se corelează oarecum cu istoricul PPC a PIB-ului exprimat în 2010 USD, numărul total de populație din Republica Moldova și numărul de locuințe din țară. Pentru acest sector, corelația poate fi aproximată ca ($R^2 \sim 0.65$), care este în concordanță cu reducerea istorică a cererii de energie de către alte sectoare, cu o rată de aproximativ 100-150 GWh/an, așa cum este arătat în Reprezentarea 109:

Reprezentarea 109: Aproximarea cereri de energie electrică pentru sectoarele „Altele”, 2003 – 2017, GWh/an



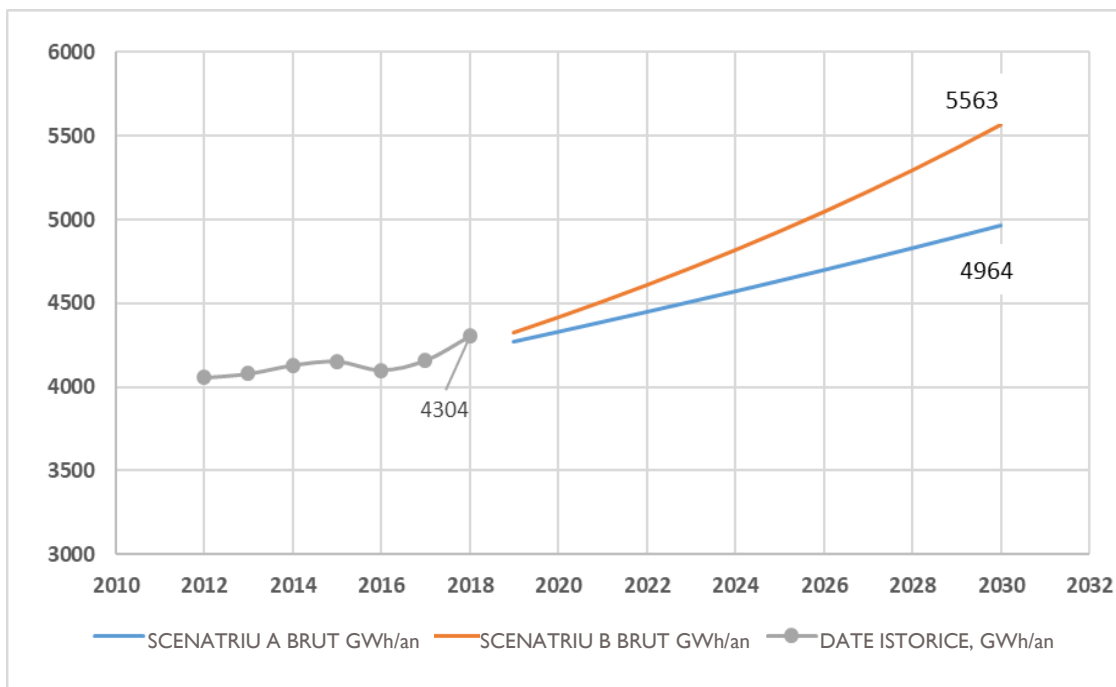
PROGNOZA CERERII DE ENERGIE ELECTRICĂ A REPUBLICII MOLDOVA PENTRU 2030

Prognoza cererii de energie electrică viitoare este dezvoltată utilizând aproximările de mai sus pentru următoarea gamă de scenarii asumate ale viitoarelor rate anuale de creștere a PPC a PIB:

- Scenariu A cu o creștere anuală de 3%,
- Scenariul B cu o creștere anuală de 6%

Valorile nete ale cererii prognozate de energie electrică sunt ajustate pentru a include pierderile așteptate de TÎ și TJ. Prognoza cererii brute de energie electrică (inclusiv pierderile) pentru sistemul de energie electrică a malului drept este prezentată în Reprezentarea 110.

Reprezentarea 110: Proгноza cererii brute de energie electrică a Republicii Moldova (malul drept) până în 2030, GWh/an



Comparațiile dintre prognozele Scenariului A și ale Scenariului B cu studiile anterioare sunt prezentate în Reprezentarea 111.

Reprezentarea 111 Comparația prognozelor cererii de energie electrică pentru anul 2030

Sursă	Cererea de Energie Electrică, GWh/an	Diferență, %
Strategia 2018 – 2030	5,400	0
Banca Mondială 2015	6,200	15%
Strategia 2013	8,500	57%
Scenariul A	4,964	-8%
Scenariul B	5,563	3%

Prognoza diapazonului cererii brute de energie electrică în Scenariile A și B este în concordanță cu prognoza guvernului Republicii Moldova pentru 2018-2030 și ceva mai mică decât prognoza BM din studiul realizat în 2015.

PROGNOZA SARCINII DE VÂRF

Datele istorice de funcționare furnizate de ÎS Moldelectrica pentru sistemul malului drept sunt prezentate în Reprezentarea 112.

Reprezentarea 112: Puterea electrică și Sarcina Malului Drept

Anul	Energie Electrică, GWh/an Brut				Sarcina Brută, MW Brut		Factor de sarcină, ore
	Total	MGRES	Producere Malul Drept	Import	Sarcină de Vârf	Sarcină Minimală	
2012	4055	2433	776	846	941	268	4,309
2013	4079	1876	748	1456	833	248	4,898
2014	4130	2611	788	731	811	244	5,093
2015	4153	3342	793	18	754	258	5,511
2016	4101	3343	755	4	786	245	5,219
2017	4159	2279	747	1133	730		5,697
2018	4304	2544	804	956	966		4,455

Prognoza sarcinii de vârf din Reprezentarea 113 este elaborată în baza Scenariilor A și B în urma prognozei cererii brute de energie electrică (Reprezentarea 110) și cu o creștere presupusă de 0.5% pe an a factorilor de sarcină istorici furnizați de ÎS Moldelectrica și ANRE.

Reprezentarea 113: Prognoza Sarcinii de Vârf pentru 2020-2030

Anul	Scenariul A		Scenariul B	
	Energie Electrică Brută, GWh/an	Sarcină de Vârf, MW	Energie Electrică Brută, GWh/an	Sarcină de Vârf, MW
2020	4,330	837	4,418	854
2021	4,389	844	4,512	868
2022	4,449	851	4,610	882
2023	4,510	858	4,712	897
2024	4,571	866	4,818	913
2025	4,634	873	4,929	929
2026	4,698	881	5,045	946
2027	4,763	889	5,166	964
2028	4,829	897	5,292	983
2029	4,896	904	5,425	1,002
2030	4,964	912	5,563	1,023

5 SARCINA 3: ALIMENTARE CU GAZ ȘI APĂ

5.1 INTRODUCERE

Acest compartiment prezintă rezultatele următoarelor sarcini cu referire la disponibilitatea și prognoza gazelor naturale și a apei prime pentru noile capacități de generare din Republica Moldova.

1. În baza informațiilor disponibile, este prezentat un rezumat curent și o prognoză a disponibilității alimentării cu gaze naturale din toate sursele potențiale,
 - a. Rezumatul consumului de gaze istoric (minim 3 ani), separat pentru toate categoriile de utilizatori din Moldova.
 - b. Disponibilitatea cantităților de gaze în regimuri sezoniere de consum maxim și minim.
 - c. Presiunile de gaze disponibile pentru producerea energiei electrice.
 - d. Orice îmbunătățiri tehnice necesare/luate în considerare în cadrul rețelei de alimentare cu gaze.
 - e. Rezumatul tuturor riscurilor potențiale legate de disponibilitatea aprovizionării cu gaze naturale, cu un nivel acceptabil de certitudine.
2. Disponibilitatea, fiabilitatea, cantitatea și calitatea apei tehnice pentru noua capacitate de generare, luând în considerare disponibilitatea rezonabilă a surselor, tehnologiilor și capacităților de stocare , și
3. Necesitatea îmbunătățirii sistemului de alimentare cu apă și estimarea investițiilor necesare.

Adițional, acest compartiment oferă un rezumat al disponibilității regionale de alimentare cu gaze naturale și a capacităților disponibile în imediata apropiere a Republicii Moldova, cum ar fi rețeaua de aprovizionare cu gaze a Europei de Sud-Est (ESE) și posibilitățile de diversificare a aprovizionării cu gaze în Republica Moldova, inclusiv:

- Disponibilitatea de gaze naturale
- Disponibilitatea importurilor de GNL în viitor
- Conducte de gaze naturale planificate și în curs de dezvoltare a Europei de Est

5.2 SURSE EXISTENTE DE ALIMENTARE CU GAZE NATURALE

În prezent, tot gazul natural consumat în Republica Moldova este importat din Rusia în conformitate cu un contract semnat în 2008. Contractul este prelungit anual și corelează prețurile gazelor naturale pentru Republica Moldova cu prețurile pieței globale. Vestmoldtransgaz dezvoltă o sursă alternativă pentru furnizarea gazelor naturale în Republica Moldova din România prin conducta Iași-Ungheni-Chișinău.

Principalele companii cu preocupare în domeniul gazelor naturale din Republica Moldova sunt Moldovatrangaz, Moldovagaz și Vestmoldtrangaz. Informații generale despre fiecare companie sunt prezentate în compartimentele următoare.

5.2.1 MOLDOVATRASNGAZ

Moldovatrangaz este un operator al sistemului de transport de gaze naturale din Republica Moldova (Reprezentarea 115). Moldovatrangaz este una dintre principalele companii care asigură tranzitul gazelor naturale Ruse în țările Balcanice (România, Bulgaria, Turcia), precum și consumatorilor de gaze naturale din Moldova, precum și pentru unii consumatori din Ucraina, lângă frontiera Republicii Moldova. Moldovatrangaz include 4 stații de compresie situate în Drochia, Chișinău, Vulcănești și Goldănești cu un număr total de peste 600 de angajați. [35]

5.2.2 MOLDOVAGAZ

Moldovagaz este una dintre cele mai mari întreprinderi din sectorul energetic al Republicii Moldova. Principala activitate a companiei și a filialelor sale este transportul, distribuția și furnizarea de gaze naturale în Republica Moldova. Compania are peste 690,000 de consumatori în interiorul țării. Moldovagaz furnizează gaze naturale prin relația contractuală existentă cu Gazprom. Serviciile de transport sunt efectuate prin contractul de servicii a Moldovagaz cu Moldovatrangaz. Distribuția gazelor naturale către consumatorii finali ai acesteia este realizată prin intermediul celor doisprezece filiale ale Moldovagaz. [36]

5.2.3 VESTMOLDTRANSGAZ

Vestmoldtrangaz a fost înregistrată în 2014 drept o companie de stat, cu scopul de a construi, exploata și întreține conducta de gaze naturale Iași - Ungheni. Compania este licențiată pentru a asigura funcționarea, întreținerea și managementul, precum și extinderea, dezvoltarea și eficientizarea infrastructurii existente de transport a gazelor naturale și pentru a facilita interconectarea conductei de gaze naturale Iași - Ungheni cu sistemele vecine de transport a gazelor naturale. Sistemul de transport de gaze naturale Vestmoldtrangaz este proiectat să funcționeze la o presiune de 55 bar pentru a asigura importul de gaze naturale din România. În 2016, Vestmoldtrangaz a demarat un proiect pentru construcția rețelei de transport a gazelor naturale din Ungheni spre Chișinău (DN600, PN 5.5MPa, L=120 km), cu două stații de reglare a presiunii și stații de măsurare situate în zona Chișinăului, și o stație de interconectare situată în localitatea Semeni din raionul Ungheni. Documentația de proiect a fost realizată de compania Trangaz din România. În prezent, Vestmoldtrangaz este deținută de Eurotrangaz, o companie subordonată Trangaz din România. Această achiziție a avut loc în 2018. [37]

5.3 INFRASTRUCTURA DE GAZE NATURALE DIN MOLDOVA

5.3.1 INFRASTRUCTURA EXISTENTĂ DE GAZE NATURALE

Înainte de construcția conductei Iași-Ungheni din 2014 (Reprezentarea 114), rețeaua de transport a gazelor naturale din Republica Moldova avea un flux unidirecțional și un sistem tip cu sursă de alimentare unică. Conductele de gaze ATI, RI, SDKRI (Reprezentarea 114) și SC Vulcănești (Reprezentarea 115) asigură transportul gazelor naturale în țările Balcanice și consumatorilor din sudul Republicii Moldova. Conducta ACB (Reprezentarea 114) și conducta SC Drochia (Reprezentarea 115) asigură tranzitul gazelor naturale către instalația subterană de depozitare a gazelor naturale din Bogorodchany, Ucraina (Reprezentarea 114) și asigură furnizări de gaze naturale pentru consumatorii din centrul și nordul Republicii Moldova. În 2007 a fost finalizată conducta Tokuz-Kainary-Mereny în Sudul Republicii Moldova (Reprezentarea 115), cu o lungime totală de 62.74 km.

Reprezentarea 114 Harta Conductelor de gaze naturale prin Republica Moldova, (conform ENTSO-G)





Parametrii principali ai infrastructurii Moldovatrangaz (Reprezentarea 115) sunt prezentați în Reprezentarea 116. Anexa A oferă detalii despre punctele de intrare/ieșire ale rețelei Moldovatrangaz.

Reprezentarea 116 Parametrii Principali a Infrastructurii de Gaze Naturale a SRL Moldovatrangaz (2018)

COMPONENTĂ SISTEM	PARAMETRU	CAPACITATE
Conductele magistrale, lungimea totală	656.25 km	-
Ananiev-Tiraspol-Ismail (ATI), DN1200, PN 7.5MPa	62.91 km	20 mlrd.m ³ /an
Razdelinaia-Ismail (RI), DN800, PN 5.5MPa	92.2 km	7.3 mlrd.m ³ /an
Sebelinca-Dnepropetrovsk-Krivoi Rog-Ismail (SDKRI), DN800, PN 5.5MPa	91.8 km	7.3 mlrd.m ³ /an
Ananiev-Cernăuți-Bogorodciani (ACB), DN1000, P 5.5MPa	184.8 km	9.1 mlrd.m ³ /an
Chișinău-Râbnîța (ChR), DN500, PN 5.5MPa	91.1 km	1.5 mlrd.m ³ /an
Odesa-Chișinău (OCh), DN500, PN 5.5MPa	44.0 km	1.3 mlrd.m ³ /an
Tocuz-Căinari-Mereni (TCM), DN500, PN 5.5MPa	62.7 km	1.8 mlrd.m ³ /an
Olișcani-Saharna (OIS), DN500, PN 5.5MPa	26.7 km	-
Lungimea totală a conductelor de distribuție	903.4 km	-
Stații de compresie a gazelor:		
SC Drochia, 5xGPA-T-6.3V, Motor de aviație	HK-12ST	31.5 MW
SC Vulcănești, 5xGPA-STD-4000	motor electric	20.0 MW
SC Șoldănești, 6xGPA-STD-4000-2	STD-4000-2	24.0 MW
Stația de măsurare a gazelor Căușeni	1	32 mlrd.m ³ /an
Stații SRP (stații de reducere a presiunii)	80	
Stații de protecție catodică	221	
Linii de cablu pentru telecomunicații tehnologice	1914.9 km	

Vestmoldtransgaz administrează infrastructura așa cum se arată în Reprezentarea 117. Linia roșie solidă din Reprezentarea 117 reprezintă conducta Iași-Ungheni, iar linia roșie punctată reprezintă conducta Ungheni-Chișinău aflată în prezent în construcție.

Reprezentarea 117 Infrastructura de exploatăată de Vestmoldtransgaz, (conform Vestmoldtransgaz)



5.3.2 PRODUCȚIA ȘI REZERVELE DE GAZE DIN ȚARĂ

Se raportează că Republica Moldova nu are rezerve de gaze naturale recuperabile din punct de vedere comercial [1]. Moldova se bazează complet pe importurile de gaze naturale.

5.4 CONSUMUL DE GAZE NATURALE LA NIVEL DE ȚARĂ

Consumul de gaze naturale la nivel de țară prezentat în acest compartiment este un rezumat al datelor raportate de ANRE și Biroul Național de Statistică din Republica Moldova. Consumul este prezentat pe ani și pe categorii de utilizatori.

5.4.1 CONSUMUL DE GAZE PE ANI

Piața gazelor naturale din Republica Moldova este monitorizată de ANRE. Datele prezentate în

Reprezentarea 118 sunt un rezumat bazat pe rapoartele anuale ale ANRE pentru anii 2014 - 2018. Datele din 2019 nu sunt incluse, întrucât raportul ANRE pentru 2019 nu a fost finalizat la data redactării acestui raport.

Reprezentarea 118 Rezumatul consumului de Gaze Naturale din Republica Moldova pentru perioada 2014-2018, (conform ANRE)

PARAMETRI	UNITATE	2014	2015	2016	2017	2018
TOTALUL DE GAZE NATURALE LIVRATE	mIn.m ³ /an	959.00	927.60	965.30	965.10	1069.50
	Milioane MDL	5867.30	5794.00	5873.50	5762.40	5384.60
	MDL/1000m ³	6118.00	6246.00	6085.00	5971.00	5035.00
PE SECTOARE						
SECTORUL PRIVAT	mIn.m ³ /an	277.10	271.60	285.30	302.80	346.40
	Milioane MDL	1832.60	1834.10	1902.90	1978.80	1808.40
	MDL/1000m ³	6613.00	6754.00	6670.00	6535.00	5221.00
	% din total	28.90	29.30	29.60	31.40	32.40
SECTORUL PUBLIC	mIn.m ³ /an	42.70	42.70	45.10	45.40	51.20
	Milioane MDL	277.10	284.10	300.40	293.40	294.30
	MDL/1000m ³	6494.00	6652.00	6655.00	6463.00	5754.00
	% din total	4.40	4.60	4.70	4.70	4.80
SECTORUL DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE	mIn.m ³ /an	396.90	398.10	404.30	384.00	404.90
	Milioane MDL	2245.10	2304.60	2247.40	2073.50	1942.30
	MDL/1000m ³	5657.00	5789.00	5559.00	5400.00	4797.00
	% din total	41.40	42.90	41.90	39.80	37.90
ALTELE	mIn.m ³ /an	242.30	215.30	230.50	233.00	267.10
	Milioane MDL	1512.60	1371.20	1422.80	1416.70	1339.60
	MDL/1000m ³	6243.00	6370.00	6171.00	6081.00	5015.00
	% din total	25.30	23.20	23.90	24.10	25.00

Legendă:

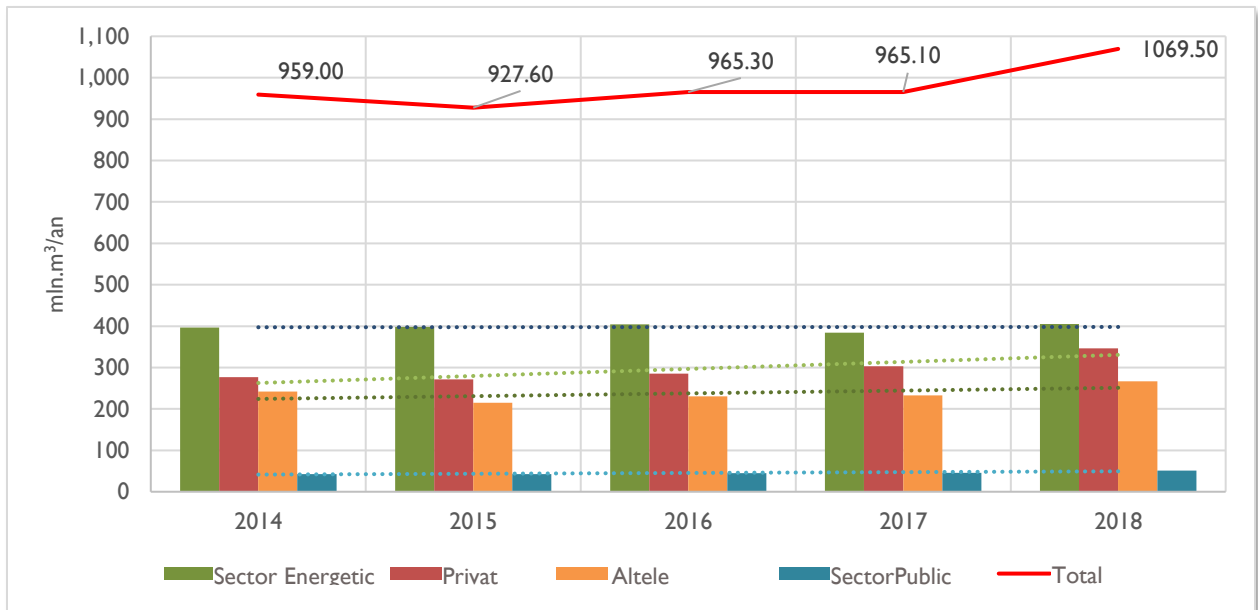
mIn.m³/an – milioane metri cubi normali pe an

MDL – leu Moldovenesc

Prezentarea grafică a datelor din

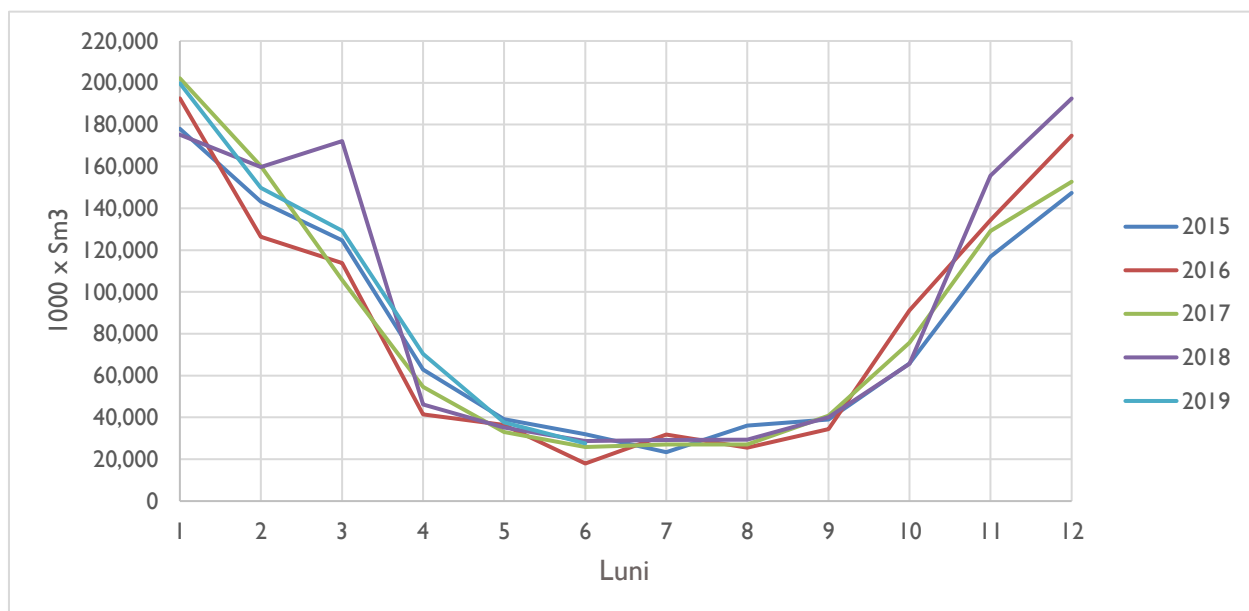
Reprezentarea 118 și din Reprezentarea 119 ilustrează faptul că consumul total de gaze din țară a crescut în perioada raportată cu aproximativ 11%, în principal datorită creșterii consumului din categoriile „Sectorul privat” și „Altele”. Consumul de gaze naturale în Sectorul de Energie Electrică și Public a rămas relativ constant în perioada raportată.

Reprezentarea 119 Consumul de gaze naturale pe sectoare pentru perioada 2014-2018, (conform ANRE)



Rezumatul importurilor lunare de gaze naturale în Republica Moldova pe parcursul anului 2015 până în prima jumătate a anului 2019 este prezentat în Reprezentarea 120 [38].

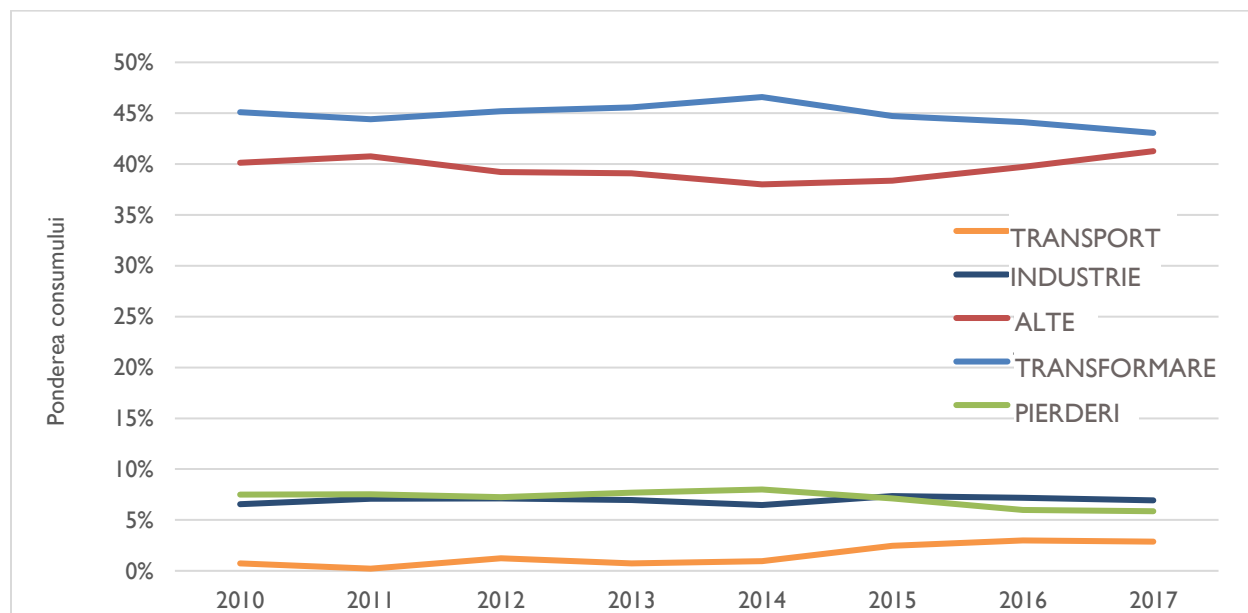
Reprezentarea 120 Importuri de gaze naturale, (BNS, Moldova)



5.4.2 CONSUMUL DE GAZE ÎN SECTORUL INDUSTRIAL

Consumul de gaze naturale la nivel de țară de către diferite grupuri de consumatori din sectorul industrial și non-industrial este prezentată în Reprezentarea 121. Balanța Energetică a Moldovei prezintă date pe categorii de consumatori ale sectoarelor principale a economiei.

Reprezentarea 121 Consumul de gaze naturale din Republica Moldova pe sectoare economice, (BNS, Moldova)



Sectorul de Transformare a Energiei (include industriile unde un tip de energie este convertit în alt tip de energie, cum ar fi gazul natural în energie electrică) deține cea mai mare pondere a consumului de gaze naturale. Acest sector include CET-urile, Centralele Termice, unde CET-urile sunt cei mai mari consumatori, cu aproximativ 33% din totalul de gaze naturale consumate în Republica Moldova.

Sectorul „Altele” , care include consumatorii rezidențiali, agricoli și alții este cel de-al doilea grup ca mărime, unde consumatorii rezidențiali dețin aproximativ 29% din totalul de gaze naturale consumate în Republica Moldova.

Sectorul Industrial cuprinde toți consumatorii industriali, unde cel mai mare consumator este industria mineralelor nemetalice, cu 4% în medie din totalul de gaze naturale consumate în Republica Moldova.

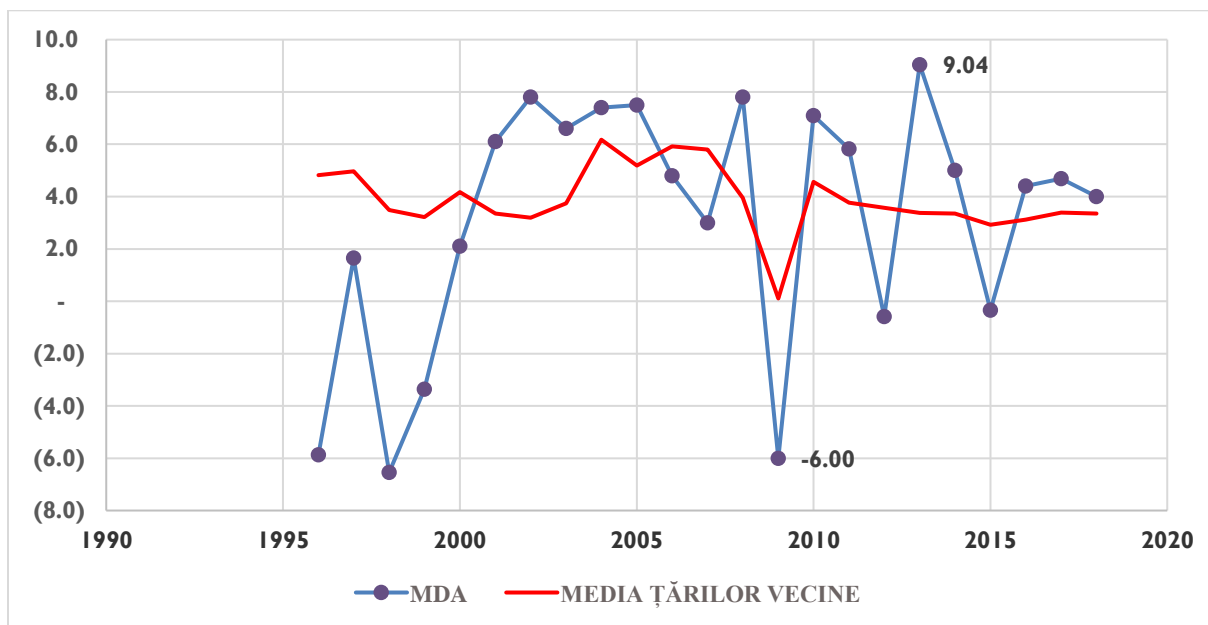
Sectorul de Transport reprezintă cel mai mic grup de consumatori, unde cel mai mare consumator este transportul prin conducte, cu mai puțin de 1% în medie din totalul de gaze naturale consumate în Republica Moldova.

Pierderile care nu sunt prezentate în informațiile de mai sus sunt în medie de aproximativ 7% din totalul de gaze naturale consumate în Republica Moldova.

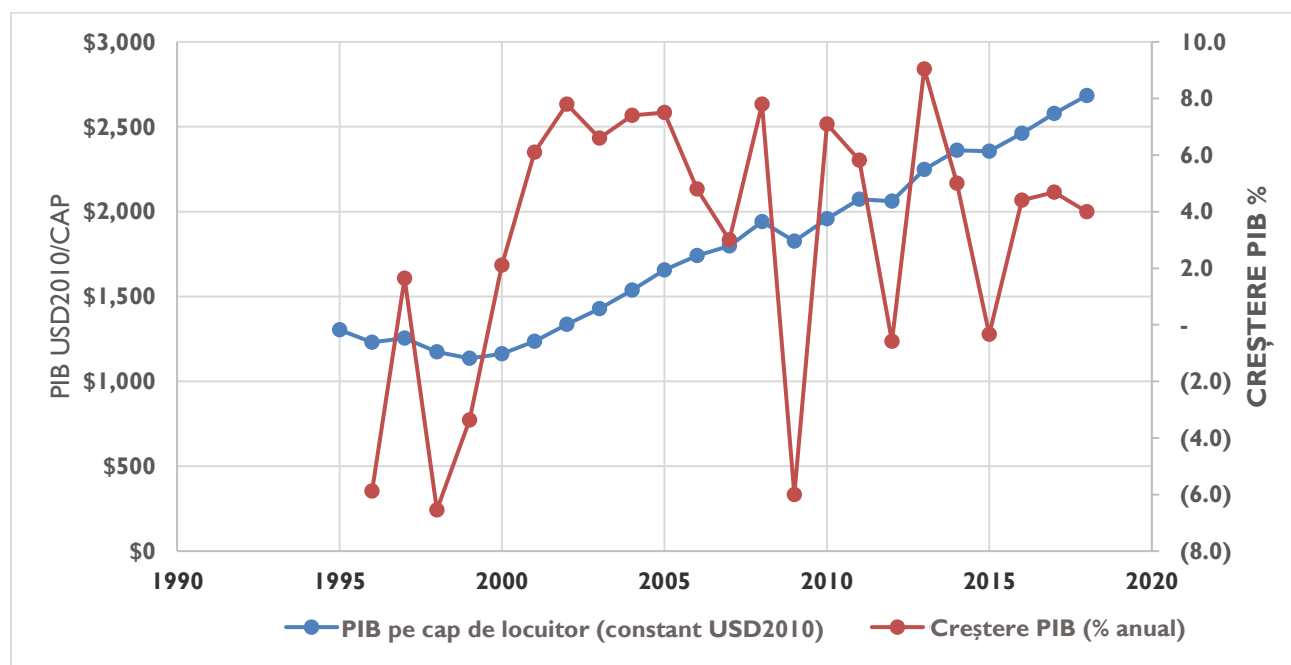
5.5 PROGNOZA CONSUMULUI DE GAZE NATURALE DIN REPUBLICA MOLDOVA

Se preconizează că consumul de gaze naturale din Republica Moldova va urma tendința PIB-ului național. PIB-ul istoric al Republicii Moldova, în comparație cu țările vecine Bulgaria, Ungaria, România și Ucraina este prezentat în Reprezentarea 122. Modificarea anuală a PIB-ului în %, cât și evoluția istorică a PIB-ului Republicii Moldova per cap de locuitor sunt prezentate în Reprezentarea 123.

Reprezentarea 122 Evoluția Istorică a PIB-ului din Republica Moldova în comparație cu țările vecine, % per cap de locuitor



Reprezentarea 123 Date macroeconomice (1995-2018) privind Moldova conform Băncii Mondiale



Corelarea istorică a PIB-ului Republicii Moldova per cap de locuitor, populație și consumul de gaze naturale de către sectoarele principale ale economiei este prezentată în Reprezentarea 124.

Reprezentarea 124 Date macroeconomice privind Republica Moldova

ANUL	Populație, milioane	PIB per cap de locuitor (constant 2010 USD)	Modificare PIB (anuală %)	PRIVAT, mln.m ³ /an	ALTELE mln.m ³ /an	ENERGIE ELECTRICĂ mln.m ³ /an	PUBLIC mln.m ³ /an	Total mln.m ³ /an
2014	3.56	2,362	5.0%	277	242	397	45	961
2015	3.56	2,356	-0.3%	272	215	398	43	928
2016	3.55	2,461	4.4%	285	231	404	45	965
2017	3.55	2,578	4.7%	303	233	384	45	965
2018	3.55	2,684	4.0%	346	267	405	50	1,068

Estimarea prognozei cererii de gaze naturale pentru sectoarele economiei Privat, Altele și Energie Electrică se realizează folosind analize statistice care au luat în considerare datele istorice expuse în Reprezentarea 124 și conform următoarei ecuații:

$$\mathbf{CERERE = CONSTANTĂ + C*POPULAȚIE + B*PIB + A*PIB creștere}$$

Unde constantele sunt:

	A	B	C	Constante
PRIVAT	0.46665	-427.0444	10,025.453	(36,470.71)
ALTELE	0.43409	-191.4539	13,717.107	(49,573.91)
ENERGIE ELECTRICĂ	0.00824	-66.5560	150.387	(154.83)

O medie de 4.6% din cererea totală a fost asumată pentru grupul de consumatori Publici.

Următoarea gamă de scenarii asumate ale creșterii anuale viitoare a PIB-ului este în concordanță cu scenariile prognozate ale cererii de energie electrică prezentate în Compartimentul 4.4.7:

- Scenariul A cu o creștere anuală de 3%,
- Scenariul B cu o creștere anuală de 6%

Prognoza cererii de gaze naturale în conformitate cu Scenariului A de creștere a PIB-ului este prezentată în Reprezentarea 125.

Reprezentarea 125 Cererea de Gaze Naturale în Conformitate cu Scenariului A de Creștere a PIB-ului.

Anul	Populația, milioane	Cererea de Gaze Naturale la o Creștere Anuală a PIB-ului de 3%, milioane de metri cubi pe an				
		Privat	Alte	Energie Electrică	Public	Total
2014	3.56	277	242	397	43	959
2015	3.56	272	215	398	43	928
2016	3.55	285	231	404	45	965
2017	3.55	303	233	384	45	965
2018	3.55	346	267	405	51	1,070
2019	3.55	362	268	399	50	1,079
2020	3.54	378	274	399	51	1,103
2021	3.54	396	281	399	52	1,129
2022	3.54	415	289	399	54	1,157
2023	3.54	435	298	399	55	1,188
2024	3.54	457	308	399	57	1,221
2025	3.53	480	320	399	58	1,257
2026	3.53	504	333	399	60	1,296
2027	3.53	530	347	399	62	1,338
2028	3.53	556	362	399	64	1,382
2029	3.52	585	379	399	66	1,430
2030	3.52	615	397	399	69	1,480

Prognoza cererii de gaze naturale în conformitate cu Scenariului B de creștere a PIB-ului este prezentată în Reprezentarea 126.

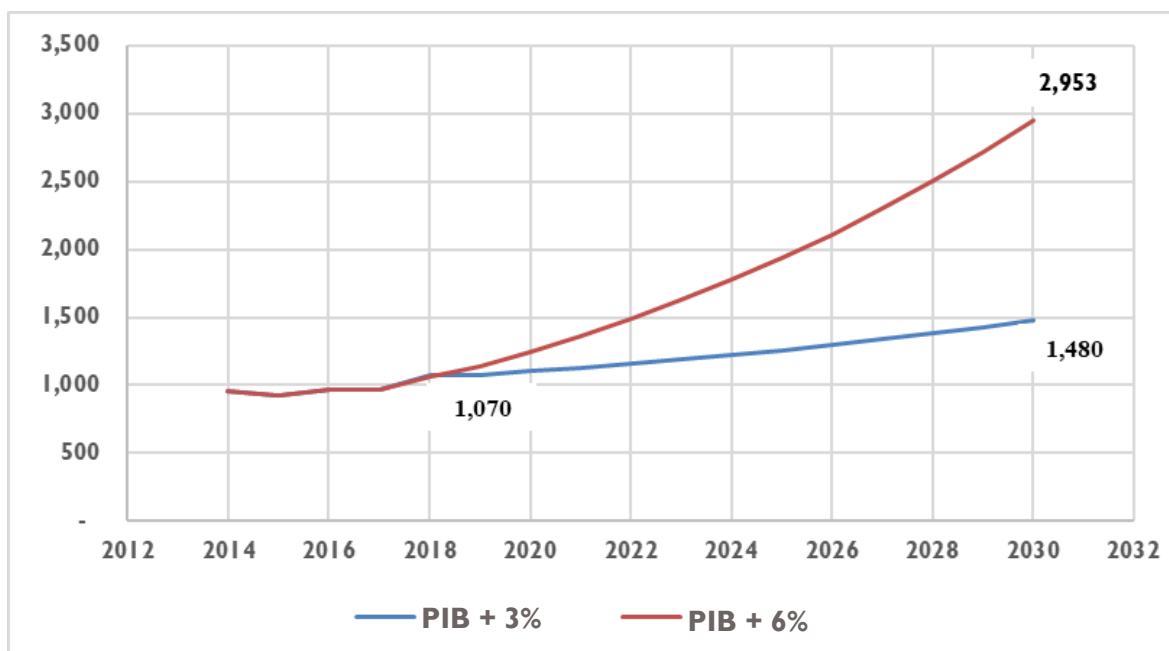
Reprezentarea 126 Cererea de Gaze Naturale în Conformitate cu Scenariului B de Creștere a PIB-ului.

Anul	Populația, milioane	Cererea de Gaze Naturale la o Creștere Anuală a PIB-ului de 6%, milioane de metri cubi pe an				
		Privat	Alte	Energie Electrică	Public	Total
2014	3.56	277	242	397	45	961

Anul	Populația, milioane	Cererea de Gaze Naturale la o Creștere Anuală a PIB-ului de 6%, milioane de metri cubi pe an				
		Privat	Alte	Energie Electrică	Public	Total
2015	3.56	272	215	398	43	928
2016	3.55	285	231	404	45	965
2017	3.55	303	233	384	45	965
2018	3.55	346	267	405	50	1,068
2019	3.55	387	297	399	53	1,136
2020	3.54	444	341	400	58	1,243
2021	3.54	507	390	400	63	1,359
2022	3.54	574	443	400	69	1,486
2023	3.54	647	501	401	75	1,624
2024	3.54	725	564	401	82	1,773
2025	3.53	810	633	402	90	1,934
2026	3.53	901	708	402	98	2,109
2027	3.53	999	789	403	107	2,297
2028	3.53	1,103	877	403	116	2,500
2029	3.52	1,216	972	404	126	2,718
2030	3.52	1,337	1,075	404	137	2,953

Prezentarea grafică a scenariilor de prognoză a cererii de gaze naturale este prezentată în Reprezentarea 127.

Reprezentarea 127 Prognoza Cererii de Gaze Naturale, mln.m³/an



5.6 DISPONIBILITATEA DE GAZE CURENTĂ

Sursele de alimentare cu gaze naturale din Republica Moldova sunt limitate în direcție, precum și în origine. După cum s-a discutat în compartimentele anterioare, în prezent există doar două surse de alimentare cu gaze naturale, una fiind prin Ucraina și una prin România (se află în construcție).

5.6.1 CERINȚE FAȚĂ DE ALIMENTAREA CU GAZE PENTRU PROIECTUL DE COGENERARE DIN REPUBLICA MOLDOVA

CET-urile existente sunt amplasate în Chișinău și Bălți, fiind considerate drept candidați potențiali pentru noile capacități de generare. Livrările maxime disponibile de gaze naturale pe teritoriile candidaților și presiunea de distribuție sunt prezentate în Reprezentarea 128.

Reprezentarea 128 Disponibilitatea gazelor naturale pe teritoriile CET-urilor existente

Teren	Capacitatea maximă disponibilă de gaze naturale, m ³ /h	Presiunea de Distribuție a Gazelor în Teren, Barg	Note
CET-1	41,666	3	Raportul Băncii Mondiale [39]
CET-2	150,000 300,000	3 6	Raportul Băncii Mondiale

CET Nord	100,000	12	Proces-Verbal al Ședinței [40]
----------	---------	----	--------------------------------

Capacitățile punctelor de ieșire/ stațiilor de reducere a presiunii (SRP) ale rețelei de gaze naturale din apropierea Chișinăului și Bălți sunt prezentate în Reprezentarea 129.

Reprezentarea 129. Capacitatea rețelei de gaze naturale în zonele Bălți și Chișinău în 2017

Denumire SRP	Capacitate, Nm ³ /zi
SP Chișinău 1 Linia Oraș	2,400,000
SP Chișinău 1 Linia CET	2,400,000
SP Chișinău 2 Linia Mereni	2,400,000
SP Chișinău 2 Linia Oraș	2,400,000
SP Bălți Linia Oraș	528,000
SP Bălți Linia CET	672,000
SP Rîșcani	147,000
SP Glodeni	646,000

Consumul de gaze naturale a unei CET cu TGCC cu capacitatea de 450 MW net / 530 Gcal/h este estimat la aproximativ 125,000 m³/h. În baza datelor disponibile privind capacitatea de gaze naturale expuse în Reprezentarea 128, CET-2 are o infrastructură de gaze naturale suficientă pentru a satisface cererea de combustibil a CET cu TGCC de 450 MW net / 530 Gcal/h.

Consumul de gaze naturale a unei TGCC cu capacitate de 150 MW net este estimat la aproximativ 30,000 m³/h. Atât CET-1 cât și CET-Nord au o infrastructură de gaze naturale suficientă pentru a asigura funcționarea unei TGCC de 150 MW net.

5.6.2 PRESIUNEA GAZULUI SEZONIERĂ (MAXIMĂ & MINIMĂ)

Moldovagaz nu a raportat date despre presiunea gazelor naturale în conductele de transport. Există date disponibile despre fluctuația sezonieră a presiunii gazelor pentru centralele CET-1 și CET-2 din Chișinău. Cu toate acestea, aceste date sunt preluate în aval de stațiile de reducere a presiunii a CET-1 și CET-2, și astfel nu ar putea fi utilizate drept reprezentative pentru fluctuațiile de presiune sezoniere ale rețelei de transport și distribuție. Mai mult, conducta Tocuz-Căinari-Mereni din Sudul Republicii Moldova (Reprezentarea 115) cu o lungime totală de 62.74 km a

fost finalizată în 2007. Această conductă asigură într-un mod fiabil menținerea unei presiuni constante în zona Chișinăului în perioada de încălzire, perioadă de consum maxim de gaz.

5.6.3 PROGNOZA DISPONIBILITĂȚII DE GAZ

După finalizarea proiectului de infrastructură ce se află în curs de desfășurare în Turcia, Grecia, Bulgaria și România, sursele de aprovizionare cu gaze naturale în Republica Moldova se așteaptă că vor deveni diversificate.

Există o potențială posibilitate pentru furnizarea de GNL în Republica Moldova de la terminalul de GNL din Grecia. Furnizarea de GNL ar putea deveni viabilă odată ce conductele de interconectare necesare vor fi instalate, în special prin intermediul proiectului de GNL Alexandroupolis.

Dezvoltarea noilor conducte de interconectare ar putea deschide Republicii Moldova piețele de gaze naturale Caspice și Mediteraneene, și chiar cele Algeriene. Reversarea fluxului din conducta Transbalcanică existentă ar putea oferi posibilitatea furnizării de gaze naturale Rusești prin Turcia.

Republica Moldova ar putea co-finanța dezvoltarea depozitelor de gaze naturale din Ucraina și România pentru a asigura fiabilitatea aprovizionării cu gaze naturale a țării, întrucât depozitele de gaze naturale nu sunt disponibile în Republica Moldova.

5.6.4 REZERVE ȘI PRODUCȚIA DE GAZE ÎN ȚĂRILE VECINE ALE REPUBLICII MOLDOVA

Informații suplimentare privind producția de gaz, rezervele și piețele din țările vecine ale Republicii Moldova, Ucraina și România sunt prezentate în Anexa D.

5.7 DEZVOLTĂRI VIITOARE

Rutele de aprovizionare cu gaze naturale existente și posibile în Republica Moldova sunt prezentate în Reprezentarea 130, și țin cont de saturația actuală, alternativele viitoare și în dezvoltare de aprovizionare cu gaze naturale în Balcani. Scenariile dezvoltate iau în considerare informațiile disponibile actuale și reflectă deciziile și acțiunile luate de Republica Moldova și țările vecine pentru a depăși posibilul efect al întreruperii aprovizionării cu gaze naturale prin Ucraina. Aceste scenarii iau în considerare interconectările planificate și posibile ale conductelor.

Legenda rutelor de aprovizionare a gazelor din Reprezentarea 130 este prezentată mai jos.

Traseu de Aprovizionare	Culoare pe hartă
Rutele de aprovizionare existente ACB, ATI, RI, SDKR în direcția	Sur

Traseu de Aprovizionare	Culoare pe hartă
de Nord – Sud către Republica Moldova, precum și Sud – Nord către Republica Moldova, Iași – Ungheni	
Rutele de aprovizionare reversibile existente ACB Inversat și Transbalkan Inversat în direcția de Sud – Nord a Republicii Moldova	Albastru Marin
Segmentul de conductă existent al rețelei Românești care în prezent furnizează gaze naturale spre Iași – Ungheni.	Sur Deschis
Conducta BRUA din Constanța, România până la Csanadpalota, Ungaria.	Verde Deschis
Un segment din Fluxul Turc (Turkey Stream) și ramificațiile sale din Bulgaria și Serbia	Roșu Închis
Toate conductele din CSG, precum și terminalele Poseidon, EastMed, IGB, IRB și GNL	Portocaliu Închis

Reprezentarea 130 Posibile surse și trasee de aprovizionare, utilizând harta de dezvoltare a sistemului ENTSO-G 2017 / 2018



5.8 CONSTATĂRI PRIVIND FURNIZAREA DE GAZE NATURALE

Infrastructura de gaze naturale pe teritoriile existente ale CET-1, CET-2 și CET-Nord are o capacitate suficientă pentru a asigura noile capacități de producere a energiei electrice luate în considerare în cadrul acestui studiu.

Un rezumat al evaluării riscului calitativ de nivel înalt al infrastructurii existente de transport a gazelor naturale, accesul pe piață și implementarea noilor contracte de furnizare și transport este prezentat în Reprezentarea 131.

Reprezentarea 131 Argumente Pro și Contra scenariilor actuale și viitoare de furnizare aprovizionare cu gaze naturale

Sursă de aprovizionare	Traseu de aprovizionare	Argumente Pro / Protecția Împotriva Riscurilor	Argumente Contra / Zone de Risc
Republica Moldova procură gaze naturale din Rusia. Fără modificări ale situației actuale.	Folosind aceleași surse de aprovizionare prin ACB, ATI, RI, SDKR.	Nu sunt necesare modificări în rețeaua de transport. S-au stabilit relații cu furnizorul de gaze naturale. Calitatea și presiunea gazelor naturale rămân stabile/neschimbate. Contact pe termen lung pentru aprovizionarea potențială până în 2034.	Contractul de transport actual între Rusia și Ucraina a expirat în 2019. Pe 20 decembrie 2019, Ucraina și Rusia au ajuns la un acord final asupra pozițiilor de principiu privind tranzitul gazelor Rusești pe teritoriul Ucrainei până la sfârșitul anului 2024, cu opțiunea de a-l prelungi până în 2034 [41]. Chiar dacă contractul este prelungit până la sfârșitul anului 2034, acesta nu oferă siguranța aprovizionării cu combustibil pentru o centrală electrică ce va fi pusă în funcțiune în anul 2030, cu o durată de viață de aproximativ 25 de ani.
Republica Moldova procură gaze naturale din România. Fără modificări ale situației actuale.	Iași-Ungheni.	Nu sunt necesare modificări în rețeaua de transport. S-au stabilit relații cu furnizorul de gaze naturale. Calitatea și presiunea gazelor naturale rămân stabile/neschimbate. Contact pe termen lung de aprovizionare.	România încă importă o anumită cantitate de gaze naturale. Există un risc în caz de criză pentru Republica Moldova.
Aprovizionarea din Rusia prin Ucraina este întreruptă. Republica Moldova achiziționează gaze naturale prin Slovacia și Ucraina.	ACB inversat.	Acces la piața de gaze naturale a UE. Este necesar un nou acord pentru furnizare și transport.	Sunt necesare modificări în rețeaua de transport. Calitatea și presiunea gazelor naturale rămân a fi necunoscute.

