



REPUBLIKA E SHQIPËRISË
UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS
FAKULTETI I GJEOLGJISË DHE I MINIERAVE
DEPARTAMENTI I BURIMEVE TË ENERGJISË



DISERTACION I DOKTORATËS
PËR KËRKIMIN E GRADËS SHKENCORE
“DOKTOR”

SFIDA TË ZHVILLIMIT TË SEKTORIT DHE
INFRASTRUKTURËS SË GAZIT NATYROR
NË SHQIPËRI

Disertanti **M.Sc (ME) Shkëlqim BOZGO**

Udhëheqësi Shkencor **Prof. Dr. Bashkim ÇELA**

Përgjegjësi i Departamentit **Prof. Dr. Nevton KODHELAJ**

Dekani i Fakultetit **Prof. Dr. Vasil JORGJI**

Tiranë, 2021

DEPARTAMENTI I BURIMEVE TË ENERGJISË

Adresa: Rruga Elbasanit, Tiranë, Tel.: +355 4 2375246, web: www.fgjm.edu.al; e-mail: dbe@fgjm.edu.al

Përmbajtja:

SHKURTIMORET	10
HYRJE	12
Kapitulli I. KONTEKSTI, QËLLIMI I STUDIMIT, SUPOZIMET DHE METODOLOGJIA	14
I.1 Ndërlidhësit e gazit të rajonit të Ballkanit Jugor.....	14
I.1.1 Korridori Jugor i Gazit (Southern Gaz Corridor) dhe Trans Adriatic Pipeline (TAP)	14
I.1.2 EastMed.....	16
I.1.3 Ndërlidhësi Greqi-Itali, IGI Poseidon	21
I.1.4 Gazsjellësi Ionian Adriatic Pipeline (IAP)	28
I.2 Mundësia e një zgjidhjeje më optimale të lidhjes së EastMed me Italinë përmes Shqipërisë	28
I.3 Qëllimi i Studimit.....	30
I.4 Supozimet:	32
I.5 Metodologjia.....	32
Kapitulli II. PËRZGJEDHJA E KORRIDORIT TË TUBACIONIT S-IAP DHE PREZANTIMI I KORRIDORIT TË TUBACIONIT IGI POSEIDON	34
II.1 Kriteret bazë në përzgjedhjen e gjurmës së një tubacioni në tokë (on shore).....	34
II.2 S-IAP: Fazat e përzgjedhjes së gjurmës tokësore (onshore) të tubacionit Stavrochori-Seman.	36
II.2.1 Identifikimi dhe përzgjedhja e korridorit.....	36
II.2.2 Zhvillimi në desktop i korridoreve alternative të tubacionit S-IAP	37
II.2.3 Vlerësimi krahasues i korridoreve alternative të tubacionit S-IAP	47
II.2.4 Konkluzion i krahasimit të korridoreve të Alternativës 1 dhe Alternativës 2 të S-IAP	49
II.3 IGI Poseidon, Prezantimi i gjurmës tokësore dhe detare	49
II.3.1 Gjurma detare e tubacionit IGI Poseidon	49
II.3.2 Korridoret onshore të IGI Poseidon; Stavrochri – Stavrolimenas dhe Otranto - Melendugno.....	50
Kapitulli III. LLOGARITJET HIDRAULIKE DHE ANALIZA E REZULTATEVE	51
III.1 Parimet bazë të ndërtimit të tubacioneve të transmetimit të gazit natyror dhe përcaktimi i parametrave kryesorë.....	51
III.1.1 Debitet e Gazit Natyror	51
III.1.2 Përbërja e Gazit Natyror	52
III.1.3 Kushtet standarte	52
III.1.4 Temperaturat mesatare vjetore	53