Sursă de aprovizionare	Traseu de aprovizionare	Argumente Pro / Protecția Împotriva Riscurilor	Argumente Contra / Zone de Risc
Republica Moldova procură gaze naturale din rezervele Ucrainei. Aprovizionarea din Rusia prin Ucraina este întreruptă.	Aprovizionarea prin ACB, RI, ATI, SDRK.	Aprovizionarea poate fi utilizată drept sursă de rezervă în situații de excepție.	Sunt necesare modificări în rețeaua de transport. Cantitățile disponibile de gaze naturale sunt insuficiente, pentru furnizarea permanentă, ceea ce ar însemna furnizarea temporară/întreruptabilă.
Republica Moldova procură gaz din România. Aprovizionarea din Rusia prin Ucraina este întreruptă.	Reversul trans-balcanic. ATI, RI, SDKR sunt inversate.	S-au stabilit relații cu furnizorul de gaze naturale. Calitatea și presiunea gazelor naturale rămân stabile/neschimbate. Contact pe termen lung de aprovizionare.	Sunt necesare modificări în rețeaua de transport.
Republica Moldova procură gaz din România.	BRUA, rețeaua de transport Românească existentă, Iași-Ungheni-Chișinău	Nu sunt necesare modificări în rețeaua de transport. S-au stabilit relații cu furnizorul de gaze naturale. Calitatea și presiunea gazelor naturale rămân stabile/neschimbate. Contact pe termen lung de aprovizionare.	România încă importă o anumită cantitate de gaze naturale. Există un risc în caz de criză pentru Republica Moldova.
Republica Moldova procură gaz din România. Aprovizionarea din Rusia prin Ucraina este întreruptă.	BRUA, Reversul Trans-balcanic, ATI, RI, SDKR sunt inversate.	S-au stabilit relații cu furnizorul de gaze naturale. Calitatea și presiunea gazelor naturale rămân stabile/neschimbate. Contact pe termen lung de aprovizionare.	Sunt necesare modificări în rețeaua de transport.
Republica Moldova procură gaz din Ungaria.	BRUA, rețeaua de transport Românească existentă, Iași-Ungheni-Chișinău	Nu sunt necesare modificări în rețeaua de transport. Acces la piața competitivă de gaze naturale din UE.	Traseu nou de aprovizionare . Nu sunt disponibile date despre cantitățile disponibile de achiziționare. Contractele de transport și furnizare vor fi stabilite ulterior.
Republica Moldova procură gaz din România. Aprovizionarea din Rusia prin Ucraina este întreruptă.	BRUA, Reversul Trans-Balcanic, ATI, RI, SDKR sunt inversate.	Acces la piața competitivă de gaze naturale din UE.	Sunt necesare modificări în rețeaua de transport. Traseu nou de aprovizionare. Nu sunt disponibile date despre cantitățile disponibile de achiziționare.

Sursă de aprovizionare	Traseu de aprovizionare	Argumente Pro / Protecția Împotriva Riscurilor	Argumente Contra / Zone de Risc
Republica Moldova procură gaz de la Fluxul Turc. (Turkstream) Aprovizionarea din Rusia prin Ucraina este întreruptă.	Reversul Trans-Balcanic. ATI, RI, SDKR sunt inversate.	Calitatea gazelor naturale rămâne stabilă/neschimbată.	Sunt necesare modificări în rețeaua de transport. Contractele de transport și furnizare vor fi stabilite ulterior.
Republica Moldova procură gaz de la CTAGN / CTA / POSEIDON / ESTMED.	CTAGN / CTA / POSEIDON / ESTMED, IGB, rețeaua de transport Bulgară, Reversul Trans-balcanic.	Diverse surse de aprovizionare.	Sunt necesare modificări în rețeaua de transport. Contractele de transport și furnizare vor fi stabilite ulterior.
Republica Moldova procură gaz de la CTAGN / CTA / POSEIDON / ESTMED.	CTAGN / CTA / POSEIDON / ESTMED, IGB, rețeaua de transport Bulgară, IBR, rețeaua de transport Română, Iași-Ungheni-Chișinău	Nu sunt necesare modificări în rețeaua de transport. Diverse surse de aprovizionare.	Contractele de transport și furnizare vor fi stabilite ulterior.
Republica Moldova procură GNL prin Terminalul de GNL Alexandroupolis sau Terminalul GNL Revithoussa	Rețeaua de transport Greacă, IGB, rețeaua de transport Bulgară, Reversul Trans-balcanic.	Diverse surse de aprovizionare.	Sunt necesare modificări în rețeaua de transport. Contractele de transport și furnizare vor fi stabilite ulterior.

Notă: Criteriile privind disponibilitatea capacităților în CSG, BRUA, Fluxul Turc (Turk Stream) sunt intenționat omise, deoarece acesta este un aspect caracteristic pieței libere exercitat în cadrul procedurilor de licitație.

5.9 APĂ TEHNICĂ PENTRU NOILE CAPACITĂȚI DE GENERARE

5.9.1 INTRODUCERE

Centralele electrice pe bază de combustibili fosili consumă cantități semnificative de apă pentru funcționarea lor. Astfel, disponibilitatea apei în cantități suficiente este unul dintre factorii critici în dezvoltarea de noi capacități de generare a energiei electrice. Acest compartiment prezintă o analiză a potențialelor surse de apă și

tipuri de utilizări în scopul dezvoltării de noi capacități de cogenerare în Republica Moldova.

5.9.2 REGLEMENTĂRI PRIVIND APA

Sursele potențiale de apă pentru centralele electrice sunt râurile, lacurile și puțurile sau sursele municipale. Resursele de apă de suprafață din Republica Moldova sunt relativ limitate [42]. Utilizarea și protecția corespunzătoare a resurselor de apă și căutarea noilor surse de apă reprezintă o problemă de securitate națională pentru Republica Moldova, care este relativ dens populată. Utilizarea și consumul de apă în Republica Moldova este reglementat așa cum este descris mai jos.

În conformitate cu legislația Republicii Moldova, apa definită drept „Apa de Uz General” nu necesită autorizații de mediu dacă este utilizată în următoarele scopuri:

- consumul de apă cu scopul de băut și pentru alte nevoi casnice;
- apă pentru vite fără utilizarea structurilor staționare;
- irigarea gospodăriilor;
- uz recreativ;
- utilizarea apei pentru stingerea incendiilor sau a altor urgențe.

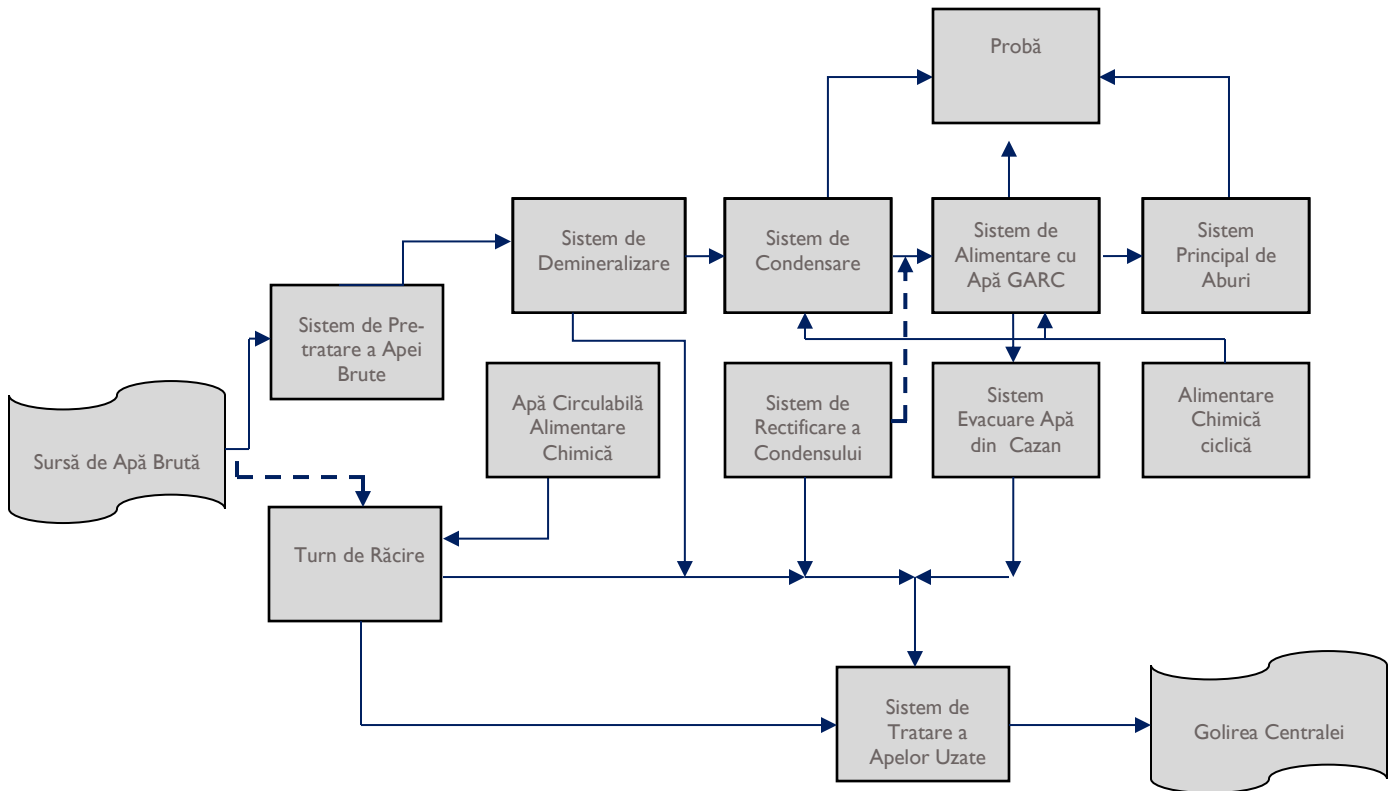
Există o prevedere pentru „Utilizarea Specială a Apei” în Legislația Republicii Moldova. Utilizarea apei în scopuri care nu sunt incluse în definițiile descrise în prevederile „Apă de Uz General” se consideră a fi o „Utilizare Specială a Apei” care necesită autorizare. Colectarea și utilizarea apei din surse de suprafață și subterane în scopuri tehnice și industriale, cum ar fi o centrală electrică cu TGCC sau CET, precum și deversarea apelor uzate se încadrează în cerințele de „Utilizare Specială a Apei”.

5.9.3 UTILIZAREA APEI ÎN CADRUL CENTRALELOR ELECTRICE

Modurile de utilizare tipice de către centralele electrice a apei și a sistemelor de tratare a apei sunt prezentate în

Reprezentarea 132.

Reprezentarea 132 Sistem Tipic de Tratare a Apei în Centrala Electrică



Unele dintre utilizările relativ minore ale apei, precum este apa potabilă, apa sanitară, etc. nu sunt prezentate în

Reprezentarea 132. Utilizările principale ale apei de către centralele electrice și tipurile de apă a centralelor sunt prezentate în Reprezentarea 133.

Reprezentarea 133 Tipurile și Utilizările Apei în cadrul Centralelor Electrice

Utilizări ale Apei	Tipuri de Apă
Cazan/GARC Adaos (de curățare)	Demineralizată
Condensat, Apă de Adaos, Ciclu de Abur	Demineralizată
Pornire	Demineralizată
Osmoză Inversă (OI),	Filtrată/Serviciu
Instalație de filtrare a apei condensate	Condensată
Stingerea Incendiilor	Filtrată/Serviciu
Apă de adaos Turn de Răcire	Filtrată/Serviciu
Potabilă, Dușuri, Sanitare	Potabilă

Sistemul de apă al centralelor electrice include, de asemenea, rezervoare pentru diferite tipuri de apă. Rezervoarele tipice principale de apă în cadrul unei centrale electrice sunt prezentate în Reprezentarea 134.

Reprezentarea 134 Rezervoare Principale de Apă în cadrul unei Centrale Electrice

Rezervoare Principale de apă	Criterii de Dimensionare
Rezervor de apă brută	Dimensionat pentru a asigura funcționarea neîntreruptă a centralei electrice în caz de defecțiune a unei surse de alimentare cu apă brută (admisie fluvială, sursă municipală, etc.). Dimensionarea este dictată de fiabilitatea unei surse de apă sau de codurile de proiectare locale
Rezervor de apă de serviciu	Dimensionat pentru a găzdui toate utilizările apei de serviciu și pentru a asigura funcționarea neîntreruptă a centralei electrice în cazul unei defecțiuni a sistemului centralei de pre-tratare a apei prime
Rezervor de apă anti-incendiu	Dimensionarea se face în baza reglementărilor locale privind codurile de combatere și prevenire a incendiilor. Uneori pot fi combinate cu un rezervor de apă de serviciu
Rezervor de apă demineralizat	Dimensionat pentru a găzdui toate utilizările de apă demineralizată ale centralei și pentru a asigura funcționarea neîntreruptă a centralei electrice în caz de

	mentenanță sau de defecțiune a unui sistem de apă demineralizat
Rezervor de condens	Dimensionat pentru a se potrivi modurilor de funcționare ale sistemului de aburi a centralei electrice

O analiză a echilibrului de apă este realizată în timpul proiectării centralei electrice, luând în considerare principalele procese și consumatori de apă. Apa brută este apa preluată dintr-un râu, fântână sau de la o sursă municipală pentru a fi folosită în cadrul centralei. Cererea totală de apă pentru fiecare subsistem este determinată și reciclarea internă a apei care este disponibilă din diverse surse, cum ar fi apa de alimentare a cazanelor, de curățare și demineralizare este aplicată pentru a compensa cererea de apă. Diferența dintre cererea de apă și apa reciclată este retragerea apei prime. Consumul de apă brută este contabilizat drept o parte a apei prime retrase care este evaporată, sau altfel nu este returnată la sursa de apă din care a fost retrasă. Descărcarea efluentului tratat de către o centrală electrică în rezervoare naturale și artificiale este determinată de reglementările locale de mediu. Deversările în sistemele locale de canalizare sunt determinate de capacitatea disponibilă a sistemului.

Apa de adaos a turnului de răcire constituie cel mai mare consumator de apă brută pentru centralele electrice echipate cu un turn de răcire prin evaporare. După cum este ilustrat în

Reprezentarea 132, pentru a reduce consumul de apă, centralele moderne utilizează un astfel de design încât toate fluxurile procesului de curățare sunt de obicei tratate și reciclate în turnul de răcire.

De exemplu, apa brută utilizată la un MW net putere, în condiții ISO [43] la o centrală cu TGCC modernă de 600 MW echipată cu turn de răcire prin evaporare este de aproximativ 1 m³/h, care include aproximativ 0.8 m³/h de consum de apă și 0.2 m³/h de deversare a apei. Consumul de apă din turnul de răcire prin evaporare reprezintă mai mult de 95% din consumul total de apă al centralei electrice și aproape 100% din totalul deversărilor de apă din cadrul acestor centrale. Pentru comparație, utilizarea apei prime pentru un MW net de putere, în condiții ISO pentru o centrală cu TGCC modernă de 600 MW echipat cu Condensator Răcit cu Aer (CRA) este de aproximativ 0.01 m³/h (pentru ciclul de producere a aburului), iar deversările de apă sunt aproximativ 0.005 m³/h.

Selectarea unui tip de sistem de răcire determină utilizarea totală a apei prime de către o centrală electrică. Răcirea centralei electrice se referă la degajarea în mediu a căldurii degajate în condensatorul turbinei cu abur prin intermediul condensării aburului de evacuare. Alte cerințe de răcire, denumite în mod colectiv drept „răcire auxiliară”, includ elemente precum răcirea cu ulei de lubrifianț, răcirea generatorului și răcirea transformatorului. Sarcina auxiliară de răcire este mică comparativ cu sarcina principală de răcire a condensatorului.

Sistemele de răcire ale centralelor electrice sunt de obicei unul dintre patru tipuri. Acestea fiind:

- Răcire cu circuit deschis,
- Răcire umedă cu circuit închis,
- Răcire uscată, și
- Răcire mixtă (umedă/uscată).

În sistemele cu circuit deschis, apa de răcire este retrasă dintr-un rezervor de apă naturală, trecând prin tuburile unui condensator cu aburi și apa încălzită se întoarce în rezervorul de apă. Datorită resurselor limitate de apă de suprafață din Republica Moldova [**Error! Bookmark not defined.**], opțiunea sistemului de răcire cu circuit deschis nu este luată în considerare pentru noile capacități de producție de energie. Alegerea dintre sistemele de răcire rămase implică o serie de compromisuri, inclusiv costul de capital al sistemului, cerințele de întreținere și mentenanță (Î&M), efecte asupra eficienței și capacității centralei, cerințele de apă (atât pentru utilizare, cât și pentru consum) și o varietate de probleme de mediu, inclusiv evacuarea apelor uzate, devierea, zgomot, și a norilor atmosferici ne-estetici și vizibili. În timp ce pentru exemplul de mai sus, utilizarea unui CRA ar putea rezulta în reducerea puterii de ieșire a TGCC cu aproximativ 2% și la reducerea eficienței cu aproximativ 2.5%, selectarea unui sistem de răcire pentru o centrală cu TGCC (prin evaporare sau CRA) este în primul rând dictată de disponibilitatea apei prime și a reglementărilor de mediu în cazul surselor naturale de apă și a capacității disponibile în cazul surselor locale de apă municipale.

Un ciclu termodinamic pus în funcțiune de o centrală electrică are, de asemenea, un impact semnificativ asupra cererii de apă. Doar aproximativ o treime din puterea centralei electrice este produsă de porțiunea ciclului Rankine (de abur) față de cea a unei centrale cu TGCC. Astfel, sarcina de răcire a unei centrale cu TGCC este aproximativ o treime din sarcina de răcire a unei centrale cu ciclu Rankine, cum este spre exemplu CET-2. Cu toate acestea, în timpul sezonului de încălzire, turbinele cu aburi de tip CET (cum sunt turbinele la CET-2) au o responsabilitate semnificativ mai mică de răcire a condensatorului, comparativ cu funcționarea în modul de condensare, deoarece o porțiune mare din căldura latentă eliberată de aburul condensator este utilizată pentru încălzirea centralizată a sistemului de apă. Drept urmare, centralele electrice care utilizează ciclul CET au un consum de apă și deversări de apă uzată mai scăzute în comparație cu centralele care produc doar energie electrică.

Rezumând, o centrală cu TGCC echipată cu o turbină de abur cu extracție de tip CET ar trebui să aibă cea mai mică cerere de apă brută. O alegere a sistemului de răcire și a ciclului termodinamic pentru noile capacități de producție poate afecta flexibilitatea de selectare a șantierului și costul total al centralei, de exemplu, permițând amplasarea unei centrale în apropierea resurselor de combustibil, care pot fi în zone cu aprovizionare de apă foarte limitată.

5.9.4 SURSE DE APĂ PRECONIZATE ȘI CERINȚE FAȚĂ DE APĂ

Din punctul de vedere al disponibilității apei prime, teritoriile CET-urilor existente în Republica Moldova prezintă cele mai bune candidaturi de amplasament pentru noile capacități de producție. Aceste terenuri au permis deja pentru sursele municipale de alimentare cu apă brută și deversarea apelor uzate. În sensul acestei evaluări, se presupune că noile unități de producție care urmează să fie amplasate pe terenurile existente (terenuri industriale dezafectate) ar trebui să fie proiectate cu cerințe față de apă brută și față de deversarea apelor uzate care nu vor depăși capacitățile actuale disponibile de apă brută și de apă uzată ale surselor municipale și a autorizațiilor obținute în cadrul acestor amplasamente. Noile capacități de producție de pe terenurile industriale dezafectate ar putea fi proiectate fie cu un sistem de răcire prin evaporare, fie cu CRA, atât timp cât apa brută și debitele de evacuare a apelor uzate sunt în limitele existente ale locației. Parametrii de bază a sistemelor de răcire în cadrul amplasamentelor existente a CET-urilor sunt prezentate în

Reprezentarea 135.

Reprezentarea 135 Parametrii Sistemului de Răcire în cadrul amplasamentelor Existente a CET-urilor

Parametru	Unitate	Valoare	Note
Răcire disponibilă la CET-1			
Două bazine de răcire	m ³	1000	Turbină cu Abur și sarcini de răcire. Sistemul este raportat ca fiind nefiabil
Răcire disponibilă la CET-2			
Capacității de proiect a sistemului de răcire	MWt	156.6	Sursă [44]
Cerințele față de curățarea turnurilor de răcire	m ³ /h	250	Sursă [45]
Apă brută maxim disponibilă	m ³ /h	800	Apa potabilă este obținută de la compania SA APĂ-Canal.
Evacuarea medie a apelor uzate	m ³ /h	80	Apa uzată este evacuată în sistemul de canalizare al companiei SA APĂ-Canal
Răcire disponibilă la CET Nord			
Consumul anual de apă	m ³	176,731	Apa brută provine din sistemul de apă al orașului. În plus, există 5 puțuri de apă arteziană de urgență [46]. Consumul este raportat pentru anul 2018 [47].
Evacuarea anuală a apelor uzate	m ³	30,199	Deversările de ape uzate sunt dispuse în sistemul de canalizare din oraș Consumul este raportat pentru anul 2018

5.9.5 ECHILIBRUL APEI DIN CENTRALĂ

În baza analizelor preliminare termodinamice și a bilanțului apei ale unei noi CET de 400 MW care utilizează TGCC, echipat cu turn de răcire prin evaporare și care furnizează energie termică în SACET Chișinău, capacitatea sistemului de răcire este estimată la aproximativ 100 MWt, în timp ce asigură o sarcină termică a sistemului

de încălzire centralizată de 400 Gcal/h. Funcția sistemului de răcire în regim de condensare este estimată la aproximativ 130 MWt. Cantitatea de apă de adaos necesară pentru a compensa turnul de răcire prin evaporare și pierderile ciclului de aburi-apă este estimată la aproximativ 300,000 m³/an pentru un factor de capacitate a centralei de 85%. Deversările de ape uzate în sistemul de canalizare sunt estimate la aproximativ 80,000 m³/an.

O funcție a sistemului de răcire pentru o nouă centrală electrică cu TGCC cu capacitate de 160 MW este estimată la aproximativ 50 MWt.

5.9.6 CONSTATĂRI PRIVIND UTILIZAREA APEI

Cerințele estimate față de apă brută și de deversare a apelor uzate pentru noile capacități de producție pentru locația CET-2 pot fi satisfăcute de sistemele de apă și de canalizare existente ale SA APĂ-Canal. Sistemul de răcire prin evaporare ar putea fi luat în considerare pentru o nouă centrală cu TGCC numai dacă va fi amplasat pe locația actuală a CET Nord.

Având în vedere resursele de apă relativ limitate din Republica Moldova, se recomandă ca orice capacitate nouă de producere de energie electrică să fie amplasată pe un nou teren neutilizat denumit „greenfield” și să fie proiectată cu un sistem de răcire de tip CRA, pentru a reduce consumul de apă brută și necesarul de deversare de apă uzată.

Abordarea utilizării surselor de apă existente în cadrul terenurilor industriale dezafectate și răcirea aerului în locațiile „greenfield” ar trebui să eficientizeze procesul de autorizare a noilor centrale electrice (prin utilizarea autorizației de „Utilizare Specială a Apei” și să reducă/elimine investițiile suplimentare de capital atribuite utilităților de apă brută și uzată.

6 SARCINA 4: PROBLEMELE FUNCiare ȘI STRUCTURALE

6.1 CRITERIUL DE EVALUARE

Acest compartiment oferă o evaluare a teritoriilor potrivite și posibile pentru construcția noilor capacități generatoare în Republica Moldova, fiind clasificate după nivelul de prioritate. Evaluarea dată se concentrează în principal pe accesibilitatea și disponibilitatea interconectărilor de utilități necesare, cum ar fi stația electrică de înaltă tensiune, sistemul de încălzire urbană, conexiunea la gaze naturale, apa de adăus și sistemele de apă uzată. De asemenea, ia în considerație orice structuri, instalații și sisteme existente cu potențial de a fi reutilizate, precum și spațiul disponibil pe teritoriile existente.

Teritoriile sunt evaluate și clasificate în baza unui sistem de cuantificare calitativ aplicându-se următoarele criterii:

- Caracteristicile teritoriului: disponibilitatea teritoriului, amplasarea teritoriului în raport cu receptorii de zgomot sensibili, mediu, topografie și geologie, ape subterane, seismice, care pot duce la cerințe suplimentare de pregătire a amplasamentului.
- Infrastructură: acces la teren (rutier și feroviar), la sisteme de alimentare cu apă și canalizare, conducte de gaze naturale și linii / stație ÎT.
- Inginerie: SACET, instalații existente la fața locului potrivite pentru reutilizare sau care necesită demolări, cerințe de tratare a apei etc.

6.1.1 CARACTERISTICILE TERITORIULUI

Indicatorii de selecție a teritoriului [48] cuprind suprafața disponibilă pentru o centrală candidată, condițiile teritoriului, topografia, caracteristicile geologice și hidrologice. Condițiile teritoriului pot afecta semnificativ costurile de realizare a proiectului. În Reprezentarea 136 este prezentat un rezumat al caracteristicilor teritoriului și a impactului posibil al acestora asupra proiectării centralei.

Reprezentarea 136 Caracteristicile teritoriului și impactul acestora asupra proiectării centralei

Caracteristicile teritoriului	Impacturi potențiale
Teren	Sunt considerate indezirabile pentru construcția unei centrale termoelectrice teritoriile aflate în imediata vecinătate de aeroporturi, depozite cu explozibili, rezervații naturale, parcuri naționale, monumente istorice și culturale sau edificii distinse prin sensibilitate la zgomot, cum ar fi zone rezidențiale, școli sau spitale etc.

Caracteristicile teritoriului	Impacturi potențiale
De mediu	<p>Nu este admisă amplasarea centralelor termoelectrice în zonele rezidențiale și în zonele de agrement, sau în apropierea acestora, sau în apropierea edificiilor distinse prin sensibilitate la zgomot, cum ar fi școli și spitale, deoarece s-ar putea cere îndeplinirea cerințelor de mediu într-un mod mai strict, acestea fiind legate de emisiile de poluanți și zgomot; pe de altă parte s-ar putea cere introducerea de reglementări adiționale arhitecturale și de protecție contra incendiilor.</p> <p>Ar trebui evitate zonele cu probleme severe de mediu în care nivelurile de poluare se apropie deja sau depășesc standardele acceptabile. Teritoriile cu probleme de mediu existente pot necesita costuri suplimentare legate de echipamente de control al poluării mai stricte, remedierea solului, eliminarea azbestului etc.</p>
Topografie	<p>Un teren cu o topografie distinsă printr-o pantă ușor înclinată natural, care asigură scurgerea de precipitații, este preferată pentru construcția centralei electrice. Terenul montan din apropiere poate avea un impact semnificativ asupra dispersiei gazelor de ardere. Teritoriile cu teren montan ar putea necesita lucrări suplimentare de pregătire a teritoriului, ceea ce va avea un impact negativ asupra costurilor de capital.</p>
Geologie	<p>Condițiile geotehnice ale teritoriului afectează proiectarea fundației pentru clădirile și structurile centralei electrice. O atenție deosebită este acordată identificării teritoriilor sensibile la procesele fizice și geologice, cum ar fi avalanșele, alunecările de teren, surpări subterane etc.</p>
Pânza freatică	<p>Teritoriul situat în apropierea unui rezervor de apă deschis poate fi inundat din cauza nivelului ridicat de apă a rezervorului respectiv. Acest lucru ar putea duce la creșterea costurilor de construcție, necesare pentru asigurarea drenării corespunzătoare a șantierului și protejării impermeabilității clădirilor, subsolurilor și rețelelor de inginerie subterane, pentru a preveni inundațiile.</p>
Condiții seismice	<p>Proiectarea unei centrale electrice situate în zonă cu activitate seismică ridicată necesită prevederi speciale care să-i asigure supraviețuirea și siguranța în timpul unui eveniment seismic. Aceste prevederi de proiectare pot avea un impact semnificativ asupra investițiilor pentru construcția centralei.</p>

6.1.2 CRITERII DE INFRASTRUCTURĂ

Criteriile de infrastructură includ: drumuri de acces, căi ferate și căi navigabile; surse de alimentare cu combustibil; disponibilitatea unei surse de apă de adaus și a unui receptor de efluenți; și aspecte de mediu. În Reprezentarea 137 sunt prezentate criteriile de infrastructură pentru selectarea teritoriului de amplasare a unei centrale electrice și criteriile cu posibil impact asupra proiectării unei centrale electrice.

Reprezentarea 137. Criterii și impacturi ale infrastructurii teritoriului

Criterii de infrastructură	Impacturi potențiale
Acces	Este de dorit ca terenul centralei să aibă acces la drumurile, căile ferate și / sau căile navigabile existente. Este deosebit de important ca accesul la șantier să fie adecvat pentru livrările de marfă grea / supradimensionată, cum ar fi o turbină pe gaze, o turbină de aburi, secțiuni de GARC, transformatoare de ridicare ale generatorului, etc., diverse mărfuri grele supradimensionate. Un studiu respectiv va trebui să examineze potențialele rute, luând în considerație starea drumurilor de acces / căilor ferate și structurilor ingineresti (poduri, pasaje, tuneluri etc.), cerințele de reglementare la transportare și costurile de modificare a traseului.
Alimentarea cu combustibil	Selectarea teritoriului pentru construcția centralei electrice pe gaze naturale trebuie să țină seama de disponibilitatea în apropiere a rețelei existente de gaze naturale. Presiunea solicitată de furnizare a gazelor naturale la locul amplasării centralei cu turbină pe gaze este de cel puțin 45 Barg. La teritoriul unde presiunea gazelor este mai mică, se va cere construcția de compresoare de gaze, ceea ce va duce la costuri adiționale de capital, precum și de întreținere și exploatare adecvate.
Alimentarea cu apă / eliminarea efluenților	Sursele de alimentare cu apă brută și potabilă și accesul la un sistem de canalizare sunt factori foarte importanți pentru o selectare reușită a teritoriului. Teritoriile care nu au acces la sursele care ar putea furniza o cantitate suficientă de apă de adaus și de eliminare a apelor uzate trebuie să fie proiectate cu un sistem de răcire cu aer, cum ar fi Condensator răcit cu aer (CRA), care duce la un adaos notabil la costurile de capital ale instalației, cu un posibil impact negativ asupra performanței centralei electrice.

6.1.3 CRITERII DE INGINERIE

Criteriile de evaluare a șantierului tehnic se referă în primul rând la sistemele, interconexiunile, structurile etc. care pot exista pe un șantier și care pot fi re-expuse și reutilizate pentru o nouă centrală generatoare de energie. În Reprezentarea 138 sunt prezentate criteriile de inginerie a amplasamentului și impactul acestora asupra proiectării instalațiilor.

Reprezentarea 138. Criteriile și impactul de inginerie a teritoriului

Criterii de inginerie	Impacturi potențiale
Rețeaua de energie electrica	Reprezintă un avantaj dacă un teren al centralei electrice se află în apropierea infrastructurii existente de rețea de transport a energiei electrice, cu tensiune și capacitate adecvată pentru evacuarea energiei electrice generate de centrală. Construcția de noi linii de transport de înaltă tensiune ar putea duce la costuri adiționale importante cu impact respectiv asupra fezabilității proiectului. De obicei este preferată amplasarea centralei în apropierea centrelor cu sarcină însemnată (cum ar fi Chișinăul), deși depinde de structura rețelei electrice existente.
Termoficarea în regiune	Un teren pentru o centrală de cogenerare trebuie să se afle în imediata apropiere de o rețea de termoficare. Costul interconectării unei CET localizată la distanță ar putea fi semnificativ, iar eficiența și costul de funcționare al unei astfel de CET ar putea fi afectat în mod negativ de stațiile de pompare a agentului termic mult dimensionate, precum și de întreținerea lor. Atunci când se selectează configurația și producerea de energie efectivă a unei noi CET, se va lua în considerație profilul de încărcare termică anuală a sistemului de termoficare, pentru a maximiza funcționarea anuală în regim de cogenerare, în timp ce se utilizează pe deplin noua capacitate a unității.
Facilități existente	Utilizarea oricărui teritoriu care are deja interconexiunile existente la energia electrică de ÎT, gaze naturale, încălzire urbană, apă de adaus și canalizare care ar putea fi refoosite și reutilizate pentru o nouă centrală ar putea aduce economii notabile la costurile de capital. De asemenea, ar reduce timpul de realizare a programului de realizare a proiectului. Economii suplimentare pot veni de la refoosirea clădirilor existente, rezervoarelor de depozitare, cazanelor auxiliare etc.

6.1.4 COSTURILE RELATIVE

Evaluarea cantitativă a costului de capital (CAPEX) aferent dezvoltării unui teritoriu presupune cunoașterea proiectului dezvoltat a unei noi instalații, cel puțin la nivel conceptual. Proiectele de centrale electrice pentru noile capacități generatoare din Republica Moldova nu au fost dezvoltate la această etapă a proiectului. Cu toate acestea, costurile posibile atribuite teritoriului, determinate în conformitate cu criteriile de selectare a acestuia, au fost considerate calitativ pe baza evaluării tehnice și a experienței echipei de proiect Worley.

6.2 TERITORIILE CANDIDATE

Teritoriile candidate sunt prezentate în Reprezentarea 139 și au fost selectate în baza discuțiilor cu părțile interesate ale proiectului din Republica Moldova, inclusiv cu Termoelectrica, Moldelectrica, Ministerul Economiei și Infrastructurii și CET Nord. Teritoriile pentru CT Vest și CT Sud au fost incluse în baza recomandărilor studiului Băncii Mondiale efectuat recent [2].

Reprezentarea 139. Teritorii pentru candidați

Teren	Starea teritoriului	Configurare curentă	Configurații pentru examinare	Teren	coordonate
CET-1	Dezafectat	CET	Doar energie electrică	Chișinău	47.02555, 28.86737
CET-2	Dezafectat	CET	CET	Chișinău	47.02986, 28.89399
CT-VEST	Dezafectat	Doar energie termică	CET (nota 2)	Chișinău	47.04235, 28.8071
CT-SUD	Dezafectat	Doar energie termică	CET (nota 2)	Chișinău	46.99241, 28.82325
CT Est	Dezafectat	Doar energie electrice [În prezent nu funcționează]	Doar energie electrică	Chișinău	46.97171, 28.91604
CET Nord	Dezafectat	CET	Doar energie electrică	Bălți	47.74934, 27.89398

Note:

1. Starea teritoriului „Dezafectat” presupune un teren a unei centrale existente.
2. CT-VEST și CT-SUD pot funcționa pe parcursul întregului an ca CET cu o capacitate termică totală de aproximativ 50 Gcal / h.

6.2.1 PARTICULARITĂȚILE TERENURILOR CANDIDATE

Particularitățile principale ale terenurilor candidate sunt prezentate în reprezentările ce urmează.

Reprezentarea 140. Apa de adaus și eliminarea efluenților

Terenu	Presiunea, bar	Furnizor de apă / Receptor de efluent	Distanța, km
CET-1	> 3	SA APA CANAL CHISINAU	1-3
CET-2	> 3	SA APA CANAL CHISINAU	1-3
CT Vest	> 3	SA APA CANAL CHISINAU	1-3
CT Sud	> 5	SA APA CANAL CHISINAU	1-3
CT Est	> 4	SA APA CANAL CHISINAU	1-3
CET Nord	> 3	SA APA CANAL BALTI	8

Note:

1. Pentru CET-2, adausul de apă tehnică maxim disponibil din partea SA APA CANAL este de 800 m³/h
2. Volumul mediu de apă reziduală eliminată de CET-2 către sistemul de canalizare a SA APA CANAL este de 80m³/h
3. Pentru CET Nord consumul anual de apă de adaus este de 176.731 m³, iar volumul anual al apei eliminate este de 30.199 m³ (anul 2018).

Reprezentarea 141. Interconectările electrice de ÎT

Terenu	Tensiunea, kV	Stația electrică	Substație	Distanța, km	Comentarii
CET-1	2x110	SE ÎT	SuE ÎT	1	
CET-2	3x110	SE ÎT	Strășeni	25	distanța pana la substația 330kV
CT-VEST	4x6	SE ÎT	SuE ÎT	5	
CT-SUD	4x6	SE ÎT	SuE ÎT	8	
CT Est	2x110	SE ÎT	SuE ÎT	3	
CET Nord	3x110	SE ÎT	Bălți	15	distanța pana la substația 330kV

Note:

1. SE ÎT este stația de înaltă tensiune existentă care ar necesita mici modificări
2. SuE ÎT este substație existentă care ar necesita modificări minore

Reprezentarea 142. Starea punctelor de legătură - alimentarea cu gaze naturale

Teritoriu I	Presiune, Barg	Conexiune	Comentarii
CET-1	3	ÎN TEREN	Presiunea în timpul iernii este raportată a fi instabilă, valoarea maximă fiind de 41.666 m ³ /h [2]
CET-2	36	ÎN TEREN	Presiunea în timpul iernii este raportată a fi la nivelul de 1 Barg max. Debitul maxim disponibil este de 150,00 m ³ /h la 3 Barg Debitul maxim disponibil este de 300,00 m ³ /h la 6 Barg [2]
CT-VEST	3	ÎN TEREN	Debitul maxim disponibil este de 54.000 m ³ /h [2]
CT-SUD	5	ÎN TEREN	Debitul maxim disponibil este de 41.100 m ³ /h [2]
CT Est	4	ÎN TEREN	
CET Nord	3	SPG BALTI	Presiunea de proiectare este de 12 Barg; debitul maxim de proiectare este de 100.000 m ³ /h

Note:

1. Toate teritoriile vor necesita un compresor de gaz pentru o nouă centrală în bază de turbină pe gaze, care va majora presiunea de intrare la nivelul de cel puțin 45 Barg.
2. Pentru CET-2, există o conductă cu presiunea de proiectare de 12 Barg, aflată la 3 km distanță, iar alta cu presiune de 35 Barg se află la 7 km distanță.

6.3 CONSIDERAȚII DE SPAȚIU

Acest capitol prezintă estimări privind spațiul aproximativ pe teritoriile candidate, care este disponibil pentru noile unități generatoare de energie. De asemenea, sunt prezentate mai multe exemple de centrale electrice, precum și dimensiunile acestora. Dimensiunile centralelor în cauză sunt comparate cu dimensiunile spațiului disponibil pe teritoriile candidate.

6.3.1 SPATIU DISPONIBIL PE TERITORIILE CANDIDAT

Vizualizările din spațiu și hărțile terenurilor candidate sunt afișate în Reprezentarea 143, Reprezentarea 144, Reprezentarea 145, Reprezentarea 146, Reprezentarea 147 și Reprezentarea 148 pentru CET-1, CET-2, CET-VEST, CT-SUD, CT-Est, respectiv CET-Nord BĂLȚI. Imaginile au o demarcație galbenă pentru a arăta limitele aproximative ale teritoriului. Unele dintre imagini includ, de asemenea, o delimitare roșie a zonei disponibile care ar putea fi utilizată pentru noile unități de alimentare. În Reprezentarea 149 este prezentată o comparație la scară a diferitelor contururi ale teritoriului, alături cu dimensiunile acestuia.

Reprezentarea 143. Vedere din spațiu a CET-1



Sursă: [2], [49]

Reprezentarea 144. Vedere din spațiu a CET-2



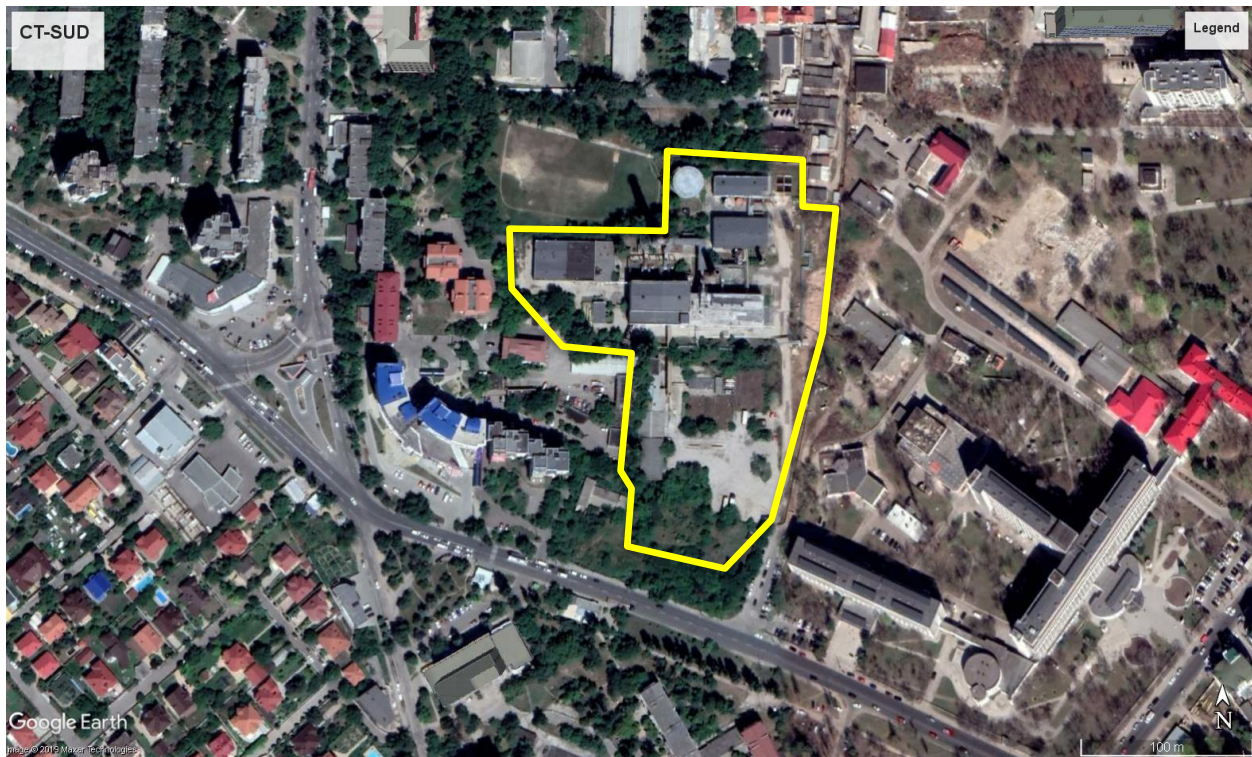
Sursă: [49]

Reprezentarea 145. Vedere din spațiu a CT-VEST



Sursă: [2]

Reprezentarea 146. Harta și vedere din spațiu a CT-SUD

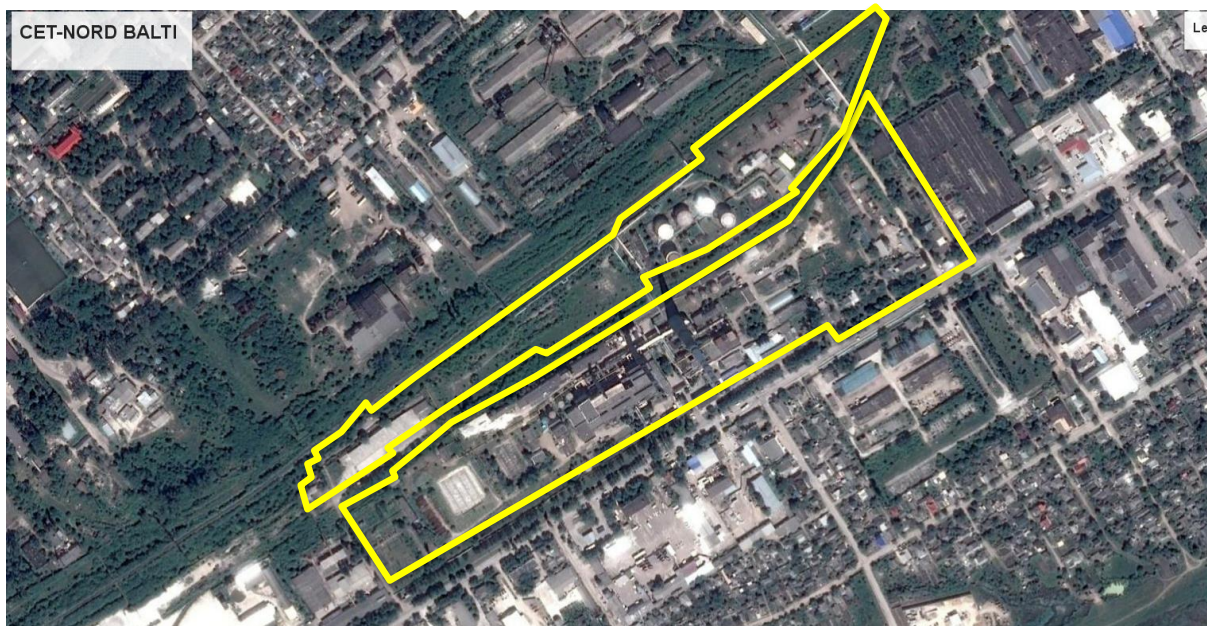
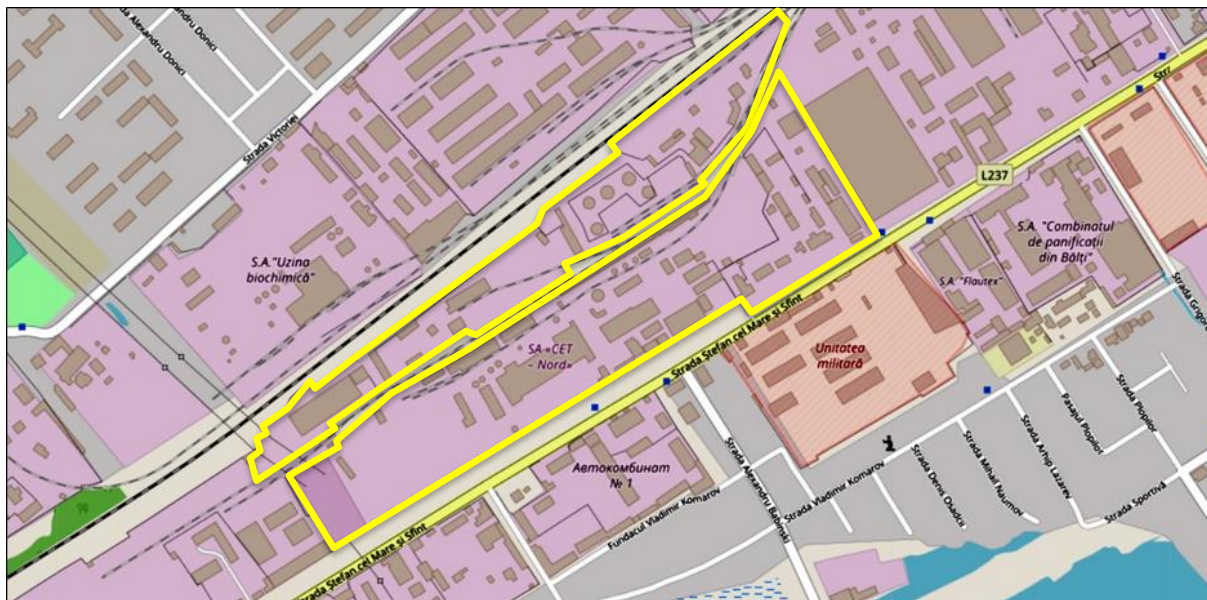


Reprezentarea 147. Vedere din spațiu a CT est



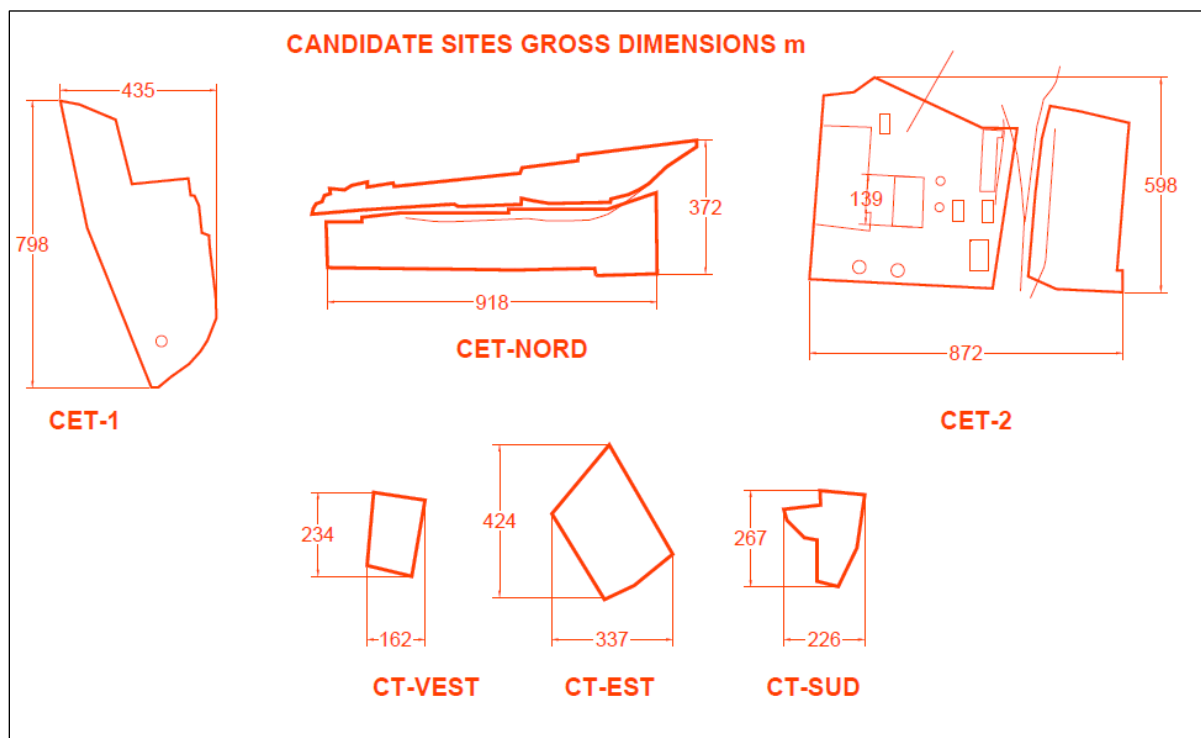
Sursă: [49]

Reprezentarea 148. Harta și vedere din spațiu a CET-NORD BĂLȚI



Aspecte aproximative și dimensiunile terenurilor candidate au fost obținute din imaginile, hărțile și pozele obținute din spațiu disponibile și sunt prezentate în Reprezentarea 149.

Reprezentarea 149. Dimensiunile aproximative ale terenurilor



În Reprezentarea 150 sunt prezentate estimările spațiului aproximativ total și disponibil pe teritoriile candidate.

Reprezentarea 150. Aria aproximativă disponibilă pe teritoriile candidate

Teritoriul	Suprafață totală, hectare	Suprafață disponibilă, hectare
CET-1	16.9	2.16
CET-2	29,4	7,31
CT-VEST	2.8	0.2
CT-SUD	3.3	Nota 3
CT Est	7.4	NR
CET Nord	30	2

Note:

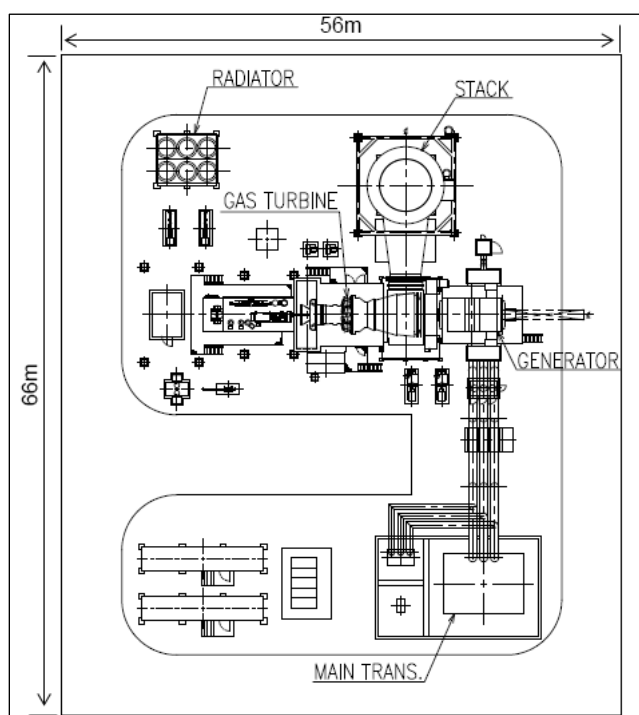
1. NR - Nu este raportat. Deși suprafața disponibilă nu a fost raportată, se consideră că este adecvată doar pentru opțiunile de cogenerare și / sau producere a energiei termice, adică, datele sunt considerate parțiale dat fiind că instalația nu este în funcțiune în prezent.
2. Configurațiile terenurilor CT Vest și CT SUD vor trebui reproiectate pentru a construi o nouă centrală electrică.

3. La CT SUD, noul echipament generator poate fi amplasat în clădirea cazanului de abur existent. Pentru aceasta cazanele de abur existente vor trebui eliminate [2].