III.1.5	Efikasiteti i sistemit dhe disponueshmëria operationale	53
III.1.6	Presionet e Operimit	53
III.1.7	Ekuacionet e rrjedhës në tubacionet e gazit natyror	55
III.1.8	Diametrat e tubacioneve të sistemeve të transmetimit.	58
III.1.9	Numri i Reynoldsit	59
III.1.10	Shpejtësia e gazit dhe shpejtësia erozionale	60
III.1.11	Ashpërsia e faqeve të brendshme të tubave	61
III.1.12	Trashësia e mureve të tubave	62
III.2	Llogaritjet e Kompresorëve	81
III.2.1	Raporti i Komprimimit CR.....	84
III.2.2	Fuqia e kërkuar e komprimimit	85
III.2.3	Koefiçenti izotropik ose raporti i nxehtesive specifike me presion konstant dhe volum konstant.	86
III.3	Llogaritjet hidraulike per kapacitetin transmetues 10BCM/vit.....	87
III.3.1	IGI Poseidon 10 BCM/vit (Stavrochori – Stavrolimenas – Otranto – Melendugno)	87
III.3.2	S-IAP (10 BCM/vit) - TAP (20 BCM/vit); Stavrochori – Seman – Melendugno.....	91
III.4	Llogaritjet hidraulike per kapacitetin transmetues 20BCM/vit.....	97
III.4.1	IGI Poseidon 20 BCM/vit (Stavrochori – Stavrolimenas – Otranto – Melendugno)	97
III.4.2	S-IAP 20 BCM/vit (Stavrochori – Seman – Melendugno).....	100
Kapitulli IV.	VLERESIMI EKONOMIK DHE KRAHASIMI I ZGJIDHJEVE ALTERNATIVE	103
IV.1	Metodologjia e Vlerësimit të CAPEX dhe OPEX.	103
IV.1.1	Klasi 5 i vlerësimit të kostove	103
IV.1.2	Monedha dhe viti i referimit.....	104
IV.2	Vleresimi i CAPEX.....	104
IV.2.1	Tubacionet onshore	104
IV.2.2	Tubacionet offshore.....	106
IV.2.3	Stacionet e Kompresorëve.....	113
IV.2.4	Linepack	115
IV.3	Vlerësimi i OPEX	115
IV.3.1	Operimi dhe Mirëmbajta e Tubacioneve dhe Stacioneve të Kompresorëve me Gaz	115
IV.3.2	Kosto e konsumit të gazit natyror për operimin e stacioneve të kompresorëve	116
IV.4	Mënyra e krahasimit të alternativave	119
IV.5	Mënyra e llogaritjes së Kostos së Niveluar të Transportit të Gazit (LCOGT).....	119

IV.6	Vlerat e CAPEX dhe OPEX dhe Kosto e Niveluar e Transportit të gazit sipas alternativave për kapacitetin 10 BCM.....	122
IV.6.2	Përfundime në lidhje me Alternativat IGI Poseidon dhe S-IAP + TAP për sasi të 10 BCM/vit.....	127
IV.7	Vlerat e CAPEX dhe OPEX dhe Kosto e Niveluar e Transporti të gazit sipas alternativave për kapacitetin 20 BCM.....	127
IV.7.2	Përfundime në lidhje me Alternativat IGI Poseidon dhe S-IAP + TAP për sasi të 20 BCM/vit.....	131
Kapitulli V.	PËRFUNDIME DHE REKOMANDIME	132
Bibliografia	134
ANEKSET	137
Aneksi 1	Produkte standarte kompresorësh për transmetimin e gazit	137
Aneksi 2	Llogaritja e Gjatësisë Ekuivalente	138
Aneksi 3	Llogaritjet e Kosto e Niveluar e Transporti te Gazit (LCGT)	141

Lista e Figurave:

Figura 1: Harta e Korridorit të Jugut (burimi: https://www.flickr.com/)	14
Figura 2: Paraqitje skematike e përgjithshme e tubacionit TAP	16
Figura 3: Zbulimet në basenin Levant në Mesdheun Lindor (Burimi: Delek Energy)	17
Figura 4: Paraqitja skematike e gazsjellësit EastMed	18
Figura 5: Ndërlidhësi Turqi-Greqi Itali (ITGI)	21
Figura 6: Paraqitje skematike e tubacionit Poseidon	21
Figura 7: Harta të tubacionit Poseidon.....	24
Figura 8: Harta batimetrike e korridorit të përzgjedhur të IGI Poseidon sipas DEPA (prezantim i Nikos Katsis, Bruksel, 2005).....	27
Figura 9: Profili batimetrik i korridorit të kalimit të IGI përmes detit Jon nga Stavrolimenas në Otranto	28
Figura 10: Ideja skematike e projektit S-IAP sipas Profesor Stavri Dhima.....	29
Figura 11: Rrugët e eksportit të lidhura me korridorin verior të Turqisë sipas Gina Cohen.....	30
Figura 12: Paraqitje skematike e TAP, EastMed, IGI dhe alternativës S-IAP 10BCM/vit	31
Figura 13: Alternativat IGI dhe S-IAP-TAP	37
Figura 14: Segmenti Stavrochori – Paramithi (Alternativa 1 + Alternativa 2)	38
Figura 15: Pamje e korridoreve të Alternativës 1 (lindore) dhe Alternativës 2 (perëndimore)	39
Figura 16: Paraqitje e segmentit Paramyithi – Leptokaria e Alternativës 1.....	40
Figura 17: Paraqitje e segmentit Leptokaria (KP 51) – Ura e Kardhiqit (KP 120).....	41
Figura 18: Profili i plotë gjatësor i Alternativës 1 së bashku me segmentet më kritike.....	41
Figura 19: Alternativa 2, Segmenti Paramithi (KP 24) – Konispol (KP 67)	42
Figura 20: Alternativa 2, Segmenti Konispol (KP 62) – Ura e Kardhiqit [KP 135 ose KP 120 (alt 1)] dhe zona më sfiduese e tij.....	43
Figura 21: Foto nga terreni (qafa e Malit ndërmjet Vergoit dhe Kardhiqit) të tubacionit ekzistues që transporton gazin që del nga Delvina 12 drejt Ballshit.	44
Figura 22: Profili gjatësor i seksionit me kompleks të Alternativës 2 për kalimin e qafës së Malit të Gjerë (KP 11 - KP 133).	45
Figura 23: Segmenti Ura Kardhiqit (KP 120) – Stacioni i Kompresorëve të TAP Seman, Fier (KP 226)	46
Figura 24: Profili i plotë gjatësor i Alternativës 2 së bashku me segmentet më kritike.....	46
Figura 25: Profili gjatësor i lartësive të Alternativës 1 të S-IAP	48
Figura 26: Profili gjatësor i lartësive të Alternativës 2 të S-IAP	48
Figura 27: Harta e shtrirjes së tubacionit IGI Poseidon	49
Figura 28: Seksioni gjatësor i pjesës offshore (36”) të tubacionit IGI Poseidon së bashku me segmentet onshore Stavrochori-Stavrolimenas (36”) dhe Ortanto CTMS Melendugno (36”)	50
Figura 29: Paraqitje skematike e zonës së kryerjes së punimeve dhe vendosjes së dherave gjatë punimeve.....	72
Figura 30: Kanali i tubit dhe zona e punës / Pipeline trench and working area.....	73
Figura 31: Zonat e përhershme të sigurisë së tubacionit.....	75
Figura 32: Paraqitje skematike e një stacioni tipik valvulash bllokimi (BVS)	77
Figura 33: Skema të tipeve të ndryshëm të BVS	78
Figura 34: Konfigurimi tipik i instalimeve të lëshimit dhe mbërritjes së instrumentave të kontrollit të tubacionit (pig).....	79

Figura 35: Paraqitje skematike e një stacioni të transferimit doganor dhe matjes (CTMS)	79
Figura 36: Paraqitje skematike e një stacioni të reduktimit të presionit dhe matjes (PRMS).....	80
Figura 37: Paraqitje skematike e një stacioni kompresorësh me një nivel.....	82
Figura 38: Diagramat presion-volum për tipet e ndryshme të komprimimit	84