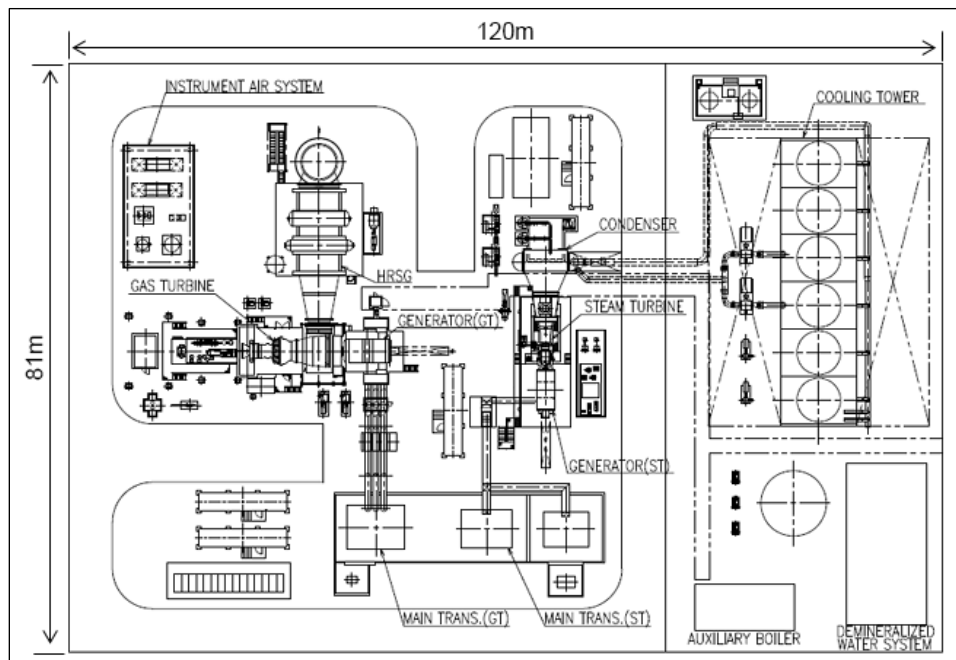
6.3.2 EXEMPLE DE CONFIGURARE A UNITĂȚI DE GENERARE CU TURBINĂ PE GAZE

În Reprezentarea 151, Reprezentarea 152 și Reprezentarea 153 sunt prezentate configurări ale centralelor electrice care utilizează turbine pe gaze, precum și dimensiunile acestora.

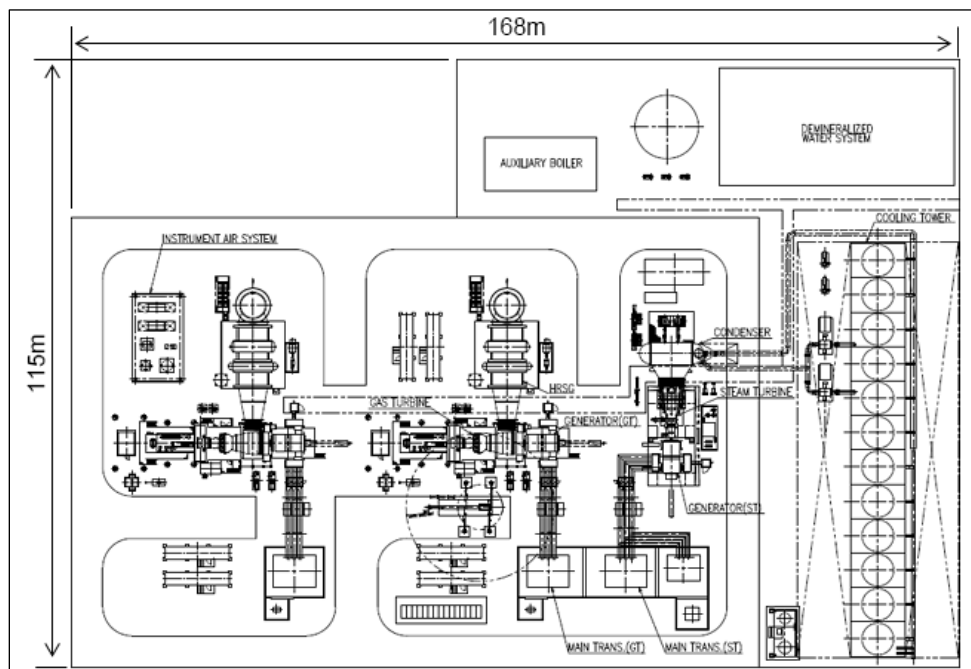
Reprezentarea 151. EXEMPLU DE CONFIGURARE A UNITĂȚI DE GENERARE CU TURBINĂ PE GAZ CICLU SIMPLU, PUTEREA 100-120 MW



Reprezentarea 152. EXEMPLU DE CONFIGURARE A UNITĂȚI DE GENERARE CU TURBINĂ PE GAZ CICLU COMBINAT, PUTEREA 150-70 MW



Reprezentarea 153. EXEMPLU DE CONFIGURARE A UNITĂȚI DE GENERARE CU TURBINĂ PE GAZ CICLU COMBINAT, PUTEREA 300-320 MW



Suprafețele aproximative necesare pentru exemplele de configurații a centralelor de mai sus sunt rezumate în Reprezentarea 154.

Reprezentarea 154. Suprafața necesară aproximativ pentru centralele termoelectrice

Tip unitate	Capacitate unitate, MW	Lungime a, m	Lățimea, m	Suprafața, m²	Suprafața, hectar
TGCS	100-120	66	55	3630	0.4
TGCC	150-170	120	81	9720	1.0
TGCC	300-320	168	115	19320	1.9
MAIMA	21-31	70	60	4.200	0.4

Notă: Cerințele de spațiu pentru instalațiile care conțin motoare cu ardere internă cu mișcare alternativă (MAIMA) sunt estimate în baza informațiilor deținute de compania Worley.

După cum putem observa, în baza comparației spațiului disponibil pe teritoriile CET-1, CET-2, CT Vest, CT Sud și CET Nord (Reprezentarea 150) și cel aproximativ necesar amplasării centralelor noi prezentate mai sus, ar putea să existe suficient spațiu pentru construcția de unități generatoare adiționale pe teritoriile centralelor existente. Suficiența spațială pe teritoriul CT Est nu poate fi constatată la moment, dat fiind că nu a fost raportată informația respectivă.

6.4 EVALUAREA ȘI SELECTAREA TERITORIILOR CANDIDAȚILOR

Cinci teritorii din zona Chișinăului și unul din Bălți au fost identificate ca promițătoare pentru amplasarea de noi capacități de producere a energiei electrice și termice (Reprezentarea 139). Toate teritoriile ar putea fi potrivite pentru o configurație de tip CET. Cu toate acestea, funcționarea CET pe teritoriile CET-1, CET Nord și CT Est este considerată a fi economic nerentabilă. Teritoriile CET-1, CT Est și CET Nord sunt considerate pentru amplasarea de noi unități, care vor produce doar energie electrică.

Au fost selectate mai multe criterii de evaluare pentru a clasifica teritoriile candidaților, fiind efectuată o analiză calitativă. Fiecare parametru de evaluare a primit o ponderare de la 1 la 5, 5 reflectând importanța maximă. Punctajele specifice teritoriului au fost alocate pentru fiecare dintre terenurile evaluate, cu punctaj cuprins între 1 și 10, 10 fiind atribuite celor mai favorabile. Punctajul total al teritoriului a fost obținut prin însumarea punctajelor ponderate pentru toți parametrii de evaluare. Astfel, un punctaj mai mare reflectă un teritoriu mai adecvat.

Fiecare dintre criteriile de evaluare sunt discutate mai jos:

- Teritoriile CET-1, CET-2 și CET Nord au primit un punctaj identic pentru spațiul disponibil. Teritoriul CT Vest a primit un punctaj ceva mai mic. CT Sud și CT Est au obținut punctaje mai mici, deoarece structurile terenurilor CT

Vest și CT SUD vor trebui să fie reproiectate pentru a amplasa o nouă centrală, iar pentru CT Est informațiile au fost limitate.

- CET-1, CET-2 și CET Nord sunt situate în ceea ce par a fi zone industriale din Chișinău și Bălți. Cu toate acestea, de-a lungul anilor, locuințele s-au apropiat de zonele industriale. Aceste teritorii au obținut un punctaj identic pentru că sunt în apropiere de zonele rezidențiale. Nu există zone rezidențiale în vecinătatea teritoriului CT Est, acesta obținând cel mai mare punctaj din această categorie. Teritoriile aferente CT Vest și CT Sud au obținut cel mai mic punctaj, deoarece sunt situate destul de aproape de zonele rezidențiale.
- Condițiile topografice au fost evaluate prin vizite la fața locului, examinarea hărților topografice și pozelor. Toate teritoriile au primit un punctaj identic în această categorie, dat fiind că necesită aproximativ același efort de lucrări de terasament și conțin aceleași înălțimi de stive. Se presupune, de asemenea, că toate teritoriile au condiții geologice și seismice similare.
- Impactul asupra mediului al centralei pe gaze este de așteptat să fie minim și relativ independent de teritoriul amplasamentului. Se așteaptă ca toate noile instalații să fie proiectate pentru a respecta reglementările de mediu ale Uniunii Europene.
- Punctajul aferent drumurilor de acces și căii ferate disponibile reflectă disponibilitatea acestei infrastructuri și gradul de apropiere a acestora de teritoriul respectiv. CET-2, CT Est și CET Nord au primit un punctaj mai mare, dat fiind că au acces la calea ferată. Cu toate acestea, starea căilor ferate respective nu este cunoscută.
- Alimentarea cu apă este o particularitate parametrică foarte importantă, având în vedere necesitatea unor mari cantități de apă pentru răcire. Toate teritoriile candidate au acces la surse de apă municipale care pot asigura o sursă suficientă de apă de adaus și deversare a efluenților și astfel au primit o cotă identică, cu excepția teritoriului CT Est, pentru care nu sunt disponibile informații despre furnizorul de apă.
- Alimentarea cu gaze naturale reprezintă o altă zonă parametrică extrem de ponderată, deoarece se cere o fiabilitate ridicată și o cantitate mare de combustibil pentru funcționarea adecvată a unei centrale electrice. Teritoriile CT Vest și CT Sud au obținut un punctaj mai mare în această categorie, deoarece teritoriile potențiale pentru amplasarea motoarelor cu ardere internă cu mișcare alternativă necesită gaze cu o presiune relativ joasă. Toate celelalte teritorii au primit un punctaj mai mic, dat fiind că acestea sunt potențiale candidate pentru unitățile cu turbine pe gaze, care necesită o presiune a gazelor naturale de aproximativ 45 Barg. În prezent, toate teritoriile primesc gaz natural la presiunea de 3 Barg. Instalațiile cu turbine pe gaze vor necesita compresoare puternice de creștere a presiunii gazelor, fapt, ce va duce la costuri de capital și operare adiționale. Întrebarea privind în ce măsură fluxurile de gaze naturale necesare sunt adecvate cazurilor

respective este examinată în compartimentul consacrat Sarcinii 6, pentru toate teritoriile.

- Teritoriile CET-1, CET-2 și CET Nord au primit punctaje identice la capitolul conexiunile electrice. În prezent, aceste teritorii sunt conectate la linii de transport 110kV și pot fi conectate la rețeaua de 330kV. CT Vest și CT Sud au obținut cel mai mic punctaj din această categorie, deoarece teritoriile lor sunt conectate la rețeaua de 6kV și ar putea fi necesar să fie conectate la un sistem cu o tensiune mai înaltă, necesitând cheltuieli suplimentare de capital. CT Est a primit un punctaj ceva mai mic din cauza informațiilor limitate.
- Teritoriile CET-2, CT Vest și CT Sud au obținut punctaje identice dat fiind că ele sunt în apropierea rețelei de termoficare a municipalității, sursele respective având deja conexiune la acestea. Teritoriile CET-1, CT Est și CET Nord nu sunt înscrise în această categorie, deoarece pe teritoriile acestora este prevăzută amplasarea de surse de producere doar a energiei electrice.
- Nivelul de utilizare a capacității în vederea satisfacerii cererii SACET pe teritoriul respectiv reprezintă parametrul pentru identificarea potențialului de maximizare a veniturilor de pe urma termoficării. Teritoriile CT Vest și CT Sud au obținut cele mai mari punctaje din această categorie, deoarece noile unități de pe ambele teritorii au posibilitatea să funcționeze tot timpul anului într-un mod eficient de cogenerare. Teritoriul CET-2 a obținut un punctaj mai mic, deoarece o nouă unitate construită pe acesta poate funcționa în regim de cogenerare doar în timpul sezonului de încălzire. Teritoriile CET-1, CT Est și CET Nord nu sunt înscrise în această categorie, deoarece sunt prevăzute pentru amplasarea de centrale care vor produce doar energie electrică.
- Toate teritoriile, cu excepția terenurilor CT Est și CT Sud, au obținut un „punctaj de reutilizare a instalațiilor existente” de 5 sau un punctaj ponderat de 10. Teritoriul CT Est a primit un punctaj mai mic din cauza informațiilor limitate. CT Sud a primit un punctaj mai mic de 3, deoarece la CT Sud echipamentele generatoare noi pot fi amplasate în clădirea cazanului de abur existent, necesitând eliminarea cazanelor de abur existente.
- Pentru categoria „Cerințe de demolare extinsă”, toate teritoriile au obținut un punctaj identic, cu excepția teritoriului CT Est, din cauza informațiilor limitate.

Rezultatele evaluării sunt prezentate în Reprezentarea 155.

Reprezentarea 155. Evaluarea calitativă pentru selectarea teritoriului

1	Parametrii evaluați	Factorul de pondere	Punctajul ponderat					
			de la 1 la 5	CE T-1	CE T-2	CT Vest	CT Est	CT Sud
	Disponibilitatea hărții (centralei, zonei de amenajare)	3	18	18	15	9	9	18
	Depărtarea până la zona rezidențială	2	14	14	10	16	10	14
	Topografia, Geologia, Hidrologia, Riscul de cutremur	3	15	15	15	15	15	15
	Aspectele de mediu	5	25	25	25	25	25	25

2	Criteriile de infrastructură							
	Accesul la drumuri și calea ferată	3	12	18	12	18	12	18
	Accesul la apă și disponibilitatea acesteia	4	24	24	24	16	24	24
	Sursele de furnizare a gazelor naturale	4	20	20	32	20	32	20
3	Criteriile ingineresti							
	Distanța până interconectările electrice	5	20	20	10	15	10	20
	Distanța până la SACET	5	0	25	25	0	25	0
	Valoarea capacității utilizate în teritoriu pentru acoperirea cererii de termoficare	5	0	40	50	0	50	0
	Existența de facilități spre reutilizare	2	10	10	10	4	6	10
	Necesitatea de demolări extensive	2	6	6	6	4	6	6
	Punctajul ponderat acumulat pentru teritoriile CET			23	5	234		224
	Clasamentul final a teritoriilor CET			1	2		3	
	Punctajul ponderat acumulat pentru teritoriile destinate producerii doar a energiei electrice		16			14		170
	Clasamentul final a teritoriilor destinate producerii doar a energiei electrice		2			3		1

6.5 RECOMANDĂRI

În conformitate cu punctajele acumulate, nici unul dintre teritoriile CET nu indică asupra faptului că careva dintre ele ar avea motivul să nu fie luate în considerație în analizele din capitolul consacrat Sarcinii 6. Drept urmare, toate cele trei teritorii CET (CET-2, CT-Vest și CT-Sud) vor fi dezbătute în cadrul Sarcinii 6.

Pentru teritoriile prevăzute pentru construcția centralelor care vor produce doar energie electrică, punctajele mai mari ar corespunde cel mai probabil unor investiții mai mici. CET-1 și CET Nord sunt marcate cu punctaje apropiate. Drept urmare ambele sunt recomandate pentru selectarea finală a teritoriului. Teritoriul CT Est nu este recomandat pentru selecția finală, cu excepția cazului în care sunt furnizate informații suplimentare care susțin considerarea acestuia.

7 SARCINA 5: CONSIDERAȚII LEGALE ȘI DE REGLEMENTARE

7.1 INTRODUCERE / ISTORIC DE ȚARĂ

Moldova, cunoscută oficial drept Republica Moldova, este o țară din sud-estul Europei, mărginită de România la vest și Ucraina la nord, est și sud. Ocupă o suprafață de 13.068 mi.p. (33846 km²) și nu are acces direct la Marea Neagră din apropiere. Adică, este un stat fără ieșire la mare, dar are acces la Dunăre pe o fâșie de 430 de metri la capătul său sudic, prin care are acces potențial la Marea Neagră. Populația totală a fost de aproximativ 3,55 milioane de cetățeni în 2018 (EUROSTAT, 2019), cu o densitate de 272 persoane / mi.p. (106 persoane/km²).

În prezent, peste 92% din cantitatea totală de energie electrică produsă în Republica Moldova (cu excepția regiunii din partea stângă a Nistrului) reprezintă energia electrică produsă prin cogenerare în cele trei centrale termice existente (în continuare - CET). Producția de energie electrică depinde de sarcina termică a consumului SACET din municipiile Chișinău și Bălți. Aceste centrale sunt utilizate la un nivel relativ ridicat numai în sezonul rece, când capacitatea lor este utilizată la un factor de încărcare de 24-56%, asigurând 38% din sarcina electrică maximă a sistemului național de energie, în timp ce în celelalte perioade ale anului, capacitatea de producție a CET-urilor este utilizată la un nivel de numai 1-13%, ceea ce asigură cel mult 11% din sarcina electrică maximă a sistemului electric.

Principalele cauze care limitează în prezent numărul de opțiuni disponibile pentru furnizarea de energie electrică sunt lipsa unor capacități de producție locală de energie electrică și, respectiv, lipsa unei piețe locale de energie electrică competitivă; absența unei piețe liberalizate pentru furnizarea de energie electrică din Ucraina, al cărei sistem este conectat la sistemul național de electricitate, precum și imposibilitatea de a cumpăra electricitate de pe piața UE, deoarece sistemul electric național nu este interconectat cu sistemul electric european (Sistem ENTSO-E) [50].

Odată cu intrarea în vigoare a Legii 107/2016, conceptul de piață a energiei electrice a fost modificat fundamental prin introducerea piețelor de energie electrică organizate. Pentru a garanta securitatea aprovizionării cu energie electrică, atunci când sunt integrate pe deplin în structura pieței, piețele pe termen scurt și prețurile bazate pe mecanismele pieței vor contribui la eliminarea altor măsuri care au un efect distorsionant pe piață, cum ar fi mecanismele de capacitate de pe piață. Potrivit ANRE, prețurile bazate pe mecanisme de piață, fără limitarea prețurilor pe piața angro, nu ar trebuie să afecteze posibilitatea consumatorilor finali, în special a gospodăriilor casnice, a întreprinderilor mici și mijlocii (IMM-uri) și a consumatorilor industriali de a beneficia de prețurile stabilite în condiții de stabilitate.

Reprezentarea 156. Localizarea Moldovei în Europa



Sursa: Deloitte

În procesul de dezintegrare a fostei Uniuni Sovietice, Republica Moldova și-a declarat independența la 27 august 1991. Începând cu 29 iulie 1994, când a fost adoptată constituția, Republica Moldova a fost o republică parlamentară, cu un președinte în funcția de șef al statului și un prim-ministru în calitate de șef a guvernului. Teritoriul Moldovei situat pe malul estic al Nistrului (cu un verde / galben deschis pe hartă) este sub controlul regimului separatist din Transnistria.

Potrivit Băncii Mondiale, venitul economiei naționale este de 11,3 miliarde USD [51] (PIB, prețuri curente), echivalent cu un PIB / locuitor în prețurile curente de 2.724 USD în 2018.

Remunerarea medie nominală lunară și salariile în Republica Moldova au fost de 306 [52] USD în 2018 (BNSRM, 2019). Salariul mediu lunar câștigat de un angajat în producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat a fost de 528 USD pentru bărbați și 488 USD pentru femei (BNSRM, 2019). Conform aceleiași surse, 5,8 mii de persoane au fost angajate în acest

sector în 2018 de către entități publice și 5,6 mii de persoane - de către companii private.

Din perspectivă energetică, producția primară anuală a Republicii Moldova a însumat, în 2018, doar 798 mii de tep pentru toate produsele energetice. Pentru a satisface consumul brut de energie internă al țării, importurile nete au fost de 2.109 tep, aproape de trei ori mai mari decât producția internă. Generarea de energie electrică a fost (și rămâne) nesemnificativă (BNSRM, 2019). Următorul tabel ilustrează balanța energetică agregată a țării pentru anul 2018.

Reprezentarea 157. Balanța Energetică Agregată a Republicii Moldova, 2018

Categorii	Echivalent in mii de tone de petrol
Producție proprie	798
Producție din alte surse	219
Import	2,109
Export	27
Fluctuații ale rezervelor	12
Consum intern brut	3,087
Transformare, input	430
Transformare, output	345
Sectorul energetic	16
Pierderi	124
Consum Final	2,786
Industrie	251
Transport	758
Alte activități	1,777
Sectorul rezidențial	1,385
Comerț și servicii publice	283
Agricultură / sectorul silvic	109
Uz non-energetic	76

Sursa: BNSRM, 2019

Sistemul energetic actual al Republicii Moldova este caracterizat de multiple influențe geopolitice active provenite din evoluția istorică recentă a regiunii. De la procesele de dezintegrare ale fostei URSS, la începutul anilor 90, până la eforturile actuale ale Federației Ruse de a menține controlul folosind influența economică, socială și politică, RM continuă să lupte pentru alinierea sectoarelor economice vitale, inclusiv a energiei, la standardele moderne promovate de Uniunea Europeană.

Din punct de vedere al strategiei energetice, Republica Moldova depinde pe deplin de importuri; principala resursă importată este gazul natural (mai mult de 99%). Drept urmare, producția de energie electrică și termică depinde, de asemenea, pe deplin de continuitatea livrării de gaze; în plus, principala centrală de energie electrică se află în nerecunoscuta autoproclamată republică transnistreană [53]. Acest lucru necesită, la rândul său, întreprinderea de eforturi legale și de reglementare din partea autorităților RM spre promovarea consolidării de capacități suplimentare, în timp ce autoproclamată republică folosește orice mijloace pentru a bloca aceste eforturi.

În procesul de luare în considerație a ideii de construcție de noi capacități de producere a energiei electrice, în funcție de tehnologia urmată a fi promovată, autoritățile și investitorii RM ar trebui să acorde o atenție deosebită problemei disponibilității resurselor de apă. Conform Strategiei de alimentare cu apă și canalizare (2014 - 2028) [54], disponibilitatea resurselor de apă în Republica Moldova reprezintă un aspect critic care afectează capacitatea de dezvoltare economică a țării (în țară, apa disponibilă este de aproximativ 500 m³ pe locuitor pe an, sau chiar mai puțin, în comparație cu pragurile recomandate internațional de cca 1.700 m³ / locuitor / an; dacă volumul de apă disponibil este mai mic de 1.000 m³ / locuitor / an, lipsa apei poate împiedica dezvoltarea economică și poate afecta sănătatea și nivelul de trai al populației).

O atenție deosebită ar trebui să fie acordată și problemelor legate de schimbările climatice, în special în ceea ce privește reducerea emisiilor.

Republica Moldova se angajează să respecte (conform „contribuției naționale determinate” – CND către Acordul de la Paris) angajamentul de a atinge către 2030 ținta necondiționată de reducere cu 64% a emisiilor nete de gaze cu efect de seră comparativ cu nivelul emisiilor din anul 1990. Angajamentul de reducere a emisiilor ar putea crește până la 78%, dar condiționat - în conformitate cu un acord global, care ar aborda probleme importante, cum ar fi furnizarea de resurse financiare, transferuri de tehnologie și cooperare tehnică și accesul la acestea într-o măsură proporțională cu provocările schimbărilor climatice globale.

Acordul de asociere între Republica Moldova, pe de o parte, și Uniunea Europeană și Comunitatea Europeană de Energie Atomică și statele membre ale acestora, pe de altă parte, presupune pregătirea și ratificarea de către Republica Moldova a unei strategii de dezvoltare cu emisii reduse și a unui plan de acțiuni pe termen lung spre realizarea acesteia.

Raportul național de inventar: 1990-2013, surse de emisii și sechestrări în Republica Moldova (2016) relevă o tendință descrescătoare în ceea ce privește emisiile directe de gaze cu efect de seră. Între 1990 și 2013, emisiile respective au scăzut la nivel național cu aproximativ 70,4%: de la 43,4188 Mt echivalent CO₂ în 1990 la 12,8363Mt echivalent CO₂ în 2013.

Sectorul energetic este cea mai importantă sursă de emisii naționale directe de gaze cu efect de seră (fără contribuția sectorului utilizarea teritoriului, schimbările de utilizare a terenurilor și silvicultură), ponderea sa variind între minim 62,2% în 2000 și maxim 79,5% în 1990 (pe parcursul ultimilor zece ani, ponderea acestui sector a crescut - în 2013 constituind aproximativ 65,5% din emisiile directe naționale de gaze cu efect de seră).

Prognozele pe termen mediu privind emisiile de gaze cu efect de seră au fost obținute în cadrul scenariului liniei de bază respectiv elaborate în cadrul primului raport biennial actualizat al Republicii Moldova, prezentat Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările climatice (2016), care a fost elaborat bazat pe o serie de documente strategice, precum și pe date actualizate furnizate de ministere, autorități ale administrației publice centrale și instituții în domeniul cercetării și dezvoltării.

Nivelul de referință istoric și prognoza emisiilor de gaze cu efect de seră în sectorul energetic, conform scenariului liniei de bază pentru anii 1990-2030 sunt prezentate în Reprezentarea 158.

Reprezentarea 158 - Evoluția emisiilor de gaze cu efect de seră în sectorul energetic [Milioane t CO2 echivalent]

Ani	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Valorile istorice							Valorile prognozate		
Energie	34,52	11,72	6,67	8,47	8,87	8,75	9,38	10,53	12,08

Sursă: Strategia de dezvoltare cu emisii reduse a Republicii Moldova până în anul 2030.

7.2 ANALIZA CADRULUI LEGAL ȘI DE REGLEMENTARE

Obiectivul acestui studiu este de a deveni un suport în atingerea obiectivului de creștere economică a Republicii Moldova, prin îmbunătățirea securității și disponibilității aprovizionării cu energie, care poate fi realizată prin creșterea puterii electrice de generare a țării sau a capacității de producere a energiei termice și electrice. În acest scop, această analiză include considerente legale și de reglementare legate de o investiție în construcția și exploatarea unei potențiale noi centrale electrice.

La nivel național, cadrul legal și de reglementare constă din:

- Legislația primară (de exemplu, legile, precum Legea cu privire la energetică nr. 174/2017, Legea energiei electrice nr. 107/2016)
- Legislația secundară (cum ar fi normele de aplicare a dispozițiilor legale folosind o abordare concentrată; de exemplu, decizii, ordine și metodologii aprobate de ANRE)

7.2.1 ANALIZA LEGALĂ

INTRODUCERE

Obiectivul principal al acestei analize este definirea cadrului legislativ relevant aferent construcției de noi capacități de generare a energiei electrice, precum și identificarea cadrului legal sau de reglementare care nu este definit în mod clar sau direct.

Ca parte contractantă la Tratatul Comunității Energetice, Moldova are obligația de a implementa acquis-ul energetic în vigoare [55]. În paralel cu adoptarea legislației secundare, punerea în aplicare a acquis-ului generează diverse obligații de raportare.

În special, punerea în aplicare a acquis-ului privind energia regenerabilă și eficiența energetică se bazează pe planuri de acțiuni complete și multianuale. Ca prim pas, părțile elaborează și adoptă planurile de acțiuni care stabilesc pașii pentru atingerea obiectivelor negociate. Ulterior, aceștia sunt obligați să raporteze despre progresele obținute sub formă de rapoarte periodice de progres.

Începând cu 2019, Republica Moldova va avea, de asemenea, o obligație de raportare prescrisă de anexa VIII.B la Directiva 2001/80 / CE privind limitarea emisiilor în atmosferă a anumitor poluanți provenind de la instalații de ardere de dimensiuni mari, modificată prin Decizia 2013/05 / MC-EnC.

Evaluarea de către Secretariat a respectării acquis-ului Comunității Energetice (și a oricărei părți contractante în materie) depășește simpla adoptare a legislației primare. În multe cazuri, adoptarea unei legislații secundare este cea care asigură implementarea efectivă. Republica Moldova trebuie să continue cu elaborarea și adoptarea legislației secundare.

IPOTEZE ȘI LIMITĂRI

Analiza noastră se referă exclusiv la chestiunile legale moldovenești în vigoare la data pregătirii acestui raport⁵⁶ și se bazează pe legislația publicată înainte de această dată. Analiza în cauză va fi guvernată și interpretată și va avea efect în conformitate cu legile R. Moldova / Tratatul Comunității Energetice.

Problemele abordate în această analiză sunt declarații de opinie bazate pe înțelegerea și interpretarea noastră a legilor în vigoare la data menționată mai sus. Din experiența noastră practică, pot apărea numeroase probleme în legătură cu interpretarea dată a anumitor dispoziții ale legislației, datorită formulării lor deseori ambigue. Lipsa unei aplicări unitare a legislației poate duce uneori la decizii contradictorii ale instanțelor de drept și ale autorităților.

Fiecare dintre problemele abordate în această analiză este de la data menționată și, prin prezenta, noi nu intenționăm și nici ne asumăm oricare obligație de a

recomanda sau actualiza prezenta analiză în orice ulterioară schimbare în orice problemă prezentată aici sau pe care se bazează această analiză.

Prezenta analiză aici ia în considerație punctele de interes indicate de USAID și, ca atare, nu vor fi interpretate ca exhaustive, ci doar limitate la evidențierea aspectelor menționate mai sus, care au fost convenite cu Clientul. Mai mult, analiza nu trebuie interpretată ca o recomandare privind oportunitatea implementării / exploatării

SITUAȚIA ACTUALĂ

Activitatea oricărui tip de centrală electrică (electrică, termică, cogenerare, ciclu combinat), inclusiv punerea în funcțiune, operațiunile în desfășurare și dezafectarea centralei, este supusă legislației naționale și a politicilor Comunității Energetice.

Punerea în funcțiune și exploatarea unei centrale electrice din Republica Moldova necesită respectarea întregii legislații naționale relevante din următoarele domenii:

- Avizarea și autorizarea planificării, construcției, dezvoltării și exploatării centralei de cogenerare
- Racordarea la rețeaua de electricitate
- Înregistrarea în piață și contractarea energiei electrice
- Permițerea producerii de energie termică pentru o nouă centrală
- Reglementări specifice (unde se aplică) cu privire la combustibilul utilizat pentru o nouă centrală
- Măsuri naționale de ajutor de stat (în unele cazuri) aplicabile unei centrale
- Alte aspecte legale legate de funcționarea unei noi centrale (de exemplu, angajați transferați, aspecte corporative)
- Tranzacționarea emisiilor
- Monitorizarea factorilor de mediu: aer, apă și sol
- Gestionarea deșeurilor etc.

Legislația primară națională a fost deja adoptată și acoperă majoritatea domeniilor:

- Legea cu privire la exproprierea pentru o cauză de utilitate publică (Legea nr. 488/1999)
- Regulamentul cu privire la construcția / reconstrucția centralelor electrice (Hotărârea Guvernului nr. 436/2004)
- Legea privind energia regenerabilă (Legea nr. 160-XVI / 2007)
- Legea privind ratificarea aderării la Tratatul Comunității Energetice (Legea nr. 117/2009)
- Reglementarea activităților antreprenoriale prin autorizații (Legea nr. 160/2011)
- Metodologia pentru determinarea, aprobarea și aplicarea tarifelor la energia termică furnizată consumatorilor (Hotărârea Guvernului nr. 482/2012)
- Legea cu privire la evaluarea impactului asupra mediului (Legea nr. 86/2014)

- Legea cu privire la energia termică și promovarea cogenerării (Legea nr. 92/2014)
- Legea cu privire la promovarea utilizării energiei din surse regenerabile de energie (Legea nr. 10/2016)
- Legea cu privire la energia electrică (Legea nr. 107/2016)
- Legea cu privire la gazele naturale (Legea nr. 108/2016)
- Legea cu privire la energetică (Legea nr. 174/2017)
- Legea cu privire la declararea utilității publice pentru lucrările de construcție de interes național a conductei de gaz pe traseul Ungheni-Chișinău și implementarea unor măsuri pentru exploatarea, funcționarea și menținerea conductei de transport a gazelor naturale Iași-Ungheni-Chișinău (Legea nr. 105/2017)
- Legea cu privire la eficiența energetică (Legea nr. 139/2018, de abrogare a legii nr. 142/2010)

Din perspectiva respectării mediului, lista legislației primare / secundare care definește cadrul relevant din Republica Moldova cuprinde și:

Apă:

- Legea apei nr. 272 din 23 decembrie 2011
- Hotărârea Guvernului nr. 866 din 1 noiembrie 2013 pentru aprobarea Regulamentului privind procedura de elaborare și revizuire a Planului de management al districtului hidrografic
- Hotărârea Guvernului nr. 932 din 20 noiembrie 2013 pentru aprobarea Regulamentului privind monitorizarea și înregistrarea sistematică a stării apelor de suprafață și a apelor subterane
- Hotărârea Guvernului nr. 955 din 3 octombrie 2018 privind aprobarea Planului de management pentru districtul hidrografic Dunărea-Prut și Marea Neagră.
- Hotărârea Guvernului nr. 814 din 17 octombrie 2017 privind aprobarea Planului de gestionare a districtului bazinului hidrografic Nistru [57]

Biodiversitate:

- Legea nr. 1538/1998 privind fondul ariilor naturale protejate de stat

Gestionarea deșeurilor și substanțelor chimice:

- Legea nr. 209 din 29.07.2016 privind deșeurile
- Legea nr. 277 din 29.11.2018 privind produsele chimice
- Hotărârea Guvernului nr. 373 din 24 aprilie 2018 privind Registrul Național al Emisiilor și Transferurilor de Poluanți

Prevenirea poluării și evaluarea mediului:

- Legea nr. 1540 din 25.02.1998 privind plata pentru poluarea mediului

- Ordinul MADRM nr. 15 din 22.01.2019 privind aprobarea formularului de raport (EMPOLDEP19), metoda de completare a acestuia și Instrucțiunea privind calcularea și plata pentru emisiile și deversările de poluanți și depozitarea deșeurilor

Conform ordinului menționat mai sus, plata emisiilor de poluanți în atmosferă din surse staționare se colectează de la subiecții care dețin Autorizația pentru emiterea de poluanți în atmosferă din surse fixe și care raportează:

- emisiile de poluanți în limitele normelor stabilite;
- emisiile de poluanți care depășesc normele stabilite.

Normele de plată pentru emisiile de poluanți în atmosferă din surse staționare sunt stabilite în lei pentru o tonă convențională, în funcție de teren:

- Municipiile Chișinău și Bălți - 18 lei pentru o tonă convențională;
- alte localități (inclusiv unitatea teritorială autonomă Găgăuzia) - 14,4 lei pe tonă convențională.

Plata pentru emisiile de poluanți în atmosferă din surse staționare care depășesc limitele normelor stabilite (Norme cu emisii admisibile limitate - „Norme ELA”) este determinată, pentru fiecare indice de poluare individual, ca sumă a produsului între normativele de plată (de la punctul 12) și normele ELA de poluanți (stabilite în Autorizația pentru emiterea de poluanți în atmosferă din surse fixe) în tone convenționale și a produsului între norma de plată înmulțită cu 5 și cantitatea reală de poluanți emiși care depășește normele stabilite.

- Legea nr. 86 din 29 mai 2014 privind evaluarea impactului asupra mediului
- Ordinul MADRM nr. 1 din 04.01.2019 privind aprobarea Ghidului privind efectuarea procedurilor privind evaluarea impactului asupra mediului

Protecția calității aerului și schimbările climatice:

- Legea nr. 1422 din 17 decembrie 1997 privind protecția aerului atmosferic;
- Legea nr. 78 din 04 mai 2017 pentru ratificarea Acordului de la Paris;
- Hotărârea Guvernului nr. 1277 din 26 decembrie 2018 privind instituirea și funcționarea Sistemului național de monitorizare și raportare a emisiilor de gaze cu efect de seră și a altor informații relevante pentru schimbările climatice.

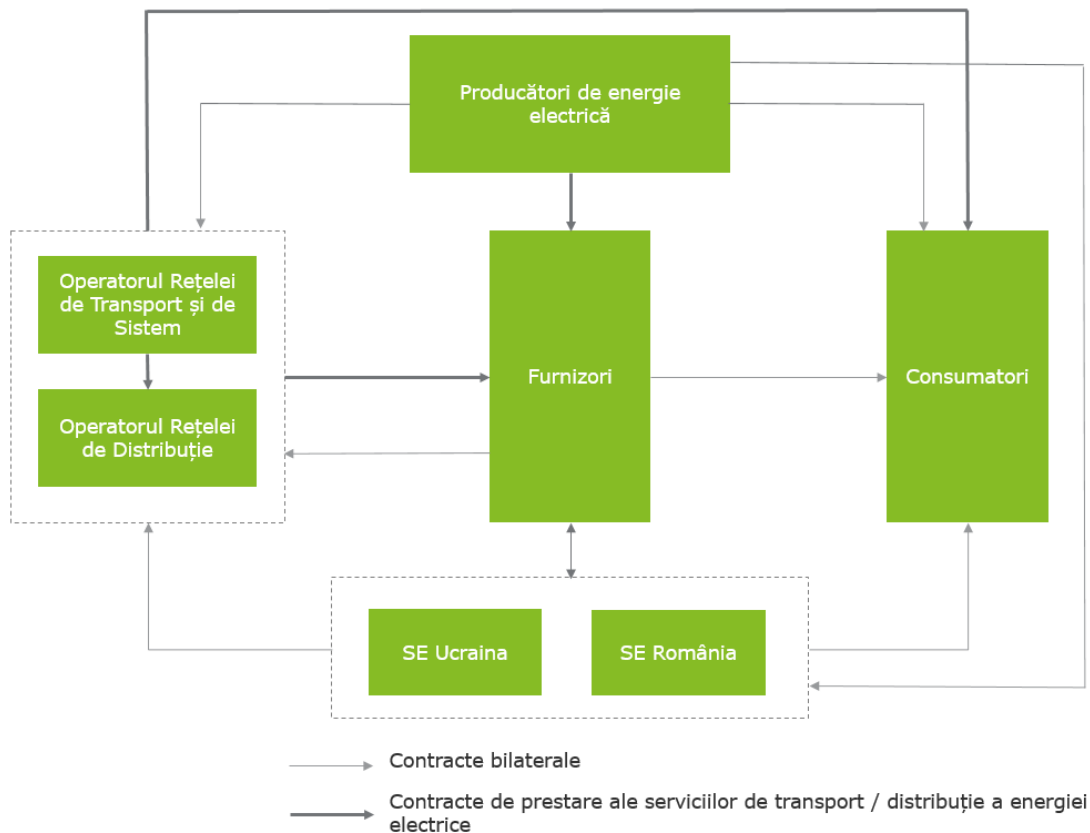
7.2.2 PROPRIETATEA ȘI STRUCTURA OPERAȚIONALĂ A ACTIVELOR AFERENTE GENERĂRII ENERGIEI ELECTRICE

Piața energiei electrice din Republica Moldova este formată din următorii participanți:

- Producători de energie electrică
- Operatorul sistemului de transport (OST)
- Operatorii sistemului de distribuție (OSD)
- Furnizori de energie electrică la tarife reglementate
- Furnizori de energie electrică la tarife nereglementate
- Consumatori

Acest model este prezentat mai jos:

Reprezentarea 159. Modelul pieței energiei electrice în Moldova



Sursă: Moldelectrica

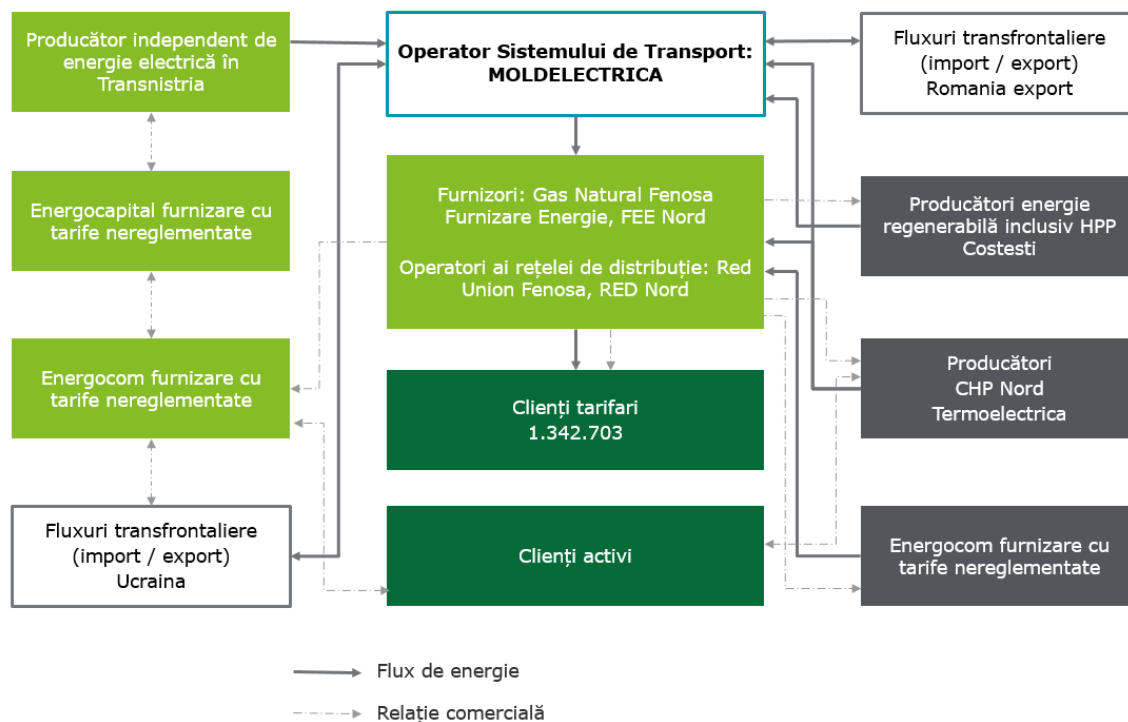
(http://www.moldelectrica.md/ro/electricity/energy_market_info)

Istoric, o parte semnificativă a sectorului de distribuție și furnizare a energiei electrice (aprox. 70% ⁵⁸) a fost privatizat în anul 2000 de un investitor strategic (RED Union Fenosa [59]), în timp ce OST era deja creat un an înainte. Din cele cinci entități de distribuție a energiei electrice (OSD) create în cadrul acestui proces de privatizare, trei au fuzionat în 2008 sub egida Gas Natural Fenosa (GNF), în timp ce restul două companii de distribuție, care acoperă peste 20% din piață, continuă să fie de stat.

În calitate de parte contractantă a Comunității Energetice, în 2015 RM a început să pună în aplicare Pachetul energetic al UE, prin separarea distribuției de activitățile

de furnizare. Prin urmare, activitățile de furnizare ale GNF au fost transferate către o companie de furnizare nou creată, numită GNF FE (GNF Furnizare Energie), iar reorganizarea entităților independente de stat s-a încheiat cu două companii noi, una pentru distribuție (RED Nord) și una pentru furnizare (Furnizare Energie Electrica Nord, FEE Nord) - vezi mai jos structura sectorului energetic al RM rezultată în urma acestor transformări[60].

Reprezentarea 160. Cadrul pieței energiei electrice a R. Moldova



Sursa: Compilat de Secretariatul Comunității Energetice (<https://www.energy-community.org/implementation/Moldova.html>)

Compania Energocom, deținută de stat, acționează ca un intermediar între entitățile externe și distribuitorii și producătorii interni, așa cum este descris în modelul general de mai sus.

Centralele interne ale Republicii Moldova (cu excepția celor din regiunea transnistreană) au generat 804 mil. kWh de energie electrică în 2018, care nu acoperă mai mult de 18,7% din cererea totală al anului respectiv:

- Termoelectrica SA (centralele electrice CET-1 Chișinău și CET-2 Chișinău) cu 81% din producția internă sau 15,1% din consumul intern
- CET-Nord cu 6,7% din producția internă / 1,3% din consumul intern
- Hidrocentrala Costești cu 5,4% din producția internă / 1,0% din consumul intern
- Alți producători interni cu 6,9% din producția internă / 1,3% consum intern [61]

Pentru același an (2018), importurile de energie electrică au acoperit 81,3% din consumul intern total (4.303,9 mil kWh).

Există, de asemenea, producători localizați pe malul stâng al Nistrului, în regiunea Transnistria (CERS Moldovenească și CHE Dubăsari), care au contribuit în mare măsură la acoperirea cererii Republicii Moldova în 2018 (59,1% din cererea totală).

Energia electrică livrată de CERS Moldovenească și CHE Dubăsari (2.544 mil. kWh), este considerată ca fiind de import.

Restul 22,2% din cererea de energie electrică a RM în 2018 a fost satisfăcut prin intermediul importului de energie din Ucraina (955,8 mil. kWh).

Reprezentarea 161. Producerea și cererea de energie electrică în RM în anul 2018 (inclusiv Transnistria)

	Nu.	Centrala electrică	Puterea instalată (MW)	Energie electrică livrată în 2018 (mil. kWh)
Producție internă	1	CET-1 Chișinău	66	26
	2	CET-2 Chișinău	240	625
	3	CET Bălți	14	54
	4	CHE Costești	16	44
	5	Alte surse	87	56
		Total - Moldova	433	804
importurile	6	CERS Moldovenească	2520	2544
	7	CHE Dubăsari	46	
	8	Import din Ucraina	-	956
TOTAL - Moldova (inclusiv Transnistria)			2999	4,303.9

Sursa: Moldelectrica (http://www.moldelectrica.md/ro/electricity/energy_sources); Raportul ANRE a Republicii Moldova din 2018

Concentrându-ne pe structura de generare a energiei electrice în RM, este important de menționat că tehnologia de generare a energiei electrice în Republica Moldova continuă să se bazeze foarte accentuat pe centralele termoelectrice pe gaze, cărbune și petrol, însumând aproape 3.000 MW de putere instalată (inclusiv centralele din Transnistria).

Din cererea totală de energie aferentă anului 2018 (4.303,8 mil. KWh) aproape 90% (3.862,7 mil. KWh) reprezintă consumul final de energie. Operatorii de distribuție și furnizare sunt:

Reprezentarea 162. Consumul intern de energie electrică în anul 2018

Nr.	Operatorul de distribuție și furnizare	Achiziții de energie electrică (mil. KWh)	% din cererea totală de energie electrică
1	RED Nord [62]	85.0	2.0
2	RED Union Fenosa	243.2	5.7
3	GNF Furnizare Energie	2,767.6	64.3
4	FEE Nord	970.0	22.5
5	ÎS Moldelectrica	112.9	2.6
6	Alți consumatori eligibili	125.1	2.9
	Cererea totală de energie	4,303.8	100

Sursa: Raportul ANRE a Republicii Moldova din 2018

O revizuire generică conduce la o concluzie simplă: din punct de vedere tehnologic, de origine, geopolitică și strategică există o necesitate semnificativă de producere a energiei electrice alternative.

7.3 ANALIZA DE REGLEMENTARE

7.3.1 INTRODUCERE

În iulie 2017, în scopul redactării actelor normative de reglementare și aplicării celor mai bune practici de reglementare în domeniul energiei, ANRE a semnat un Memorandum de înțelegere cu Secretariatul Comunității Energetice pentru a asista Republica Moldova la dezvoltarea unor acte normative de reglementare importante (ANRE, 2017). În consecință, în procesul de elaborare a actelor normative de reglementare este utilizată experiența statelor UE, precum și cele mai bune practici europene de reglementare a sectorului energetic.

Cadrul de reglementare al pieței energetice din Republica Moldova evoluează rapid. Principalul motor al schimbării este alinierea obligatorie la politicile Comunității Energetice [63]. Aceste orientări acoperă opt sub-sectoare, și anume:

- Electricitate
- Probleme intersectoriale (egalitate de gen, mediu, schimbări climatice etc.)
- Regulator
- Mediul înconjurător

- Energia regenerabilă
- Ajutorul de stat
- Eficiența energetică
- Schimbări climatice

7.3.2 PREZENTARE GENERALĂ A CADRULUI DE REGLEMENTARE DIN MOLDOVA

Art. 12 (2) din Legea cu privire la energetică nr. 174 din 21.09.2017 prevede că pentru îndeplinirea drepturilor și obligațiilor stabilite de lege, ANRE elaborează și aprobă reglementările, metodologiile și toate celelalte normative de reglementare prevăzute de legea respectivă și de alte legi specifice sectorului. În plus, Statutul ANRE de organizare și funcționare, aprobat prin Hotărârea Parlamentară a Republicii Moldova nr. 238 din 26.10.2012, prevede că ANRE este responsabilă de elaborarea și aprobarea reglementărilor, metodologiilor și a oricăror altor acte normative pentru domeniul energetic și pentru serviciul public de alimentare cu apă și canalizare.

Mai jos este prezentată o listă a legislației secundare care definește cadrul energetic al Moldovei:

A) Reglementări și metodologii

- Metodologia pentru determinarea, aprobarea și aplicarea tarifelor la producerea energiei electrice și termice (decizia ANRE nr. 147/2004)
- Regulamentul privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale (decizia ANRE nr. 382/2010)
- Regulamentul privind furnizarea energiei electrice (Decizia ANRE nr. 393/2010)
- Metodologia pentru determinarea, aprobarea și aplicarea tarifelor pentru energia termică livrată consumatorilor (decizia ANRE nr. 482/2012)
- Regulamentul privind schimbarea furnizorului de energie electrică de către consumatorii eligibili (decizia ANRE nr. 534/2013)
- Regulamentul privind schimbarea furnizorului de gaze naturale de către consumatorii finali (decizia ANRE nr. 676/2014)
- Metodologia de calculare și aplicare a tarifelor reglementate pentru gazele naturale (decizia ANRE nr. 678/2014)
- Metodologia de determinare a pierderilor normative de energie termică și a valorilor indicilor normativi pentru funcționarea rețelei de apă menajeră (decizia ANRE nr. 742/2014)
- Regulamentul pieței energiei electrice (Decizia ANRE nr. 212/2015)
- Regulamentul privind calitatea serviciilor de transport și distribuție a energiei electrice (decizia ANRE nr. 282/2016)
- Regulamentul privind accesul la transportul de gaze naturale și gestionarea congestiilor (decizia ANRE nr. 321/2016)
- Regulamentul privind accesul la rețea (decizia ANRE nr. 353/2016)

- Regulamentul privind furnizarea de energie termică (decizia ANRE nr. 23/2017)
- Regulamentul privind procedurile de achiziție a bunurilor, lucrărilor și serviciilor utilizate pentru activitatea deținătorilor de licențe în sectoarele de energie electrică, termică, gaze naturale și pentru operatorii serviciilor publice de alimentare cu apă și canalizare (decizia ANRE nr. 24/2017)
- Modificări și completări la: (Decizia ANRE nr.57 / 2017)
 - Metodologia de calculare, aprobare și ajustare a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice
 - Metodologia de calculare, aprobare și ajustare a prețurilor reglementate ale furnizării de energie electrică de către furnizorul de ultimă opțiune și pentru furnizorul serviciului universal
 - Metodologia de calculare a tarifelor și prețurilor reglementate pentru gazele naturale, aprobarea și mecanismele de aplicare a acestora
- Regulamentul privind garanția de origine pentru energia electrică produsă în regim de cogenerare de înaltă eficiență (decizia ANRE nr. 201/2017)
- Metodologia privind determinarea tarifelor fixe și a prețului la energia electrică produsă din surse regenerabile de energie de către producătorii eligibili (decizia ANRE nr. 375/2017)
- Regulamentul privind garanția de origine a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie (decizia ANRE nr. 376/2017)
- Regulamentul privind modul de monitorizare a programelor de conformitate (decizia ANRE nr. 482/2017)
- Metodologia de calcul, aprobare și aplicare a prețurilor reglementate la energia electrică furnizată de către furnizorul central de energie electrică (decizia ANRE nr. 483/2017)
- Regulamentul privind parametrii de calitate pentru distribuția și furnizarea energiei termice (decizia ANRE nr. 484/2017)
- Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice (decizia ANRE nr. 486/2017)
- Metodologie pentru calcularea, aprobarea și aplicarea tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice (decizia ANRE nr. 64/2018)
- Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a prețurilor reglementate pentru energia electrică furnizată de furnizorul de ultima opțiune și de furnizorul serviciului universal (decizia ANRE nr. 65/2018)
- Metodologia de calculare a tarifului pentru funcționarea sistemului închis de distribuție a gazelor naturale (decizia ANRE nr. 137/2018)
- Regulamentul privind dezvoltarea rețelelor de distribuție a gazelor naturale (decizia ANRE nr. 138/2018)
- Metodologia pentru calcularea, aprobarea și aplicarea tarifelor reglementate pentru serviciile auxiliare furnizate de operatorii de sistem din sectorul energiei electrice (decizia ANRE nr. 269/2018)
- Metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciile auxiliare furnizate de operatorii de sistem din sectorul gazelor naturale (decizia ANRE nr. 271/2018)

- Regulamentul privind sistemul închis de distribuție a gazelor naturale (decizia ANRE nr. 285/2018)
- Regulamentului privind procedurile de prezentare și de examinare a cererilor titularilor de licențe privind prețurile și tarifele reglementate (decizia ANRE nr. 286/2018)
- Regulamentul privind dirijarea prin dispecerat a sistemului electroenergetic (decizia ANRE nr. 316/2018)
- Metodologia de calculare a tarifului pentru operarea sistemului de distribuție închis al energiei electrice (decizia ANRE nr. 317/2018)
- Regulamentul privind sistemul închis de distribuție a energiei electrice (decizia ANRE nr. 48/2019)
- Regulamentul privind dezvoltarea rețelei de distribuție a energiei electrice (decizia ANRE nr. 94/2019)
- Regulamentul privind racordarea la rețeaua de gaze naturale și furnizarea serviciilor de transport și distribuție a gazelor naturale (decizia ANRE nr. 112/2019)
- Regulamentul privind furnizarea de gaze naturale (decizia ANRE nr. 113/2019)
- Regulamentul privind racordarea la rețelele electrice și furnizarea serviciilor de transport (decizia ANRE nr. 168/2019)
- Codul rețelei de gaze naturale (aprobat în noiembrie 2019 de Consiliul de administrație al ANRE)
- Codul rețelei de energie electrică (aprobat în noiembrie 2019 de Consiliul de administrație al ANRE)
- Regulile privind piața gazelor naturale (aprobat pe 27 decembrie 2019 de Consiliul de administrație al ANRE)

B) Normele metodologice

- Instrucțiunea privind calcularea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de distribuție, în funcție de valoarea factorului de putere din instalația electrică a consumatorilor (decizia ANRE nr. 89/2003)
- Instrucțiunea privind calcularea pierderilor de energie electrică activă și reactivă în elementele de rețea aflate la balanța consumatorului (decizia ANRE nr. 246/2007)
- Normele tehnice ale rețelei de transport a energiei electrice (decizia ANRE nr. 266/2007 actualizată prin decizia ANRE nr. 210/2015)
- Normele tehnice ale rețelelor de distribuție a energiei electrice (decizia ANRE nr. 267/2007)
- Normele tehnice ale rețelei de transport a gazelor naturale (decizia ANRE nr. 375/2010)
- Normele tehnice ale rețelelor termice (decizia ANRE nr. 136/2018)

7.3.3 REGLEMENTAREA PREȚURILOR ȘI TARIFELOR

CONFIGURAREA ȘI ACTUALIZAREA PREȚURILOR ȘI TARIFELOR REGLEMENTATE

Pentru a stabili costurile justificate și necesare pentru producția de energie electrică și de energie termică, prețurile reglementate din 2015 au fost considerate ca valori de bază. În mod similar, costurile de distribuție ale Termoelectrica SA pentru serviciului de furnizare a energiei termice acordat consumatorilor au fost considerate, de asemenea, ca valori de bază.

În baza analizei efectuate de ANRE privind consumul, cererile titularilor de licențe din sectoarele energiei electrice, gaze naturale și energiei termice privind actualizarea tarifelor pentru serviciile reglementate prestate, în 2018, Agenția a aprobat noile tarife pentru energia electrică, energia termică furnizată consumatorilor, precum și tarifele pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie.

ANRE, prin Hotărârea sa cu nr. 482/2012, a aprobat Metodologia de determinare, aprobare și aplicare a tarifelor pentru energia termică livrată consumatorilor. Având în vedere că Termoelectrica este o companie care produce energie în regim de cogenerare și este vertical integrată (producerea energiei electrice, termice, precum și transportul și distribuția energiei termice), ar trebui de avut o metodologie specială pentru calcularea tarifelor atât pentru energia electrică, cât și celei termice pe care le produce.

TARIFELE LA GAZELE NATURALE

În 2017, nu au existat solicitări către ANRE pentru ajustarea prețurilor și tarifelor reglementate pentru gazele naturale. Astfel, pentru perioada considerată, prețul mediu al gazelor naturale determinat de ANRE a fost considerat valabil la nivelul de 5.545 lei / 1.000 m³, efectiv din anul 2016.

În 2018, prețul mediu al gazelor determinate de ANRE a scăzut cu 20,3%, ajungând la 4.420 lei / 1000m³. Scăderea prețurilor la gazele naturale furnizate la prețuri reglementate de către furnizorul SA „Moldovagaz” a fost cauzată de o serie de factori, cel mai important fiind scăderea prețului mediu anual de achiziție a gazelor naturale importate. Conform SA „Moldovagaz”, scăderea a fost de cca 10,6% în 2018 comparativ cu prețul considerat în tariful anterior. Un alt factor important a fost modificarea cursului de schimb al monedei naționale față de USD.

TARIFELE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ, ENERGIE TERMICĂ ȘI FURNIZAREA ENERGIEI TERMICE CONSUMATORILOR

În 2018, Agenția a adoptat 12 decizii privind aprobarea tarifelor pentru producerea energiei electrice de către centralele eoliene și fotovoltaice. Capacitatea totală de generare a SER la 31.12.2017 a fost de 37.424 MW (29,33 MW eoliană, 5,709 MW biogaz, 2,131 MW fotovoltaică și 0,254 MW hidro).

Toți producătorii de energie regenerabilă sunt conectați la rețelele de distribuție, cu excepția centralei electrice ICS Covoare Lux SRL, care este conectată direct la rețeaua de transport IS Moldelectrica.

În anul 2018, tarifele pentru energia electrică și termică au rămas neschimbate față de 2017. Adică, tarifele din 2018 pentru CET Nord SA au fost la nivelul de 0,101 USD (cursul de schimb 2018) / kWh pentru energie electrică și 72,62 USD (cursul de schimb 2018) / Gcal pentru energie termică. În același an, tarifele la energia termică pentru Termoelectrica SA au fost la nivelul de 66,79 USD / Gcal.

Singura excepție în 2018 se referă la IM Servicii Municipale Glodeni, pentru care ANRE a aprobat pentru prima dată tarifele la energia termică. Acestea au fost stabilite la nivelul de 72,59 USD / Gcal.

PREȚURILE ENERGIEI ELECTRICE

În martie 2018, ANRE a stabilit tarife pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de ICS RED Union Fenosa SA și RED Nord SA (RED Nord-Vest SA a fost de atunci absorbită de RED Nord SA), diferențiate în funcție de categoria de tensiune a rețelei de distribuție.

ANRE a stabilit, de asemenea, prețuri reglementate pentru furnizarea de energie electrică de către ICS Gas Natural Fenosa Furnizare Energie SRL (GNFFE) și Furnizarea Energiei Electrice Nord SA (FEEN) diferențiate pe nivele de tensiune în punctele de delimitare după proprietate.

Prețul mediu al energiei electrice furnizate consumatorilor finali ai ICS Gas Natural Fenosa Furnizare Energie SRL a fost stabilit la nivelul de 0,103 USD (2018) / kWh în iulie 2018.

Prețul mediu al energiei electrice furnizate consumatorilor finali ai Furnizarea Energiei Electrice Nord SA a fost stabilit la nivelul de 0,107 USD (2018) / kWh în iulie 2018.

Conform celui mai recent raport de activitate (2018), ANRE s-a concentrat și pe îmbunătățirea mecanismului care stabilește prețurile de vânzare cu amănuntul pentru principalele produse petroliere. Acest mecanism oferă o corelație directă între prețurile benzinei și motorinei pe piața internă și evoluția prețurilor stocurilor regionale și internaționale. Implementarea acestui mecanism a contribuit la stimularea concurenței dintre operatorii de pe piața petrolului, la creșterea eficienței activităților acestora, la eliminarea practicilor de prețuri la combustibili netransparente.

7.4 MODIFICĂRI ȘI ÎMBUNĂTĂȚIRI NECESARE PENTRU FACILITAREA CONSTRUCȚIEI DE CENTRALE ELECTRICE NOI

Mai jos este o listă a celor mai relevante legislații secundare cu care ar trebui să se conformeze un nou proiect de centrală electrică, legislații care nu sunt abordate direct de reglementările existente:

- Reguli de piață angro de energie electrică
- Regulamentul privind licitația pentru capacitățile de noi centrale
- Cerințele privind rezervele minime de combustibili fosili pentru funcționarea centralelor electrice
- Regulamentul privind situațiile de urgență pe piața energiei electrice și planul de urgență în situații de urgență pe piața energiei
- Termeni și condiții generale ale acordurilor de furnizare a energiei electrice ale furnizorului serviciului universal și furnizorului de ultimă opțiune
- Numirea operatorului pieței de energie electrică
- Metodologia pentru calcularea, aprobarea și aplicarea tarifelor reglementate pentru serviciul de exploatare a pieței de energie electrică
- Metodologia de calculare a taxelor pentru dezechilibre

- Regulamentul privind raportarea către ANRE de către titularii de licență

7.5 PROPUNERE DE ÎMBUNĂTĂȚIRE A REGULAMENTULUI DE LICITAȚIE

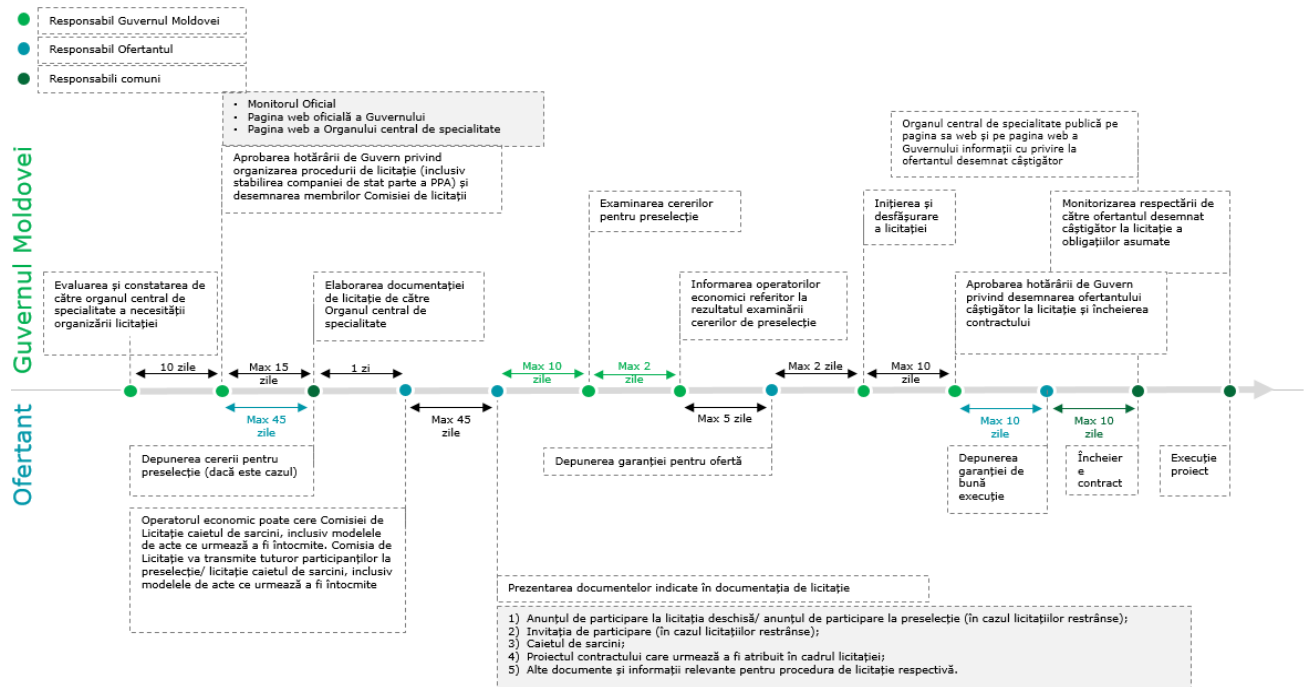
Una dintre opțiunile luate în considerație în analiza noastră se referă la sprijinul oferit unui potențial investitor într-o licitație pentru construcția de noi capacități sau pentru creșterea capacităților existente de generare a energiei electrice.

În acest caz, următoarele aspecte ar trebui abordate / revizuite de către Guvernul Republicii Moldova („Guvernul”) în ceea ce privește principiile, claritatea și expunerea „Regulamentelor privind desfășurarea ofertelor pentru construcția de noi capacități sau pentru creșterea capacităților existente de generare a energiei” („Regulamentele”):

- În cazul unui contract Construiește – Deține - Operează (engl. Build-Own-Operate): care va fi entitatea pe care Guvernul o va desemna să cumpere energia electrică produsă de centrală?
- În cazul unui ACE: ce se va întâmpla cu proprietatea centralei electrice după încheierea acordului?
- Care sunt mijloacele prin care investitorul este protejat de modificările voinței politice?
- Ce măsuri va lua Guvernul pentru a asigura o procedură transparentă, obiectivă și justă de licitație?
- În ce instituții internaționale de arbitraj și instanțe de drept face parte Republica Moldova?

- Pentru ca procesul să aibă loc mai repede, vă propunem să stabiliți durate maxime pentru fiecare etapă. Un exemplu de o atare îmbunătățire este prezentat cu roșu în Reprezentarea 163:

Reprezentarea 163. Durata maximă propusă a etapelor în procesul de creștere a capacității centralelor existente



Sursa: Analiza Deloitte

Pentru mai multe informații cu privire la specificațiile de reglementare aferente ofertelor pentru construcția de noi capacități sau pentru creșterea capacităților existente de generare de energie, vă rugăm să consultați Anexa 2.

7.6 IMPACTUL EVOLUȚIEI PROIECTELOR DE PIAȚĂ PRECONIZATE

INTRODUCERE

Acest compartiment va prezenta propunerile de reglementare privind proiectarea pieței de energie electrică din Republica Moldova și va prezenta posibilele implicații asupra construcției de noi unități de producere a energiei electrice.

7.6.1 PROPUNERI DE REGLEMENTARE ȘI EVALUARE PRELIMINARĂ A IMPACTULUI

Înțelegem că în prezent există un proces continuu de modificare a Legii 107/2016 a energiei electrice, precum și de elaborare a noilor reguli de piață a energiei electrice. Ambele documente au o importanță crucială pentru dezvoltarea de noi capacități de generare a energiei electrice.

Mai jos, sunt prezentate noile dispoziții-cheie la subiect (bazate pe date disponibile publicului), precum și recomandările noastre.

REVIZUIREA LEGII 107/2016 PRIVIND ENERGIA ELECTRICĂ

Clauzele existente sau ajustate ale Legii 107/2016, coroborate cu proiectele de principii REM prevăzute în capitolul evaluarea impactului, vor oferi unităților actuale de generare a energiei electrice (Centrale electrice de cogenerare / unități SER / CERS Moldovenească) un cadru de reglementare mai favorabil, la următoarele capitole:

- **Noi capacități** (conform art. 21, paragraful 6, prevederile Legii 107/2016): „În cazul în care licitația este inițiată pentru capacitățile de producere necesare, trebuie luate în considerație și ofertele de furnizare a energiei electrice cu garanții pe termen lung, provenite de la producătorii existenți, cu condiția ca acestea să permită acoperirea necesităților suplimentare de energie electrică”.
- **Capacități existente (Centrale electrice de cogenerare / unități SER)** (conform art. 30, alin. 3, prevederile Legii 107/2016) li se acordă prioritate de către OST în procesul de dispecerizare: „Dispecerizarea centralelor electrice și utilizarea capacității interconexiunilor se efectuează pe criterii obiective, publicate și aplicate în mod nediscriminatoriu, care asigură funcționarea corespunzătoare a pieței energiei electrice, ținându-se cont de ordinea de prioritate economică a energiei electrice provenită de la centralele electrice, de contractele notificate de participanții la piața energiei electrice sau de transferurile prin interconexiuni și de constrângerile de ordin tehnic ale rețelei electrice de transport, acordându-se prioritate energiei electrice produse de centralele electrice de termoficare urbane și energiei electrice de la centralele electrice eligibile care produc din surse de energie regenerabile”.
- **Capacităților existente (Centralelor electrice de cogenerare / unităților SER)** (conform art. 83, alin. 4 și art. 86 alin. 2 a) dispozițiile Legii 107/2016) li se acordă prețuri reglementate (cu un anumit RIR predeterminat) și beneficiază de obligația furnizorului central de a le cumpăra producția.

În plus, având în vedere considerațiile prezentate în documentul de evaluare a impactului promovării modificărilor la lege, se pare că un nou investitor ar trebui să fie convins că noul proiect de piață va permite recuperarea investițiilor sale în baza exclusivă a mecanismelor de piață.

Pe viitor, este esențial să înțelegem, că dacă REM ar permite încheierea unor ACE pe termen lung care ar facilita acordul de finanțare (în cazul în care fondurile, precum împrumuturile bancare, ar fi folosite pentru a finanța construcția) și dacă ar fi posibil ca investitorul să încheie un acord legal de tip ACE, chiar înainte ca ANRE

să acorde licența de producere a energiei, atunci interesul investitorului de a se angaja în construcția de centrale ar fi fost mult favorizată.

PROIECT DE REGULI ALE PIEȚEI ENERGIEI ELECTRICE

La 16 septembrie 2019, ANRE a inițiat lansarea de consultări publice cu privire la proiectele de reguli ale pieței de energie electrică. Conform Evaluării de Impact, intervenția de reglementare își propune să pună în aplicare obiectivele stabilite în Legea nr. 107 din 27.05.2016 privind energia electrică, și anume asigurarea: unei piețe liberalizate pe deplin funcțională; securității aprovizionării cu energie electrică; transparenței procesului de luare a deciziilor; condițiilor clare și nediscriminatorii de stabilire a prețurilor pentru electricitate și integrării pieței naționale a energiei electrice pe piețele regionale și europene .

Principiile cheie ale organizării pieței stabilesc că prețurile energiei electrice sunt stabilite în funcție de cerere și ofertă. Aceste prețuri ar trebui să indice la necesitatea de energie electrică în timp real, oferind stimulente, create de piață, pentru efectuarea de investiții în surse de electricitate cu flexibilitate crescută, interconectări, cerere-răspuns sau sisteme de stocare a energiei.

Elaborarea proiectului de reguli a pieței energiei electrice are ca scop implementarea prevederilor Legii privind energia electrică, astfel încât participanții la piața angro de energie electrică să poată achiziționa energie electrică în condițiile unei piețe libere de energie.

Ca urmare a intervenției de reglementare, principalele avantaje ar fi:

- Asigurarea unei transparențe sporite în ceea ce privește accesul utilizatorilor de sistem la rețelele de transport și distribuție a energiei electrice și excluderea posibilelor situații de abuz și discriminare din partea operatorilor de rețele, în legătură cu încheierea contractelor de furnizare a serviciilor de transport și distribuție ale energiei electrice, inclusiv prin stabilirea unui termen pentru încheierea contractelor;
- Piața energiei electrice va putea genera semnale clare pentru investitori cu privire la oportunitățile de dezvoltare;
- Sistemul național de energie electrică va putea funcționa în condiții de siguranță și fiabilitate, astfel încât să garanteze securitatea alimentării cu energie electrică a consumatorilor finali;
- Structura pieței va permite cuplarea cu piețele statelor vecine și, ulterior, integrarea pe piața electrică europeană.

În special, în opinia noastră preliminară, trebuie luate în considerație următoarele considerente în special în ceea ce privește înființarea pieței:

- Participarea obligatorie a participanților pe piețele organizate (inclusiv pe piața zilei următoare);

- Obligarea participanților pe piață de a oferi un anumit volum de energie electrică generată (în corelație cu celelalte angajamente ale contractelor bilaterale, dacă există);
- Obligarea participanților pe piață de a oferi energie la un preț plafon.

Proiectarea regulilor pieței energiei electrice a fost sprijinită și de studiul realizat de Banca Mondială [64]. După cum arată Rezumatul executiv al Raportului respectiv, „(...) implementarea unei piețe de electricitate liberalizate în Republica Moldova este provocată serios de capacitatea de generare foarte limitată de pe malul drept”.

Mai mult decât atât, „din păcate, această situație nu se va schimba fundamental nici după construcția interconectării HVDC planificate, indiferent dacă capacitatea acestora va fi de 300 MW sau 600 MW. În consecință, s-ar părea aproape imposibil de implementat o piață a energiei electrice funcțională fără a lua unele măsuri de precauție pentru a limita un potențial abuz pe piața de energie de către MGRES”

Proiectul de piață elaborat în studiul sponsorizat de Banca Mondială evidențiază faptul că, pe viitor, Republica Moldova se va baza pe importurile din România, Ucraina și livrările de la MGRES, păstrând status quo-ul.

7.7 PAȘI PENTRU RESPECTAREA TUTUROR CERINȚELOR

7.7.1 OBLIGAȚIA DE CONFORMITATE

Aderarea la Comunitatea Energetică [65] - Obligații de conformare:

- Directiva 2003/54 / CE privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice - până la 31 decembrie 2009
- Directiva 2003/55 / CE privind normele comune pentru piața internă a gazelor naturale - până la 31 decembrie 2009
- Regulamentul nr. 1775/2005 privind condițiile de acces la rețelele de transport a gazelor naturale - până la 31 decembrie 2010
- Directiva 2004/67 / CE privind măsurile de asigurare a securității aprovizionării cu gaze naturale - până la 31 decembrie 2010
- Regulamentul 1228/2003 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică - până la 31 decembrie 2010
- Decizia Comisiei 2006/770 / CE de modificare a anexei la Regulamentul nr. 1228/2003 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de electricitate - până la 31 decembrie 2010
- Directiva 2005/89 / CE privind măsurile de asigurare a securității aprovizionării cu energie electrică și a investițiilor în infrastructură - Până la 31 decembrie 2010

- Directiva 85/337 / CEE privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, modificată prin Directiva 97/11 / CE și Directiva 2003/35 / CE - până la 31 decembrie 2010
- Planul de punere în aplicare a Directivei 2001/77 / CEE privind promovarea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie pe piața internă a energiei electrice - până la 31 decembrie 2010
- Planul de punere în aplicare a Directivei 2003/30 / CE privind promovarea utilizării biocombustibililor sau a altor combustibili regenerabili pentru transport - până la 31 decembrie 2010
- Directiva 79/409 / CE, articolul 4 alineatul (2), privind conservarea păsărilor sălbatice - până la 31 decembrie 2010
- Directiva 1999/32 / CE privind reducerea conținutului de sulf în anumiți combustibili lichizi - până la 31 decembrie 2014
- Directiva 2001/80 / CE privind limitarea emisiilor anumitor poluanți în aer din instalațiile mari de ardere - până la 31 decembrie 2017

Suplimentar, prin adoptarea Codurilor de rețea pentru gaz și energie electrică, Republica Moldova va transpune următoarele reglementări și directive în legislația națională:

- Regulamentul 2016/631 / UE de stabilire a unui cod de rețea privind cerințele pentru conectarea la rețea a centralelor electrice
- Regulamentul 2016/1447 / UE de stabilire a unui cod de rețea privind cerințele pentru conectarea la rețea a sistemelor de curent continuu de înaltă tensiune și a modulelor de parcuri electrice conectate la curent continuu
- Regulamentul 2016/1388 / UE de instituire a unui cod de rețea privind racordarea la cerere
- Regulamentul 2015/703 / UE de instituire a unui cod de rețea privind regulile de interoperabilitate și schimb de date
- Regulamentul 2017/459 / UE de stabilire a unui cod de rețea privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport de gaze și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013
- Regulamentul 2017/460 / UE de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor

7.7.2 STADIUL ACTUAL AL CONFORMĂRII

















Autoritățile Republicii Moldova și-au asumat angajamentul de a continua reforma sectorului energetic și înființarea pieței de energie electrică. Un program de reformă sectorială a fost convenit cu sprijinul operațional și financiar al partenerilor internaționali (BERD, BEI, UE, EnCS și BM) [66]. Programul intitulat Planul de acțiune pentru sectorul energiei electrice (PowerSAP) care are ca scop crearea unei

piețe competitive a energiei electrice în Republica Moldova, asigurând în același timp recuperarea costurilor, va promova și va sprijini agenda de reformă, va redacta regulile pieței de distribuție a energiei electrice și va revizui tarifele de transport.

„Programul consultativ pentru gestionarea sectorului energetic” în derulare, finanțat de Banca Mondială [67], ar trebui să se finalizeze cel mai probabil în 2019. El ar trebui să identifice proiectarea optimă a pieței de energie electrică pentru a obține un mediu competitiv și transparent în sectorul electric.

Conform Raportului de implementare 2018 emis de Secretariatul Comunității Energetice, care evaluează punerea în aplicare de către părțile contractante [68] a acquis-ului aferent Tratatului, Republica Moldova a înregistrat progrese, dar încă are restanțe, având un punctaj general de implementare de 44%, sectorul energiei electrice fiind încă într-un stadiu incipient (41% punctaj de implementare) [69].

Reprezentarea 164. Rezumat privind implementarea generală a celui de-al treilea pachet energetic în Moldova (44%)

Indicatorii principali	Stadiul implementării	Descrieri
 Electricitate	 41%	Implementarea în sectorul energetic al Moldovei este încă într-un stadiu incipient
 Gaz	 31%	Implementarea în sectorul gazier al Moldovei este încă într-un stadiu incipient
 Energie Regenerabilă	 69%	Implementarea în sectorul energiei regenerabile al Moldovei este într-un stadiu foarte avansat
 Eficiență Energetică	 74%	Implementarea în sectorul eficienței energetice al Moldovei este într-un stadiu foarte avansat
 Mediu	 64%	Implementarea în sectorul de mediu al Moldovei este într-un stadiu relativ avansat
 Clima	 19%	Implementarea în sectorul climatic al Moldovei este într-un stadiu incipient
 Infrastructură	 21%	Implementarea în sectorul de infrastructură al Moldovei este într-un stadiu incipient
 Statistici	 90%	Implementarea în sectorul statisticii al Moldovei este aproape finalizată

Sursa: Raportul anual de punere în aplicare a Secretariatului Comunității Energetice pentru anul 2019

În ceea ce privește implementarea celui de-al treilea pachet energetic, Moldova a făcut pași în direcția corectă, prin adoptarea legii privind energia electrică, pași care includ **separarea OST a energiei electrice** și aprobarea conceptului de piață angro. Legea electricității transpune cerințele de separare din Directiva 2009/72 / CE.

În conformitate cu Legea energiei electrice, decizia de a separa activitățile de generare și furnizare a Moldelectrica a fost adoptată de Guvern în august 2018.

Deși cele trei OSD sunt, de asemenea, legal separate de furnizare, separarea lor funcțională reală este încă de finalizat.

În aprilie 2019, Guvernul a adoptat **Regulamentul** privind situațiile de urgență pe piața gazelor naturale, împreună cu un plan de acțiuni pentru situații de urgență pe piața gazelor naturale. ANRE a aprobat de asemenea Regulamentul privind furnizarea de gaze naturale, inclusiv clauzele standard ale contractelor privind furnizarea de gaze naturale de ultimă opțiune.

Un nou plan de separare, care optează pentru un model de operator de transport independent (OTI) a fost produs în cooperare cu Secretariatul și este în discuție începând cu august 2019.

În noiembrie 2019, ANRE a adoptat un cod de gaze naturale și un Regulament privind accesul la rețelele de transport a gazelor naturale și gestionarea congestiei care transpun Regulamentul Codului rețelei de gaze și electricitate.

Reprezentarea 165. Punctajul general de implementare la capitolul energia electrică (41%)

Indicatori pentru electricitate	Stadiul implementării	Descriere
Separarea activităților (unbundling)	47%	<ul style="list-style-type: none"> Guvernul a adoptat decizia de separare a activităților Moldelectrica în august 2018 ceea ce a permis companiei să solicite reglementatorului un certificat în conformitate cu regulile celui de al treilea pachet energetic Separarea funcțională a operatorilor de distribuție trebuie finalizată pentru toate companiile private și de stat.
Acces la rețele	52%	<ul style="list-style-type: none"> Tarifele sunt aprobate și publicate Alocarea capacităților transfrontaliere cu sistemul ucrainean nu se realizează pe baza principiilor pieței și nu respectă Regulamentul (CE) 714/2009 ANRE adoptă un cod de rețea electrică; un Regulament privind accesul la rețelele de transport de energie electrică pentru schimburile transfrontaliere și rezolvarea congestiei în sistemul de energie electrică; și un Regulament privind accesul la rețelele de transport a gazelor naturale și gestionarea congestiei care transpun reglementările Codului rețelei de gaze și electricitate
Piața en-gros	41%	<ul style="list-style-type: none"> Prețurile pieței en-gros de electricitate sunt bazate pe mecanisme de piață, cu excepția centralelor termice și cogenerare Piețele de ziua următoare și de echilibrare, precum și transparența acestora, încă nu sunt implementate
Piața cu amănuntul	59%	<ul style="list-style-type: none"> Toți clienții sunt eligibili și serviciile reglementate încă sunt accesibile tuturor (clienților)
Integrare regională	7%	<ul style="list-style-type: none"> Nu există integrare bilaterală a piețelor cu Ucraina din cauza întârzierilor cu reformarea piețelor în ambele țări Proiectul de interconectare cu România a avansat cu sprijinul unor acorduri de împrumut din partea Guvernului Codurile de rețea privind conectarea nu au fost încă transpuse

Sursa: Raportul anual de punere în aplicare a Secretariatului Comunității Energetice pentru anul 2019

Marea majoritate a celui de-al treilea pachet energetic a fost transpusă în legislația națională prin adoptarea în 2016 a Legii privind gazele naturale. De atunci, principala legislație secundară a fost redactată cu sprijinul Secretariatului Comunității Energetice, până în prezent fiind adoptate doar câteva acte legale.

7.8 POTENȚIALE BARIERE / DIFICULTĂȚI

7.8.1 PROBLEMELE ÎN LANȚUL DE FURNIZARE

- Noile reguli privind piața gazelor naturale prevăd opțiunea unui contract bilateral pe termen lung și noi trasee de aprovizionare cu gaz (coridorul trans-balcanic, fluxul invers, începând cu ianuarie 2020) (conducta Vestmoldtransgaz); cu toate acestea, Investitorul și RM ar trebui să ajungă la un acord în prealabil cu privire la o strategie de achiziție a gazelor care să reducă la minim impactul asupra costurilor variabile (combustibil).

- Interconectările de înaltă tensiune cu UE sunt încă în faza de planificare, astfel încât opțiunile de export de energie sunt limitate - riscul pentru care ar trebui să fie preocupat viitorul operator; pe de altă parte, cel puțin importurile de energie din România ar trebui reevaluate, având în vedere rezultatele celui mai recent studiu, care indică la o lipsă de generare adecvată în sistemul electric românesc.
- Proiectul de piață a energiei electrice nu este încă în vigoare - aplicabilitatea modelului comercial este limitată; va trebui să fie luat în considerație riscul prețurilor dumping / plafonate.
- Utilizarea altor surse pentru generarea de energie electrică este limitată din cauza lipsei disponibilității de resurse și a constrângerilor de mediu (de exemplu, hidro, cărbune) sau de integrare în rețea (sursa eoliană, ca sursă variabilă, are nevoie de flexibilitate care nu poate fi atinsă prin generare sau răspuns la cerere, în condițiile actuale)

7.8.2 BARIERE JURIDICE

Faza de pornire a construcției și construcția ca atare poate să se ciocnească de amânări. Un cadru de măsuri special creat pentru promovarea proiectelor de interes național ar contribui la controlul calendarului și costurilor aferente realizării acestor proiecte:

- Drepturile de utilizare temporară sau permanentă a teritoriilor publice, necesare pentru accesul la centralele electrice sau de operare a acestora ar trebui acordate fără a fi închiriate sau aplicarea altor plăți compensatorii (echivalent cu venituri pierdute) pe întreaga perioadă de utilizare.
- Drepturile de utilizare temporară sau permanentă a teritoriilor private necesare pentru accesul la centralele electrice sau de operare a acestora ar trebui compensate prin închiriere sau alte plăți, pe baza unui acord reciproc cu proprietarul.
- Dacă acordul de mai sus nu poate fi încheiat în timp util din orice motiv (adică, proprietarul nu este cunoscut, statut juridic neclar etc.), construcția și operațiunile continuă, compensația estimată va fi depusă într-un cont escrow și emisia poate să fie ulterior soluționată în instanță.
- Odată ce Guvernul va declara proiectul „de interes național”, autorizațiile de construcție, celea eliberate pentru utilizarea terenurilor, precum și alte autorizații emise în mod obișnuit de autoritatea locală nu ar mai trebui să fie cerute înainte de pornirea activităților de construcție și operare.
- Drepturile de utilizare și acces nu pot fi suspendate în faza operațională.
- Dacă se aplică condiții speciale, Guvernul poate stabili drepturi de utilizare și acces în cadrul zonelor protejate și de tampon ale parcurilor naționale.

- Odată încheiată faza operațională, activul funciar trebuie returnat proprietarului de drept, fără modificări structurale sau de mediu, restabilit la starea inițială și de utilizare a acestuia.

7.8.3 ELEMENTE STRATEGICE ȘI ALTE ASPECTE

- Interesele politice și strategice regionale ar menține incertitudinea juridică pentru problemele și revendicările teritoriale nesoluționate și pot manipula mecanismele pieței pentru a determina câștigurile geopolitice.
- Capacitatea limitată existentă de generare a energiei electrice pe malul drept al râului Nistru, în timp ce majoritatea furnizării provine de pe malul stâng al râului Nistru sau din Ucraina (prin intermediul liniilor electrice care traversează și teritoriul malului stâng) reprezintă o amenințare serioasă pentru aprovizionarea în mod sigur a RM cu energie electrică.
- Rețeaua de transport a energiei electrice este sincronizată cu sistemul integrat de energie electrică (din Ucraina, Kazahstan și alte țări ale Comunității Statelor Independente) și depinde reciproc de sistemul energetic unificat al Rusiei. Rețeaua ENTSO-E (inclusiv a României) nu este nici interconectată, nici sincronizată cu cea a RM.
- Operatorul secundar de gaze (Vestmoldtransgaz), responsabil de construcția noii conducte de gaze dintre Ungheni și Chișinău, ar putea să nu fie capabil să înceapă și / sau să finalizeze proiectul care vizează diversificarea traseelor de aprovizionare cu gaze a RM. În conformitate cu proiectul, către luna decembrie 2019 este așteptată construcția unei noi conducte de gaze cu lungimea de 120 km capabilă să transporte până la 1,5 miliarde metri cubi de gaz din România până la Chișinău.
- Emiterea de noi autorizații de utilizare a apei pentru proiecte noi de generare a energiei cu activități de răcire a apei ar putea constitui, de asemenea, o barieră. Bunăoară, Ucraina planifică construcția de centrale hidro pe râul Nistru în amonte de granițele RM. Ucraina și RM nu evaluează încă implicațiile / impactul din aval.
- Teritoriul concret și disponibilitatea terenurilor din preajmă ar putea fi factorii cheie în justificarea economică a proiectului de producere a energiei verzi (se are în vedere că acestea influențează mult accesul la rețeaua de energie electrică, apă și gaze naturale). Cercetările noastre au identificat că anterior, terenurile din Burlăceni [70] au fost luate în considerație pentru construcția unei centrale electrice ciclu combinat pe gaze de capacitate mare.
- Ca o alternativă de suport pentru mecanismul pieței de capacitate sau pur de piață, investitorii ar putea lua în considerație programele guvernamentale pentru parteneriatul public-privat (PPP). Recunoscând deficitul de fonduri publice, în vederea soluționării problemei serviciilor subdezvoltate de modernizările infrastructurii, autoritățile actuale ale RM manifestă o deschidere încurajatoare de a se alătura ideilor, proiectelor și programelor

care vizează să ofere servicii efective, încă eficiente, pentru populație, inclusiv de generare / furnizare a energiei electrice.

8 SARCINA 6: OPȚIUNI TEHNOLOGICE

8.1 BAZELE PROIECTĂRII PENTRU NOILE CAPACITĂȚI DE GENERARE

Fundamentul pentru efectuarea proiectelor la temă este stabilit în baza datelor și informațiilor colectate de la părțile interesate din Moldova și pe analizele de pronostic a energiei electrice și termice din Compartimentul 4, pe revizuirea preliminară a terenurilor potențiale din Compartimentul 4 și pe informațiile referitoare la disponibilitatea pe termen lung a gazelor naturale și a aprovizionării cu apă, precum și capacitatea deversării apei uzate, prezentate în Compartimentul 5 **Error! Reference source not found.** din acest raport. Baza de proiectare ia în considerație, de asemenea, deciziile strategice referitoare la energie ale guvernului Republicii Moldova [71].

Datele colectate, verificate și stabilite au fost utilizate pentru a dezvolta următoarele criterii de proiectare pentru selectarea puterii electrice și a capacităților termice și a configurațiilor pentru noile opțiuni de producere a energiei electrice și termice:

1. Cerințele Moldelectrica
 - a. O singură capacitate nouă de generare a energiei electrice nu trebuie să depășească 15% din sarcina maximă a puterii din țară (malul drept [72]), sau aproximativ 160 MWe.
 - b. Evaluarea ar trebui să includă estimarea unei opțiuni de generare doar a energiei electrice capabile să furnizeze puterea de echilibrare pentru sistemul național de energie din Moldova, datorită faptului că se prevede construcția de noi capacități de surse regenerabile de energie cu o putere de cca 160 MWe,
2. Analiza cererii de energie electrică (Compartimentul 4.4.7)
 - a. Pronosticul cererii de putere electrică de pe malul drept din Republica Moldova către anul 2030 ar varia între 912 MW și 1.023 MW. Cererea anuală de energie către 2030 este prevăzută la nivelul de 4964 GWh - 5563 GWh.
3. Analiza cererii de energie termică (Compartimentul 4.3.3)
 - a. Sistemul de termoficare din municipiul Chișinău este singurul sistem din Republica Moldova care are sarcină termică suficientă pentru a justifica construcția unei noi unități CET de mare capacitate.
 - b. În timpul sezonului de încălzire, SACET Chișinău funcționează în trei bucle.
 - i. Bucla principală, aproximativ 70% din cererea SACET Chișinău, este acoperită de CET-2.
 - ii. Aproximativ 30% din cererea SACET Chișinău este acoperită de centralele CT Vest și CT Sud, prin intermediul a două bucle de sistem separate.

- iii. Studiul Băncii Mondiale [73] a analizat constrângerile hidraulice ale sistemului SACET. Ei au estimat că investițiile pentru combinarea celor trei bucle ale sistemului SACET într-o singură buclă în timpul sezonului de încălzire sunt mai ridicate, și mai puțin economic avantajoase decât în varianta care prevede construcția de noi unități de motoare cu ardere internă cu mișcare alternativă la centralele termice Sud și Vest. În plus, operarea cu o singură buclă poate reduce fiabilitatea generală a sistemului SACET.
 - iv. Noile unități CET trebuie să fie construite în timp ce CET-2, CT Vest și CT Sud existente sunt în funcțiune pentru a asigura furnizarea neîntreruptă de energie termică în sistemul de termoficare a municipiului Chișinău.
 - c. Înafara sezonului de încălzire, SACET Chișinău oferă servicii de apă caldă de consum numai într-o singură buclă. Energia termică pentru serviciul de apă caldă de consum este în prezent generată de CET-1 în regim de cogenerare. Noile unități CET trebuie să fie construite în timp ce CET-1 este în funcțiune pentru a asigura serviciul de apă caldă de consum neîntrerupt în sistemul de termoficare a municipiului Chișinău.
 - d. Noile unități cu motoare cu ardere internă cu mișcare alternativă de la CT Sud și CT Vest trebuie să fie dimensionate în așa fel ca să presteze serviciul de apă caldă de consum înafara sezonului de încălzire pentru întregul SACET Chișinău.
 - e. Noile unități CET vor fi construite alături de unitățile în funcțiune ale CET-2 existente
4. Rezerva de apă
- a. După cum este detaliat în Compartimentul 5, Republica Moldova are resurse de apă limitate.
 - b. Cerințele privind apa de adaos brută și de evacuare a apelor uzate pentru noile unități generatoare care urmează să fie amplasate pe teritoriile existente ar trebui să fie în concordanță cu capacitățile și autorizațiile privind apa brută și apa uzată disponibile în prezent.
 - c. Sistemele de răcire cu aer, cum ar fi condensatoarele de răcire cu aer sau turnul Heller, ar putea fi luate în considerație pentru noile unități generatoare care vor fi amplasate pe teritorii care nu cer lucrări de dezafectare a acestora.

Pe baza criteriilor de mai sus în Reprezentarea 166 sunt prezentați parametrii tehnici vizați pentru noile capacități generatoare.

Reprezentarea 166. Parametrii tehnici vizați

Parametrul	Unități	Valoare	Comentarii
Capacitatea adițională pentru toate unitățile	MWe, brut	650	În conformitate cu Hotărârea Guvernului nr. 102 [71]
Capacitate maximă de generare pe centrală	MWe, brut	160	Aproximativ 15% din puterea malului drept [74]
Puterea SACET pe timp de iarnă pentru bucla CET-2			Pronosticul pentru 2030; a se vedea curba clasată la Sarcina 2
Valoarea maximă	Gcal / h	530	
Valoarea medie	Gcal / h	380	
Valoarea minimă	Gcal / h	150	
Durata sezonului de încălzire	ore	3936	
Puterea SACET pe timp de iarnă pentru bucla Sud și Vest			Pronosticul pentru 2030; a se vedea curba clasată la Sarcina 2
Valoarea maximă	Gcal / h	180	
Valoarea medie	Gcal / h	120	
Valoarea minimă	Gcal / h	60	
Durata sezonului de încălzire	ore	3760	
Puterea SACET pe timp de vară a mun. Chișinău (buclă unică)			Pronosticul pentru 2030; a se vedea curba clasată la Sarcina 2
Valoarea maximă	Gcal / h	100	
Valoarea minimă	Gcal / h	50	

8.2 ANALIZA TEHNICĂ ȘI ECONOMICĂ DE SCREENING

8.2.1 DEZVOLTAREA OPȚIUNILOR PREFERATE

Proiectele candidate luate în considerație pentru evaluarea opțiunilor tehnice au fost selectate pentru a îndeplini parametrii tehnici (

Reprezentarea 166) și alte criterii de proiectare specificate în Compartimentul 8.1. Proiectele CET de la 1 la 4 oferă o serie de soluții potențiale pentru satisfacerea cererii de energie termică a SACET Chișinău, în prezent furnizate în primul rând de CET-2 care concomitent co-generează energie electrică. Proiectul 1 și Proiectul 2 sunt configurate pentru a maximiza generarea de energie electrică prin funcționarea în regim de condensare înafara sezonului de încălzire. Proiectul 3 și Proiectul 4 permit funcționarea numai în sezonul de încălzire, Proiectul 3 fiind echipat cu contrapresiune de abur pentru a maximiza eficiența utilizării combustibilului, iar Proiectul 4 nu este echipat cu turbine de abur pentru a minimiza costurile de capital.

Configurația Proiectului 5 înglobează recomandările studiului Băncii Mondiale [2] cu instalarea de noi unități MAIMA. Proiectul 6 corespunde construcției unei unități de tip TGCC cu un singur arbore de ultimă generație, iar Proiectul 7 corespunde construcției unei unități de tip TGCC cu mai mulți arbori configurată pentru a îndeplini criteriile tehnice specificate în

Reprezentarea 166.

Turbina pe gaze și modelele MAIMA selectate pentru toate proiectele menționate sunt cele mai avansate tehnologii disponibile pentru a îndeplini parametrii nominali de producere a energiei și aplicare a acestora specificați mai sus, dat fiind că sunt instalații disponibile comercial și se disting prin cele mai înalte randamente cunoscute la frecvența de 50Hz.

Toate proiectele sunt bazate pe utilizarea gazului natural ca combustibil primar, cu combustibilul de rezervă de tip diesel cu sulf ultra-scăzut (DSUS), în vederea respectării standardul Euro V pentru combustibil. În timp ce Republica Moldova, ca țară asociată la UE, a obținut anumite derogări temporare pentru a permite tranziția la DSUS, este de așteptat ca țara, către anul 2030, să se conformeze pe deplin cu reglementările UE de mediu, când se preconizează ca proiectele să fie realizate.

Descrierea proiectelor candidat este prezentată în Reprezentarea 167, iar rezumatul aspectelor tehnice ale acestora - în Reprezentarea 168

Reprezentarea 167. Descrierea proiectelor candidat

Proiectul	Descriere
1	O centrală electrică de cogenerare care trebuie amplasată pe teritoriul CET-2, cu o putere nominală electrică netă de aproximativ 480 MW și o capacitate maximă de termoficare de cca 530 Gcal / h. Centrala din Proiectul 1 va include trei (3) turbine pe gaze de model TG1 conectate la trei (3) arzătoare cu conductă ale GARC și un generator cu o singură turbină de producere a aburului. Proiectul 1 este configurat cu capacitatea de a funcționa în regim de condensare cu condensatorul turbinei cu abur, răcit prin intermediul unui turn de răcire. În timpul sezonului de încălzire, centrala din Proiectul 1 va fi dispecerizată în funcție de sarcina termică, în timp ce va produce energie electrică în regim de cogenerare. Proiectul este configurat pentru a răspunde la cerințele maxime de energie termică ale buclei SACET Chișinău CET1 / CET-2 în timp ce are loc arderea în arzătoarele cu conductă. Înafara sezonului de încălzire, centrala din Proiectul 1 va fi dispecerizată în funcție de sarcina energiei electrice, funcționând în regim de condensare.

Proiectul	Descriere
2	<p>O centrală electrică de cogenerare care trebuie amplasată pe teritoriul CET-2, cu o putere nominală electrică netă de aproximativ 458 MW și o capacitate maximă de termoficare de cca 477 Gcal / h. Centrala din Proiectul 2 va include două (2) turbine pe gaze model TG2 conectate la două (2) tuburi de ardere ale GARC și un generator cu o singură turbină de producere a aburului. Proiectul 2 este configurat cu capacitatea de a funcționa în regim de condensare, cu radiatorul de căldură la condensatorul turbinei cu abur, cu aplicarea turnului de răcire. În timpul sezonului de încălzire, centrala din Proiectul 2 va fi dispecerizată în funcție de sarcina termică a SACET, în timp ce va fi produsă energia electrică în regim de cogenerare. Proiectul este configurat pentru a satisface aproximativ 90% din necesarul energiei termice maxime al buclei SACET Chișinău CET1 / CET-2 în timp ce are loc arderea în arzătoarele cu conductă. În timpul celor mai friguroase condiții de mediu, echilibrul cererii de vârf a SACET va fi asigurat de cazanele de apă fierbinte. Înafara sezonului de încălzire, centrala din Proiectul 2 va fi dispecerizată în funcție de sarcina energiei electrice, funcționând în regim de condensare.</p>
3	<p>O centrală electrică de cogenerare care trebuie amplasată pe teritoriul CET-2, cu o putere nominală electrică netă de aproximativ 453 MW și o capacitate maximă de termoficare de cca 483 Gcal / h. Centrala Proiectului 3 va include două (2) turbine pe gaze model TG2 conectate la două (2) tuburi de ardere ale GARC și un generator cu o singură turbină de abur. Proiectul 3 este configurat cu o turbină cu aburi cu contrapresiune, care poate funcționa numai atunci când există o sarcină suficientă a SACET. Centrala Proiectului 3 nu necesită un turn de răcire. În timpul sezonului de încălzire, centrala Proiectului 3 va fi dispecerizată în funcție de sarcina termică a SACET, în timp ce va fi produsă energia electrică în regim de cogenerare. Proiectul este configurat pentru a satisface aproximativ 97% din necesarul de energie termică maximă al buclei SACET Chișinău CET1 / CET-2 în timp ce are loc arderea în arzătoarele cu conductă. În timpul celor mai friguroase zile ale anului, echilibrul cererii de vârf a SACET va fi asigurat de cazanele de apă fierbinte. Centrala din Proiectul 3 nu va funcționa înafara sezonului de încălzire.</p>

Proiectul	Descriere
4	<p>O centrală electrică de cogenerare care trebuie amplasată pe teritoriul CET-2, cu o putere nominală electrică netă de aproximativ 298 MW și o capacitate maximă de termoficare de cca 530 Gcal / h. Centrala din Proiectul 4 va include două (2) turbine pe gaze model TG2 conectate la două (2) tuburi de ardere ale GARC. Centrala din Proiectul 4 nu va avea o turbină cu abur. Se preconizează să funcționeze numai atunci când există o sarcină suficientă a SACET. Centrala din Proiectul 4 nu necesită un turn de răcire. În timpul sezonului de încălzire, centrala din Proiectul 4 va fi dispecerizată în funcție de sarcina termică a SACET, în timp ce va fi produsă energia electrică în regim de cogenerare. Proiectul este configurat pentru a satisface cererea de energie termică maximă a buclei SACET Chișinău CET1 / CET-2 în timp ce are loc arderea în arzătoarele cu conductă. Instalația Proiectului 4 nu va funcționa înafara sezonului de încălzire.</p>
5	<p>Proiectul 5 este prevăzut cu două CET-uri. Una dintre acestea va fi amplasată pe teritoriul CT Vest și va include trei (3) generatoare de tip MAIMA conectate la trei (3) sisteme SRC, cu o putere electrică netă nominală de aproximativ 30 MW și o capacitate de termoficare în regiune de 36 Gcal / h. A doua centrală a Proiectului 5 va fi amplasată pe teritoriul CT Sud și va include două (2) generatoare de tip MAIMA conectate la două (2) sisteme SRC, cu o putere electrică netă nominală de aproximativ 20 MW și o capacitate de termoficare urbană de 24 Gcal / h. În timpul sezonului de încălzire, centralele Proiectului 5 vor fi dispecerizate în funcție de sarcina termică a SACET, în timp ce va fi produsă energia electrică în regim de cogenerare. În timpul sezonului de încălzire, instalația MAIMA situată pe teritoriul CT Vest va furniza aproximativ 33% din cererea maximă a SACET pentru bucla CT Vest, iar centrala MAIMA situată pe teritoriul CT Sud va furniza aproximativ 27% din cererea maximă a SACET pentru bucla CT Sud. Acoperirea cererii de vârf a SACET este prevăzută a fi realizată de cazanele de apă fierbinte atât pentru buclele CT Vest, cât și pentru buclele CT Sud ale SACET. Înafara sezonului de încălzire, când sistemul SACET Chișinău funcționează într-o singură buclă, centralele Proiectului 5 vor fi dispecerizate pe baza cererii totale de apă caldă de consum a SACET Chișinău.</p>

Proiectul	Descriere
6	<p>Proiectul 6 constă dintr-o centrală de tip ciclu combinat (TGCC) care trebuie amplasată pe teritoriul CET Nord, cu o putere electrică nominală de aproximativ 150 MW. Centrala din Proiectul 6 va include o (1) turbină pe gaze de model TG1 conectată la o (1) turbină cu abur (TA) printr-un ambreiaj într-o configurație cu un singur arbore (adică TG și TA vor funcționa la un singur generator electric). Proiectul 6 va include, de asemenea, un GARC. Proiectul 6 este proiectat să funcționeze doar în regim de condensare, cu turbina de aburi echipată cu un condensator de răcire cu aer (CRA). Centrala Proiectului 6 va fi dispecerizată în baza cererii de putere în sistemul național de energie electrică a Republicii Moldova pentru a echilibra energia produsă de viitoarele surse regenerabile de energie. Întrucât conform angajamentului legislativ al Guvernului RM, viitoarele surse regenerabile sunt preconizate să funcționeze cu un factor de utilizare a capacității de 0,25, centrala din Proiectul 6 este așteptat să funcționeze cu un factor de utilizare a capacității de 0,75.</p>
7	<p>Proiectul 7 constă dintr-o centrală tip ciclu combinat (TGCC) care trebuie amplasată pe teritoriul CET Nord, cu o putere electrică nominală de aproximativ 219 MW. Centrala din Proiectul 7 va include o (1) turbină pe gaze model TG2 și o (1) turbină cu abur într-o configurație cu arbori multipli (adică TG și TA au fiecare propriul lor generator electric pentru a se menține sub limita de 160 MW a generatorului). Proiectul 7 va include, de asemenea, un GARC. Centrala din Proiectul 7 este preconizată să funcționeze doar în regim de condensare, cu o turbina cu aburi echipată cu un condensator de răcire cu aer (CRA). Centrala proiectului 7 va fi dispecerizată în baza cererii de putere în sistemul național de energie electrică a Republicii Moldova pentru a echilibra energia produsă de viitoarele surse regenerabile de energie. Întrucât conform angajamentului legislativ al Guvernului RM, viitoarele surse regenerabile sunt preconizate să funcționeze cu un factor de utilizare a capacității de 0,25, centrala din Proiectul 7 este așteptat să funcționeze cu un factor de utilizare a capacității de 0,75</p>

Reprezentarea 168. Aspectele tehnice ale proiectelor candidat

Proiect	Ciclu	Configurație	Teritoriul urmat a fi utilizat	Spațiul estimativ, m	Puterea nominală la bare, MWe / Gcal / h	Comentarii
1	CET	3TG1 x 3GARC x 1GTA (condensare)	CET-2	200 x 180	480/530	TG1 se presupune bazat pe MHPS H-100
2	CET	2TG2 x 2GARC x 1GTA (condensare)	CET-2	215 x 170	458/477	TG2 se presupune bazat pe GE 9E.04
3	CET	2TG2 x 2GARC x 1GTA (contrapresiune)	CET-2	215 x 140	453/483	
4	CET	2TG2 x 2GARC	CET-2	194 x 124	298/530	
5	CET	2MAIMA x 2 SRC, 3MAIMA x 3 SRC	CT Sud CT Vest	60 x 6070 x 60	20/2430/36	MAIMA se presupune bazat pe Jenbacher J920
6	TGCC	1TG1 x 1GARC x 1GTA	CET Nord	190 x 150	150/0	Configurație cu un singur arbore
7	TGCC	1TG2 x 1GARC x 1 GTA	CET Nord	200 x 150	219/0	Configurație multiplă a arborelui

Note:

1. Legendă

- a. CET – Centrală electrică de cogenerare
- b. TGCC - Turbină pe gaze cu ciclul combinat
- c. MAIMA - Motor cu ardere internă cu mișcare alternativă
- d. GARC - Generator de aburi cu recuperarea căldurii
- e. GTA - Generator cu turbine de abur
- f. SRC - Sistem de recuperare a căldurii (SRC)

2. Cerințele de spațiu includ și spațiul pentru o stație de conexiuni asociată.

Proiectele de mai sus sunt combinate în următoarele opțiuni, prezentate în
Reprezentarea 169 care sunt configurate pentru a satisface parametrii tehnici țintă
specificate în

Reprezentarea 166. Opțiunile tehnice candidate sunt configurate pentru a utiliza același model de turbină pe gaze (TG1 sau TG2) în cadrul unei opțiuni, în vederea eficientizării viitoarelor achiziții de piese de schimb, servicii de întreținere a TG și pregătirea operatorilor.