Lista e grafikeve

Grafiku 1: Përshatshmëria e llojeve të pompave dhe kompresorëve në funksion të rregjimit të operacioneve	82
Grafiku 2: Korelacioni i ndryshimit të raportit të nxehtësive specifike në funksion të masës molare dhe temperaturës.....	87
Grafiku 3: Kurba e rënies së presioneve të tubacionit IGI Poseidon prej EastMed (Stavrochori) në Stavrolimenas-Otranto – STMS Melendugno pa marrë në konsideratë efektet e terrenit per rregjimin 10 BCM/vit	91
Grafiku 4: Kurba e rënies së presionit Stavrochori – Seman për debitin 10 BCM/vit.....	94
Grafiku 5: Kurbat e rënies së presionit në TAP offshore për rregjimet 10 BCM/vit dhe 20 BCM/vit dhe nevoja për rritjen e presionit në hyrje të tubacionit në Seman, Fier.....	95
Grafiku 6: Kurba e presioneve të sistemit S-IAP + TAP offshore.....	97
Grafiku 7: Kurba e rënies së presioneve të tubacionit IGI Poseidon prej EastMed (Stavrochori) në Stavrolimenas-Otranto – STMS Melendugno për debitet 10 BCM/vit, 14 BCM/vit dhe 20 BCM/vit pa marrë në konsideratë efektet e terrenit.....	98
Grafiku 8: Kurba e Presioneve prej stacionit të kompresorëve në Stavrochri deri në CTMS Melendugno për regjimet 10 BCM/vit dhe 20 BCM/vit	102
Grafiku 9: Krahasimi i kostove të ndërtimit të tubacioneve sipas ACER dhe CEER.....	106
Grafiku 10: Korrelacioni i kostos së tubacionit offshore me thellësinë maksimale të tij	113
Grafiku 11: Krahasimi i vlerësimeve të kostos për njësi të instaluar të kompresorëve (Burimi: CEER TCB18 final report gaz appendix + pipeline costs 2019 faqe 73).....	114
Grafiku 12: Çmimet e ndryshme të gazit në tregun grek për periudhën tetor 2017 – shtator 2020 / Weighted-Average Import Price (WAIP) of natural gaz in Greece up to September 2020. (Burimi: RAE)	118

Lista e tabelave:

Tabela 1: Kapacitetet maksimale dhe minimale të parashikuara për TAP për periudhën 2020-2040	15
Tabela 2: Të dhënat e segmenteve përbërëse të tubacionit EastMed.....	19
Tabela 3: Të dhënat teknike të EastMed (kapaciteti, diametri dhe gjatësia (Burimi ENTSO-G TYNDP 2018)	20
Tabela 4: Të dhënat kryesore të IGI Poseidon sipas Aneksit B të ENTSG TYNDP 2020, Plani Rajonal i Investimeve për Korridorin e Jugut.	22
Tabela 5: IGI si pjesë e TYNDP të SNAM.....	23
Tabela 6: IGI si pjesë e planit dhjetë vjeçar të zhvillimit të rrjetit (TYNDP 2019) të SNAM	25
Tabela 7: Përshkrim i IGI Poseidon si pjesë e planit dhjetë vjeçar të zhvillimit të rrjetit (TYNDP 2019) të SNAM.....	26
Tabela 8: Paraqitje skematike e TAP, EastMed, IGI dhe alternativës S-IAP 20BCM/vit.....	31
Tabela 9: Tabela e krahasimit të alternativave sipas disa indikatorëve kryesorë.....	47
Tabela 10: Koordinatat e pikave të IGI (nxjerrë nga harta e mësipërme).....	50
Tabela 11 Përmbajtja e Gazit Natyror	52
Tabela 12: Ashpërsia e faqeve të brendshme të tubave prej materialesh të ndryshme	61
Tabela 13: Faktori i saldimit gjatësor të tubave	63
Tabela 14: Faktori i devijimit për shkak të temperaturës.....	64
Tabela 15 Materiale të rekomanduara për përdorim (EN 1594 or EN ISO 3183)	64
Tabela 16: Faktori i projektimit sipas klasës së vendndodhjes ne toke	67
Tabela 17: Parametrat kryesorë të tubacionit Stavrochori, GR – Seman, Fier, AL	68
Tabela 18: Llogaritja e trashësisë së mureve të tubacionit Stavrochori, GR – Seman, Fier, AL për marka të ndryshme çeliku (përfshirë API 5L X65).....	68
Tabela 19: Parametrat kryesorë të tubacionit Stavrolimenas, GR – CTMS Melendugno, IT 20 BCM/vit	69
Tabela 20: Llogaritja e trashësisë së mureve të tubacionit Stavrochori – Stavrolimenas, GR – Otranto - CTMS Melendugno, IT për marka të ndryshme çeliku dhe klasat e ndryshme të terrenit debiti 20 BCM/vit.	69
Tabela 21: Parametrat kryesorë të tubacionit Stavrolimenas, GR – CTMS Melendugno, IT 10 BCM/vit	70
Tabela 22: Llogaritja e trashësisë së mureve të tubacionit Stavrochori – Stavrolimenas, GR – Otranto - CTMS Melendugno, IT për marka të ndryshme çeliku dhe klasat e ndryshme të terrenit, debiti 10 BCM/vit.	70
Tabela 23: Parametrat kryesorë të tubacionit TAP offshore Seman – CTMS Melendugno, 20 BCM/vit.....	71
Tabela 24: Llogaritja e trashësisë së mureve të tubacionit TAP offshore Seman – CTMS Melendugno, për marka të ndryshme çeliku dhe klasat e ndryshme të terrenit, debiti 20 BCM/vit.	71
Tabela 25 Zonat e Sigurise të tubacionit.....	74
Tabela 27: Dimensionet tipike të instalimeve mbi tokë	81
Tabela 28: Llogaritja e koeficientit izentropik.....	86
Tabela 29: Llogaritja e kapacitetit dhe konsumit të gazit të Stacionit të Kompresorëve të IGI Poseidon për debitin 10BCM/vit.....	88