Reprezentarea 169: Matricea Opțiunilor Tehnice Candidat

Opțiuni	Proiectul 1	Proiectul 2	Proiectul 3	Proiectul 4	Proiectul 5	Proiectul 6	Proiectul 7
Opțiunea 1	X				X	X	
Opțiunea 2		X			X		X
Opțiunea 3			X		X		X
Opțiunea 4				X	X		X

8.2.2 REZULTATELE ANALIZEI TEHNICE

Performanța fiecărui proiect a fost simulată folosind softul Thermoflow GTPro și GTMaster pentru următoarele trei condiții de mediu, alese din considerente de dimensiune a proiectului și analiză tehnico - economică.

- A. Săptămâna cea mai rece - minus 12°C (sarcina maximă de termoficare în regiune),
- B. Condiții medii de iarnă - 0°C (încărcarea medie a SACET)
- C. Condiții medii de vară - +25 ° C (doar pentru apă caldă de consum).

Analizele de performanță pentru toate opțiunile se bazează pe următoarele intrări și ipoteze. Câteva dintre aceste observații sunt susținute de tabelele ce urmează în care sunt prezentate rezultatele analizei tehnice.

1. Performanțele pentru toate proiectele se referă la condițiile teritoriului din Chișinău (170m NMM, 60% UR) pe baza datelor ASHREA.
2. Combustibilul este gazul natural.
3. Performanța TG / Motor se bazează pe datele software Thermoflow.
4. Eficiența de cogenerare este definită ca: (energie electrică netă a centralei + toată energia termică utilă) / (Valoarea calorică inferioară a combustibilului VCI), fiind exclusă energia termică și consumul de combustibil de la cazanele

de apă fierbinte. Pentru o instalație TGCC, eficiența corespunde eficienței ciclului combinat.

5. Numărul de turbine pe gaze în operare și sarcina din timpul verii sunt limitate de capacitatea de răcire disponibilă pe teritoriul existent.
6. Condensatoarele aferente TGCC în Proiectele 6 și 7 se bazează pe condensatoare cu răcire cu aer.
7. Construcția turnului de răcire se bazează pe 5 cicluri de concentrare. Pe teritoriile fără turbină cu abur, turnul este dimensionat pentru necesități auxiliare de răcire a instalației de producere a energiei.
8. Performanța se bazează pe 0,5% purjare a cazanului
9. Emisiile TG1 poate atinge 9 ppm de NOx, iar TG2 - 5 ppm de emisii de NOx ambele la 15% O₂, ceea ce ar trebui să satisfacă limita de emisii de NOx UE de 15 ppm. Sistemul RSC nu este inclus în niciun proiect al unităților bazate pe TG.
10. Norma actuală a UE pentru emisiile de NOx pentru puterea selectată a MAIMA este de 95 mg / Nm³ la 15% O₂. Conform referințelor la temă, MAIMA selectat emană 188 mg / Nm³ de emisii de NOx la 15% O₂ fără un sistem SCR. Sistemul SCR este inclus în toate proiectele care utilizează MAIMA.
11. Presiunea presupusă de alimentare a gazului este de 3 Barg și de aceea compresoarele de gaze pentru ridicarea presiunii gazelor sunt incluse în proiectele examinate.

Rezumatul analizei tehnice pentru Opțiunea 1 este prezentat în Reprezentarea 170.

Reprezentarea 170. Opțiunea 1: Rezultatele analizei tehnice

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 1		
			Proiectul 1	Proiectul 5	Proiectul 6
A. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		3	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	73	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	112.387	10.387	114.716
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	160.000	0.000	42.718
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	497.161	51.935	157.434
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	479.727	49.898	150.221
8	Producerea totală netă	kW	679.846		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	530.1	60.1	0.0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate	Gcal/h	590		

	teritoriile				
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	120	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	120		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	710		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	3,119.8	399.4	1,055.9
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	1,346.8	93.6	0.0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	558.2	0.0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	4,466.6	1,051.2	1,055.9
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	6,573.6		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	88.35%	87.40%	51.22%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	19.00	#N/A	97.2
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	20.99	21.05	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	4.51	#N/A	0.83

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 1		
			Proiectul 1	Proiectul 5	Proiectul 6
B. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		3	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	73	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	110.175	10.387	112.410
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	160.000	0	45.932
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	490.525	51.935	158.342
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	473.570	49.898	150.899
8	Producerea totală netă	kW	674.367		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	380.0	60.0	0.0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	440		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	60	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	60		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	500		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	3,089.9	399.4	1,045.8
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	830.5	93.6	0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	279	0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	3.92	772	1.046
18	Total gaz consumat	GJ/h-	5.738		

		VCI			
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	84.07%	87.40%	51.95%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	57.0	#N/A	97.2
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	60.6	22.7	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	3.80	#N/A	0.85

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 1		
			Proiectul 1	Proiectul 5	Proiectul 6
C. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		2	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	73	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	71.981	10.387	100.83
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	66.902	0	46.354
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	210.864	51.935	147.184
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	200.085	49.898	138.635
8	Producerea totală netă	kW	388.618		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	60	0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	60		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	0	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	0		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	60.0		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	1,496.6	399.4	970.8
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	0.0	93.6	0.0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	0	0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	1,496.6	493.0	970.8
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	2.96		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	48.13%	87.40%	51.41%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	157	#N/A	100.6
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	251.6	27.1	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	1.28	#N/A	0.85

Un rezumat al analizei tehnice pentru Opțiunea 2 este prezentat în Reprezentarea 171.

Reprezentarea 171. Opțiunea 2: Rezultatele analizei tehnice

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 2		
			Proiectul 2	Proiectul 5	Proiectul 7
A. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii					

termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		2	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	100	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	156.567	10.387	159.735
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	160.000	0	68.700
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	473.134	51.935	228.435
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	457.581	49.898	218.71
8	Producerea totală netă	kW	726.189		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	477.3	60.0	0.0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	537		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	53	120	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	173		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	710		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	2,984.4	399.4	1,514.4
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	1,133.4	93.6	0.0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	245	558.2	0.0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	4,343.2	1,051.2	1,514.4
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	6,908.8		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	88.96%	87.40%	51.99%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	16.2	#N/A	144.59
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	19.83	21.05	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	4.19	#N/A	1.22

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 2		
			Proiectul 2	Proiectul 5	Proiectul 7
B. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		2	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	100	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	151.908	10.387	154.959
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	160.005	0	68.438
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	463.821	51.935	223.397
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	448.439	49.898	213.022
8	Producerea totală netă	kW	711.359		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	380.0	60.0	0.0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	440		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	60	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în	Gcal/h	60		

	toate teritoriile				
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	500		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	2,891.9	399.4	1.467
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	849.9	93.6	0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	279	0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	3.742	772	1.467
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	5.981		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	85.67%	87.40%	NA
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	49.4	#N/A	143.3
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	53.1	22.7	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	3.75	#N/A	1.20

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 2		
			Proiectul 2	Proiectul 5	Proiectul 7
C. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		1	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	100	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	133.294	10.387	135.904
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	58.035	0	63.245
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	191.329	51.935	199.149
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	182.002	49.898	189.403
8	Producerea totală netă	kW	421.303		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	60	0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	60		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	0	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	0		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	60.0		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	1,308.6	399.4	1,327.7
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	0.0	93.6	0.0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	0	0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	1,308.6	493.0	1,327.7
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	3.129		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	50.07%	87.40%	51.36%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	134.9	#N/A	140.0

21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	219.1	27.1	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	1.05	#N/A	1.19

Un rezumat al analizei tehnice pentru Opțiunea 3 este prezentat în Reprezentarea 172.

Reprezentarea 172. Opțiunea 3: Rezultatele analizei tehnice

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 3		
			Proiectul 3	Proiectul 5	Proiectul 7
A. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		2	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	100	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	156.645	10.387	159.735
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	160.314	0	68.700
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	473.604	51.935	228.435
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	452.651	49.898	218.71
8	Producerea totală netă	kW	721.259		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	482.8	60.0	0.0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	543		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	47	120	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	167		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	710		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	2,967.2	399.4	1,514.4
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	1,113.1	93.6	0.0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	220	558.2	0.0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	4,300.0	1,051.2	1,514.4
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	6,865.6		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	89.47%	87.40%	51.99%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	#N/A	#N/A	144.59
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	8.1	21.05	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	4.12	#N/A	1.22

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 3		
			Proiectul 3	Proiectul 5	Proiectul 7
B. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		2	5	1

2	Sarcina GTG/MAIMA	%	100	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	151.936	10.387	154.959
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	116.997	0	68.438
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	420.869	51.935	223.397
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	401.869	49.898	213.022
8	Producerea totală netă	kW	664.014		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	380.0	60.0	0.0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	440		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	60	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	60		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	500		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	2,875.0	399.4	1.467
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	613.2	93.6	0.0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	279	0.0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	3.488	772	1.467
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	5.728		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	87.01%	87.40%	52.26%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	#N/A	#N/A	143.3
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	7.0	22.7	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	3.24	#N/A	1.20

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 3		
			Proiectul 3	Proiectul 5	Proiectul 7
C. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		0	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	100	100	100
3	Numărul de GTA în operare		0	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	0	10.387	135.904
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	0	0	63.245
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	0	51.935	199.149
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	0	49.898	189.403
8	Producerea totală netă	kW	239.301		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	60	0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	60		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	0	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	0		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT	Gcal/h	60.0		

	(cazane), în toate teritoriile				
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	0.0	399.4	1,327.7
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	0.0	93.6	0.0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	0	0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0.0	493.0	1,327.7
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	1.821		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	#N/A	87.40%	51.36%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	#N/A	#N/A	140.0
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	0.0	27.1	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	0.0	#N/A	1.19

Un rezumat al analizei tehnice pentru Opțiunea 4 este prezentat în Reprezentarea 173.

Reprezentarea 173. Opțiunea 4: Rezultatele analizei tehnice

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 4		
			Proiectul 4	Proiectul 5	Proiectul 7
A. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		2	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	100	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	156.614	10.387	159.735
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	0	0	68.700
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	313.228	51.935	228.435
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	297.938	49.898	218.71
8	Producerea totală netă	kW	566.546		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	530.1	60.0	0.0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	590		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	120	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	120		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	710		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	2,966.5	399.4	1,514.4
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	776.4	93.6	0.0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	558.2	0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	3,742.9	1,051.2	1,514.4
18	Total gaz consumat	GJ/h-	6,308.6		

		VCI			
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	87.95%	87.40%	51.99%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	#N/A	#N/A	144.59
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	6.7	21.05	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	4.55	#N/A	1.22

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 4		
			Proiectul 4	Proiectul 5	Proiectul 7
B. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		2	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	100	100	100
3	Numărul de GTA în operare		1	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	152.109	10.387	154.959
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	0	0	68.438
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	304.218	51.935	223.397
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	289.353	49.898	213.022
8	Producerea totală netă	kW	552.273		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	380.0	60.0	0.0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	440		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	60	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	60		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	500		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	2,875.6	399.4	1.467
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	172.4	93.6	0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	279	0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	3.048	772	1.467
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	5.288		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	86.38%	87.40%	52.26%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	#N/A	#N/A	143.3
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	6.5	22.7	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	3.24	#N/A	1.20

nr	Descrierea	unități	Opțiunea 4		
			Proiectul 4	Proiectul 5	Proiectul 7
A. Performanțele centralei - Cererea maximă a puterii termice @-12°C					
1	Numărul de unități în operare de GTG / MAIMA		0	5	1
2	Sarcina GTG/MAIMA	%	0	100	100
3	Numărul de GTA în operare		0	0	1
4	Producerea de către fiecare GTG/MAIMA	kW	0	10.387	135.904

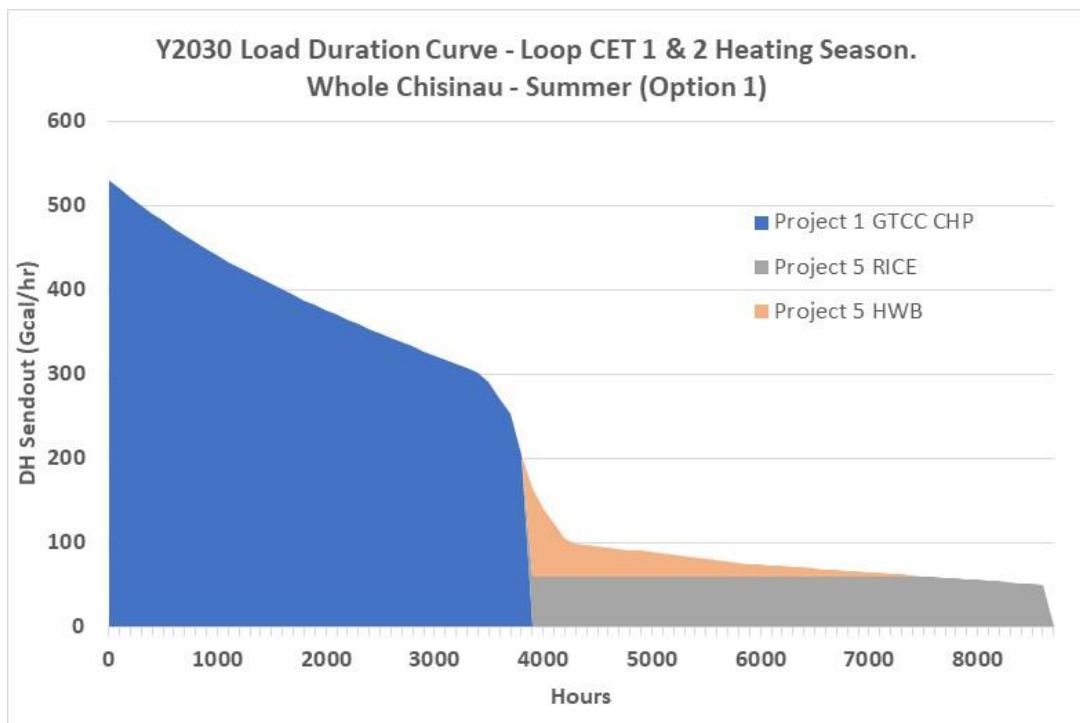
5	Producerea de către GTA, fiecare	kW	0	0	63.245
6	Producerea brută totală în teritoriul respectiv	kW	0	51.935	199.149
7	Producerea netă totală în teritoriul respectiv	kW	0	49.898	189.403
8	Producerea totală netă	kW	239.301		
9	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	60	0
10	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET, toate teritoriile	Gcal/h	60		
11	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în fiecare teritoriu	Gcal/h	0	0	0
12	Furnizarea de apă caldă de consum de la CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	0		
13	Furnizarea de apă caldă de consum de la CET+ CT (cazane), în toate teritoriile	Gcal/h	60.0		
14	Combustibilul consumat de GTG (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	0.0	399.4	1,327.7
15	Combustibilul consumat de arzătoarele GARC (în fiecare teritoriu)	GJ/h-VCI	0.0	93.6	0
16	Combustibilul ars de cazanele producătoare de apă caldă de consum, randamentul @90%, în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0	0	0
17	Gazul consumat - în fiecare teritoriu	GJ/h-VCI	0.0	493.0	1,327.7
18	Total gaz consumat	GJ/h-VCI	1.821		
19	Randamentul cogenerării în teritoriul respectiv (VCI)	%	#N/A	87.40%	51.36%
20	Puterea Condensatorului de răcire	MWth	#N/A	#N/A	140.0
21	Capacitatea Turnului de răcire	t/h	0.0	27.1	#N/A
22	Capacitatea ciclului de abur	t/h	0.00	#N/A	1.19

8.2.3 REZULTATELE DE PERFORMANȚA A SACET

Cererea de energie termică a SACET poate fi caracterizată prin puterea termică maximă și cantitatea de energie termică produsă anual. Puterea maximă (Gcal / h) este importantă pentru dimensionarea surselor de termoficare și a sistemului de rețea de aprovizionare. Producția anuală de energie termică (Gcal / an) determină veniturile și consumul de combustibil. Curbă clasată a sarcinii caracterizează ambele elemente. Puterea de vârf constituie cel mai înalt punct al curbei, în timp ce producția anuală de energie termică este în zona de sub curbă. În timpul sezonului de încălzire, cererea de energie termică a buclei CET-1 / CET-2 de la Chișinău este satisfăcută de noile unități CET (proiectele 1, 2, 3 și 4), iar acolo unde se cere echilibrarea energiei termice, dacă este cazul, aceasta este asigurată de la cazanele existente. Înafara sezonului de încălzire, prestarea apei calde de consum pentru întregul SACET al municipiului Chișinău este asigurată de noile unități MAIMA (Proiectul 5) și de cazanele de apă fierbinte existente, amplasate pe teritoriile CT Vest și CT Sud.

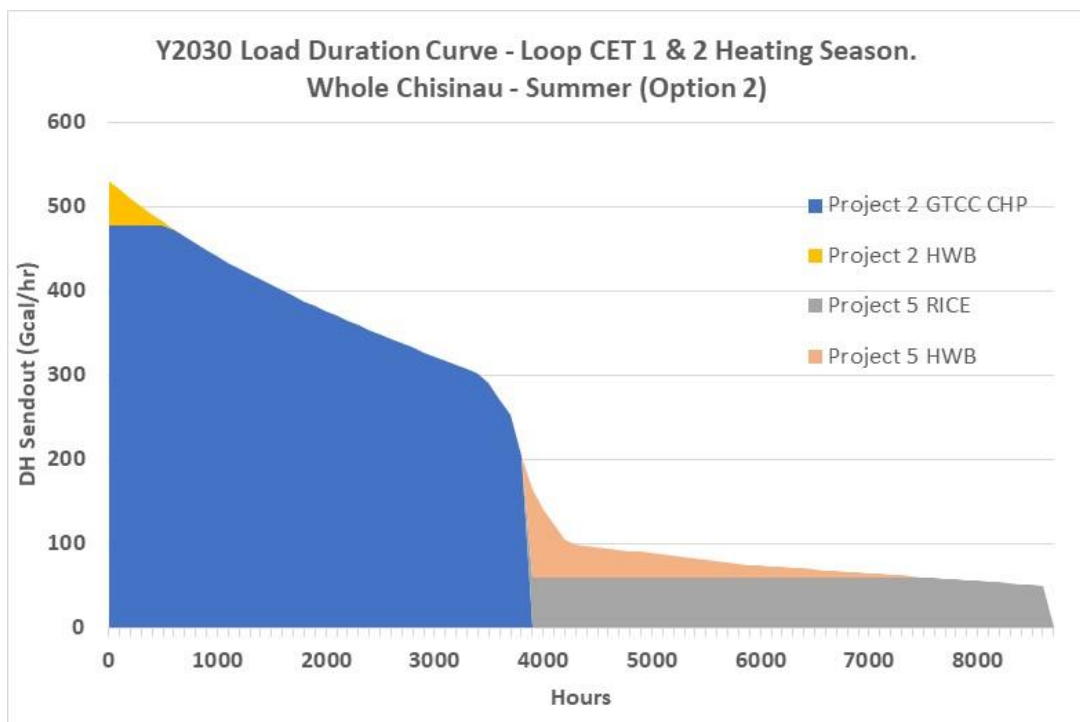
Ordinea de încărcare a surselor din Proiectul 1 în vederea satisfacerii cererii de energie termică către anul 2030 este ilustrată în Reprezentarea 174.

Reprezentarea 174. Ordinea de dispecerizare a SACET în Proiectul 1 către anul 2030



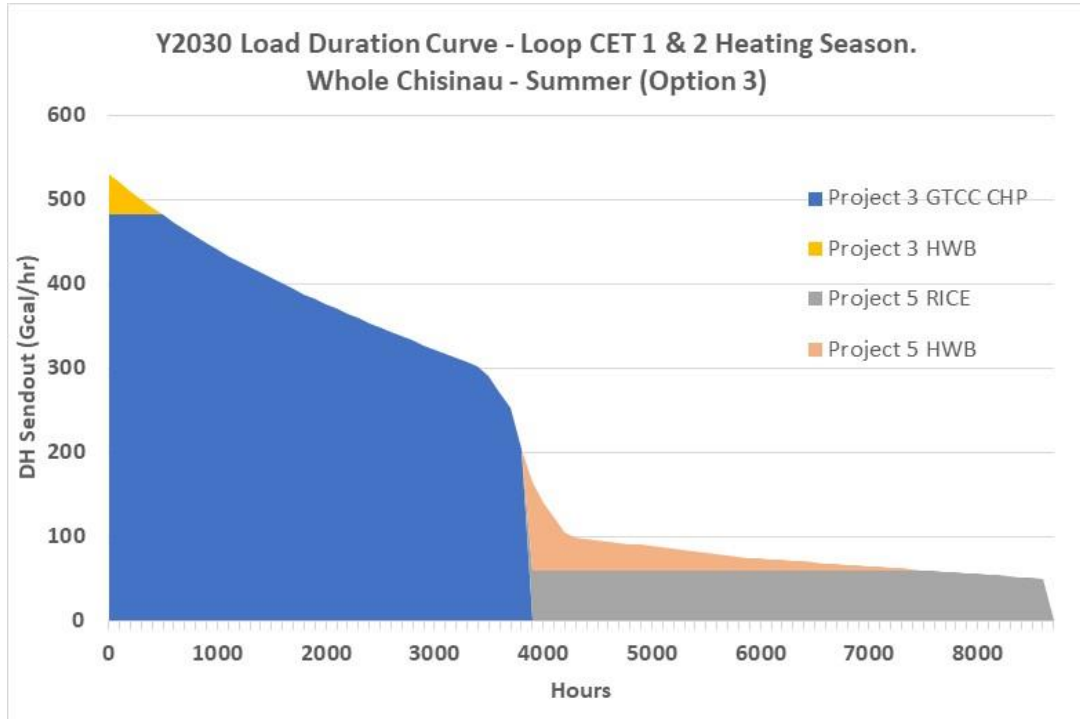
Ordinea de încărcare a surselor din Proiectul 2 în vederea satisfacerii cererii de energie termică către anul 2030 este ilustrată în Reprezentarea 175.

Reprezentarea 175. Ordinea de dispecerizare a SACET în Proiectul 2 către anul 2030



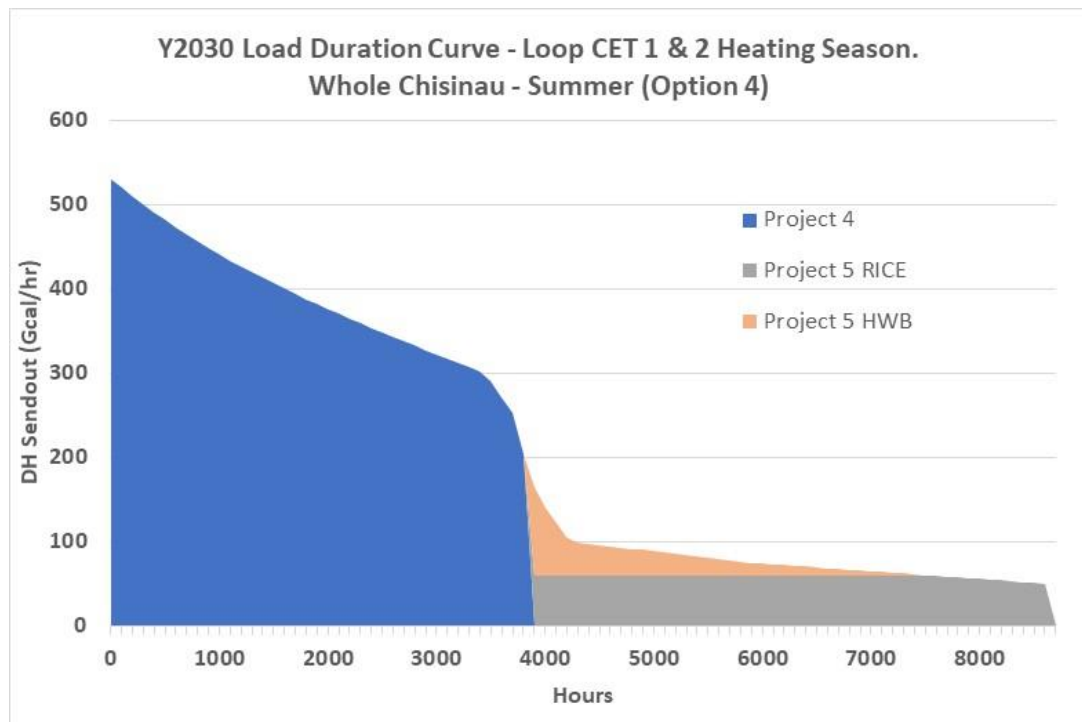
Ordinea de încărcare a surselor din Proiectul 3 în vederea satisfacerii cererii de energie termică către anul 2030 este ilustrată în Reprezentarea 176.

Reprezentarea 176. Ordinea de dispecerizare a SACET în Proiectul 3 către anul 2030



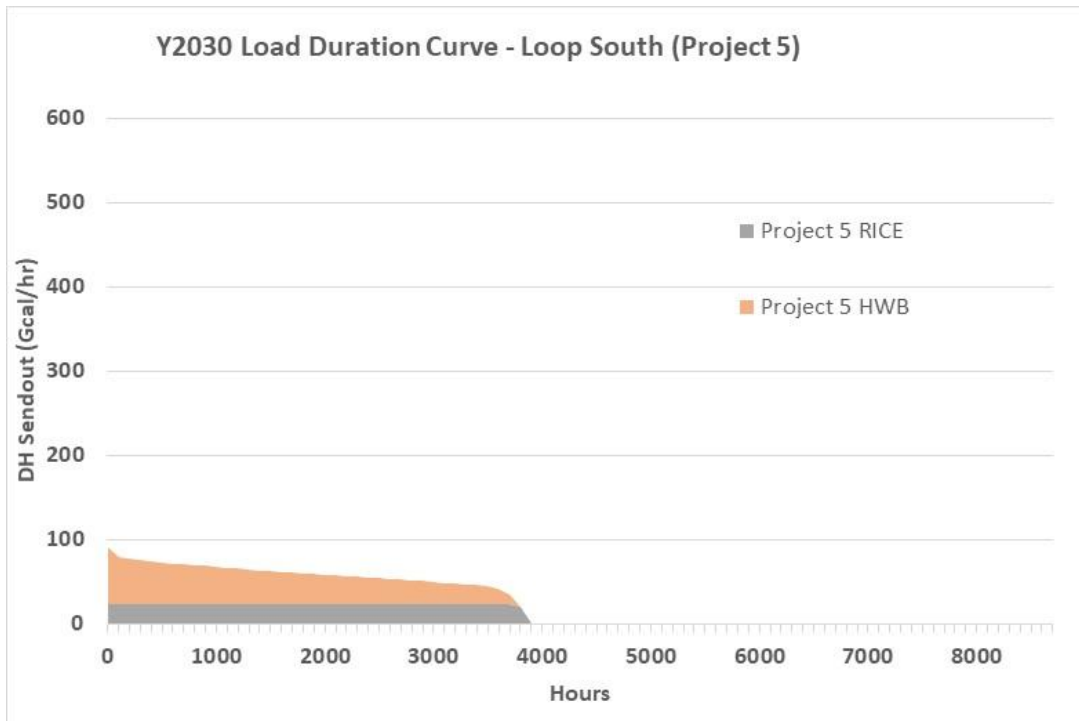
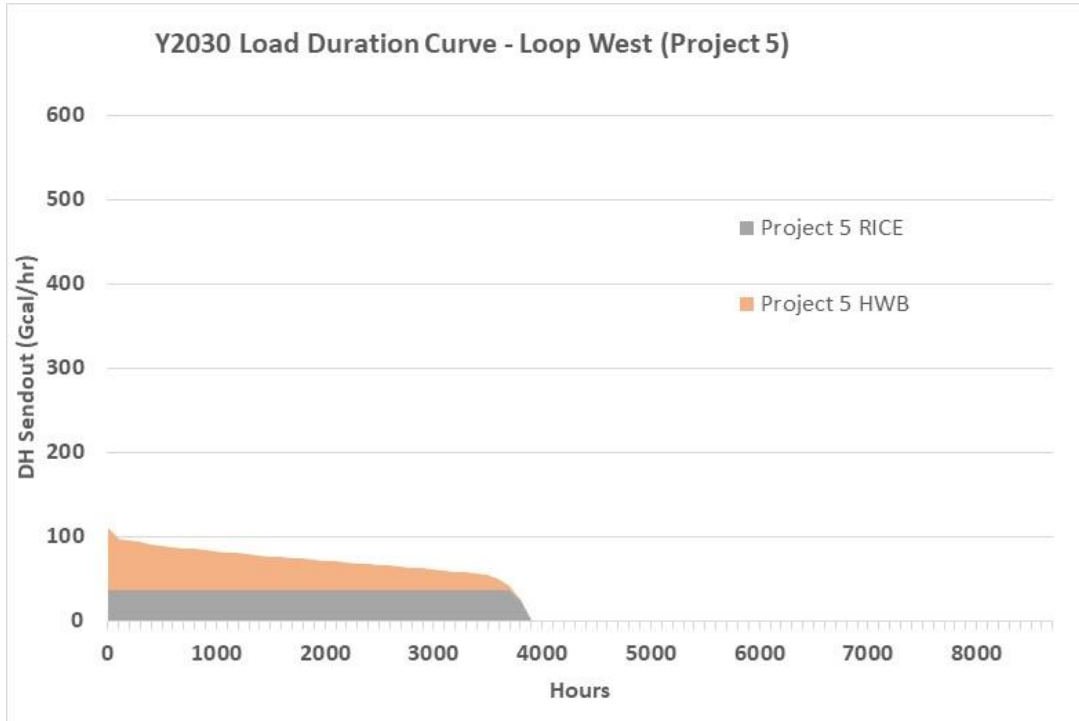
Ordinea de încărcare a surselor din Proiectul 4 în vederea satisfacerii cererii de energie termică către anul 2030 este ilustrată în Reprezentarea 177.

Reprezentarea 177. Ordinea de dispecerizare a SACET în Proiectul 4 către anul 2030.



Centralele din Proiectul 5 sunt incluse în toate cele patru opțiuni. În timpul sezonului de încălzire, centralele Proiectului 5 prestează energie termică buclilor dedicate Vest și Sud ale SACET, alături cu cele trei noi unități MAIMA instalate la centrala CT Vest și două noi unități MAIMA la CT Sud. Ordinea de încărcare a surselor din Proiectul 5 în vederea satisfacerii cererii de energie termică către anul 2030 este ilustrată în Reprezentarea 178. Ordinea de dispecerizare arată că o parte din cererea de energie termică este satisfăcută de noile unități MAIMA, iar acolo unde se cere echilibrarea energiei termice, dacă este cazul, aceasta este asigurată de la cazanele existente.

Reprezentarea 178. Ordinea de dispecerizare a SACET în Proiectul 5 către anul 2030



Producția anuală estimată de energie termică în fiecare proiect este rezumată în Reprezentarea 179.

Reprezentarea 179. Producția anuală de energie termică.

Opțiunea	Producție energiei termice, 1000 Gcal / an							Total
	Proiectul 1	Proiectul 2	Proiectul 3	Proiectul 4	Proiectul 5	Proiectul 6	Proiect 7	
Opțiunea 1	1474				766			2240
Opțiunea 2		1474			766			2240
Opțiunea 3			1474		766			2240
Opțiunea 4				1474	766			2240

Producția anuală estimată de energie termică în fiecare proiect este prezentată în Reprezentarea 180.

Reprezentarea 180. Producerea anuală de energie electrică

Opțiunea	Producerea de energie electrică, 1000 MWh / an							Total
	Proiectul 1	Proiectul 2	Proiectul 3	Proiectul 4	Proiectul 5	Proiectul 6	Proiect 7	
Opțiunea 1	2800				437	946		4183
Opțiunea 2		2609			437		1313	4359
Opțiunea 3			1535		437		1313	3285
Opțiunea 4				1,101	437		1313	2851

Eficiența globală a consumului de combustibil (Reprezentarea 181) este determinată prin raportul: (energie electrică netă produsă de centrală + toată energia termică produsă) / (cantitatea totală de combustibil utilizat, VCI). Eficiența include energia termică și consumul de combustibil la cazanele de apă fierbinte.

Reprezentarea 181. Eficiența globală de utilizare a combustibilului

	Opțiunea 1	Opțiunea 2	Opțiunea 3	Opțiunea 4
Eficiența globală de utilizare a combustibilului	70,8%	70,8%	75,8%	74,7%

8.3 CHELTUIELILE DE CAPITAL

Cheltuielile de capital (CAPEX) au fost determinate cu utilizarea software-ului Thermoflow Plant Engineering și Estimator Construction (PEACE). PEACE este utilizat pe scară largă în industrie pentru compararea prețurilor relative a opțiunilor și analiza de screening. Estimările CAPEX efectuate de PEACE se bazează pe aceleași ipoteze de bază pentru toate proiectele și, prin urmare, toate opțiunile sunt comparate în condiții de egalitate. Orice modificare a asumărilor va afecta CAPEX pentru toate proiectele în mod similar. Ca atare, aceste CAPEX nu reprezintă costuri de investiții și trebuie luate în considerație doar în scopuri de comparație relativă. În Reprezentarea 182 este prezentat rezumatul la capitolul CAPEX pentru fiecare proiect și opțiune.

Reprezentarea 182. Rezumatul la capitolul CAPEX

Descrierea	unități	Opțiunea 1		
		Proiectul 1	Proiectul 5	Proiectul 6
Costul IPC	x1000 US\$	406.000	48.800	164.100
Dezvoltarea și îndemnizația proprietarului	x1000 US\$	36.600	4.400	14.800
Costul total al proprietarului per proiect	x1000 US\$	443.500	53.100	178.900
Costul total per Opțiune	x1000 US\$	675.500		

Descrierea	unități	Opțiunea 2		
		Proiectul 1	Proiectul 5	Proiectul 6
Costul IPC	x1000 US\$	367.900	48.800	189.700
Dezvoltarea și îndemnizația proprietarului	x1000 US\$	33.100	4.400	17.100
Costul total al proprietarului per proiect	x1000 US\$	401.000	53.100	206.800
Costul total per Opțiune	x1000 US\$	660.900		

Descrierea	unități	Opțiunea 3		
		Proiectul 1	Proiectul 5	Proiectul 6
Costul IPC	x1000 US\$	333.500	48.800	189.700
Dezvoltarea și îndemnizația proprietarului	x1000 US\$	30.000	4.400	17.100
Costul total al proprietarului per proiect	x1000 US\$	363.500	53.100	206.800
Costul total per Opțiune	x1000 US\$	623.400		

Descrierea	unități	Opțiunea 4		
		Proiectul 4	Proiectul 5	Proiectul 7
Costul IPC	x1000 US\$	231.500	48.800	189.700
Dezvoltarea și indemnizația proprietarului	x1000 US\$	20.800	4.400	17.100
Costul total al proprietarului per proiect	x1000 US\$	252.400	53.100	206.800
Costul total per Opțiune	x1000 US\$	512.300		

8.4 ANALIZĂ ECONOMICĂ ȘI SELECTAREA PROIECTULUI

8.4.1 IPOTEZE ECONOMICE GENERALE

Ipotezele generale de analiză economică pentru cele patru (4) opțiuni luate în considerație sunt prezentate în subsecțiunile ce urmează.

ABORDAREA

Așa cum am discutat anterior, proiectul va atinge închiderea financiară în prima jumătate a anului 2026, iar construcția va începe în a doua jumătate a aceluiași an. Apoi, proiectul va avea o operațiune comercială la începutul anului 2030.

În scopul acestei evaluări economice comparative, pentru a evita incertitudinile legate de pronosticul escaladării viitoare a prețurilor echipamentelor, materialelor, forței de muncă, mărfurilor (gaz, electricitate, căldură) etc., opțiunile sunt comparate pe baza presupunerii că construcția în toate proiectele va începe în prezent, iar proiectele vor fi puse în funcțiune comercială la sfârșitul perioadei de construcție.

Această abordare este rezonabilă, deoarece cheltuielile de capital (CAPEX) și cheltuielile de exploatare (OPEX) sunt disponibile pentru prețurile din 2019 și nu va fi nevoie să prezicem escaladarea lor până în 2026. Mai mult, prețurile mărfurilor înregistrate astăzi sunt asumate pentru primul an de funcționare a proiectului.

INTERVAL DE TIMP

Durata construcției proiectului este de 40 de luni și este egală pentru toate opțiunile.

Se presupune că durata de viață a tuturor opțiunilor este de 30 de ani de la data începerii funcționării.

Toate aporturile de costuri sunt asumate la sfârșitul anului 2019 / începutul anului 2020, iar toate valorile viitoare sunt actualizate la începutul anului 2020.

COSTURILE DE CAPITAL

Costurile de capital pentru toate proiectele sunt prezentate în Reprezentarea 182. Acestea sunt distribuite în mod egal pe lunile de construcție. Se presupune că prețul Inginerie Procurare Construcție (IPC) este ferm și fix, adică nu se aplică nici o escaladare în timpul construcției la prețurile IPC.

Aceeași abordare se aplică și pentru costurile Proprietarului.

PRODUCȚIA ENERGIEI ELECTRICE ȘI TERMICE

Producția de energie electrică și termică este cea estimată în Reprezentarea 179 și Reprezentarea 180.

Factorul de capacitate pentru proiectele 6 și 7 pentru cazul de bază este luat la nivelul de 75%.

VALUTA

Toate valorile sunt prezentate în USD aferente anului 2019.

COSTURILE DE ÎNTREȚINERE ȘI OPERARE

Cheltuielile de întreținere și mentenanță (Î&M) se aplică conform prevederilor din Reprezentarea 183.

Reprezentarea 183. Costurile de întreținere și operare

Proiectul	TG sau MAIMA	Costuri fixe, Î&M pentru MAIMA / TG, \$M (Nota 1)	Costuri fixe totale, Î&M \$M (Nota) 2	GTA, CAPEX, \$M	GTA, OPEX \$M / an	Reparație capitală GTA \$M
1	3 x TG1	0 reparație majoră de 0,35 mil.USD / an + 6,5 mil. USD la fiecare 8-10 ani	1,05 mil. USD / an + 19,5 mil. USD reparație capitală la fiecare 8 ani	\$ 21.3	3%, 0,64 mil.USD / an	25% la fiecare 16 ani, 5,33 mil. USD
2	2 x TG2	0,5 mil.USD / an + 8 mil. USD pentru reparație capitală la fiecare 8-10 ani	1,0 mil. USD / an + 16 mil. USD reparație capitală la fiecare 8 ani	\$ 21.1	3%, 0,63 mil.USD/ an	25% la fiecare 16 ani, 5,28 mil.USD
3	2 x TG2	0,5 mil.USD / an + 8 mil. USD reparație capitală pentru fiecare 8-10 ani	1,0 mil. USD / an + 16 mil. USD reparație capitală la fiecare 8 ani	\$ 19.0 la	3%, 0,57 mil.USD / an	20% la fiecare 16 ani, 3,80 mil.USD
4	2 x TG2	0,5 mil.USD / an + 8 mil. USD reparație capitală pentru fiecare 8-10 ani	1,0 mil. USD / an + 16 mil. USD reparație capitală la fiecare 8 ani	N / A	N / A	N / A
5	5 x MAIMA	\$ 0.1mil.USD / an + 1 mil.USD reparație capitală la fiecare 5 ani	0.5 mil.USD / an+ 5 mil.USD reparație capitală la fiecare 5 ani	N / A	N / A	N / A
6	1 x TG1	0,35 mil.USD /an + 6,5 mil.USD reparație capitală la fiecare 8-10 ani	0,35 mil.USD /an + 6,5 mil. USD reparație capitală la fiecare 8 ani	\$ 11,6	3%, 0,35 mil.USD / an	25% la fiecare 16 ani 2,9 mil. USD
7	1 x TG2	0,5 mil. USD / an + 8 mil. USD reparație capitală la fiecare 8-10 ani	0,5 mil. USD / an + 8 mil. USD reparație capitală la fiecare 8 ani	\$ 13.0	3%, 0,39 mil.USD / an	25% la fiecare 16 ani, 3,25 mil.USD

Note:

1. Costurile fixe de Î&M includ comisioanele conform Contractului de servicii pe termen lung (CSTL) și costurile majore de reparație pentru MAIMA / TG
2. Costurile fixe totale de Î&M nu includ costurile GTA
3. NA - Nu se aplică

Suplimentar la costurile de Î&M prezentate în Reprezentarea 183, cele aferente costurilor forței de muncă ale personalului operațional și costul apei sunt incluse în OPEX.

COSTURILE FORȚEI DE MUNCĂ

Numărul personalului asumat în fiecare proiect este prezentat în Reprezentarea 184.

Reprezentarea 184. Personalul de operare

	Proiectul 1	Proiectul 2	Proiectul 3	Proiectul 4	Proiectul 5	Proiectul 6	Proiect 7
Numărul de personal	45	45	44	39	30	44	44

Costul total al forței de muncă pentru o persoană este estimat la 1500 USD / lună, inclusiv 23% impozit social plătit de către angajator.

COSTUL APEI

Costul apei a fost calculat pentru fiecare proiect în parte, la costul apei brute de 0,45 USD / t, iar pentru cea demineralizată de 1,2 USD / t.

ESCALAREA OPEX

Creșterea anuală a OPEX este luată la nivelul de 0,2% pe an, iar a forței de muncă – la nivelul de 0,5%.

COSTUL COMBUSTIBILULUI ȘI ALOCAREA ACESTUIA LA CET

Consumul de gaz la CET a fost divizat în două componente, pentru producerea energiei electrice și pentru producerea celei termice, folosind formula de alocare a combustibilului prezentată în noua metodologie ANRE [75].

În cazul producerii de energie la CET-urile urbane, considerând că cogenerarea reprezintă o producție simultană de energie electrică și termică în cadrul aceleiași centrale / instalații, Metodologia actuală alocă costul combustibilului utilizat între energia electrică și termică produse, astfel încât economisirea de combustibil, comparativ cu producția separată de energie electrică și termică, este distribuită în mod nediscriminatoriu între cele două forme de energie produse simultan.

Determinarea combustibilului economisit se determină conform formulei:

$$\Delta Q_{CETj} = (Q_{TPPj} + Q_{CTj}) - Q_{CETj} = \left(\frac{E_j}{\eta_{TPP}} + \frac{H_j}{\eta_{CT}} \right) - \frac{E_j + H_j}{\eta_{CETj}} \quad (1)$$

Unde:

ΔQ_{CETj} - combustibilul economisit, GJ;

Q_{TPPj} - cantitatea de combustibil necesară pentru producerea separată a cantității de electricitate E_j la o centrală termică eficientă (cu condensare), TJ;

Q_{CTj} - cantitatea de combustibil necesară pentru producerea separată a cantității de energie termică H_j la o centrală termică (CT), GJ;

η_{CT} - randamentul de referință a celei mai eficiente centrale termice din țară (cu o capacitate comparabilă cu cea termică a CET). Conform prezentei metodologii $\eta_{CT} = 0,92$;

Q_{CETj} - cantitatea de combustibil utilizată de CET în anul „j” pentru producerea simultană a cantității de electricitate E_j și celei termice H_j ;

E_j - cantitatea de energie electrică produsă de CET în anul „j”, GJ;

H_j - cantitatea energiei termice produsă de CET în anul „j”, GJ;

η_{TPP} - randamentul de referință a unei centrale termice cu o turbină pe abur eficientă (cu condensare) (fără ciclu combinat). Conform metodologiei prezente $\eta_{TPP} = 0,35$;

η_{CETj} - randamentul global de producere a energiei electrice și termice a CET în anul j

Cantitatea combustibilului consumat pentru producerea energiei electrice de către CET este determinată după formula:

$$Q_{Ej} = Q_{TPPj} - \Delta Q_{CETj} \times \left(\frac{Q_{TPPj}}{Q_{TPPj} + Q_{CTj}} \right) \quad (2)$$

Cantitatea combustibilului consumat pentru producerea energiei termice de către CET este determinată după formula:

$$Q_{Hj} = Q_{CTj} - \Delta Q_{CETj} \times \left(\frac{Q_{HOBj}}{Q_{TPPj} + Q_{CTj}} \right) \quad (3)$$

Consumul de gaze este convertit la 1000 m³ la VCI de 34,2 MJ / m³ (8184 Kcal / m³), valoare medie raportată de Moldtransgas.

FINANȚAREA

Finanțarea proiectului este efectuată după cum este asumată în Reprezentarea 185.

Reprezentarea 185. Ipoteze de finanțare a proiectelor

Parametrii financiari	Valoarea
Raportul capitaluri proprii / îndatorare	25% / 75%
Dobânda la credit (all-in): <ul style="list-style-type: none">• În timpul construcției• În timpul rambursării	5% 4,5%
Perioada de grație pentru principal	40 de luni
Perioada de rambursare	15 ani
Rata de actualizare (caz de bază)	5%

FISCALITATEA / AMORTIZAREA

Activele sunt împărțite în clădiri, echipamente și obiecte cu perioadă de viață scurtă, cu perioade de amortizare de 30, 25 și respectiv 10 ani. Se aplică amortizarea liniară.

Un impozit pe profit de 12% se aplică la veniturile pozitive înainte de impozite.

IPOTEZE PENTRU PROGNOZA PREȚURILOR LA UTILITĂȚI (APĂ, ENERGIE ELECTRICĂ, COMBUSTIBIL)

Prețurile la utilități și escaladarea lor sunt prezentate în Reprezentarea 186.

Reprezentarea 186. Prețurile la utilități

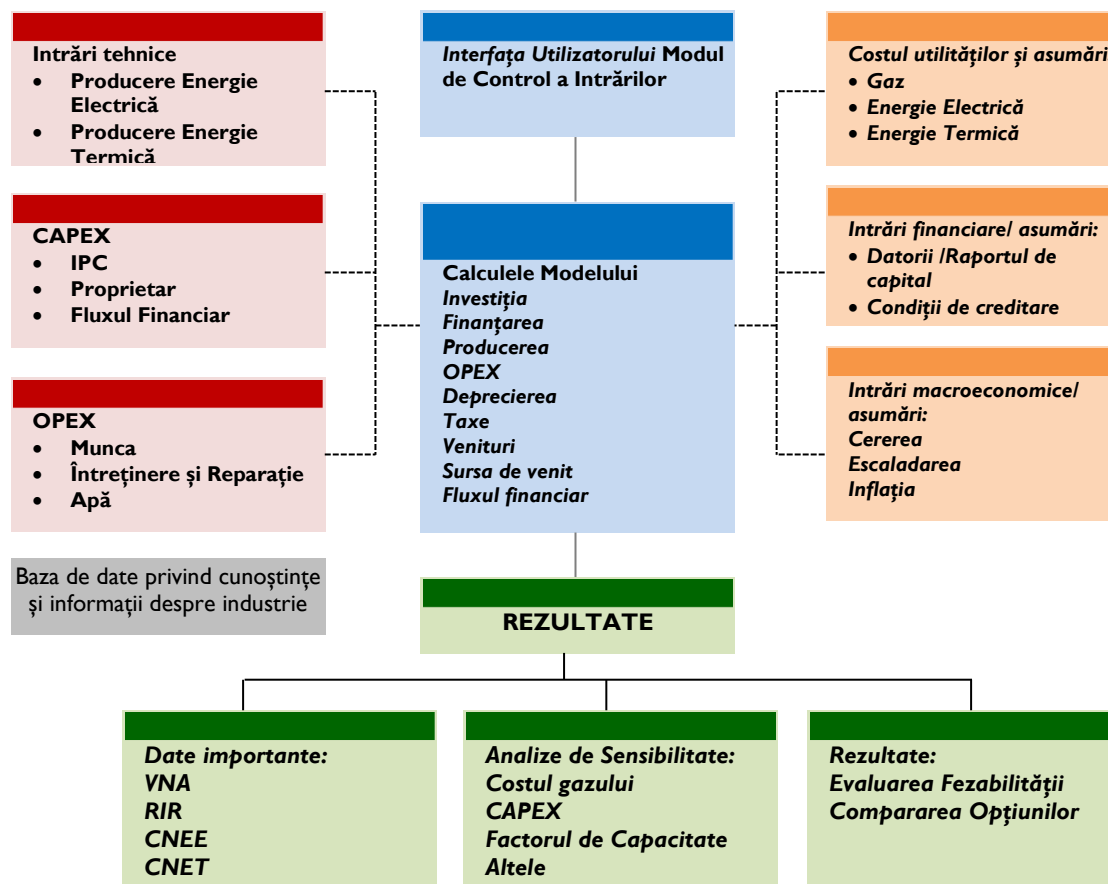
Utilitatea	Prețul	Escaladarea
Gazul natural	240 USD / 1000 m ³	0,35% pe an
Electricitatea	65 USD / MWh	0,2% pe an
Energia termică	30 USD / Gcal	0,2% pe an

8.4.2 ANALIZA ECONOMICĂ

MODELUL

Analiza economică a fost efectuată cu aplicarea unui model financiar, având structura prezentată în Reprezentarea 187.

Reprezentarea 187. Structura modelului financiar



PARAMETRII UTILIZAȚI ÎN ANALIZĂ

Următorii parametri au fost calculați cu aplicarea modelului de analiză economică:

VNA - reprezintă valoarea fluxurilor de numerar viitoare actualizate la ziua de astăzi (sau la anul de actualizare de bază). Această valoare este calculată prin aplicarea ratei de actualizare cerute (de obicei, rata de actualizare a industriei, costul de capital al firmei sau rata de rentabilitate necesară). VNA pozitivă indică la fezabilitatea proiectului. VNA este calculat la o rată de 5% pentru cazul de bază.

RIR- rata internă de rentabilitate. RIR-ul este rata de actualizare la care valoarea netă actualizată a proiectului este egală cu zero sau la care VNA al fluxului de numerar negativ este egal cu VNA al fluxului de numerar pozitiv al proiectului. RIR-ul este de obicei comparat cu rata de rentabilitate preconizată a proiectului și

reprezintă un indicator al eficienței, calității și randamentului investițiilor în proiect. RIR-ul va fi calculat la fluxul de numerar net al proiectului, care va lua în considerație investițiile de capital proprii, rambursarea datoriilor, veniturile, cheltuielile operaționale, taxele etc.

CNEE este reprezentat de costul la care valoarea netă actualizată a tuturor veniturilor de la producerea energiei electrice este egal cu valoarea netă actualizată a tuturor cheltuielilor pentru producerea sa (inclusiv construcția și exploatarea). CNEE este calculat pe toată durata de viață a proiectului și reprezintă VNA-ul cheltuielilor împărțite la VNA-ul de producției sau prin aplicarea formulei:

$$CNEE = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{(CostAnnual)_i}{(1+d)^{t_i}}}{\sum_{i=1}^N \frac{(Producția\ anuală)_i}{(1+d)^{t_i}}}$$

Unde d este rata de actualizare.

CNET este calculat în același mod ca și CNEE, dar luând în considerație cheltuielile pentru producerea energiei termice și cantitatea acesteia.

Repartizarea costurilor de combustibil la energie electrică și termică are loc aplicând metodologia descrisă mai sus. CAPEX și OPEX sunt divizate între produsele menționate cu aplicarea aceluiași % de repartizare utilizat pentru combustibil.

8.4.3 REZULTATELE CAZURILOR DE BAZĂ

Analiza cazului de bază este efectuat în baza datelor de intrare și a ipotezelor prezentate mai sus cu privire la prețurile utilităților, costurile de capital, producția de energie electrică, rata de actualizare. Parametrii cazului de bază sunt prezentați mai jos. Analiza de sensibilitate este efectuată prin modificarea acestor parametri de intrare.

Reprezentarea 188. Parametrii economici ai cazului de bază

Parametrul	Valorile pentru cazul de bază
Prețul gazelor naturale, anul 1	240 USD / 1000 m ³
Prețul electricității, anul 1	65 USD / MWh
Prețul căldurii, anul 1	30 USD / Gcal
Factorul de capacitate pentru proiectele 6 și 7	75%
Costurile capitale	Conform Reprezentarea 182
Rata de actualizare	5%

Rezultatele analizei economice sunt prezentate în *Reprezentarea 189*.

Reprezentarea 189. Rezultatele analizei economice

Opțiunea		1	2	3	4
VNA	mIn. USD	\$ 370	\$ 439	\$ 295	\$ 217
RIR	%	13.04%	14.55%	12.00%	11,38%
CNEE	USD / MWh	60,18	59.12	60.07	61.14
CNET	USD / Gcal	26.62	26.36	27.36	28.13
Defalcarea CNEE					
Combustibilul		82%	83%	80%	82%
CAPEX		15%	14%	16%	15%
OPEX		3%	3%	4%	3%
Defalcarea CNET					
Combustibilul		82%	83%	80%	82%
CAPEX		15%	14%	16%	15%
OPEX		3%	3%	4%	3%

Opțiunea 2 este opțiunea optimă după toate cele patru (4) criterii de evaluare economică (VNA, RIR, CNEE și CNET). Analiza de sensibilitate permite stabilirea robusteții cazului de bază la variația ipotezelor de intrare.

8.4.4 ANALIZA DE SENSIBILITATE

Analiza de sensibilitate a fost efectuată pentru gama de parametri economici de intrare prezentați în *Reprezentarea 190*.

Reprezentarea 190. Matricea de sensibilitate economică

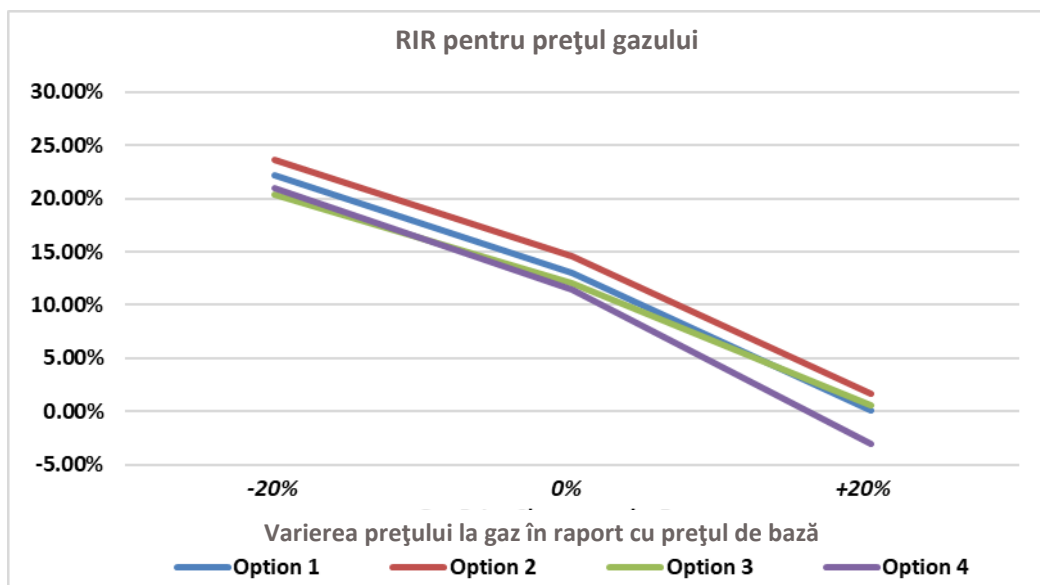
Parametru	Valoarea pentru cazul de bază	Sensibilitate
Prețul gazelor naturale, anul 1	240 USD / 1000 m ³	+/- 20%
Prețul electricității, anul 1	65 USD / MWh	+/- 20%
Prețul energiei termice, anul 1	30 USD / Gcal	+/- 20%
Factorul de capacitate pentru proiectele 6 și 7	75%	65% 95%
Costurile de capital	Conform Reprezentarea 17	+/- 20%
Rata de actualizare	5%	0%, 2,5%, 7,5%, 10%

ANALIZA DE SENSIBILITATE PENTRU RIR

Rezultatele analizelor de sensibilitate sunt prezentate în graficele de mai jos. Primul set de cifre prezintă sensibilitatea RIR la modificarea parametrilor de intrare. Două cele mai sensibile date de intrare (care duc la cea mai semnificativă modificare a RIR) sunt prețul gazelor și prețul energiei electrice.

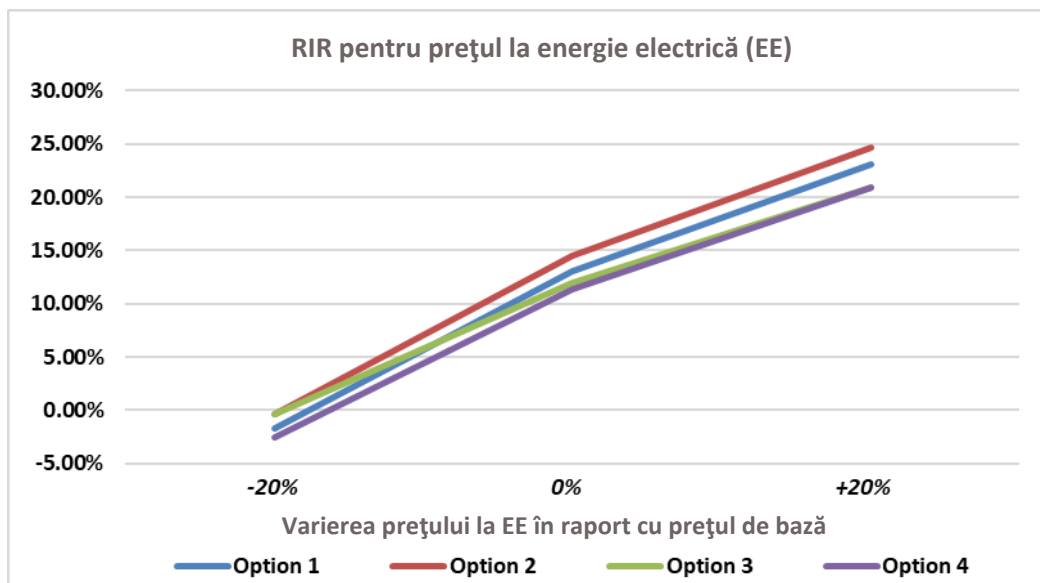
Opțiunea 2 are cel mai mare RIR în intervalul de sensibilitate analizat al prețului gazelor. Opțiunea 1 este următoarea cea mai avantajoasă, în intervalul de modificare a prețului gazelor de la aproximativ -20% la + 15%. La prețul gazelor naturale de + 15%, opțiunea 3 devine competitivă cu opțiunea 2.

Reprezentarea 191. Sensibilitatea RIR la prețul gazelor



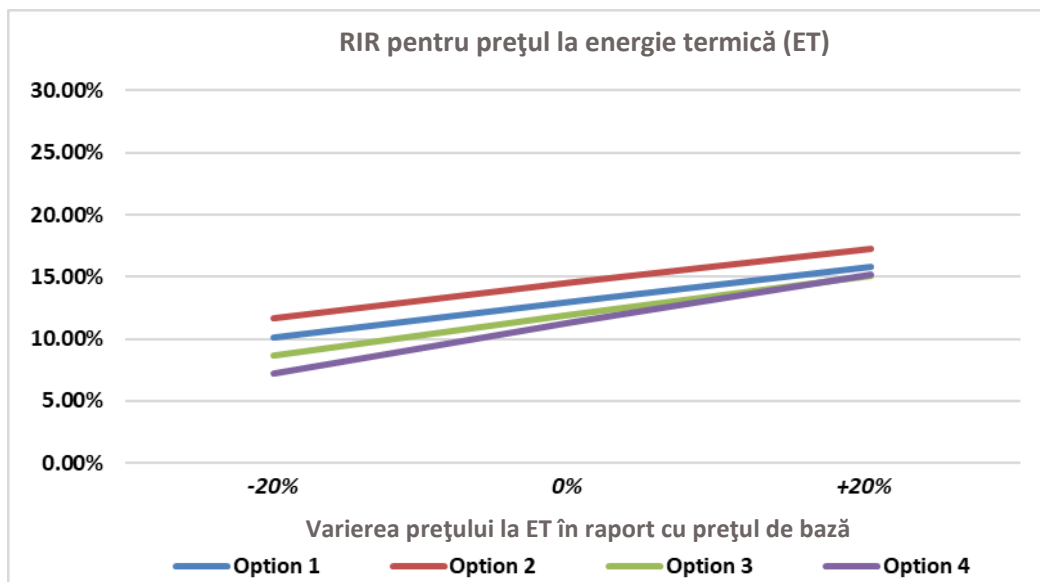
Opțiunea 2 are cel mai mare RIR în intervalul de prețuri la energia electrică analizate în cadrul exercițiului de sensibilitate. Opțiunea 1 este următoarea cea mai avantajoasă după RIR atunci, când prețul la energia electrică variază între aproximativ -10% și + 20%. Atunci, când prețul la energia electrică se diminuează mai mult de aproximativ -10%, RIR-ul la Opțiunea 3 depășește pe cel al opțiunii 1, devenind competitivă cu opțiunea 2 în apropierea prețurilor la energia electrică de -20%.

Reprezentarea 192. Sensibilitatea RIR la prețul energiei electrice



Sensibilitatea RIR la prețul energiei termice este mult mai puțin pronunțată, decât la prețurile la gaze și electricitate. Opțiunea 2 se distinge prin cel mai mare RIR în intervalul de prețuri la energia termică examinate. Opțiunea 1 este următoarea după valoarea cea mai mare a RIR. Gama de prețuri la energia termică nu duce la o intersecție a RIR-urilor, opțiunile fiind aranjate în ordinea: Opțiunea 2, 1, 3 și 4 după nivelul RIR.

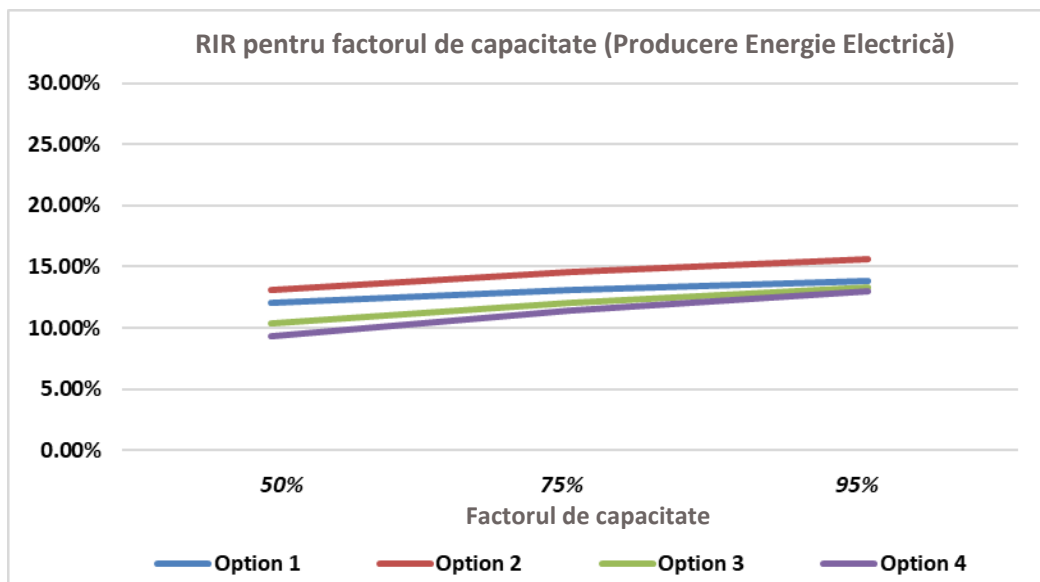
Reprezentarea 193. Sensibilitatea RIR la prețul energiei termice



Sensibilitatea RIR la factorul de capacitate al proiectelor 6 și 7 este, de asemenea, mult mai puțin semnificativă decât la prețurile la gaze și electricitate și încă mai puțin la prețurile energiei termice. Opțiunea 2 are cel mai mare RIR în intervalul

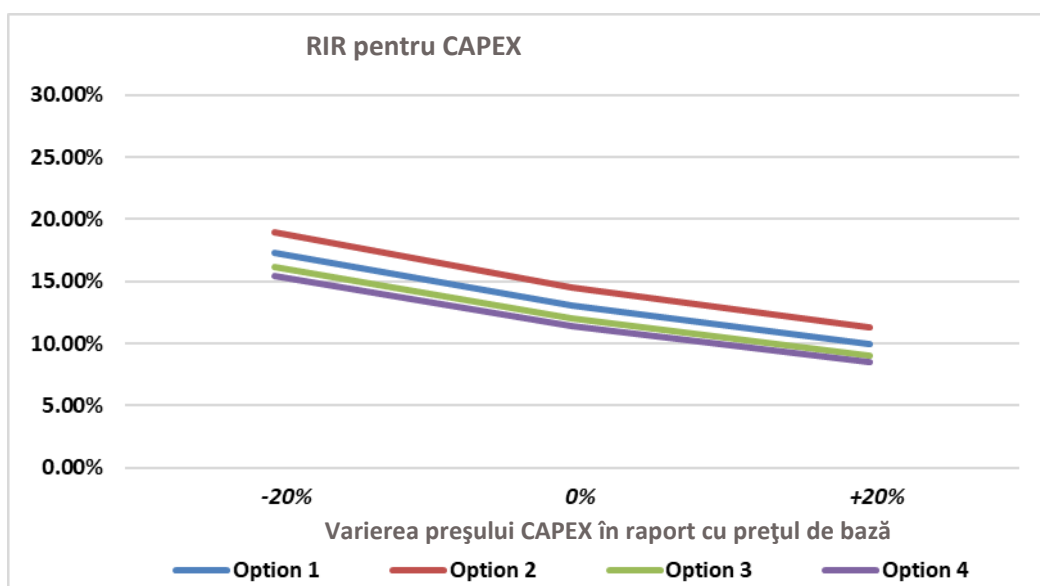
prețurilor la energia termică analizate. Opțiunea 1 se clasează pe locul doi, în acest sens. Gama factorilor de capacitate analizată nu duce la intersecția curbelor, adică, opțiunile sunt aranjate în următoarea ordine descrescătoare după valoarea RIR: Opțiunea 2, 1, 3 și 4.

Reprezentarea 194. Sensibilitatea RIR la factorul de capacitate a Proiectelor 6 și 7



Sensibilitatea RIR la cheltuielile de capital constituie aproximativ 1/3 din cea față de prețurile la gaze și energia electrică. Opțiunea 2 are cel mai mare RIR în intervalul de CAPEX analizat. Opțiunea 1 stă pe poziția doi pe întregul interval de CAPEX examinat. Pe tot intervalul de CAPEX considerat opțiunile stau în următoarea ordine după valoarea RIR cea mai mare: Opțiunea 2, 1, 3 și 4.

Reprezentarea 195. Sensibilitatea RIR la cheltuielile de capital



RIR este cel mai sensibil la prețul gazelor naturale. În cazul în care prețul gazelor ar fi fost modificat, atunci, de asemenea (și era de așteptat), se va cere o ajustare a prețurilor la energie electrică și termică pentru a menține proiectul rentabil.

RIR este sensibil și la prețul de vânzare al produselor (energiei electrice și termice), impactul modificărilor la prețurile energiei electrice fiind mai mare decât la energia termică.

Impactul asupra RIR la modificările costurilor de capital este, de asemenea, important, însă, datorită ponderii mai mici a costurilor de capital în costul produselor (energia electrică și termică), influența costurilor de capital este mult mai mică decât cea a prețului combustibilului și de vânzare a energiei electrice.

Opțiunea 2 se dovedește a fi cea mai promițătoare opțiune din punct de vedere economic și sensibilitate la variația parametrilor. Cu toate acestea, ar putea fi necesară o analiză suplimentară pentru a evalua riscurile acestei opțiuni, în termeni de (i) disponibilitatea unei piețe a energiei electrice la factori de capacitate ridicată (75% sau mai mult); (ii) pierderea concomitentă a 2 generatoare cu capacitatea totală de peste 160 MW.

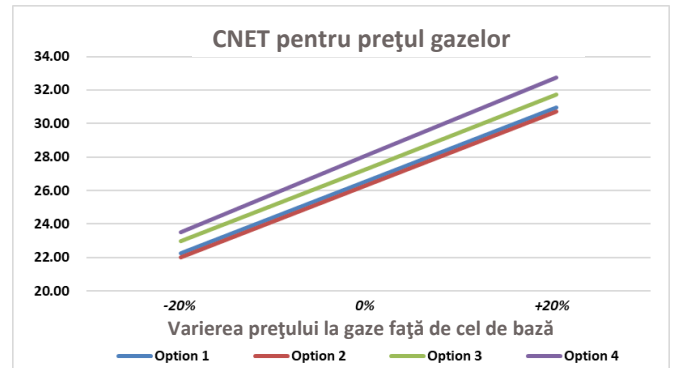
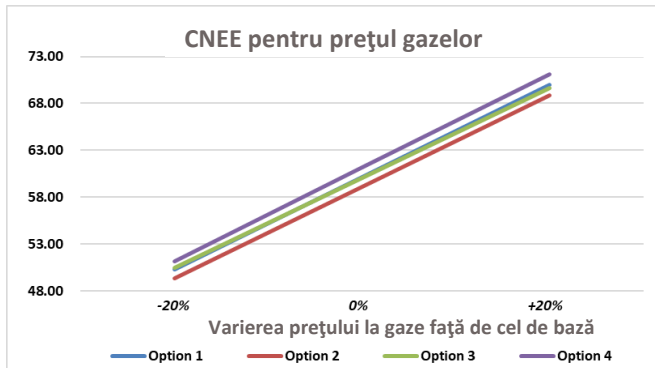
Opțiunea 1 este apropiată de Opțiunea 2 din punct de vedere al RIR-ului și ar putea fi o soluție optimă dacă sunt luate în considerație riscurile menționate anterior ale Opțiunii 2.

Un rezultat interesant este obținut pentru Opțiunea 3, al cărui RIR este mai puțin sensibil la prețurile la gaze și energie electrică, iar Opțiunea în cauză arată rezultate mai bune decât Opțiunea 1 în cazurile pesimiste ale prețurilor ridicate ale gazelor sau ale prețurilor scăzute la energia electrică. Acest rezultat se explică prin ponderea mai scăzută a combustibilului în costul nivelat al produselor pentru această opțiune, care se datorează eficienței globale mai mari a acestei opțiuni comparativ cu celelalte opțiuni (Proiectul 3 are o eficiență mai mare comparativ cu Proiectele 1, 2 și 4).

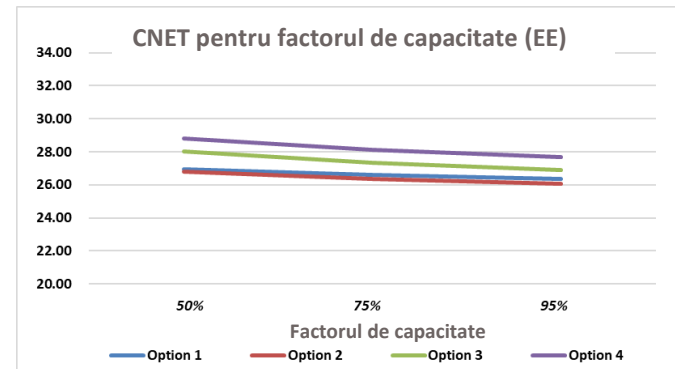
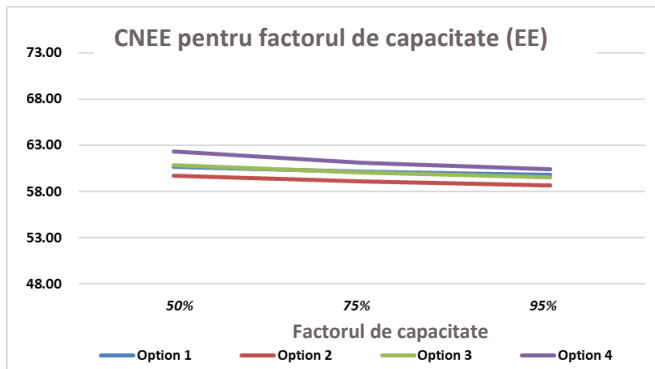
ANALIZA DE SENSIBILITATE PENTRU CNEE ȘI CNET

Analiza de sensibilitate la CNEE și CNET a fost efectuată prin examinarea curbelor în evoluția parametrilor de sensibilitate. Curbele respective sunt prezentate mai jos, ele având un trend similar celora pentru RIR examinate mai sus. Opțiunea 2 este din nou cea mai bună opțiune în intervalele parametrilor de sensibilitate analizate. Comentariile la acest subiect sunt prezentate mai jos.

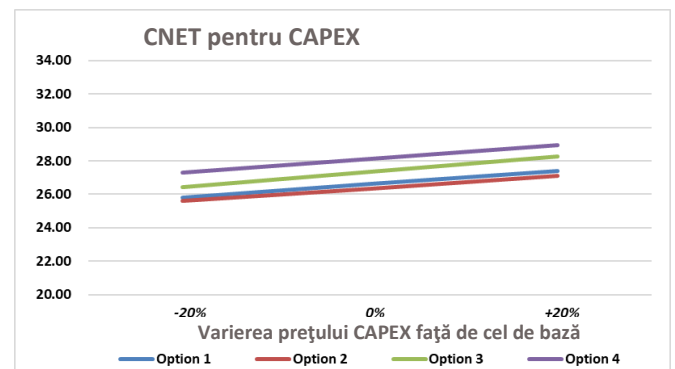
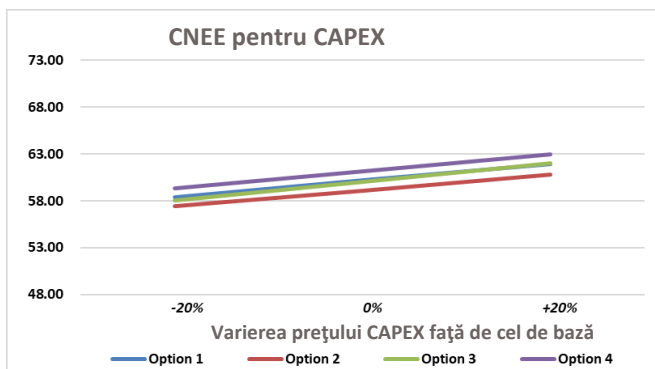
Reprezentarea 196. Sensibilitatea CNEE și CNET la prețul gazelor



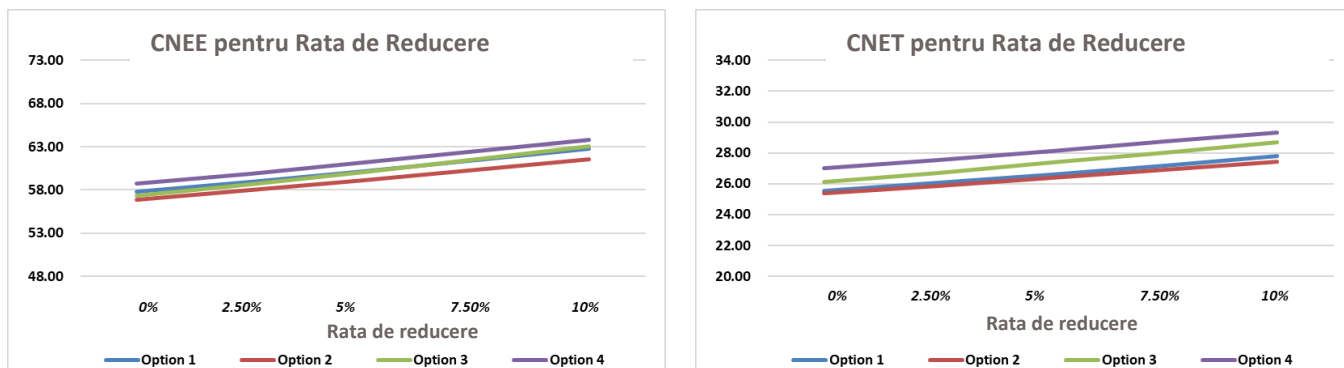
Reprezentarea 197. Sensibilitatea CNEE și CNET la factorul de capacitate al proiectelor 6 și 7



Reprezentarea 198. Sensibilitatea CNEE și CNET la cheltuielile de capital



Reprezentarea 199. Sensibilitatea CNEE și CNET la rata de actualizare



8.4.5 REZULTATELE LA CAPITOLUL CNEE

Opțiunea 2 are cele mai mici (cele mai bune) valori CNEE printre toate opțiunile din toate scenariile considerate.

Rezultatele pentru Opțiunea 1 și Opțiunea 3 sunt apropiate, cu toate că Opțiunea 3 are rezultate mai bune în scenariile pesimiste cu prețuri ridicate la gaze (datorită eficienței mai mari a Proiectului 3).

Opțiunea 4 are cea mai mare CNEE pentru toate scenariile.

8.4.6 REZULTATELE LA CAPITOLUL CNET

Opțiunea 2 are cele mai mici (cele mai bune) valori pentru CNET în toate opțiunile din toate scenariile considerate.

CNET pentru Opțiunea 1 este apropiată de Opțiunea 2.

CNET al Opțiunii 3 este mai mare decât cel al Opțiunilor 1 și 2, iar al Opțiunii 4 este cel mai mare pentru toate scenariile.

8.4.7 CLASAMENTUL OPȚIUNILOR

În Reprezentarea 200 este prezentat clasamentul opțiunilor în examinare pentru RIR, CNEE și CNET.

Reprezentarea 200. Clasamentul opțiunilor.

Opțiunea		1	2	3	4
RIR	%	13.06%	14.55%	12.00%	11,38%
CNEE	USD / MWh	60,18	59.12	60.07	61.14
CNET	USD / Gcal	26.62	26.36	27.36	28.13
Clasament					
RIR		2	1	3	4
CNEE		3	1	2	4
CNET		2	1	3	4
Clasamentul rezultat		2	1	3	4

Opțiunea 2 este clasată drept cea mai bună opțiune, urmată îndeaproape de Opțiunea 1.

Opțiunea 2 este cea mai bună opțiune în toate cazurile examinate de sensibilitate. Astfel, Opțiunea 2 pare a fi un proiect robust, deoarece își păstrează clasamentul pe primul loc în multe condiții de proiect. Cu toate acestea, riscurile legate de această opțiune urmează a fi cercetate adițional în continuare. Analizele de risc pot transforma opțiunea 1 într-o soluție optimă.

Sensibilitatea redusă a Opțiunii 3 la prețurile scăzute ale gazelor naturale poate pune această opțiune în listă pentru examinare suplimentară. Acestea fiind spuse, un preț redus al gazelor naturale îmbunătățește, de asemenea, performanțele RIR și performanțele economice ale Opțiunii 2 și Opțiunii 1.

8.5 POTENȚIALE PROBLEME SEMNIFICATIVE DE MEDIU, SĂNĂTATE ȘI SOCIALE

Toate proiectele sunt configurate cu sisteme de ardere și / sau sisteme de control al emisiilor în aer pentru a respecta sau depăși reglementările de mediu ale Uniunii Europene, explicate mai jos.

1. Tehnologiile bazate pe turbine pe gaze, considerate în toate proiectele, sunt echipate cu sisteme de ardere cu oxigen redus de azot (NOx) de ultimă generație. TG1 poate atinge 18 mg / Nm³ emisii de NOx, iar TG2 poate obține 10mg / Nm³ emisii de NOx, ambele la 15% O₂, ceea ce ar trebui să satisfacă limita de emisii de NOx a UE de 30 mg / Nm³.
2. Unitățile MAIMA propuse în acest raport vor fi echipate cu sistemul de reducere catalitică selectivă (SCR), care va permite să se îndeplinească

standardul UE de 95 mg / Nm³ la 15% O₂ pentru emisiile de NO_x pentru capacitatea MAIMA selectată.

3. Toate proiectele vor utiliza gazul natural ca combustibil primar, iar în calitate de combustibil de rezervă va fi utilizat motorina cu o concentrație foarte scăzută de sulf (eng. ULSD), pentru a respecta standardul Euro V pentru combustibil. În timp ce Republica Moldova, ca țară asociată la UE, a primit anumite derogări temporare privind tranziția la ULSD, este de așteptat ca până în 2030, an în care se preconizează punerea în aplicare a proiectelor, Republica Moldova să se conformeze pe deplin cu reglementările UE.

În Reprezentarea 201 sunt prezentate emisiile de CO₂ pentru fiecare opțiune, calculate în baza factorului de emisii la arderea gazului natural de 0,2008 tCO₂ / MWh_{combustibil}[76].

Reprezentarea 201. Emisiile de CO₂

	Unități	Opțiunea 1	Opțiunea 2	Opțiunea 3	Opțiunea 4
Emisiile de CO ₂	t/an	1921988	1974131	1560696	1466104
Emisiile de CO ₂ ,	t / MWh-el, Net	0,46025	0,45296	0,47522	0,51426
Emisiile specifice relative	%	+ 2%	0	+ 5%	+ 14%

Notă: Emisiile de CO₂ specifice (t / MWh-el net) sunt estimate prin alocarea întregii cantități de combustibil consumat la producerea energiei electrice. Totodată, toate opțiunile generează aceeași cantitate de energie termică, dar o cantitate diferită de energie electrică. Astfel, această abordare prevede o tratare relativă corectă a opțiunilor.

Opțiunea 2 ar avea cel mai mic nivel de emisii specifice de CO₂ pe MWh net de energie electrică generată. Aceasta este urmată de Opțiunea 1. Opțiunea 4 se distinge prin emisii de CO₂ specifice mult mai mari.

8.6 CONSTATĂRI ȘI RECOMANDĂRI

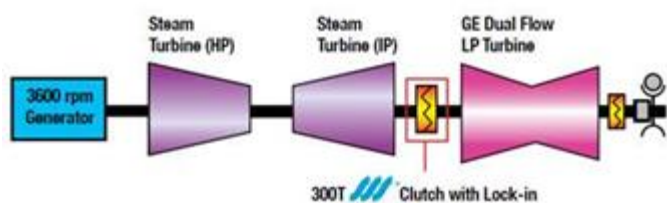
Opțiunea 2 este clasată pe prima poziție, drept cea mai bună opțiune, urmată îndeaproape de Opțiunea 1 bazată pe asumările cazului de bază. Opțiunea 2 este, de asemenea, cea mai bună opțiune în toate cazurile de analiză la sensibilitate. Astfel, Opțiunea 2 pare a fi un proiect robust, deoarece își păstrează clasamentul, fiind pe primul loc în multe condiții de proiect. Cu toate acestea, riscurile legate de această opțiune urmează a fi cercetate în continuare. Analiza de risc poate transforma Opțiunea 1 într-o soluție optimă. În baza celor relatate mai sus,

Opțiunile 1 și Opțiunea 2 sunt recomandate pentru evaluarea ulterioară în cadrul studiului detaliat CLIN02 al proiectului.

Următoarele potențiale îmbunătățiri ale configurațiilor Opțiunii 1 și Opțiunii 2 sunt recomandate spre evaluare prin intermediul unui studiu detaliat.

1. Proiectul cu 5 unități CET din acest raport se bazează pe MAIMA. Turbinele pe gaze pot fi de asemenea considerate ca prim generator / motor pentru acest gen și dimensiune de CET. Cea mai avantajoasă / economică tehnologie pentru unitățile din Proiectul 5 urmează a fi stabilită în urma unui studiu economic respectiv de comparare a MAIMA cu turbina pe gaze.
2. Proiectul 1 și Proiectul 2, ca parte a Opțiunii 1 și Opțiunii 2, utilizează turbine cu abur cu condensare, cu extracția energiei termice pentru SACET. Atunci când funcționează în regim de CET, acest tip de turbine cu abur are o eficiență mai mică în comparație cu o turbină cu abur cu contrapresiune (cum este cea utilizată în Proiectul 3). Cu toate acestea, turbinele cu abur cu contrapresiune pot produce energia electrică doar atunci când există o sarcină termică suficientă. Un ambreiaj între secțiunile IP (presiune intermediară) și LP (presiune mică) ale unei turbine cu abur (Reprezentarea 202) poate converti o turbină cu abur să producă energie în regim de condensare pe timp de vară și în regim de contrapresiune în sezonul de încălzire. Această tehnologie are potențial de reducere a consumului global de combustibil, dar la un CAPEX mai mare. Pentru faza detaliată a studiului, se recomandă găsirea compromisului dintre costul de operare și cel de capital în ceea ce privește utilizarea tehnologiei cu ambreiaj la turbina cu abur.

Reprezentarea 202. Tehnologia cu ambreiaj la turbina cu abur



3. Îmbunătățiri suplimentare ale randamentului combustibilului consumat pot fi obținute prin instalarea de schimbători de căldură în condensatorul turbinei cu abur pentru a preîncălzi reîntoarcerea apei de retur a SACET și a apei de adaus. Aplicarea acestei tehnologii poate fi evaluată în faza detaliată a studiului.

9 BIBLIOGRAFIE

- 1 CIA World Fact Book, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/md.html>
- 2 The Optimization of Chisinau District Heating System Study, Document of ESMAP and the World Bank, Draft Final Report
- 3 Minutes of Meeting between CET Nord and Worley held on 19 March 2019
- 4 Risk analysis based on the provisions of the Annex to the Order No. 143 of 2 August 2013 of the Ministry of Economy (see Appendix F for more details)
- 5 The World Bank Moldova Competitive Power Market Project (P160829) Project Information Document/ Integrated Safeguards Data Sheet (PID/ISDS) Concept Stage | Date Prepared/Updated: 08-Oct-2018 | Report No: PIDISDSC21812
- 6 https://www.termoelectrica.md/ru_RU/despre/indicatori-tehnico-economici/
- 7 Swedpower, FVB, Strategic Heating Options for Moldova, Draft Final Report, Section 7, Description and Performance of Existing Systems, 30 11 1999
- 8 https://www.termoelectrica.md/ru_RU/despre/indicatori-tehnico-economici/
- 9 https://www.termoelectrica.md/en_US/despre/indicatori-tehnico-economici/
- 10 Delta Polar Consulting Assessment of heat losses in district heating network in Chisinau 13.03.2017
- 11 SA Termoelectrica information to Worley - May 2019
- 12 Analysis of Steam Turbine Resources Based on Production Cycles L.B. Savistoyanova, V.V. Litak Tomsk Polytechnic University, 2012
- 13 РД-10-577-03 “Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций “, Госгортехнадзор России, 2003.
- 14 Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металл. Нормы и требования Москва 2008 Стандарт организации 17230282.27.100.005-2008
- 15 Ресурс работы основного теплосилового оборудования ТЭС и оценка возможности его дальнейшей эксплуатации, В.Ф. Резинских (ОАО «ВТИ»), <http://www.combienergy.ru/stat/692-Resurs-raboty-osnovnogo-teplosilovogo-oborudovaniya>
- 16 Russian alloys specially developed for boilers’ tick parts such as drums, header, etc.
- 17 SA Termoelectrica information to Worley – May 2019
- 18 SA Termoelectrica information to Worley – May 2019
- 19 Moldova National Statistics: <https://statbank.statistica.md>
- 20 ESCO Moldova Project – Moldova Green City/Promoting Low Carbon Growth in the City of Chisinau 2014
- 21 <https://www.wunderground.com/history/wmo/33815/2015/10/1/DailyHistory.html>

- 22 Analysis of heating load diversity in German residential districts and implications for the application in district heating systems, Claudia Weissmann, Tianzhen Hong, & Carl-Alexander Graubner, Lawrence Berkeley National Laboratory, Energy Technologies Area September 2017
- 23 Policy Paper Series [PP/01/2010] Electricity Sector in Moldova: Evaluation of strategic options Georg Zachmann Alex Oprunenco Berlin/Chişinău, September 2010
- 24 Moldelectrica SA, ANRE, e-mail July 2019
- 25 SA Moldelectrica: http://www.moldelectrica.md/ru/network/annual_report
http://www.moldelectrica.md/ru/activity/operative_info
- 26 Energy Strategy of the Republic of Moldova to the year 2030, Chisinau 2018
- 27 The IPS/UPS is a wide area synchronous transmission grid of some of the former Soviet Union countries with a common mode of operation and centralized supervisory control. UPS is Unified Power System of Russia. The Integrated Power System (IPS). portion of the network includes the national networks of Ukraine, Kazakhstan, Kyrgyzstan, Belarus, Azerbaijan, Tajikistan, Georgia, Moldova and Mongolia.
- 28 Moldelectrica email from 25 July 2019
- 29 ESMAP and the World Bank, Report No: ACS12721, Moldova Electric Power Market Options Sector Study June 2015
- 30 Republic of Moldova Government Decree No 102, dated February 5, 2013, “Energy Strategy for Republic of Moldova through 2030” (<http://lex.justice.md/ru/346670/>)
- 31 The International Monetary Fund (IMF) forecast the world economy, April 2012; an updated forecast of the Ministry of economy
- 32 Energy Strategy of the Republic of Moldova to the year 2030, Chisinau 2018
- 33 Moldova Electric Power Market Options Sector Study, Energy Sector Management Assistance Program, World Bank Group, June 2015
- 34 National Bureau Of Statistics of The Republic of Moldova The Energy Balance of The Republic of Moldova Statistical Collection 2011 Chisinau 2012; National Bureau of Statistics of The Republic Of Moldova The Energy Balance of The Republic of Moldova Statistical Compilation 2017 Chisinau, 2018; R A P O R T privind activitatea Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică în anul 2017
- 35 MOLDOVATRANSغاز website <https://www.moldovatrangaz.md/>
- 36 MOLDOVAGAZ website <https://www.moldovagaz.md/>
- 37 VESTMOLDTRASغاز website <https://www.vmtg.md/>
- 38 National Bureau of Statistics of Moldova, Stocks, inputs and natural gas consumption by Indicators, Months and Years
- 39 The Optimization of Chisinau District Heating System Study, Document of ESMAP and the World Bank, Draft Final Report
- 40 Minutes of Meeting between CET Nord and Worley held on 19 March 2019
- 41 Bloomberg, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-12-21/gazprom-ukraine-agree-on-transit-volumes-settle-legal-issues>

- 42 <https://m.moldovenii.md/ru/section/307>
- 43 Standard reference conditions for gas turbines per ISO 3977 are 15°C and 101.3 kPa
- 44 Strategic Heating Options for Moldova, Draft Final Report, Section 7, by FVB and SwedPower, November 30, 2000.
- 45 Minutes of Meeting between Termoelectrica and Worley on March 16, 2019
- 46 Minutes of Meeting between CET Nord and Worley on March 19, 2019
- 47 CET Nord report “Formulare CET Nord_18_L01-12_v1.xls”
- 48 СНиП <http://www.vashdom.ru/snip/ii-58-75/> <http://docs.cntd.ru/document/1200095533>
- 49 Google Earth, December 20, 2019
- 50 ANRE Moldova,
<http://www.anre.md/storage/upload/projects/announcements//tmp/phpPr7hp4/AIR%20WEM.docx>
- 51 1 EUR (2018) = 1.18 USD (2018). Source: Statista (2020).
- 52 1 USD (2018) = 16.8 Moldovan Lei (2018)
- 53 Transnistria is an unrecognized state that split off from Moldova after the dissolution of the USSR. The Region is mostly a narrow strip of land between the Dniester River and the Ukraine. All UN member countries consider Transnistria to be part of Moldova.
- 54 Annex no. I to the Government Decision no. 199 of 20 March 2014
- 55 Acquis represents the accumulated legislation, legal acts and court decisions that constitute the body of European Union law.
- 56 The date herein shall be understood to be 1 May 2019.
- 57 According to the Decision, “practically all the tributaries have the quality class V, which indicates that the tributaries of the Dniester River on the right side, within the boundaries of the Republic Moldova, are highly polluted and their water can only be used directly for electricity generation and transport purposes, the water requiring prior treatment for other purposes”.
- 58 The World Bank Report No. PAD3147, April 9th, 2019, Project Appraisal Document On A Proposed Credit
- 59 In June 2019, the privately-owned distribution company RED Union Fenosa was sold by Naturgy to a financial investor
- 60 The World Bank Report No. PAD3147, April 9th, 2019, Project Appraisal Document On A Proposed Credit
- 61 The Republic of Moldova ANRE report of 2018
- 62 “RED Nord-Vest” was incorporated in “RED Nord” as a result of the merger by absorption in 2017
- 63 The Energy Community is an international organization, which brings together the European Union and its neighbors to create an integrated pan-European energy market (Energy Community, n.d.). Presently the Energy Community has nine Contracting Parties, Moldova being one of them, 20 EU states as participants and 3 observer states.
- 64 “Moldova Electricity Market Design”, Final Report (draft) prepared by DNV GL for World Bank

- 65 DECISION OF THE MINISTERIAL COUNCIL OF THE ENERGY COMMUNITY D/2009/03/MC-EnC on the accession of the Republic of Moldova to the Energy Community Treaty
- 66 The World Bank Report No. PAD3147, April 9th, 2019, Project Appraisal Document on A Proposed Credit
- 67 Promoting Competition in Moldovan Electric Power Market through Regional Integration (PI66195) funded by World Bank
- 68 Energy Community Treaty/29.05.2006
- 69 <https://www.energy-community.org/implementation/IR2018/methodology.html>
- 70 Government Decision no. 713/2004, on the construction of a power plant in the vicinity of the village of Burlaceni, Cahul district
- 71 Republic of Moldova Government Decree No 102 “Moldova’s Energy Strategy through 2030”, Target No 3 – “Creating a sustainable platform for generating electric and thermal energy”
- 72 Part of the Republic of Moldova located on the Right (West) bank of the Dniester river
- 73 The Optimization of Chisinau District Heating System Study, ESMAP and the World bank, October 2019.
- 74 Minutes of Meeting between Moldelectrica and USAID project team in Moldelectrica offices in Chisinau on March 13, 2019
- 75 ANRE, Moldova Methodology 147 for calculating electricity and thermal energy production costs.