Tabela 30: Të dhënat kryesore të sistemit IGI Poseidon (Stavrochori – Stavrolimenas – Otranto – Melendugno) për 10 BCM/vit.....	89
Tabela 31: Llogaritja e fuqisë së nevojshme të stacionit të kompresorëve të S-IAP në Stavrochori, kapaciteti instaluar dhe konsumi i gazit për rregjimin 10 BCM/vit.....	92
Tabela 32: Të dhënat kryesore të st. të kompresorëve dhe tubacionit S-IAP; Stavrochori - Seman	93
Tabela 33: Shpejtësitë kritike të tubacionit TAP offshore 36” Seman – Melendugno për regjimin 20 BCM/vit	95
Tabela 34: Fuqia e stacionit të kompresorëve të TAP për regjimet 10BCM/vit dhe 20 BCM vit	96
Tabela 35: Të dhënat, llogaritja e fuqisë dhe konsumit të gazit për stacionin e kompresorëve në Stavrochori për tubacionin IGI Poseidon për kapacitetin 20BCM/vit	98
Tabela 36: Shpejtësitë kritike të tubacionit IGI Poseidon për rregjimin 20 BCM/vit.....	100
Tabela 37: Karakteristikat e Stacionit të Kompresorëve në Stavrochori për rregjimin 20 BCM/vit	101
Tabela 38: Shpejtësitë kritike të tubacionit S-IAP për seksionin 42” Stavrochori – Seman për rregjimin 20 BCM/vit	102
Tabela 39: Klasifikimi i vlerësimit të kostove kapitale sipas AACE.....	103
Tabela 40: Euro area inflation rate.....	104
Tabela 41: Tabela e koeficienteve të kostos së zhvillimit të tubacioneve në rajonet e ndryshme të USA	107
Tabela 42: Kostot e ndërtimit të tubacionit onshore dhe offshore dhe raporti ndërmjet tyre	108
Tabela 43: Kosto e vlerësuar e investimit për tubacionet e CO2 për diametra të ndryshem (2011).....	109
Tabela 44: CAPEX dhe OPEX I TAP sipas TYNDP i ENTSOG per vitet 2018 dhe 2020.....	110
Tabela 45: Vlerësim i nivelit të vështirësisë së TAP	111
Tabela 46: Profili gjatësor i seksionit onshore të TAP nga kufiri Turko Grek deri në stacionin e kompresorëve Seman (burimi: Google Earth)	111
Tabela 47: Vlerësime të kostos së ndërtimit të projektit IGI sipas burimeve të ndryshme;.....	112
Tabela 48: Kostot e Operimit dhe Mirëmbajtjes së Tubacioneve dhe Kompresorëve me Gaz	116
Tabela 49: Mesatarja aritmetike, deviacioni standart dhe e mesmja e çmimeve me shumice në Greqi duke marrë në konsideratë të dhënat e 2018, 2019 dhe 3-mujorin e parë 2020 (Burimi i të dhenave: RAE)	118
Tabela 50: CAPEX dhe OPEX i tubacioneve përbërëse të IGI Poseidon.....	122
Tabela 51: CAPEX dhe OPEX i Stacionit të kompresorëve Stavrolimenas	122
Tabela 52: Kosto e niveluar e transportim alternatives IGI Poseidon 10 BCM/vit	123
Tabela 53: Llogaritja e CAPEX për Linepack për tubacionin Stavrochori - Seman	124
Tabela 54: Vlerësimi i CAPEX dhe OPEX të tubacionit ekzistues TAP offshore për transportimin e gazit të EastMed dhe S-IAP.....	126
Tabela 55: Krahasimi i CAPEX, OPEX dhe tarifës së niveluar për alternativat IGI Poseidon dhe S-IAP + TAP offshore për kapacitetin 10BCM/vit.....	127
Tabela 56: CAPEX, OPEX dhe Kosto e niveluar e alternatives IGI Poseidon 10 BCM/vit dhe 20 BCM/vit	127
Tabela 57: CAPEX dhe OPEX i sistemit S-IAP për kapacitetin 20 BCM/vit	128
Tabela 58: Llogaritja e CAPEX për Linepack për tubacionin Stavrochori – Seman për kapacitetin 20BCM.....	129