Raport privind Studiul de Conceptualizare CLIN 01

Anexe

CUPRINS

A.	LISTA PUNCTELOR RELEVANTE ALE REȚELEI DE TRANSPORT AL GAZELOR NATURALE A SRL „MOLDOVATRANSGAZ”	I
B.	CARACTERISTICI ALE GAZELOR NATURALE	5
C.	STRATEGIA ENERGETICĂ A MOLDOVEI ÎN DOMENIUL GAZELOR NATURALE	9
C.1	DATE GENERALE	9
C.2	STRATEGIA ENERGETICĂ A ȚĂRII ÎN DOMENIUL GAZELOR NATURALE	9
C.3	COMUNITATEA ENERGETICĂ PENTRU MOLDOVA	10
C.3.1	INTERCONECTARE	10
C.3.2	ACCES PĂRȚILOR TERȚE	11
C.3.3	PIAȚA ANGRO	11
C.3.4	PIAȚA CU AMĂNUNTUL	12
C.3.5	ECHILIBRARE	12
C.4	ANRE	12
D.	REZERVE ȘI PRODUCȚIE DE GAZE ÎN ȚĂRILE VECINE CU MOLDOVA	15
D.1	UCRAINA	15
D.1.1	TRANZITUL DE GAZE	15
D.1.2	PRODUCEREA DE GAZE	16
D.1.3	IMPORTURILE DE GAZE	16
D.1.4	CONSUMUL DE GAZE	17
D.1.5	ALTERNATIVE	17
D.1.6	PIAȚA	17
D.2	ROMÂNIA	17
D.2.1	PRODUCEREA DE GAZE	18
D.2.2	PIAȚA	18
E.	DEZVOLTAREA VIITOARE A INFRASTRUCTURII DE GAZE ÎN MOLDOVA ȘI ÎN REGIUNE	20
E.1	DEZVOLTAREA VIITOARE A INFRASTRUCTURII DE GAZE NATURALE ÎN ȚARĂ	20
E.2	DEZVOLTAREA VIITOARE A INFRASTRUCTURII DE GAZE NATURALE ÎN REGIUNE	20
E.2.1	PROIECTE DE SUPTOR PENTRU INTERCONECTAREA IAȘI – UNGHENI	20
E.2.2	PROIECTUL EASTRING	21
E.2.3	TURK STREAM	22
E.2.4	INTERCONECTOR DE GAZE GRECIA – BULGARIA (IGB)	23
E.2.5	PROIECTUL CORIDORUL SUDIC DE GAZE	23
E.2.6	XCCS	24
E.2.7	CTAGN	25
E.2.8	CTA	26
E.2.9	CONDUCTELE POSEIDON ȘI EASTMED	27
E.2.10	BRUA	28
F.	SURSE ALTERNATIVE A COMBUSTIBILILOR GAZOȘI	30
F.1	GNL	30
F.1.1	SITUAȚIA ACTUALĂ – GNL ÎN MOLDOVA	30
F.1.2	TERMINALUL GNL REVITHOUSSA	32

F.1.3	TERMINALELE GNL ALIAGA	33
F.1.4	TERMINALUL GNL MARMARA EREGLISI	33
F.1.5	TERMINALUL GNL ALEXANDROUPOLIS	34
F.1.6	GNL DINCOLO DE BOSFOR	35
F.2	ALTERNATIVA BIOGAZ	37
G.	MATRICEA DE RISC (SELECTARE)	38
H.	PROCEDURI DE LICITAȚIE PENTRU NOI CAPACITĂȚI	46

LISTA DE REPREZENTĂRI

REPREZENTAREA A-I LISTA PUNCTELOR DE INTERCONECTARE A REȚELEI DE TRANSPORT AL GAZELOR NATURALE A SRL „MOLDOVATRANGAZ”	1
REPREZENTAREA B-1 DATE CONFORM CERTIFICATELOR DE CALITATE A GAZELOR NATURALE PENTRU TRONSONUL ACB REALIZATE DE MOLDOVATRANGAZ	6
REPREZENTAREA B-2 DATE CONFORM CERTIFICATELOR DE CALITATE A GAZELOR NATURALE PENTRU TRONSONUL RI-SDKRI REALIZATE DE MOLDOVATRANGAZ	7
REPREZENTAREA B-3 CERINȚELE MINIME DE CALITATE PENTRU GAZELE NATURALE COMERCIALIZATE DE COMPANIA TRANGAZ, LA PUNCTELE DE INTRARE / IEȘIRE ALE SNT.	8
REPREZENTAREA C-1 SCHEMA PIEȚEI DE GAZE NATURALE A MOLDOVEI (CONFORM COMUNITĂȚII ENERGETICE)	11
REPREZENTAREA C-2 LISTA DEȚINĂTORILOR DE LICENȚĂ ÎN SECTORUL DE GAZE NATURALE, (CONFORM ANRE)	13
REPREZENTAREA D-1 VOLUMELE DE GAZE NATURALE TRANZITATE PRIN UCRAINA ÎN 2014-2018	15
REPREZENTAREA D-2 DISTRIBUȚIA FLUXURILOR DE TRANZIT ÎN PUNCTELE DE IEȘIRE ÎN 2017-2018	16
REPREZENTAREA D-3 CANTITĂȚI DE GAZE NATURALE TRANSPORTATE ȘI CIRCULATE ÎN 2016-2018 DE CĂTRE SNTGN TRANGAZ	18
REPREZENTAREA E- DEZVOLTAREA SNT ÎN ZONA DE NORD-EST A ROMÂNIEI, (CONFORM TRANGAZ)	20
REPREZENTAREA E-2 HARTA TRONSOANELOR PROIECTULUI EASTRING.	22
REPREZENTAREA E-3 TURKSTREAM ȘI CONDUCTA CE TRECE PRIN BALCANI	22
REPREZENTAREA E-4 HARTA GAZODUCTELOR IGB	23
REPREZENTAREA E-5 HARTA CORIDORULUI SUDIC DE GAZE, CONFORM CSG	24
REPREZENTAREA E-6 HARTA GAZODUCTULUI XCCS	25
REPREZENTAREA E-7 HARTA GAZODUCTULUI CTAGN, CONFORM CTAGN	26
REPREZENTAREA E-8 HARTA GAZODUCTULUI CTA	26
REPREZENTAREA E-9 HARTA GAZODUCTULUI POSEIDON, (CONFORM IGI POSEIDON)	27
REPREZENTAREA E-10 HARTA GAZODUCTULUI ESTMED, (CONFORM IGI POSEIDON)	28
REPREZENTAREA E-11 HARTA GAZODUCTULUI BRUA	29

REPREZENTAREA F-1 AMPLASAMENTUL TERMINALULUI GNL REVITHOUSSA,(CONFORM ENTSO-G)	32
REPREZENTAREA F-2 AMPLASAMENTUL TERMINALULUI GNL ALIAĞA, (CONFORM ENTSO-G)	33
REPREZENTAREA F-3 AMPLASAMENTUL TERMINALULUI GNL MARMARA EREGLISI, (CONFORM ENTSO-G)	34
REPREZENTAREA F-4 AMPLASAMENTUL TERMINALULUI GNL ALEXANDROUPOLIS, (CONFORM ENTSO-G)	35
REPREZENTAREA F-5 AMPLASAMENTUL TERMINALULUI GNL YUZHNYI, (CONFORM ENTSO-G)	36
REPREZENTAREA F-6 AMPLASAMENTUL TERMINALULUI GNL CONSTANȚA, (CONFORM ENTSO-G)	36

A. LISTA PUNCTELOR RELEVANTE ALE REȚELEI DE TRANSPORT AL GAZELOR NATURALE A SRL „MOLDOVATRANSGAZ”

Reprezentarea A-I Lista punctelor de interconectare a rețelei de transport al gazelor naturale a SRL „Moldovatrangaz”

Denumire punctelor de intrare/ieșire	Tip Nod	Direcție	Capacitate tehnică, m ³ /zi
Puncte de Intrare			
Alexeevca (ACB)	Intrare	UA	24900000
Grebeniki (ATI)	Intrare	UA	80200000
Grebeniki (RI, SDKRI)	Intrare	UA	30000000
Limanscoe (TO 3)	Intrare	UA	9000000
Ungheni (IUC)	Intrare	MD	5000000
Ananiev (ACB)	Intrare	UA	48000000
Puncte de ieșire			
Alexeevca (ACB)	Ieșire	UA	24900000
Limanscoe (TO 3)	Ieșire	UA	9000000
Căușeni (ATI)	Ieșire	MD	80000000
Căușeni (RI, SDKRI)	Ieșire	MD	25000000
Ungheni (IUC)	Ieșire	MD	5000000
Puncte spre consumatori finali racordați direct la rețelele de transport			
SAAGNC Chișinău-2	Ieșire	MD	134400
SAAGNC Bălți-1	Ieșire	MD	187000
SAAGNC Orhei -1	Ieșire	MD	167000
SAAGNC Drochia	Ieșire	MD	443000
SAAGNC Hâncești	Ieșire	MD	192000
SAAGNC Comrat	Ieșire	MD	88000
Puncte de racordare la sistemul de distribuție			
SDG Drochia	Ieșire	MD	221000
SDG Pervomaisc	Ieșire	MD	56000

Denumire punctelor de intrare/ieșire	Tip Nod	Direcție	Capacitate tehnică, m ³ /zi
SDG Sofia	leșire	MD	56000
SDG Soroca	leșire	MD	205000
SDG Șuri	leșire	MD	38000
SDG Parcani	leșire	MD	37000
SDG Edineți	leșire	MD	216000
SDG Cupcini	leșire	MD	2013000
SDG Briceni	leșire	MD	211000
SDG Ocnîța	leșire	MD	216000
SDG Frunze	leșire	MD	56000
SDG Otaci	leșire	MD	216000
SDG Hădărăuți	leșire	MD	19000
SDG Bârlădeni	leșire	MD	56000
SDG Dondușeni	leșire	MD	147000
SDG Orhei	leșire	MD	1213000
SDG Peresecina	leșire	MD	211000
SDG Șoldănești	leșire	MD	147000
SDG Berezlogi	leșire	MD	211000
SDG Rezina Linia Oraș	leșire	MD	214000
SDG Rezina Linia Ciment	leșire	MD	2191000
SDG Chiștelnița	leșire	MD	52000
SDG Seliște	leșire	MD	211000
SDG Cotuijeni	leșire	MD	56000
SDG Chiperceni	leșire	MD	52000
SDG Telenești	leșire	MD	52000
SDG Călărași	leșire	MD	211000
SDG Răciula	leșire	MD	52000
SDG Nisporeni	leșire	MD	45000
SDG Ungheni	leșire	MD	669000

Denumire punctelor de intrare/ieșire	Tip Nod	Direcție	Capacitate tehnică, m ³ /zi
SDG Morenii Noi	leșire	MD	52000
SDG Todirești	leșire	MD	52000
SDG Căinari	leșire	MD	52000
SDG Ștefan Vodă	leșire	MD	491000
SDG Ermoclia	leșire	MD	211000
SDG Căușeni	leșire	MD	211000
SDG Săiți	leșire	MD	52000
SDG Tocuz	leșire	MD	52000
SDG Răscăieții Noi	leșire	MD	52000
SDG Olănești	leșire	MD	52000
SDG Nistru	leșire	MD	52000
SDG Coșnița	leșire	MD	211000
Hârbovăț	leșire	MD	10000
Copanca	leșire	MD	7000
Hagimus	leșire	MD	4000
Fârlădeni	leșire	MD	3000
SDG Basarabeasca	leșire	MD	230000
SDG Sadaclia	leșire	MD	53000
SDG Cimișlia	leșire	MD	712000
SDG Gura Galbenei	leșire	MD	52000
SDG Hâncești	leșire	MD	211000
SDG Cărpineni	leșire	MD	52000
SDG Tvardița	leșire	MD	199000
SDG Ferapontievca	leșire	MD	55000
SDG Cantemir	leșire	MD	52000
SDG Comrat Linia Oraș	leșire	MD	876000
SDG Comrat Linia Sat	leșire	MD	261000
SDG Dezghingea	leșire	MD	59000

Denumire punctelor de intrare/ieșire	Tip Nod	Direcție	Capacitate tehnică, m ³ /zi
SDG Leova	leșire	MD	231000
SDG Ceadâr-Lunga Linia Oraș	leșire	MD	226000
SDG Ceadâr-Lunga Linia Sat	leșire	MD	209000
SDG Taraclia	leșire	MD	223000
Cairaclia	leșire	MD	203000
SDG Burlăceni Linia Burlăceni	leșire	MD	52000
SDG Burlăceni Linia Ciurnai	leșire	MD	52000
SDG Vulcănești	leșire	MD	234000
SDG Găvănoasa	leșire	MD	54000
SDG Cahul	leșire	MD	1000000
SDG Etulia	leșire	MD	52000
SDG Cișmichioi	leșire	MD	166000

Sursă: Anexa la decizia Consiliu de Administrație a ANRE cu nr. 414/2017 din 26 Octombrie, 2017

B. CARACTERISTICI ALE GAZELOR NATURALE

Moldovatransgaz administrează un laborator de testări chimice, cu filiale în Drochia, Căușeni și Chișinău. Laboratorul este acreditat de către Centrul Național de Acreditare MOLDAC în conformitate cu SM SR EN ISO / CEI 17025: 2006 „Cerințe generale pentru competența laboratoarelor de testare și calibrare”. Laboratorul determină setul de parametri fizici și chimici conform GOST 5542 „Condiții Tehnice a Gazelor Combustibile Naturale în Scopuri Industriale și Casnice”. Calitatea gazului este monitorizată în ambele direcții, atât ACB cât și RI. Analiza calității gazului natural se efectuează într-un mod continuu și la fiecare oră. În baza rezultatelor analizelor orare a caracteristicilor fizice ale gazelor naturale, sunt calculate valorile medii zilnice, în baza cărora este întocmit „Certificatul de Calitate a Gazelor Naturale”. Arhiva Certificatele este disponibilă pe site-ul web al Moldovatransgaz. Datele conținute în certificatele de calitate a gazelor naturale de la ACB (Reprezentarea B-1) și RI-SDKR (Reprezentarea B-2) sunt prezentate în tabele de mai jos. Datele prezentate pentru perioada de un an demonstrează că calitatea gazelor naturale este consecventă.

Reprezentarea B-1 Date conform certificatelor de calitate a gazelor naturale pentru tronsonul ACB realizate de Moldovatrangaz

COMPONENTA	UNITATE	24-IAN-2018	31-IUL-2019
Metan	%mol	96.320	95.840
Dioxid de carbon	%mol	0.140	0.197
Nitrogen + Oxigen	%mol	0.685	0.718
Ethan	%mol	1.964	2.273
Propan	%mol	0.644	0.712
i-Butan	%mol	0.102	0.107
n-Butan	%mol	0.098	0.105
Neopentan	%mol	0.002	0.002
i-Pentan	%mol	0.018	0.019
n-Pentan	%mol	0.012	0.014
Hexan	%mol	0.013	0.017
Oxigen	%mol	0.008	0.007
Punct de condensare	°C@3.92MPa	-22.8	-15.4
VCI	kcal/m ³	8170	8195
Indicele Wobbe	kcal/m ³	11905	11907
Greutatea specifică	-	0.5787	0.5819
Densitate	kg/m ³	0.6970	0.7008
Mercaptan	gr/m ³	<0.0002	<0.0002
H ₂ S	gr/m ³	<0.0001	0.0002
Particule solide	gr/m ³	-	-
Odorizare	%	100	100

Reprezentarea B-2 Date conform certificatelor de calitate a gazelor naturale pentru tronsonul RI-SDKRI realizate de Moldovatrangaz

COMPONENTA	UNITATE	24-IAN-2018	31-IUL-2019
Metan	%mol	96.322	95.785
Dioxid de carbon	%mol	0.150	0.197
Nitrogen + Oxigen	%mol	0.701	0.659
Ethan	%mol	1.987	2.336
Propan	%mol	0.611	0.748
i-Butan	%mol	0.096	0.114
n-Butan	%mol	0.093	0.111
Neopentan	%mol	0.001	0.001
i-Pentan	%mol	0.017	0.020
n-Pentan	%mol	0.012	0.015
Hexan	%mol	0.009	0.014
Oxigen	%mol	0.009	0.007
Punct de condensare	°C@3.92MPa	-23.8	-15.5
VCI	kcal/m ³	8162	8210
Indicele Wobbe	kcal/m ³	11897	11922
Greutatea specifică		0.5783	0.5824
Densitate	kg/m ³	0.6966	0.7015
Mercaptan	gr/m ³	<0.0002	<0.0002
H ₂ S	gr/m ³	0.0003	0.0002
Particule solide	gr/m ³	-	-
Odorizare	%	100	100

CertIFICATELE DE CALITATE A GAZELOR NATURALE PENTRU CONDUCTA IAȘI - UNGHENI NU SUNT DISPONIBILE. CU TOATE ACESTEA, GAZUL NATURAL ESTE FURNIZAT PRIN REȚEAUA SNT TRANSGAZ. SNT TRANSGAZ IMPUNE CERINȚE MINIME DE CALITATE PENTRU CA GAZELE NATURALE SĂ TRANSPORTATE / COMERCIALIZATE PRIN REȚEAUA SA (REPREZENTAREA B-1).

Reprezentarea B-1 Cerințele minime de calitate pentru gazele naturale comercializate de compania Transgaz, la punctele de intrare / ieșire ale SNT.

COMPONENTA	UNITATE	VALOARE
Metan	%mol	min 70
Ethan	%mol	max 10
Propan	%mol	max 3.5
Butan	%mol	max 1.5
Pentan	%mol	max 0.5
Hexan	%mol	max 0.1
Heptan	%mol	max 0.05
Octan si hidrocarburi superioare	%mol	max 0.05
Nitrogen	%mol	max 10
Dioxid de carbon	%mol	max 8
Oxigen	%mol	max 0.02
H ₂ S	mg/m ³	max 6.8
Mercaptan	mg/m ³	min 8
Sulf total pentru o perioadă scurtă	mg/m ³	max100
Punct de condensare al apei	°C@presiune	max -15
Punct de condensare al hidrocarburilor	°C@presiune	max 0
VCI	Kcal/m ³	max 7840
Particule solide	g/m ³	max 0.05

C. STRATEGIA ENERGETICĂ A MOLDOVEI ÎN DOMENIUL GAZELOR NATURALE

C.1 DATE GENERALE

Generarea de energie electrică a Republicii Moldova se bazează aproape 100% pe combustibili fosili. În general, Republica Moldova nu posedă resurse energetice, și respectiv este dependentă de importurile de gaze naturale pentru producerea energiei electrice și termice. De asemenea, energia electrică este importată și din Ucraina. Gazul natural este importat din Rusia prin conductele de tranzit existente pe teritoriul Ucrainei, și din România prin interconectorul Iași (România) - Ungheni (Moldova). Din 2010, Republica Moldova este membru al Comunității Energetice. În 2014 Moldova a semnat Acordul de Asociere cu UE. Acordul semnat este în concordanță cu legislația Republicii Moldova privind energia electrică, petrolul, gazul, mediul, concurența, surse regenerabile, eficiența și raportarea care sunt aliniate la reglementările UE. Republica Moldova este în proces de realizare a proiectului de sincronizare a sistemului electroenergetic cu ENTSO-E pentru conectarea la piața energetică Europeană. În ceea ce privește gazele naturale, Republica Moldova are statutul de „observator” în ENTSO-G.

C.2 STRATEGIA ENERGETICĂ A ȚĂRII ÎN DOMENIUL GAZELOR NATURALE

În 2013 Moldova a aprobat Strategia Energetică a Moldovei până în 2030. Strategia include măsurile pentru dezvoltarea sectorului energetic al țării, în special a sectorului de gaze, cu următoarele obiective.

- Dezvoltare și modificarea infrastructurii țării pentru a face posibilă tranzitarea bi-direcțională de gaze, către și dinspre țările UE
- Diversificarea surselor de alimentare cu gaze naturale
- Integrarea pieței de gaze naturale cu piața UE

Republica Moldova a stabilit anul 2020 în Strategia Energetică drept obiectiv de a avea interconectări operaționale cu UE, inclusiv liberalizarea pieței energetice. Pentru realizarea obiectivelor strategiei cu referire la gazele naturale (Programul Național de Dezvoltare „Moldova 2020” și Programul Național pentru Eficiență Energetică 2011-2020), trebuie obținute următoarele rezultate până în 2020:

- Finalizarea a 40 km de conducte de gaze naturale pentru îmbunătățirea securității energetice a țării
- Reducerea de pierderi în cadrul rețelelor de transport și distribuție

Obiectivele strategice specifice pentru anii 2013-2020 și măsurile conexe prezentate în Strategia referitoare la gazele naturale sunt:

„Obiectivul nr.1. Asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale prin diversificarea căilor și surselor de aprovizionare, a tipurilor de purtător (gaz convențional, neconvențional, gaz natural lichefiat) și prin depozite de stocare, concomitent cu consolidarea rolului Republicii Moldova de culoar de tranzit al gazelor naturale.”

Strategia vizează anumite acțiuni care trebuie realizate și implementate pentru îndeplinirea obiectivelor:

- Îmbunătățirea interconexiunilor țării: Republica Moldova are două țări vecine, care pot furniza gaz natural din câteva surse. Interconexiunile existente cu România permit atât fluxul direct (Transbalkan), cât și invers (Iași-Ungheni). În prezent, conexiunile cu Ucraina permit direcția de aprovizionare doar spre Republica Moldova. Activitatea ulterioară este de a consolida rolul Republicii Moldova drept o țară de tranzit a gazelor naturale pe ambele direcții: Ucraina-România și România-Ucraina.
- Identificarea de alternative față de furnizorii existenți. În prezent, Republica Moldova este aprovizionată cu gaz natural din Rusia, și parțial din România. Ucraina are rezerve de gaz în largul mării și alte rezerve de gaze de șist încă neexploatate. Atât România, cât și Ucraina lucrează pentru a-și diversifica sursele de aprovizionare și dezvolta propriile resurse de gaze. GNL are, de asemenea, un potențial de aprovizionare prin intermediul terminalelor GNL Mediteraneene existente și prin existența în viitorul apropiat a interconectărilor din Europa de Sud-est. Surse adiționale de aprovizionare cu gaz natural pot fi conductele care actualmente sunt în construcție în Europa de Sud.
- Căutarea de resurse adiționale (suplimentare) în interiorul țării și optimizarea utilizării acestora. Republica Moldova, în general, nu posedă rezerve de gaze naturale, cu toate acestea, în țară există zone care necesită a fi reevaluate prin practici și tehnici de investigare de ultimă generație. În Republica Moldova nu există nici o instalație de stocare a gazelor naturale. Există posibilitatea de dezvoltare a unui depozit de gaze. Va fi nevoie de un acord cu o țară vecină pentru a utiliza sau investi într-un depozit nou sau existent fie în România, fie în Ucraina.

„Obiectivul nr.5. Asigurarea cadrului legislativ, instituțional și operațional pentru o concurență reală, deschiderea efectivă a pieței, stabilirea prețului pentru energie în mod transparent și echitabil, integrarea pieței energetice a Republicii Moldova în piața internă a UE.”

Moldova a îndeplinit parțial acest obiectiv prin:

- Liberalizarea pieței sale de energie electrică
- Revizuirea legislației de primare pentru a ține cont de rolurile ANRE, OST, OSD, OS
- Definirea mecanismelor prețurilor în conformitate cu structura pieței libere
- Crearea concurenței pe piața de energie electrică
- Monitorizarea investițiilor OST pentru menținerea sistemului de transport de energie electrică pentru a asigura securitatea de aprovizionare

C.3 COMUNITATEA ENERGETICĂ PENTRU MOLDOVA

Republica Moldova este Parte Contractantă a Comunității Energetice. Următoarele compartimente prezintă statutul pieței de gaze naturale din Republica Moldova conform raportului realizat de Comunitatea Energetică.

C.3.1 Interconectare

Ruta de tranzit a gazelor naturale prin Republica Moldova prezintă o importanță majoră pentru țările din Europa de sud și Turcia. Republica Moldova tranzitează aproximativ 20 mlrd. m³/an de la sud spre

Balcinii de Vest. Republica Moldova are nevoie de diversificarea surselor de aprovizionare cu gaze naturale. În acest scop a fost construit gazoductul cu România (Iași-Ungheni). Gazoductul urmează a fi extins spre Chișinău. Vestmoldtransgaz este operatorul acestui gazoduct. Vestmoldtransgaz a fost achiziționată de Transgaz România în 2018, cu angajamentul de a construi extinderea spre Chișinău. Comunitatea Energetică acordă suport companiei Moldovatransgaz pentru a implementa conceptul de interoperabilitate și să încheie un acord de interconectare cu Ucraina.

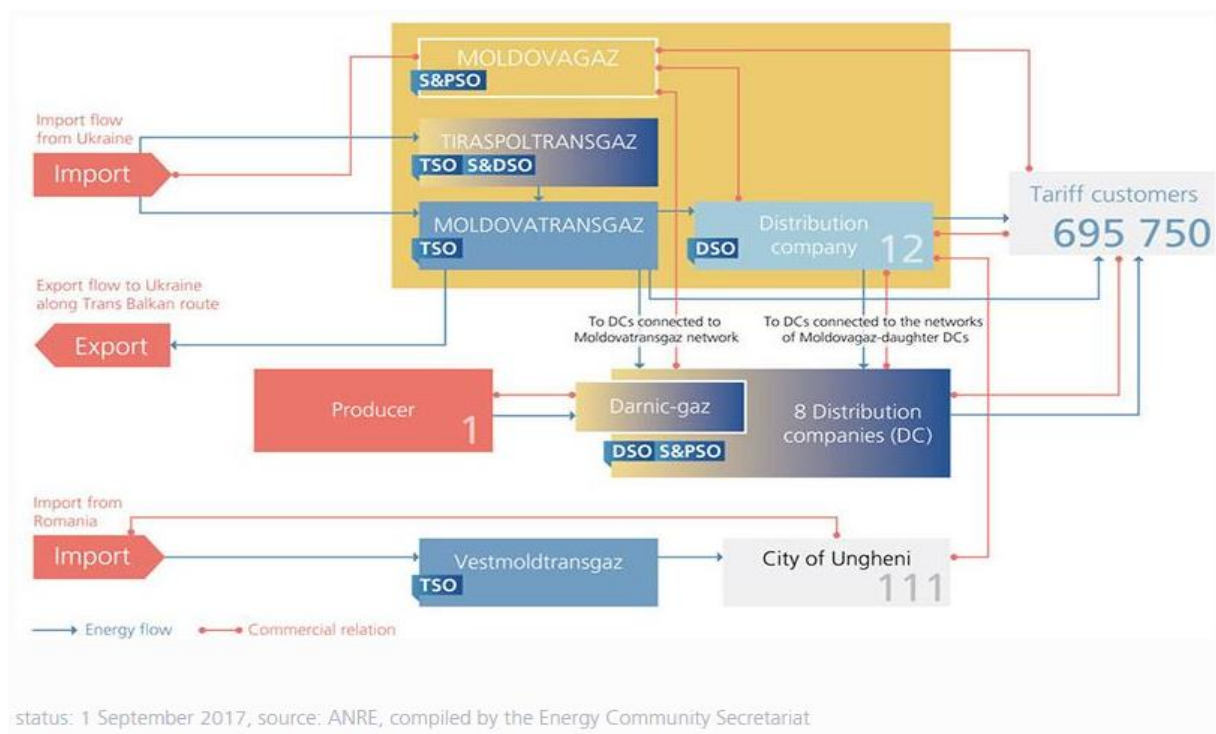
C.3.2 Acces Părților Terțe

Legislația Republicii Moldova a adoptat conceptul de acces a părților terțe la rețeaua de gaze naturale. Legea prevede implementarea metodologiei tarifelor de transport pentru accesul respectiv. Această metodologie se află în curs de elaborare. Legislația actuală solicită alocarea unei capacități lunare și anuale, ultima fiind pentru un orizont de timp de până la cinci ani și această capacitate întreruptibilă este oferită în caz de congestionare contractuală. De asemenea, este în vigoare piața secundară de capacități.

C.3.3 Piața angro

Activitățile majore ale pieței de gaze naturale din țară rămân a fi concentrate în cadrul S.A. Moldovagaz. Compania este responsabilă pentru importurile de gaze din Rusia și controlul asupra celor doi OST din țară.

Reprezentarea C-1 Schema pieței de gaze naturale a Moldovei (Conform Comunității Energetice)



C.3.4 Piața cu amănuntul

Moldovagaz domină piața de distribuție prin cele 12 filiale deținute, ceea ce reprezintă aproximativ 70% din cota de piață. Consumatorii își pot selecta și schimba furnizorul de gaz. Regulamentele și procedurile de schimbare a furnizorului de gaze sunt deja în vigoare. Reglementarea prețurilor pentru utilizatorul final este aplicată tuturor categoriilor de consumatori. Consumatorii casnici și cei industriali mici beneficiază în urma pieții reglementate.

C.3.5 Echilibrare

Legislația Republicii Moldova prevede că OST să efectueze echilibrarea sistemului prin implementarea unui anumit set de reguli. Până în prezent, aceste reguli nu sunt implementate în Republica Moldova.

C.4 ANRE

ANRE este Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică a Republicii Moldova. ANRE a fost înființată în 1997. Atribuțiile și responsabilitățile ANRE s-au extins, iar rolul său drept regulator s-a consolidat. În prezent, ANRE este responsabilă de implementarea politicii energetice din Republica Moldova. ANRE asigură reglementarea pieței energetice, în condiții de accesibilitate, disponibilitate, fiabilitate, continuitate, competitivitate și transparență. Funcțiile de bază ale ANRE pot fi rezumate după cum urmează:

- Elaborează și aprobă regulamente, metodologii și alte norme în domeniul energetic în cazurile prevăzute de legislația în vigoare.
- Supraveghează sectoarele energetice și conformitatea companiilor din cadrul sectorului energetic față de reglementările existente.
- Promovează, monitorizează și asigură o concurență echitabilă în sectoarele reglementate.
- Emiterea de licențe pentru operatorii piețelor energetice, în conformitate cu Legea nr. 174 din 21 septembrie 2017 cu privire la energetică, Legea nr. 461-XV din 30 iulie 2001 privind piața produselor petroliere, Legea nr. 107 din 27 mai 2016 cu privire la energia electrică, Legea nr. 108 din 27 mai 2016 cu privire la gazele naturale și Legea nr. 160 din 22 iulie 2011 privind reglementare prin autorizare a activității de întreprinzător.
- Monitorizează și controlează, în cadrul legilor în vigoare, respectarea de către titularii de licență a modului de desfășurare a activităților autorizate.
- Modifică, suspendă și retrage licențele în cazurile și în conformitate cu procedura prevăzută de legi.
- Promovează o politică tarifară adecvată, care să corespundă principiilor economiei de piață, pentru a asigura protecția drepturilor consumatorilor finali și rentabilitatea întreprinderilor din sectorul energetic.
- În cazurile prevăzute de lege, ANRE aprobă tarifele calculate în conformitate cu metodologiile aprobate de ANRE și monitorizează corectitudinea aplicării acestora.
- Supraveghează respectarea principiului „eficiență maximă la costuri minime” de către companiile din sectorul energetic la calculul tarifelor pentru activitățile reglementate și le supun aprobării.
- ANRE promovează protecția drepturilor și intereselor legale ale consumatorilor, exercită controlul asupra modului de respectare a drepturilor consumatorilor, examinează reclamațiile

consumatorilor și rezolvă disputele dintre consumatori și furnizori, în limitele competențelor sale.

Lista deținătorilor de licențe pentru operatori OST, OSD, OS în Republica Moldova cu referire la piața gazelor naturale sunt prezentate în Reprezentarea C-2

Reprezentarea C-2 Lista deținătorilor de licență în sectorul de gaze naturale, (conform ANRE)

Titular licență	Valabilitate licență
TRANSPORT GAZ NATURAL	
„MOLDOVATRANSGAZ” SRL	30.11.2024
„VESTMOLDTRANSGAZ” SRL	06.01.2040
Aprovizionare cu gaz natural	
„BELVILCOM” SRL	11.06.2029
IM „ROTALIN GAZ TRADING” SRL	24.08.2035
ISC „NORD GAZ SINGEREI” SRL	22.10.2035
„MOLDOVAGAZ” SA	06.11.2043
„DARNIC-GAZ” SA	11.04.2038
„PROALFA-SERVICE” SRL	23.06.2034
„PIELART SERVICE” SRL	28.12.2034
FPC „LACATUS” SRL	07.06.2037
„TIM INVEST” SRL	03.01.2038
IM „SEF-GAZ” SRL	01.02.2038
„CANTGAZ” SRL	12.12.2041
„NORD-UNIONGAZ” SRL	27.03.2042
„SALCIOARA-VASCAN” SRL	25.04.2042
„PARTENER-GAZ” SRL	23.02.2036
„ENERGOCOM” SA	16.01.2043
DISTRIBUȚIE GAZ NATURAL	
„CHISINAU-GAZ” SRL	15.11.2024
„EDINET-GAZ” SRL	16.11.2024
„FLORESTI-GAZ” SRL	17.11.2024
„IALOVENI-GAZ” SRL	17.11.2024

Titular licență	Valabilitate licență
„STEFAN VODA-GAZ” SRL	18.11.2024
„UNGHENI-GAZ” SRL	23.11.2024
„CAHUL-GAZ” SRL	23.11.2024
„BALTI-GAZ” SRL	24.11.2024
„ORHEI-GAZ” SRL	24.11.2024
„CIMISLIA-GAZ” SRL	13.12.2024
„GAGAUZ-GAZ” SRL	20.01.2025
„TARACLIA-GAZ” SRL	05.06.2025
„DARNIC-GAZ” SA	23.02.2026
„BELVILCOM” SRL	23.02.2026
„MOLDOVATRANSGAZ” SRL	17.12.2029
IM „ROTALIN GAZ TRADING” SRL	24.08.2035
ISC „NORD GAZ SINGEREI” SRL	22.10.2035
„PROALFA-SERVICE” SRL	23.06.2034
„PIELART SERVICE” SRL	28.12.2034
FPC „LACATUS” SRL	07.06.2037
„TIM INVEST” SRL	03.01.2038
IM „SEF-GAZ” SRL	01.02.2038
„BV GROUP COMPANY” SRL	02.12.2041
„DOBOS COMPANY” SRL	27.03.2042
„CANDELUX COM” SRL	25.04.2042
ALIMENTAREA CU GAZE NATURALE COMPRESATE PENTRU VEHCULE LA BENZINĂRII	
IM „ROMPETROL MOLDOVA” SA	28.02.2027
„TRANSAUTOGAZ” SRL	15.05.2028
„OLTAVIM” SRL	13.02.2029
„SALTICA-LUX” SRL	28.03.2029
ICS „LUKOIL-MOLDOVA” SRL	18.04.2029

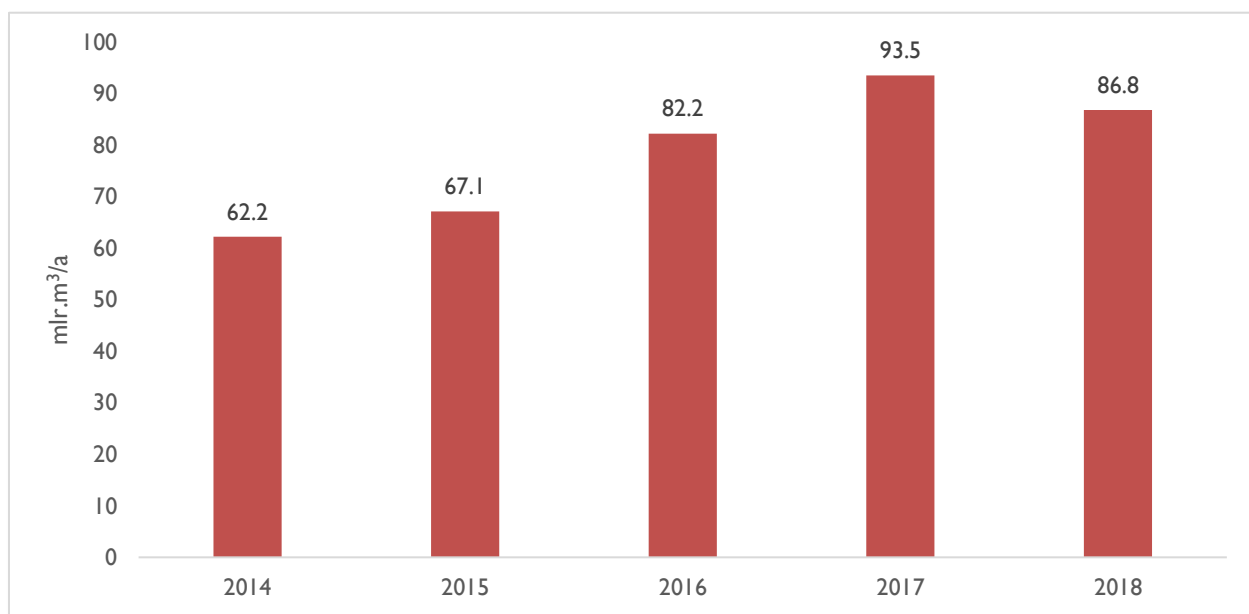
D. REZERVE ȘI PRODUCȚIE DE GAZE ÎN ȚĂRILE VECINE CU MOLDOVA

D.1 UCRAINA

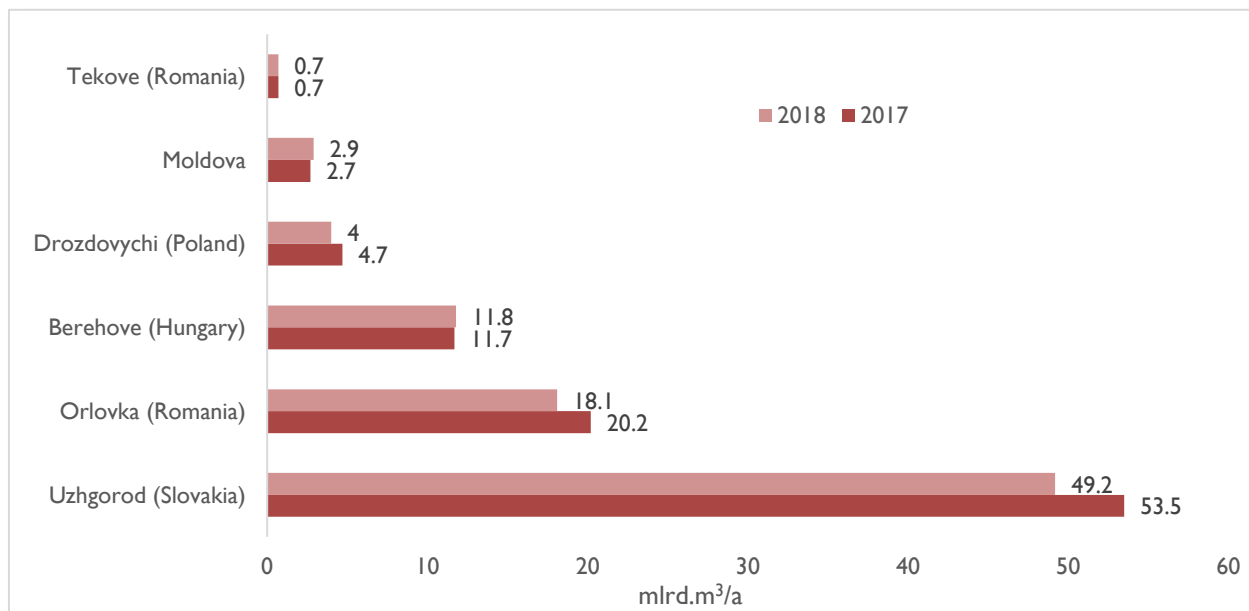
D.1.1 Tranzitul de Gaze

Volumul de gaze tranzita în 2018 se cifrează la 86.8 mlrd. m³, care este cu 6.7 mlrd. m³ (sau 7.2%) mai puțin decât în anul 2017. Fluxul tranzitat de gaze a scăzut neuniform la punctele de ieșire - aproximativ 65% sau 4.3 mlrd. m³ din declinul total a volumului de gaz tranzitat s-a datorat unei scăderi în transportul spre Slovacia. Volumele fluxurilor de gaze tranzitate în 2018 au fost mai mari decât cele din 2017 în doar două perioade - în timpul unui val de frig în Martie 2018 și în perioada lucrărilor de întreținere a conductelor Yamal și Nord Stream în Iulie 2018. În primul trimestru a anului 2018, Nord Stream a devenit principala rută pentru furnizarea gazului Rusesc către UE (36% din totalul de aprovizionare), care depășește ușor tranzitul prin Ucraina (34%).

Reprezentarea D-1 Volumele de gaze naturale tranzitate prin Ucraina în 2014-2018



Reprezentarea D-2 Distribuția fluxurilor de tranzit în punctele de ieșire în 2017-2018



D.1.2 Producerea de Gaze

În 2018 Ucraina a produs cu 450 mln.m³ mai mult decât în 2017, creștere datorată:

- creșterii producției cu 245 mln.m³ de către Ukrgasvydobuvannya
- creșterea cu 233 mln.m³ de către producători privați

Compania ucraineană care se ocupă cu producția de gaz, Ukrgasvydobuvannya, parte a grupului Naftogas, a finalizat cu succes un program pentru a compensa declinul natural al producției de gaz de aproximativ 1mlrd. m³/an prin implementarea unui set de măsuri tehnice. Ukrgasvydobuvannya are un program extins pentru sporirea producției de gaze naturale până la 20.1 mlrd.m³/an în 2020.

D.1.3 Importurile de Gaze

În 2018, gazul importat în Ucraina a fost exclusiv de pe piața Europeană de gaze naturale. În comparație cu 2017, importurile de gaze au scăzut cu 25%. În 2018, Naftogas a achiziționat gaz natural de la 18 furnizori Europeni (13 în 2017). Niciuna dintre aceste companii nu a furnizat mai mult de 30% din volumul importat de Naftogas. 65 de companii au importat gaze în Ucraina în 2018 (67 de companii în 2017).

Direcția Slovacă a rămas principala rută de aprovizionare cu gaz pentru Ucraina, în timp ce ponderea aprovizionărilor prin Ungaria a crescut pentru al doilea an consecutiv. Deși necesitatea anuală a Ucrainei de importuri de gaze este acoperită pe deplin de capacitățile reversibile disponibile, livrările de gaze către Ucraina din țările vecine sunt în continuare în neconcordanță cu normele Europene: relațiile cu operatorii sistemelor de gaz adiacente și Gazprom nu sunt în conformitate cu cele Europene și legislația energetică Ucraineană.

D.1.4 Consumul de Gaze

Consumul total de gaz al Ucrainei în 2018 a crescut cu 1.3%, de la 31.9 la 32.3 mlrd.m³, în comparație cu 2017. Consumatorii casnici au utilizat 10.6 mlrd.m³ de gaz, sau cu 0.6 mlrd.m³ mai puțin decât în 2017. În același timp, consumul de gaze al companiilor de termoficare pentru nevoile casnice a ajuns la 4.8 mlrd.m³ în 2018, sau cu 0.2 mlrd.m³ mai mult decât în 2017. Producerea de energie termică pentru sectoarele public și industrial a constituit 2.3 mlrd.m³, sau cu 0.4 mlrd.m³ mai mult decât în 2017.

D.1.5 Alternative

Ucraina are cele mai mari trei (3) rezerve de gaze de șist din Europa de aproximativ 1.2 trilioane m³.. Există două zăcăminte potențiale de gaze de șist. Zăcămintului de gaze Yuzivska situat în Regiunile Donetsk și Kharkhov. Celălalt domeniu promițător, Olesska, se află în Regiunile Lvov și Ivano-Frankovsk. În 2013, Ucraina a semnat un acord de partajare a producției de gaze de șist pe o perioadă de 50 de ani cu Royal Dutch Shell pentru zăcămintul de gaze Yuzivska, totuși actualmente contractul este în așteptare.

D.1.6 Piața

Ucraina continuă reformele fundamentale în cadrul pieței sale de gaze. Multe dintre dezavantajele majore ale modelului de piață anterior au fost eliminate aproape în totalitate, dar o serie de probleme rămân a fi nesoluționate. Problemele-cheie rămase includ lipsa concurenței în comerțul cu amănuntul, acumularea de datorii pentru consumuri neautorizate și reglementarea administrativă a prețurilor gazelor naturale.

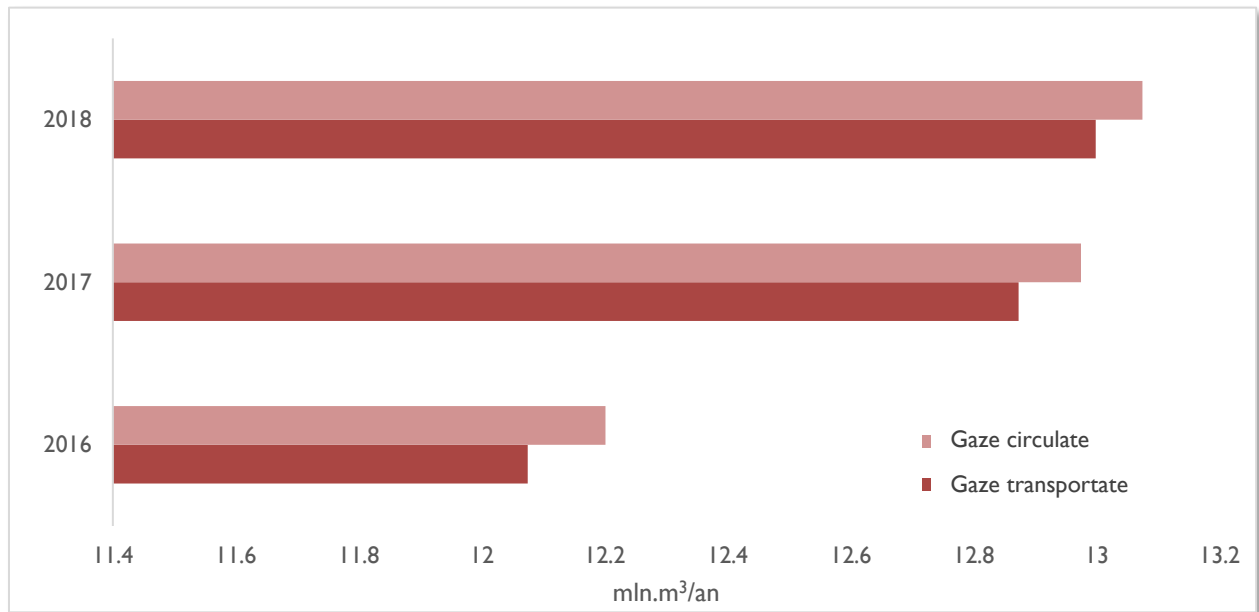
D.2 ROMÂNIA

Piața gazelor naturale în România este liberalizată, ca urmare a acestui fapt există:

- Un (1) Operator Sistem Național de Transport - SNTGN Transgaz SA Medias
- Șase (6) producători de gaze naturale: Petrom, Romgaz, Amromco, Toreador, Wintershall Medias, și Aurelian Oil & Gas
- Trei (3) Operatori ai depozitelor de gaze subterane: Romgaz, Amgaz, Depomures
- 34 companii de distribuție și furnizare a gazelor naturale – cel mai mare fiind Distrigaz Sud și E.ON Gaz România
- 76 furnizori pe piața angro

SNTGN Transgaz este operatorul tehnic al Sistemului Național de Transport al Gazelor (SNT) care asigură transportul a peste 90% din gazul natural consumat în România, în conformitate cu standardele UE de performanță și mediu.

Reprezentarea D-3 Cantități de gaze naturale transportate și circulate în 2016-2018 de către SNTGN Transgaz



D.2.1 Producerea de gaze

Producerea de gaze naturale crește treptat, fiind mai mare cu 3.39%, de ex. cu 175 mln.m³ mai mare decât producerea înregistrată în 2017 (5.333 mln.m³ în 2018 față de 5.158 mln.m³ în 2017). Această producere, conform estimărilor, a asigurat Romgaz o cotă de piață de 50.67% din livrările interne de gaze naturale destinate consumului și o cotă de piață de livrări de 45.98% pentru consumul total al României.

D.2.2 Piața

România are cea mai mare piață de gaze naturale din Europa Centrală. Piața gazelor naturale a atins dimensiuni colosale la începutul anilor 1980, în urma implementării politicilor guvernamentale destinate eliminării dependenței de importuri. Aplicarea acestora a condus la dezvoltarea resurselor din interiorul țării.

Piața gazelor naturale din România a fost liberalizată treptat, beneficiind de modificări structurale, instituționale și legislative. Procesul de liberalizare a fost însoțit de următoarele măsuri menite să conducă la dezvoltarea pieței:

- Acordarea de licențe și autorizații agenților economici din cadrul sectorului
- Autorizarea personalului specializat în acest domeniu
- Elaborarea de reglementări tehnice și comerciale specifice
- Implementarea de noi metodologii de stabilire a prețurilor, care au avut drept scop stimularea operatorilor de licență să facă investiții și să reducă costurile operaționale
- Monitorizarea și controlul activității agenților economici autorizați și licențiați

Piața gazelor naturale din România este împărțită în două segmente: competitiv și reglementat. Segmentul competitiv include comercializarea gazelor naturale între furnizori. Segmentul reglementat include activități de monopol natural desfășurate sub formă de contracte-cadru și de furnizare la prețuri reglementate. Un Operator de Piață a fost desemnat drept parte a Dispeceratului Național de Gaze Naturale din București (o structură a SNTGN Transgaz SA Medias) pentru a asigura un cadru de repartizare a gazelor naturale într-un mod corect și nediscriminatoriu. Operatorul de Piață actual:

- Stabilește procentajul lunar an amestecul ui de gaze naturale din producția internă și cerința de import pentru toți furnizorii / distribuitorii de gaze naturale licențiați, precum și pentru consumatorii eligibili
- Monitorizează achizițiile zilnice / consumul de gaze interne / importul
- Pregătește rapoarte lunare privind achizițiile de gaze naturale din producția internă și din importuri pentru fiecare operator de pe piața gazelor naturale din România și pentru fiecare consumator eligibil.

E. DEZVOLTAREA VIITOARE A INFRASTRUCTURII DE GAZE ÎN MOLDOVA ȘI ÎN REGIUNE

E.1 DEZVOLTAREA VIITOARE A INFRASTRUCTURII DE GAZE NATURALE ÎN ȚARĂ

În prezent, gazoductul Ungheni - Chișinău cu DN600, PN 5.5MPa, L = 120 km și cu o capacitate preconizată de 1.5 mlrd.m³/an este în construcție,. Finalizarea construcției este planificată pentru anul 2020. Proiectul este implementat de către Vestmoldtransgaz.

E.2 DEZVOLTAREA VIITOARE A INFRASTRUCTURII DE GAZE NATURALE ÎN REGIUNE

E.2.1 Proiecte de Suport pentru Interconectarea Iași – Ungheni

Având în vedere necesitatea îmbunătățirii furnizării de gaze către Nord-estul României și ținând cont de capacitățile necesare de transportare a gazelor spre Moldova prin conducta de interconectare dintre România și Moldova (Iași-Ungheni), o serie de îmbunătățiri trebuie să fie implementate în sistemul Românesc de transport de gaze pentru a asigura ca parametrii tehnici necesari să fie în concordanță cu cerințele consumului de gaze din regiunile relevante.

Reprezentarea E- Dezvoltarea SNT în zona de Nord-est a României, (conform Transgaz)



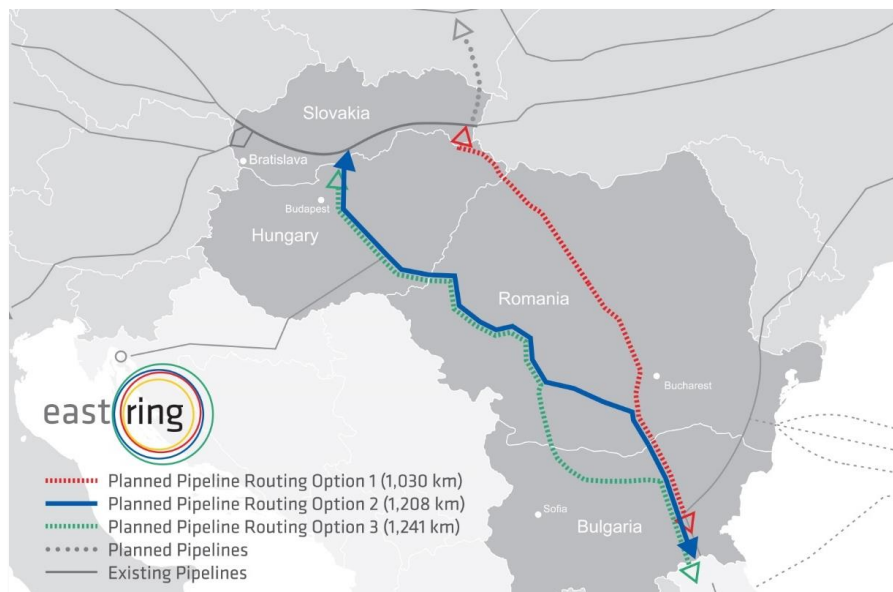
Cele mai importante etape ale proiectelor României de dezvoltare ale sistemului de transport de gaze sunt următoarele:

- Construcția unui nou gazoduct DN700, PN 5.5MP cu o lungime de 104.1 km spre direcția Onești – Gherăești. Traseul acestei conducte va fi paralel cu conductele existente DN500 Onești – Gherăești.
- Construcția de 61.05 km a unei conducte noi de transport de gaze DN700, PN 5.5MPa, pe direcția Gherăești – Lețcani. Această conductă va înlocui conducta DN400 existentă Gherăești - Iași pe tronsonul Gherăești – Lețcani.
- Construcția unei noi stații de compresie de gaze la Onești, incluzând un compresor de bază și unul de rezervă.
- Construcția unei noi stații de compresie de gaze la Gherăești, incluzând un compresor de bază și unul de rezervă.
- Perioada de construcție este programată pentru 2018-2020
- Punerea în funcțiune / pornirea este programată pentru perioada 2019-2020
- Data estimată de finalizare este 2020

E.2.2 Proiectul Eastring

Proiectul Eastring este planificat să se extindă din Slovacia spre Turcia, prin Ungaria, România și Bulgaria. Proiectul este prevăzut cu o conductă DN1400 și o capacitate de 20 mlrd.m³/an, urmând ca în continuare să fie extinsă la 40 mlrd.m³/an. Proiectul Eastring trebuie să conecteze surse bine stabilite, precum și surse alternative de gaze naturale din regiunea Caspică (CGS) / Mediteraneană de Est (EastMed) / Marea Neagră (BRUA) / regiunea Orientului Mijlociu. În același timp, va fi posibilă furnizarea de gaze în Sud-estul Europei de la terminalele gazifere Europene. Întreaga capacitate va fi disponibilă pentru orice transportator sau furnizor. Studiul de fezabilitate cofinanțat de Comisia Europeană, finalizat în Septembrie 2018, a arătat rezultatele pozitive în urma testării pieței și demonstrează faptul că proiectul este fezabil. Rezultatele studiului de fezabilitate permit promotorilor săi să treacă la următoarele etape ale proiectului.

Reprezentarea E-1 Harta tronsoanelor Proiectului Eastring.



Sursă: Eastring

E.2.3 Turk Stream

TurkStream este o conductă în largul mării care se extinde din Rusia până în Turcia sub Marea Neagră. Pornind din Anapa, Rusia, unde există un stația de compresare și terminalul de recepție, două conducte de 900 km merg în larg spre Kiyilkoy, terminalul de recepție din Turcia. Conducta se conectează cu rețeaua de transport existentă din Bulgaria. Reprezentarea E-2 arată modul în care gazul natural din Turk Stream intenționează să curgă spre Nordul Bulgariei, și spre Vestul Serbiei, Ungariei și Austriei. Conducta care trece prin Balcani intenționează să utilizeze unde este posibil, infrastructura de transport existentă cu inversarea fluxului, precum și segmente de infrastructură nou construite. Se preconizează că proiectul va putea furniza gaze naturale înapoi în Moldova prin conducta reversibilă Transbalkan. Capacitatea estimată este de 32 mlrd.m³.

Reprezentarea E-2 TurkStream și conducta ce trece prin Balcani



Sursă: Agenția Anadolu

E.2.4 Interconector de Gaze Grecia – Bulgaria (IGB)

Conducta de gaze IGB (Reprezentarea E-3) va fi conectată la sistemul național Grecesc de transport al gazelor în zona Komotini și la sistemul național Bulgar de transport a gazelor în zona Stara Zagora. Lungimea planificată a conductei este de 182 km, diametrul conductei va fi de 32 inch (81.28 cm), iar capacitatea proiectată va fi de până la 3 mlrd.m³/an în direcția dinspre Grecia spre Bulgaria. În funcție de interesul de pe piață și de capacitățile sistemelor vecine de transport al gazelor, conducta este proiectată pentru creșterea capacității sale până la 5 mlrd.m³/an pentru urmărirea evoluției pieței, permițând astfel inversarea fizică a fluxului prin instalarea suplimentară a unei stații de compresie. Se preconizează, de asemenea, viitoarea conexiune între conducta IGB și CTA. Proiectul este o parte cheie din cadrul strategiei pentru o mai bună integrare a piețelor de gaze naturale, care include proiecte de interconectare Bulgaria – Grecia, Bulgaria – România, România – Ungaria.

Reprezentarea E-3 Harta gazoductelor IGB



Sursă: IGB

E.2.5 Proiectul Coridorul Sudic de Gaze

Proiectul Coridorului Sudic de Gaze (CSG) (Reprezentarea E-4) are scopul de a mări și diversifica modurile de aprovizionare Europene cu energie prin aducerea resurselor de gaze amplasate în Marea Caspică pe piețele din Europa. Coridorul Sudic de Gaze cuprinde următoarele patru proiecte:

- Exploatarea zăcămintelor de gaze naturale condensate Shah Deniz (proiectul „SD1”) și dezvoltarea integrală a acestora (proiectul „SD2”)

- Punerea în funcțiune a Conductei din Caucazul de Sud (proiectul „CCS”) și extinderea acesteia (proiectul „XCCS”)
- Construcția Conductei Trans-Anatoliană de Gaze Naturale (proiectul „CTAGN”) și
- Construcția Conductei Trans Adriatică (proiectul „CTA”) (SD2, XCCS, CTAGN și CTA colectiv – „Proiectele”).

După finalizare, proiectul SD2 va adăuga încă 16 mlrd.m³/an de gaze naturale la cele 10.9 mlrd.m³/an (capacitatea maximă de producție) deja realizată în cadrul proiectului SD1. Lungimea totală a conductelor nou construite XCCS, CTAGN și CTA va fi de peste 3200 km.

Reprezentarea E-4 Harta Coridorului Sudic de Gaze, conform CSG



E.2.6 XCCS

XCCS (Extensia Conductelor din Caucazul de Sud) este o conductă de gaze naturale din zăcămintul de gaze Shah Deniz ce se găsește în sectorul Azerbaidjan din Marea Caspică și care ajunge până la Turcia (Reprezentarea E-5). Acesta se desfășoară paralel cu CCS (Conducta din Caucazul de Sud), construită pe același coridor ca și conducta Baku-Tbilisi-Ceyhan. Conducta CCS este deținută de compania South Caucasus Pipeline Company Limited. Capacitatea anuală de transport este de 7.41 mlrd.m³/an. Extinderea include construcția unei noi bucle de conducte CCS cu un diametru de 48 inch (121.92 cm) pe teritoriile azerbaidjane și georgiene, precum și construcția a două noi stații de compresie în Georgia. Noua conductă are o lungime de aproximativ 489 km (424 km în Azerbaidjan, 63 km în Georgia și 2 km în interconectarea CTAGN). Noua conductă a început să funcționeze pe 30 Iunie 2018. În rezultatul extinderii, capacitatea de transport a CCS este așteptat să atingă aproximativ 23.4 mlrd.m³/an, ceea ce ar tripla capacitatea totală de transport actuală a sistemului. Capacitatea CCS poate fi ulterior extinsă până la 31 mlrd.m³/an, dacă va fi necesar. Conducta a fost conectată cu CTAGN la frontiera dintre Georgia-Turcia, permițând astfel transportul gazelor naturale în continuare spre Turcia și Europa.

Reprezentarea E-5 Harta gazoductului XCCS



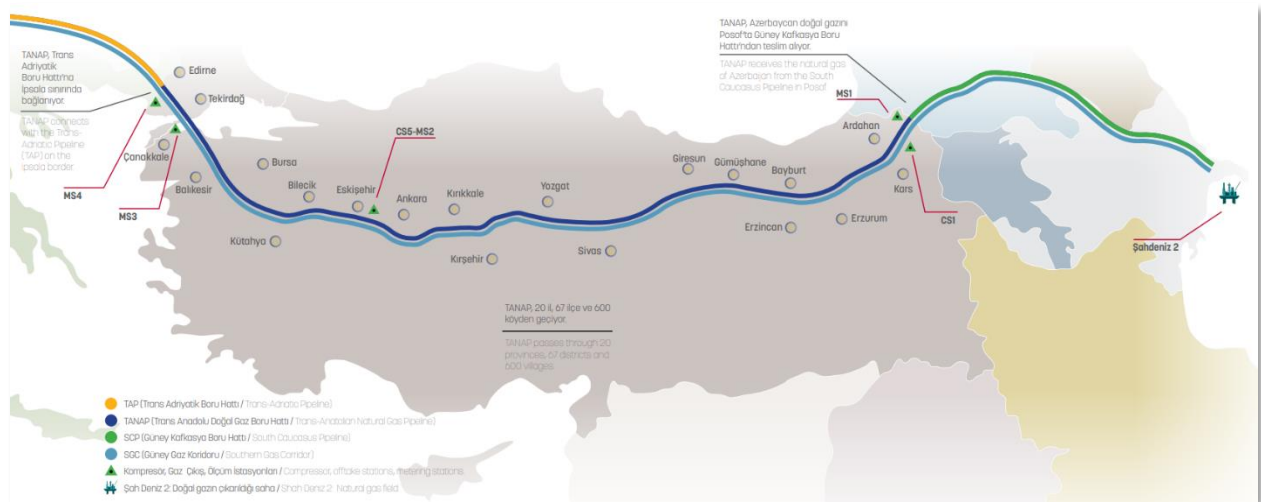
Sursă: CSG

E.2.7 CTAGN

CTAGN se conectează direct la CCS la frontiera dintre Georgia-Turcia și se va conecta la CTA la frontiera dintre Turcia-Grecia. Din acest punct, Conducta CTA se va conecta pentru a transporta gaze naturale către UE. Două stații de preluare sunt amplasate pe teritoriul Turciei pentru transportul național de gaze naturale, una fiind situată în Eskişehir și cealaltă în Tracia. Cu 19 km trecând pe sub Marea Marmară, conducta principală din Turcia atinge o lungime totală de 1850 km, împreună cu alte stații de preluare și instalații supraterane, cu numerele și proprietățile lor detaliate mai jos:

- Șapte (7) stații de compresie
- Patru (4) stații de măsurare
- Unsprezece (11) stații de lansare și primire a dispozitivului de curățare și inspecție „Pig”
- 49 stații de reglare și
- Două (2) stații de preluare pentru alimentarea rețelei naționale de gaze naturale a Turciei

Reprezentarea E-6 Harta gazoductului CTAGN, conform CTAGN

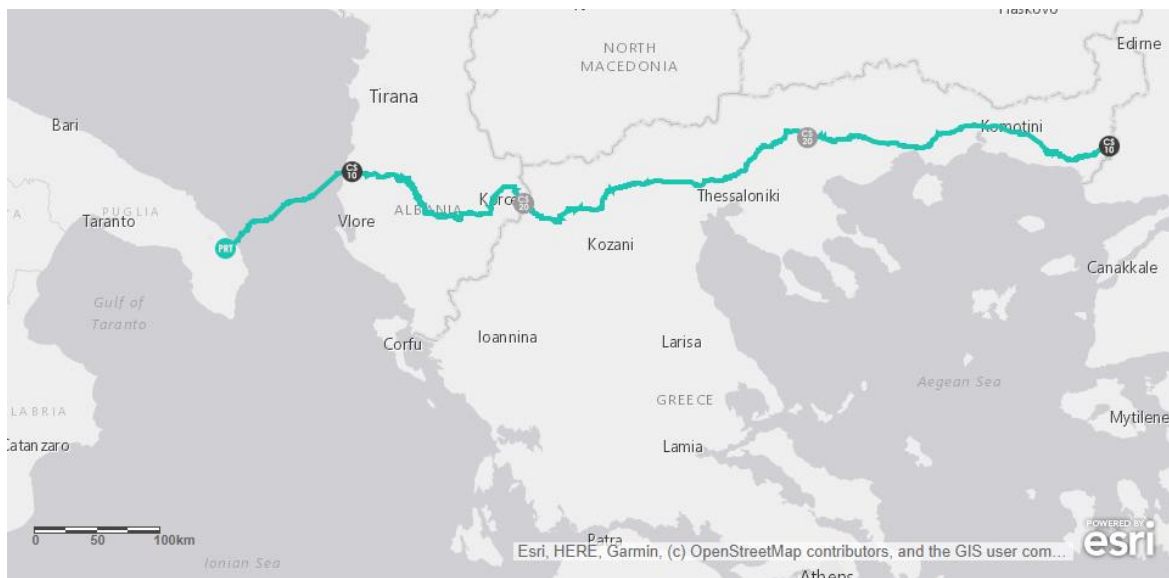


Sursă: CTAGN

E.2.8 CTA

CTA se va conecta direct la CTAGN la frontiera dintre Turcia-Grecia și va transporta gaze naturale prin Grecia și Albania, trecând peste Marea Adriatică până în sudul Italiei. De asemenea, se așteaptă că CTA va avea caracteristici de „inversare fizică a fluxurilor”, ceea ce va permite direcționarea gazelor din Italia către Sud-estul Europei, dacă va fi necesar. Conducta va avea o lungime de 878 km și se așteaptă să devină funcțională în 2020. Capacitatea inițială de transport va fi de 10 mlrd.m³/an, urmând a fi extinsă la 20 mlrd.m³/an.

Reprezentarea E-7 Harta gazoductului CTA



Sursă: CTA

E.2.9 Conductele Poseidon și EASTMED

E.2.9.1 Poseidon

Conducta Poseidon este un interconector cu surse multiple de gaze naturale care se întinde de la frontiera dintre Turcia-Grecia până în Italia. Cu o capacitate inițială de 15 mlrd.m³/an la frontiera Greco-Turcă și o Capacitate de Extindere de până la 20 mlrd.m³/an, conducta Poseidon face legătura dintre rețeaua de gaze a Greciei cu cea a Italiei, Bulgariei și Europei, oferind acces la infrastructura de gaze și la sursele disponibile la frontierele Estice ale Greciei, inclusiv prin conexiuni cu Conducta EastMed și proiectul conductei IGB. Conducta Poseidon se va extinde pentru aproximativ 760 km pe teritoriul Grecesc (secțiunea terestră) de la frontiera Turco-Greacă din Kipi până la terminalul de preluare în Florovouni și pentru aproximativ 216 km traversând Marea Ionică până la terminalul de preluare în Italia și până la terminalul de recepție în Otranto (secțiunea în largul mării), unde va fi conectat la sistemul național Italian de transport a gazelor. Noua configurație a proiectului va permite accesul la gaz din Bazinul Caspic, Asia Centrală, Orientul Mijlociu și Bazinul Mediteranean de Est.

Reprezentarea E-8 Harta gazoductului Poseidon, (conform IGI Poseidon)

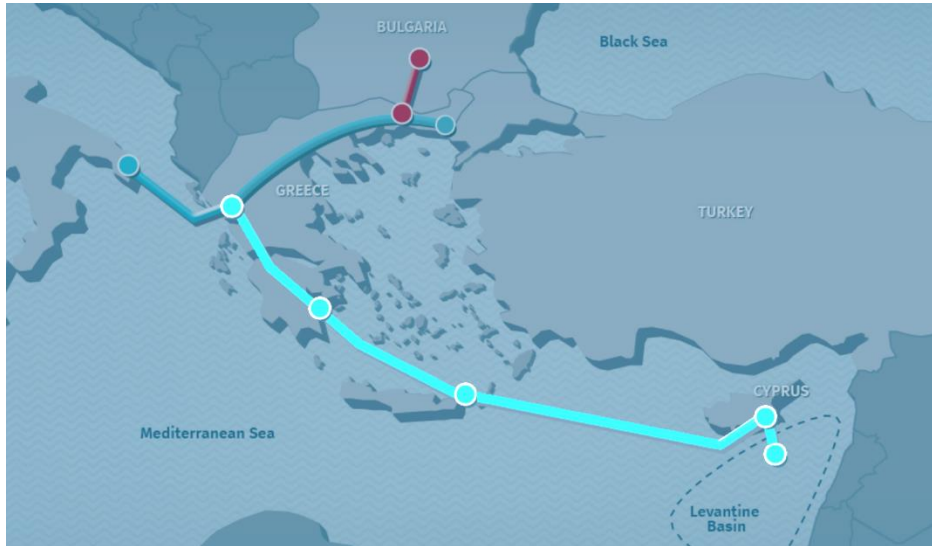


E.2.9.2 ESTMED

Proiectul Conductei Mediteraneene de Est (EastMed) se referă la o conductă de gaze naturale în largul mării / terestră, care conectează direct resursele Mediteraneene de Est cu Grecia prin Cipru și Creta. Actualmente, proiectul inițial este conceput pentru a transporta 10 mlrd.m³/an din rezervele de gaze din largul mării din Bazinul Levantin (Cipru și Israel) spre Grecia și interconectându-se cu conductele Poseidon și IGB, spre Italia și alte țări din Europa de Sud-est. De astfel, conducta ar permite alimentarea consumului intern al Ciprului adițional cu 1 mlrd.m³/an. Proiectul EastMed prin proiectarea actuală prevede o conductă în largul mării de 1300 km și o conductă terestră de 600 km. Conducta EastMed este proiectată preliminar pentru a avea puncte de ieșire în Cipru, Creta, Grecia continentală, precum și un punct de conectare cu conducta Poseidon. Conducta pornește de la noile zăcăminte de gaze naturale în regiunea Mediteraneană de Est și cuprinde următoarele secțiuni:

- 200 km de conductă în largul mării care se întinde de la sursele Mediteraneene de Est până în Cipru
- 700 km de conductă în largul mării care conectează Cipru de Insula Creta
- 400 km conductă în larg din Creta spre Grecia continentală (Peloponez)
- 600 km de conductă terestră care traversează Peloponezul și Grecia de Vest

Reprezentarea E-9 Harta gazoductului ESTMED, (conform IGI Poseidon)

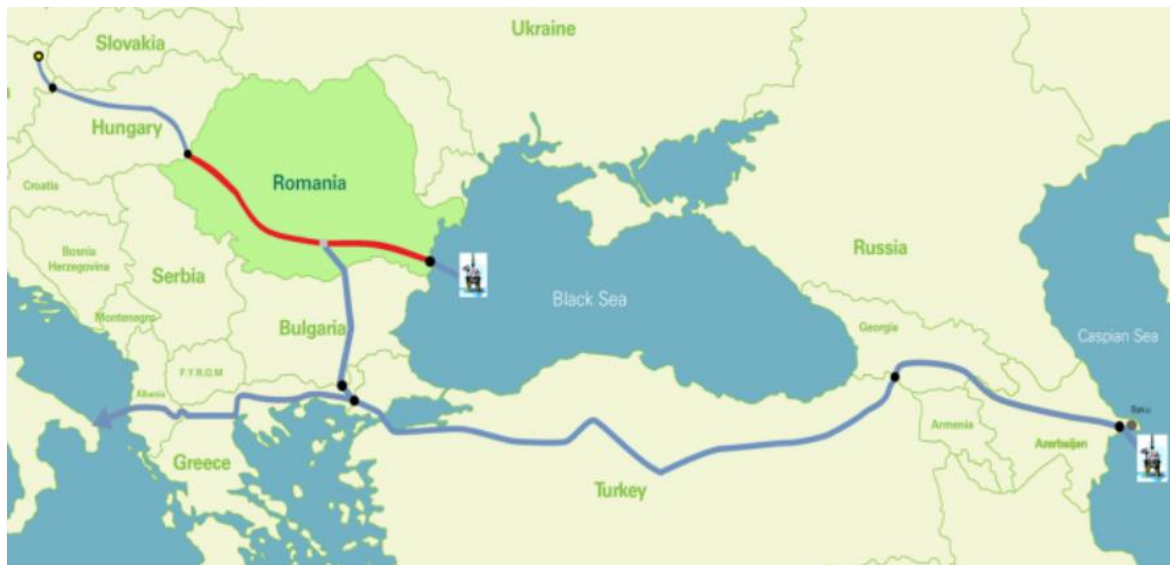


Sursă: IGI Poseidon

E.2.10 BRUA

BRUA (Bulgaria-România-Ungaria-Austria) face parte din conexiunea Coridorului Sudic de Gaze. BRUA este proiectat drept un gazoduct cu flux reversibil care poate alimenta Bulgaria sau Ungaria. Conducta este o un tronson cu un diametru de 32 inch (81.28 cm) cu o lungime de aproximativ 528 km, care va conecta sistemul de transport Românesc existent cu punctul de interconectare Bulgar, Giurgiu, și sistemele de transport Ungare la Csanadpalota. Există 3 SC prevăzute pe traseul conductelor la Podișor, Bibești și Jupa. În direcția Bulgară, conducta va avea o capacitate de 1.5 mlrd.m³/an, iar în direcția Ungară de 1.7 mlrd.m³/an. În continuare, va fi o creștere a capacității către Ungaria de până la 4.4 mlrd.m³/an. Sursa de aprovizionare inițială va fi zăcămintele de gaze Românești din Marea Neagră. BRUA va avea conexiuni la SC (CTAGN / CTA) prin CTA-IGB.

Reprezentarea E-10 Harta gazoductului BRUA



Notă: secțiunea conductei BRUA este prezentată cu roșu

F. SURSE ALTERNATIVE A COMBUSTIBILILOR GAZOȘI

F.1 GNL

Există douăzeci și opt de terminale de GNL în Europa, toate fiind terminale de import. Terminalele de export existente se regăsesc în Norvegia și Rusia. Douăzeci și patru din cele douăzeci și opt de terminale sunt în țările UE și patru dintre ele sunt în Turcia. Din cele douăzeci și opt de terminale de GNL din Europa, douăzeci și trei de terminale sunt proiectate terestru, patru terminale sunt unități de regazificare a depozitelor plutitoare (UPDR), iar un terminal este o Unitate de Depozitare Plutitoare (UPD). Majoritatea terminalelor sunt în Europa de Vest. În Europa de sud există unul funcțional în Grecia, și două planificate, unul în Grecia și altul în Croația. În se privește Europa de sud și Marea Neagră, nu există terminale de GNL. Turcia are patru terminale și nici unul dintre ele nu este în Marea Neagră. Până în prezent, cifrele arată că infrastructura de GNL disponibilă în Europa nu este încărcată la 100%.

Conform Strategiei Energetice a Moldovei până în 2030, securitatea aprovizionării cu gaze naturale este una dintre activitățile cheie ale statului în sectorul energetic. Având în vedere că gazul natural este unul dintre componentele principale ale mixului energetic din țară, fiabilitatea aprovizionării cu gaze naturale devine o preocupare a securității naționale. Furnizarea de gaze naturale pentru Republica Moldova ar putea fi clasificată drept un obiectiv critic, ținând cont de faptul că Republica Moldova asigură aprovizionarea dintr-o singură sursă, și nu deține resurse de gaze naturale pe teritoriul țării. Importanța problemei crește în special în contextul tranzitării gazelor naturale Rusești prin Ucraina. Unul dintre obiectivele principale ale țării este de a asigura securitatea aprovizionării cu gaze naturale, care include diversificarea surselor și rutelor de aprovizionare. Până în prezent, Republica Moldova importă aproape 100% din gazul său natural, în total de aproximativ 3 mlrd.m³/an, din Rusia prin Ucraina, iar contractul de furnizare existent urmează să expire în 2019. Următoarele soluții sunt luate în calcul pentru a asigura aprovizionarea sigură cu gaze naturale pe viitor a Republicii Moldova:

- Gazoductul Ungheni – Chișinău cu o capacitate totală de 1.5 mlrd.m³/an, se preconizează finalizarea proiectului la începutul anului 2020
- Reversarea fluxului pe coridorul conductelor Trans-balcanic: capacitatea reversibilă necesară de 3.2 mlrd.m³/an, pe conducta existentă de 7.3 mlrd.m³/an.

Eforturile Țărilor din Europa de sud de diversificare a surselor de gaze naturale impulsionează dezvoltarea infrastructurii de gaze naturale regionale, așa cum s-a discutat mai sus. Acest fapt, cel mai probabil, va produce drept efect ca Republica Moldova să facă parte din piața de GNL.

F.1.1 Situația Actuală – GNL în Moldova

Furnizarea de GNL în Republica Moldova este o alternativă potențială la gazele naturale. Cea mai apropiată infrastructură de GNL existentă față de Moldova se află în Grecia (Revithoussa) și Turcia (Aliaga, Marmara Egiglisi). Există planuri pentru noi instalații de GNL în Grecia (Alexandroupolis), România (Constanța), Ucraina (Yuzhni), unde cea mai avansată dezvoltare a proiectului este Alexandroupolis. Gastrade, proprietarul proiectului, a încheiat cu succes testul de piață pentru acest proiect.

Furnizarea recentă (2019) de GNL a fost realizată spre Bulgaria prin intermediul Revithoussa și interconectarea Sidikastro (Grecia) – Kulata (Bulgaria). Operațiunea este proeminentă întrucât o astfel de activitate ar putea fi realizată pentru Republica Moldova prin intermediul interconectărilor Grecia-Bulgaria-România-Moldova.

F.1.2 Terminalul GNL Revithoussa

Terminalul GNL Revithoussa, deținut de DESFA (Operator al Sistemului Național de Gaze Naturale în Grecia), este un atu energetic important pentru Grecia, întrucât asigură securitatea aprovizionării cu energie, flexibilitate funcțională în cadrul sistemului de transport și capacitate sporită ce poate satisface o cererea de vârf pentru gaze naturale. Terminalul este unul dintre cele 13 terminale GNL care funcționează în regiunea Mediteraneană și în Europa. Terminalul este situat pe insula Revithoussa, în golful Pahi din Megara, la 45 km spre vest de Atena. În cei 18 ani de funcționare, peste 300 de încărcături de GNL au fost primite și depozitate temporar în cele 2 rezervoare cu o capacitate de 130,000 m³. GNL este gazificat prin intermediul echipamentului criogenic al instalației și livrat spre sistemul de transport de gaze naturale Grecesc din Agia Triada. În 2018, capacitatea totală de stocare a fost majorată până la 225,000 m³. Viteza de regazificare a fost de asemenea sporită de la 1000m³/h la 1400m³/h. Așa cum s-a menționat anterior, au existat descărcări recente (2019) a 2 încărcături cu un volum total de 140 mln.m³ în Revithoussa, care au fost re-gazificate și transportate în Bulgaria prin interconectarea existentă Bulgaria-Grecia.

Reprezentarea F-1 Amplasamentul terminalului GNL Revithoussa,(conform ENTSO-G)



F.1.3 Terminalele GNL ALIAGA

Există două terminale GNL în apropierea satului Aliaga, în apropiere de Izmir, Turcia:

- Terminalul GNL ETKI este construit și exploatat pe țărmul Mării Egee din Aliaga-Izmir. Terminalul GNL Aliaga este o unitate plutitoare. Unitatea inițială a fost nava SRV MT GDF Suez Neptune capabilă să depoziteze 145,000 m³, re-gazificând GNL livrat de la alte nave. Actualmente, în 2019, este ancorată nava UPDR TURQUOISE P cu o capacitate de 166,631 m³ și cu o capacitate de regazificare de 21 mln. m³/zi.
- Terminalul GNL EgeGaz Aliaga este construit pe teritoriul deținut de EgeGaz pe țărmul Mării Egee din Aliaga-Izmir. Pe lângă capacitatea de regazificare și livrare, Terminalul poate de asemenea încărca GNL în camioane. Specificațiile Tehnice ale Terminalului sunt următoarele:
 - Două rezervoare GNL complet izolate, fiecare de 140 000 m³,
 - Capacitatea de regazificare și livrare: 1660000 Sm³/h,
 - Jetty: nave GNL cu Q-max; capacitatea de descărcare de 11000 m³/h,

Reprezentarea F-2 Amplasamentul terminalului GNL Aliaga, (conform ENTSO-G)

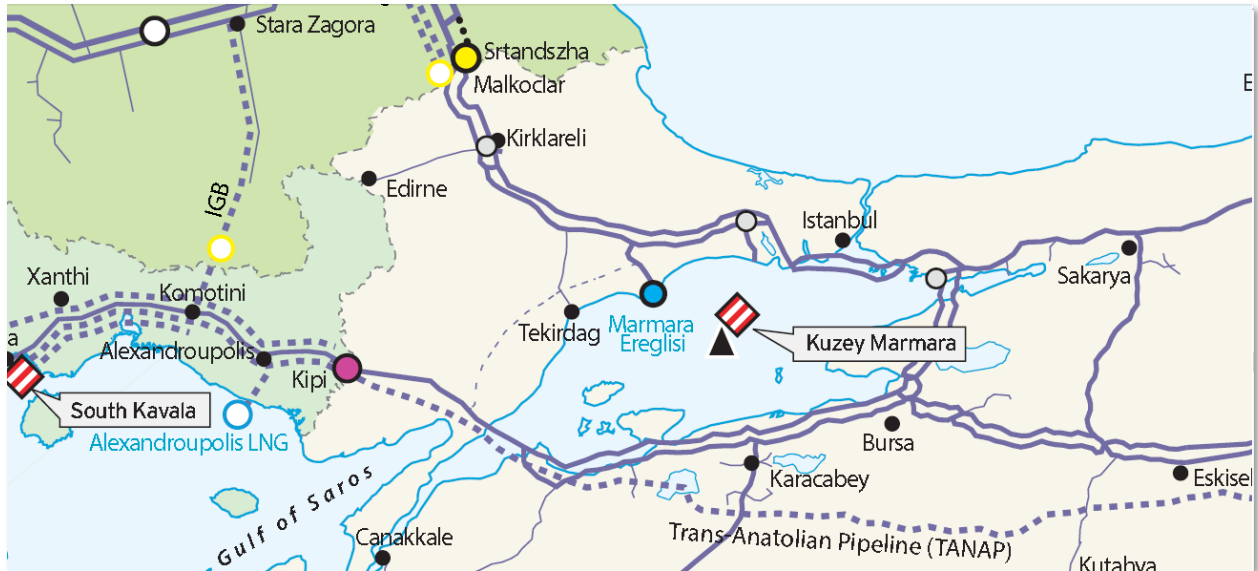


F.1.4 Terminalul GNL Marmara Ereglisi

În 1994, compania BOTAS a pus în funcțiune Terminalul GNL Marmara Ereglisi. Terminalul are o capacitate de gazificare de 37 mln.m³/an și 3 rezervoare de depozitare, fiecare cu o capacitate de 85.000 m³. Terminalul GNL Marmara Ereglisi este o instalație de GNL supraterană amplasată în Provincia Tekirdag, Turcia. Terminalul GNL este exploatat de compania de stat de gaze naturale BOTAS. Terminalul acceptă descărcarea transportatorilor de GNL și depozitează GNL în rezervoare după care fiind re-gazificat îl transmite sistemului principal de conducte, după necesitate. Construcția a început în 1984 și

instalația a intrat în funcțiune în 1994. În 2007, au fost adăugate 6 platforme de umplere la camioanele cisternă cu o capacitate de 20-50m³. Trei platforme de umplere pot încărca zilnic 75 de camioane cisternă.

Reprezentarea F-3 Amplasamentul terminalului GNL Marmara Ereğlisi, (conform ENTSO-G)



F.1.5 Terminalul GNL Alexandroupolis

Se planifică că terminalul GNL Alexandroupolis va fi SGNI care va include sistemul format din unitate plutitoare în largul mării, terminal de recepție, depozitare și regazificare și un sistem de transport submarin care se va conecta la rețeaua de gaz națională. Unitatea plutitoare va fi ancorată la o distanță de 17.6 km Sud-Vest de portul Alexandroupolis și la 10 km de cel mai apropiat țărm opus al satului Makri. SGNI Alexandroupolis va avea o capacitate de 700,000 m³/h sau 6.1 mlrd.m³/an și o capacitate de depozitare de până la 170,000 m³. Se preconizează că exploatarea comercială va începe în 2022. Proiectul va avea acces direct la piața Bulgară prin intermediul conductei de Interconectare Greco-Bulgare (IGB) actualmente aflată în construcție. Sau prin rețeaua Bulgară către România, Serbia, Ungaria și alte țări Europa de sud. Există și posibilități de a obține aprovizionări pentru Turcia prin conducta de Interconectare Turcia-Grecia. O altă alternativă este furnizarea de gaze naturale către Balcanii de Vest prin CTA. În 2018, Bulgaria și-a anunțat intențiile de a participa în cadrul proiectului cu o cotă de participare de aproximativ 25% din proiect.

Reprezentarea F-4 Amplasamentul terminalului GNL Alexandroupolis, (conform ENTSO-G)



F.1.6 GNL Dincolo de Bosfor

În prezent, în Marea Neagră nu există nici un terminal de GNL, atât de export cât și de import. România și Ucraina au planuri de a construi terminale de GNL:

- Ucraina la Odessa (UPDR)
- România la Constanța (terestru)

Problema principală este trecerea navelor transportatoare de GNL prin Strâmtoarea Istanbul (Bosfor). Bosforul este unul dintre cele mai complexe strâmtoari pentru a fi navigată de o navă mare, precum o navă transportatoare de GNL, traficul de nave grele adăugând o complexitate suplimentară. Cu aproape 43,000 de nave care au trecut prin Strâmtoare în 2017, aceasta atingea aproape de trei ori traficul Canalului Suez. În ceea ce privește eventualele accidente și riscuri cu consecințe catastrofice, Turcia a interzis trecerea navelor transportatoare de GNL prin strâmtoare. Astfel, o alternativă de aprovizionare cu GNL prin Bosfor în orice țară alăturată Mării Negre este considerată neeligibilă, întrucât nu există niciun motiv pentru Turcia de a-și schimba punctul de vedere. Cu toate acestea, odată cu anunțul Turciei privind Proiectul de construcție a Canalului Istanbul, punctul de vedere al Turciei în tranzitul navelor transportatoare de GNL prin strâmtoare ar putea fi reconsiderat. În pofida celor menționate anterior, în 2012, Ucraina a lansat un proiect pentru UPDR în apropiere de Odessa. Proiectul a fost pus în așteptare în 2013, redistribuit în 2017 și ulterior a fost amânat.

Reprezentarea F-5 Amplasamentul terminalului GNL Yuzhnyi, (conform ENTSO-G)



România, Azerbaidjan și Georgia iau în considerare proiectul IAGR. Dezvoltarea proiectului a început în 2010. Acționarii IAGR sunt SOCAR (Azerbaidjan), GOGC (Georgia) și Romgaz (România), MVM (Ungaria). Studiul de Fezabilitate al proiectului a fost finalizat în 2014, studiul a prevăzut 3 scenarii luate în considerare pentru dezvoltarea IAGR GNL: 2 mlrd.m³/an cu un cost de 1.2 M€, 5 mlrd.m³/an la un cost de 2.8 M€ și 8 mlrd.m³/an la un cost de 4.5 M€. Proiectul când va fi realizat va constitui primul terminal de GNL din Marea Neagră, care va transporta gaze naturale din regiunea Caspică în Europa de sud diversificând sursele de energie din această regiune. IAGR a fost considerată o parte integrantă a Coridorului Sudic, oferind cel mai scurt traseu posibil de la zăcămintele Caspice spre piața Europeană. Data potențială de lansare este în 2026.

Reprezentarea F-6 Amplasamentul terminalului GNL Constanța, (conform ENTSO-G)



F.2 ALTERNATIVA BIOGAZ

Biogazul este o alternativă a gazele naturale. Chiar dacă se ia în considerare faptul că concentrația de metan în produsul final de biogaz este mai mică decât în gazul natural (în medie, aproximativ 70%), totuși prezintă o alternativă. Biogazul este produsul digestiei anaerobe a materiilor organice sau a fermentației materiilor biodegradabile. Acesta poate fi produs din materii prime precum deșeurile agricole, gunoierii de grajd, deșeurile municipale, materiale vegetale, canalizare, deșeurile verzi sau deșeurile alimentare și orice alte materii organice. Cu toate acestea, conținutul de metan din biogaz variază în funcție de materiile prime utilizate pentru producție. Biogazul este considerat drept o sursă de energie regenerabilă, astfel producția sa este subvenționată. Energia electrică produsă prin arderea biogazului este achiziționată la tarife preferabile.

Biogazul poate fi utilizat în cadrul echipamentelor de generare a energiei electrice cu funcționare pe biogaz. Însă, datorită volumelor de obicei produse de biogaz și a capacităților de depozitare, puterea echipamentelor este mică. Problema principală a biogazului se prezintă prin faptul că este considerat un gaz de sondă, bogat în CO₂, SO_x, care cu umiditatea prezentă în acest gaz provoacă coroziunea echipamentelor și a conductelor. Biogazul poate fi injectat în infrastructura existentă de gaze naturale în niveluri care nu depășesc concentrația de 3 vol% sau va induce coroziunea. O altă problemă a producției și utilizării biogazului este mirosul său, care necesită amplasarea locurilor de producție și utilizare a biogazului departe de zonele populate. Având în vedere aceste probleme, producția de biogaz ar trebui să fie amplasată în apropierea centrelor de consum.

Potențialul Republicii Moldova pentru producerea de biogaz este estimat la 134MW din capacitatea instalată echivalentă cu 805 GWh/an. Aceste cifre reprezintă 20% din cererea anuală de energie a țării. Energia electrică care poate fi generată este limitată de disponibilitatea materiilor prime pentru producția de biogaz. Până în prezent, în Republica Moldova există 5 stații de cogenerare pe biogaz, cu o capacitate totală instalată de 5.6 MWe. Republica Moldova promovează utilizarea biogazului drept o sursă de energie regenerabilă, implementând măsuri legislative și mecanisme precum: garanții de achiziționare a energiei; OST achiziționează energia electrică generată de instalații cu o capacitate instalată mai mare de 10kW; facilitând licențierea și autorizarea.

G. MATRICEA DE RISC (SELECTARE)

	Categoria de Risc	Riscul	Descrierea Riscului	Consecințele Riscului	Atenuarea Riscului	Alocarea Riscului	
						Partener Public	Risc Comun
<p>Riscul de locație - totalitatea evenimentelor ce survin în proiectele de parteneriat public-privat legate de dreptul de proprietate/locațiune a suprafețelor necesare derulării proiectului, amplasarea și condițiile de amplasare a obiectului de parteneriat public-privat ce pot duce la imposibilitatea derulării, finalizării lucrărilor în termenii stabiliți la costurile inițial estimate</p>							
1.	Riscul de locație	Disponibilitate de locație	Întâmpinare dificultăți privind accesul la o anumită locație	Generează întârzieri în etapele de implementare a proiectului și creșteri suplimentare a costurilor proiectului	Obligația partenerului public ca la orice etapă de dezvoltare a proiectului de parteneriat public-privat să asigure accesul ofertanților la locația de desfășurare a proiectului de parteneriat public-privat	✓	

	Categoria de Risc	Riscul	Descrierea Riscului	Consecințele Riscului	Atenuarea Riscului	Alocarea Riscului	
						Partener Public	Risc Comun
2.		Condiții de amplasament, de sol nepronozate	Sistarea temporară a utilizării terenului pentru activitățile prevăzute în proiect, din cauza descoperirii de vestigii arheologice și/sau patrimoniu național, resurse naturale, ape subterane	Majorarea duratei de timp și a costurilor privind realizarea proiectului se majorează, persistând pericolul sistării sau anulării proiectului	Partenerul public va asigura prin intermediul cercetărilor geologice că amplasamentul ales pentru dezvoltarea proiectului permite implementarea acestuia și nu contravine intereselor publice de valorificare a resurselor naturale. Totodată, în faza de proiectare, partenerul privat va verifica expertiza geologică și se va asigura că aceasta permite dezvoltarea proiectului. În cazul depistării unor condiții neprevăzute de grele care nu pot fi atenuate, locația destinată pentru dezvoltarea proiectului de parteneriat public-privat urmează a fi schimbată		✓

	Categoria de Risc	Riscul	Descrierea Riscului	Consecințele Riscului	Atenuarea Riscului	Alocarea Riscului	
						Partener Public	Risc Comun
3.		Aprobarea documentației necesare	Întârzieri în procesul obținerii de aprobări/autorizații necesare în termenii prevăzuți, sau pot fi obținute cu condiționări imprevizibile	Întârzieri în etapele de implementare a proiectului și creșteri suplimentare a costurilor de proiect	Organizarea unui cadru eficient de conlucrare între ambii parteneri în procesul de obținere a documentației necesare privind dezvoltarea proiectului, respectând termenii prestabiliți în contract		✓
4.		Titlul de proprietate (revendicări)	Dificultăți în procesul de achiziționare de terenuri de la proprietari și/sau obținerea dreptului de utilizare a terenurilor	Majorarea perioadei de timp privind implementarea proiectului și creșterea costurilor legate de proiect	Partenerul privat are obligația de a verifica cu strictețe actele de proveniență (registrele cadastrale) eliminând toate neclaritățile		✓

Riscul de proiectare și construcție – totalitatea evenimentelor din cadrul proiectelor de parteneriat public-privat ce survin din proiectarea și construcția defectuoasă și/sau din erorile de inginerie cu impact asupra costului proiectului începând cu etapa de proiectare, construcție și până la etapa de exploatare

	Categoria de Risc	Riscul	Descrierea Riscului	Consecințele Riscului	Atenuarea Riscului	Alocarea Riscului	
						Partener Public	Risc Comun
5.	Riscul de proiectare și construcție	Descoperirea de vestigii arheologice	Descoperirea de vestigii arheologice și/sau de patrimoniu național pe amplasament ce împiedică lucrările de construcție provocând întârzieri și majorarea costurilor proiectului	Creșterea costurilor și timpului necesar de implementare a proiectului	Se va atrage atenție maximă la faza de investigare geologică a subsolului. Ulterior, dacă acestea sunt descoperite în faza de construcție, partenerul privat va înștiința imediat partenerului public care va concluziona și valorifica vestigiile. Riscul va fi administrat de către partenerul public	✓	
Riscul de finanțare - totalitatea evenimentelor din cadrul proiectelor de parteneriat public-privat cu impact asupra capitalului investit sau împrumutat de către partenerul privat pentru dezvoltarea proiectului							

	Categoria de Risc	Riscul	Descrierea Riscului	Consecințele Riscului	Atenuarea Riscului	Alocarea Riscului	
						Partener Public	Risc Comun
6.	Riscul de finanțare	Creșterea costurilor investiției inițiale	Investiția inițială datorită schimbărilor de legislație, de politică sau de altă natură devine mai mare decât cea estimată de partenerul privat, sau partenerul privat nu mai poate asigura investiția, sunt necesare finanțări suplimentare	Creșterea costurilor proiectului sau stoparea proiectului	Garantarea de către partenerul privat a finalizării investiției inițiale prin garanție bancară de bună execuție. De asemenea, partenerul public poate acoperi prin subvenții o parte din necesarul de investiții		✓

Risc politic/legislativ - totalitatea evenimentelor din cadrul proiectelor de parteneriat public-privat generate de eventualele schimbări legislative și/sau a politicii partenerului public

	Categoria de Risc	Riscul	Descrierea Riscului	Consecințele Riscului	Atenuarea Riscului	Alocarea Riscului	
						Partener Public	Risc Comun
7.	Riscul politic/ legislativ	Schimbarea legislației în domeniu	Riscul schimbărilor legislative și al politicii autorității publice care nu pot fi anticipate la semnarea contractului și care sunt adresate direct, specific și exclusiv proiectului ceea ce conduce la costuri de capital sau operaționale suplimentare din partea partenerului privat	Afectarea rentabilității proiectului și supunerii finalizării premature a contractului	Partenerul public va asigura continuitatea politicilor de dezvoltare a proiectelor de parteneriat public-privat, inclusiv a politicilor fiscale aferente infrastructurii publice	✓	

	Categoria de Risc	Riscul	Descrierea Riscului	Consecințele Riscului	Atenuarea Riscului	Alocarea Riscului	
						Partener Public	Risc Comun
8.		Retragerea sprijinului complementar	Modificările strategiei, tacticii și a acțiunilor curente ale factorilor politici din propria țară (la nivel național, regional și local), din țările cu care întreprinderea are contracte directe și indirecte	Afectarea rentabilității proiectului și supunerii finalizării premature a contractului	Partenerul public va contribui la buna desfășurare a proiectului în limitele competențelor contractuale	✓	
Riscul de mediu - totalitatea evenimentelor din cadrul proiectelor de parteneriat public-privat cu impact asupra mediului ce conduc la creșterea costului proiectului prin întreprinderea măsurilor de eliminare și reducere semnificativă a acestora							
9.	Riscul de mediu	Proprietăți adiacente indisponibile realizării proiectului	Apariția unor imobile sau alte tipuri de bunuri adiacente obiectului de parteneriat public-privat ce nu permit dezvoltarea proiectului din motivul contaminării mediului	Apariția unor costuri de decontaminare ce duc la creșterea costurilor de realizare a proiectului în condiții de mediu	În funcție de natura și costul decontaminării, partenerul public își poate asuma o parte din acest risc generat pe proprietățile puse la dispoziția proiectului, controlând procesul de supraveghere a poluării mediului	✓	

	Categoria de Risc	Riscul	Descrierea Riscului	Consecințele Riscului	Atenuarea Riscului	Alocarea Riscului	
						Partener Public	Risc Comun
<p>Riscul de forță majoră - totalitatea evenimentelor imprevizibile în cadrul proiectelor de parteneriat public-privat provocate de fenomene ale naturii: cutremur de pământ, alunecare de teren, incendiu, secetă, vânt puternic, ploaie torențială, inundație, ger, înzăpezire etc. sau de circumstanțe sociale: revoluție, stare beligerantă, blocadă, grevă, interdicție la nivel statal a importului sau exportului, epidemie</p>							
10.	Riscul de forță majoră	Evenimente de forță majoră	Incapacitatea de dezvoltare a proiectului de parteneriat public-privat din motivul cauzat de evenimentele de forță majoră	Distrugerea completă sau deteriorarea activelor aferente proiectului de parteneriat public-privat. Pierdere sau deteriorare activelor proiectului de parteneriat public-privat sau a serviciului (incapacitatea de a furniza servicii), pierdere posibilității de obținere a veniturilor sau întârzierea acestora	Partenerul privat va lua măsuri de asigurare a activelor și/sau va urmări repararea sau înlocuirea lor în cel mai scurt timp posibil. Partenerul privat va fi scutit de consecințele asupra serviciului, dacă consecințele sunt necuantificabile, partenerul privat poate stabili rezerve de finanțare, partenerul privat trebuie să identifice de urgență o alternativă în ceea ce privește furnizarea de servicii, în cazul în care consecințele sunt asigurate		✓

Sursă: Anexă la Ordinul Nr. 143 din 2 August 2013, Ministerul Economiei, Republica Moldova

H. PROCEDURI DE LICITAȚIE PENTRU NOI CAPACITĂȚI

Licitații pentru construcția de noi capacități sau pentru creșterea capacităților existente de generare de energie

Pentru o mai bună înțelegere a contextului de reglementare, am tradus (și adaptat pentru o mai bună claritate - vezi format italic) cele mai relevante aspecte ale proiectului guvernamental de Reglementări care se aplică Licitațiilor pentru construcția de noi capacități sau pentru majorarea capacităților existente de generare a energiei electrice:

(...) Guvernul este responsabil de următoarele sarcini:

- *Stabilește tipul licitației;*
- *Stabilește obiectul licitației, inclusiv tipul proiectelor de dezvoltare a noilor capacități (construcția unei noi centrale electrice, creșterea capacității unei centrale electrice existente, construcția de noi capacități electrice datorită reconstrucției și recondiționării unei centrale electrice cu termoficare existente în centrala de termoficare/ centralele de termoficare);*
- *Stabilește dimensiunea proiectului, locația centralei electrice și tipul tehnologiei de producție care va fi utilizată.*

(...) Organul Central de specialitate îndeplinește următoarele sarcini:

- *Analizează, (...) situația creată pe piața internă a energiei electrice și propune Guvernului proiectul de decizie privind organizarea licitației pentru dezvoltarea de noi capacități de producție;*
- *Elaborează documentația de licitație, inclusiv avizul de participare;*

(...) Comisia de Licitații exercită următoarele funcții:

- *Inițiază și organizează procedura de licitație*
- *Pregătește și prezintă Guvernului materialele privind rezultatele desfășurării licitațiilor*

La evaluarea necesității de organizare a licitației, organul Central de specialitate va:

- 1) *Analiza*
 - a. *prognoza pe termen mediu și lung a cererii și ofertei de energie;*
 - b. *pieța internă de energie electrică existentă și perspectivele dezvoltării acesteia;*
- 2) *Determina puterea noilor capacități de producție necesare de a fi construite pentru a asigura securitatea aprovizionării cu energie electrică, ținând cont de capacitățile existente și planificate care urmează să fie dezvoltate (inclusiv capacitățile autorizate de Guvern în conformitate cu Articolul 20 din Legea Nr. 107/2016 privind energia electrică și capacitățile care urmează să fie dezvoltate în contextul implementării schemei de sprijin instituite prin Legea Nr. 10/2016 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile);*
- 3) *Examina*
 - a. *Situația existentă și disponibilitatea resurselor de energie primară în țară și din importul care poate fi utilizat de noile capacități de producție;*
 - b. *Tipurile tehnologiilor utilizate;*
 - c. *Amplasamentul noilor centrale electrice;*

- d. *Impactul asupra mediului a noilor capacități de producție ce urmează a fi dezvoltate;*
- 4) *Examinează și identifică opțiunile optime pentru dezvoltarea noilor capacități de producție (construcția de noi centrale electrice, creșterea capacității centralelor electrice existente, reconstrucția / recondiționarea centralelor electrice cu termoficare existente în centrale de termoficare);*
 - 5) *Estimează costurile necesare pentru construirea noilor capacități de producție și identifică sursele posibile de finanțare (surse bugetare de stat, fonduri obținute de la instituții de creditare internaționale, fonduri obținute de la parteneri externi și donatori, investiții private sau parteneriate public-private etc.), stabilind metodologia de atribuire a contractelor, precum și impactul social al implementării proiectelor de dezvoltare a noilor capacități;*

Specificația trebuie să includă, fără restricții, următoarele informații:

(...) tipul tehnologiei de producție, condițiile impuse profilului tehnologic al echipamentului, factorul de capacitate și perioada de viață;

(...) specificațiile și caracteristicile tehnice ale echipamentelor de producție (generatoare, turbine, cazane, motoare, transformatoare, dispozitive de distribuție, întrerupătoare, separatoare, compensatoare, sisteme de automatizare și protecție etc.) adaptate la cerințele de conformitate și calitate, performanță și eficiență, mediu, operabilitate și întreținere, siguranță în exploatare, condiții de garanție și post-garanție;

(...) cerințe de amplasament și informații detaliate pentru accesul în faza de instalare și pentru accesul în faza de exploatare a centralei electrice și, după caz, date specifice asupra amplasamentului centralei electrice (topografie, geologie, geotehnică și seismologie, hidrologie, meteorologie, căile de circulație etc.);

(...) cerințe privind aprovizionarea cu combustibil și capacitatea de depozitare a combustibilului necesar pentru producerea de energie electrică;

În funcție de sursa de finanțare, de nivelul de implicare a operatorilor economici și de proprietatea preconizată pentru noile centrale electrice de producție care urmează să fie dezvoltate, următoarele tipuri de contracte pot fi atribuite în cadrul licitațiilor organizate în conformitate cu acest Regulament:

- a) *Contract pentru dezvoltarea de capacități, producție și achiziție de energie electrică;*
- b) *Contract pentru construcția capacităților de producere a energiei electrice;*
- c) *Contract bazat pe parteneriat public - privat.*

Contractul de dezvoltare a unei noi centrale electrice, producție și cumpărare este un contract încheiat între entitatea desemnată de Guvern și câștigătorul ofertei pentru licitația finală. Obiectivul va prezenta dezvoltarea noilor capacități de producție (de la proiectarea conceptuală a proiectului, finanțare, proiectare și achiziționarea de echipamente, construire) și a capacităților de producție de operare / exploatare. Acest tip de contract poate fi utilizat la licitațiile organizate în legătură cu construcția și exploatarea de către operatori a noilor centrale electrice, în cazul în care ofertantul câștigător intenționează să devină un operator de producere a energiei electrice posterior construcției.

Contractul pentru construcția capacităților de producere a energiei electrice este un contract încheiat între entitatea desemnată de Guvern și ofertantul câștigător al licitației și implică construirea noilor capacități de

producție. Acest tip de contract este atribuit în cazul în care operatorii economici asigură doar proiectarea noilor capacități de producție, achiziționarea (inclusiv livrarea) echipamentelor necesare, executarea lucrărilor de construcție și montaj, care împreună pun în funcție noile capacități de producție. În acest caz, agentul economic respectiv nu finanțează proiectul și nici nu deține sau nu operează noile instalații de producție.

Contractul de Parteneriat Public-privat este un contract încheiat cu ofertantul câștigător cu scopul de a crea un parteneriat public-privat pentru repartizarea activelor de infrastructură, resurselor, obligațiilor, riscurilor și responsabilităților asociate proiectelor de dezvoltare a noilor capacități de generare a energiei electrice, respectând cerințe stabilite prin Legea Nr. 179/2008 privind parteneriatul public-privat.

(...)Testul de capacitate tehnică demonstrează existența unei dotări tehnice minime a utilajelor, echipamentelor, tehnicii speciale etc., în conformitate cu cerințele prevăzute în Specificațiile de Licitatie, considerate necesare pentru îndeplinirea contractului atribuit în urma licitației.

Existența dotării tehnice este demonstrată de către operatorul economic prin documentația de active fixe prezentată, copii ale contractelor sale de închiriere / pe mărfuri.

Propunerea tehnică trebuie structurată de ofertant, astfel încât să furnizeze toate informațiile necesare și să demonstreze conformitatea cu cerințele tehnice prevăzute în Specificațiile de Licitatie. Propunerea tehnică trebuie să conțină cel puțin următoarele informații și documente:

1. Descrierea și caracteristicile generale ale proiectului propus (structura, dimensiunea, tehnologia utilizată, puterea instalată, factorul de capacitate, eficiența, durata etc.);
2. Specificațiile și caracteristicile tehnice ale echipamentelor principale de producere a energiei electrice (denumire, tipul echipamentului, producător, anul de fabricație, conformitatea cu cerințele tehnice, conformitatea și calitatea, eficiența și cerințele de mediu, cu standardele industriale, precum și cu normativele și documentația tehnică, indicată în Specificațiile de Licitatie), precum și planul de achiziționare al acestui echipament. Acest plan trebuie să demonstreze existența unui angajament sau opțiune convenită cu producătorii sau furnizorii în ceea ce privește achiziționarea și/sau livrarea echipamentului principal într-un interval de timp care permite construcția să fie finalizată în termenii prevăzuți în Caietul de sarcini al Licitatiei (inclusiv contracte de achiziționare, garanții, scrisori de interes etc.);
3. Impactul noilor capacități de producție asupra mediului, nu trebuie să depășească nivelurile de emisii prevăzute în Specificațiile de Licitatie. Impactul asupra mediului este demonstrat prin prezentarea datelor privind emisiile respective / calculelor rezultate din funcționarea capacităților de producție respective în mod separat pentru fiecare tip de emisie, precum și integral, setate în unități comune, cum ar fi gram pe kilowatt oră (g / kWh);
4. Locația noilor capacități de producție, eligibilitatea terenului pentru amplasamentul noii centrale electrice sau pentru creșterea capacității centralei electrice existente și accesul la infrastructura existentă. Ofertantul demonstrează eligibilitatea terenului prin prezentarea următoarelor informații și documente, după caz:

a) Prezentarea și descrierea planului de amplasament în zona respectivă;

b) Informații care descriu accesul la apă, canalizare, căi ferate și drumuri de acces (atât drumuri publice, cât și private);

c) Prezentarea listei de terenuri/ parcele necesare pentru amplasament, documentele care demonstrează dovada dreptului de proprietate sau de utilizare a terenului/ parcelei, inclusiv extrasele din Registrul bunurilor

imobile și, după caz, dovada modificării a destinației terenului agricol și/ sau a dosarului privind schimbarea categoriei de utilizare a terenului, întocmit în conformitate cu Regulamentul privind modul de transmitere, schimbare a destinației și schimbul de terenuri, aprobat prin Hotărârea de Guvern Nr. 1170/2016;

- 5. Planul de alimentare cu combustibil de bază și de rezervă utilizat pentru producerea energiei electrice pentru a asigura viabilitatea și fiabilitatea alimentării cu combustibil. Viabilitatea și fiabilitatea aprovizionării cu combustibil este demonstrată prin depunerea de contracte, garanții, scrisori de interes de la producători sau furnizori de combustibil pentru a asigura achiziționarea pe termen lung a combustibilului, existența sau dezvoltarea unei capacități suficiente pentru depozitarea combustibilului pentru a se asigura activitatea operațională, precum și rezerva de combustibil etc.;*
- 6. Planul de conectare la rețeaua electrică demonstrează viabilitatea noii centrale electrice sau a centralei electrice existente cu capacitate sporită. Avizul de conectare la rețea trebuie atașat, fiind emis de operatorul de sistem. În cazul insuficienței de capacitate în rețea, ar trebui atașat extrasul din cel mai recent plan de dezvoltare a rețelei electrice și confirmarea de către operatorul de sistem că rețeaua respectivă urmează să fie dezvoltată sau că capacitatea sa existentă urmează să fie majorată în termenul prevăzut pentru construcția noilor capacități de producție.*