Tabela 59: Llogaritja e CAPEX për Linepack për tubacionin Seman – Melendugno për kapacitetin 20BCM.....	129
Tabela 60: CAPEX dhe OPEX variable dhe fix i stacioneve të kompresorëve për alternativën S-IAP për kapacitetin 20 BCM/vit.....	130
Tabela 61: Krahasimi i CAPEX, OPEX dhe tarifës së niveluar për alternativat IGI Poseidon dhe S-IAP + new offshore për kapacitetin 20BCM/vit.....	131
Tabela 62: Produkte standarte të kompresorëve për transmetimin e gazit nga Mistubishi Heavy Industries	137
Tabela 63: Produkte standarte të kompresorëve për transmetimin e gazit nga Siemens Energy	137
Tabela 64: Llogaritja e Gjatësisë Ekuivalente	138
Tabela 65: Kosto e niveluar e transportit të gazit për IGI për kapacitetin 10 BCM/vit	141
Tabela 66: Kosto e niveluar e transportit të gazit për S-IAP për kapacitetin 10 BCM/vit.....	142
Tabela 67: Kosto e niveluar e transportit të gazit për IGI Poseidon për kapacitetin 20 BCM/vit	143
Tabela 68: Kosto e niveluar e transportit të gazit për S-IAP për kapacitetin 20 BCM/vit.....	144

SHKURTIMORET

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
API	American Petroleum Institute
BVS	Block Valve Station
BCM	Billion Cubic Meter = miliardë normal meter kub
CEER	Council of European Energy Regulators = Keshilli i Rregullatorëve Europiane të Energjisë
CS	Compressor Station = Stacion Kompresorësh
CTMS	Custody Transfer Metering Station = Stacioni i Matjes dhe Kalimit Doganor
DESFA	Hellenic Gaz Transmission System Operator S.A.
DVGW	Deutscher Verein des Gaz- und Wasserfaches (DVGW) is the German association for gaz and water with headquarters in Bonn.
EastMed	Eastern Mediterranean pipeline project
EN	European Norms
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gaz
ESIA	Environmental and Social Impact Assessment
FEED	Front End Engineering Design = Projekti i Detajuar Teknik
GMP	Gaz Master Plan i Shqipërisë i miratuar prej qeverisë shqiptare
S-IAP	Southern Ionian Adriatic Pipeline = Ndërlidhësi Greqi – Shqipëri i cili lidh EastMed me TAP dhe Ionian Adriatic Pipeline në Stacionin e Kompresorëve të TAP në Seman, Fier
IGI	Ndërlidhësi Greqi- Itali
IP	Interconnection Pipeline/Interconnector ose nderlidhes
KP	Kilometric Point = Pikë Kilometrike
LNG	Liquefied Natural Gaz
MOP	Maximum Operation Pressure at which the system can be operated continuously under normal conditions
MAOP	Maximum Allowable Operation Pressure
PCI	EU Project of Common Interest
PECI	Project of Energy Community Interest
PTS	Pig Trap Station
PRMS	Pressure Reduction and Metering Station
TSO-G	Gaz Transmission System Operator / Operatori i Sistemit të Transmetimit të Gazit

TYNDP	Ten Year Network Development Plan / Plani dhjetë-vjeçar i zhvillimit të rrjetit
PPS	Pipeline Protective Strip or Permanently Clear Area
PFS	Prefeasibility Study
RoW	Right of Way
TAP	Trans Adriatic Pipeline
TAP IGA	The Intergovernmental Agreement between Governments of Albania, Greece and Italy about TAP Project signed in February 2013, and the
TAP HGA	Host Government Agreement (HGA) with Government of Albania officially signed in April 2013 and ratified by the Parliament in May 2013. It constitutes the legal framework for TAP in Albania.

HYRJE

Përgatitja e këtij studimi ka filluar që në vitin 2012 kur autori i tij ka qenë Komisioner i Entit Rregullator të Energjisë ERE. Në mikrotezën me temë “Sfida të Zhvillimit të Sektorit të Gazit Natyror në Shqipëri”, përgatitur si një prej elementëve të shkollës së doktoratës, autori ka trajtuar rëndësinë e gazit natyror si lënda djegëse fosile me më pak emetime të CO₂ dhe më tej ka shqyrtuar dobitë e përdorimit të gazit natyror në Shqipëri dhe sfidat e zhvillimit të këtij sektori në përputhje me modelin europian të gazit natyror.

Nga Dhjetori i vitit 2013 deri në fund të vitit 2017 autori u angazhua në detyrën Drejtues për Shqipërinë (Country Manager) i projektit madhor Trans Adriatic Pipeline (TAP). Angazhimi intensiv në këtë rol mundësoi pasurimin shumë të vyer të përvojës praktike por tashmë me dije shumëdimensionale në fushën e projektimit dhe ndërtimit të infrastrukturave të gazit natyror.

Prej vitit 2012 e deri më sot në sektorin e gazit natyror në nivel global, europian, rajonal dhe në Shqipëri kanë ndodhur zhvillime shumë të rëndësishme, disa prej të cilëve kanë lidhje të ngushtë me fokusin e këtij studimi. Në një pjesë autori ka pasur rol parësor:

- Në korrik 2013¹ të tre Rregullatorët e Energjisë të Shqipërisë, Italisë dhe Greqisë miratuan përjashtimin e kushtëzuar të TAP nga e drejta e hyrjes së palëve të treta. Autori i këtij studimi ka përfaqësuar ERE në këtë proces dhe në përputhje me Direktivën 2009/73 e Rregulloren (EC) No 714-2009 të BE ka hartuar kushtet të cilat krijojnë hapësirat e nevojshme për furnizimin me gaz të tregut shqiptar prej TAP siç janë detyrimi për ndërtimin e pikave të daljes, kryerja e testeve të tregut dhe kufijtë në zotërimin e tregut.
- Në 23.9.2015 Parlamenti Shqiptar miratoi Ligjin Nr.102/2015 ”Për Sektorin e Gazit Natyror”, i cili përbën transpozimin e Direktivës 2009/73 dhe Rregullores (EC) No 714-2009.
- Në dhjetor 2016 përfundoi Master Plani i zhvillimit të sektorit të gazit natyror në Shqipëri. Autori ka ndjekur nga afër hartimin e draftit të ligjit për sektorin e gazit natyror si dhe përgatitjen e master planit si përfaqësues i TAP dhe ka marrë pjesë në diskutimet përkatëse.
- Nëpërmjet ndarjes prej Albpetrol në 05.01.2017 krijohet Albgaz, operatori i parë i kombinuar i gazit në Shqipëri.
- Përgjatë 2017-2018 janë draftuar e miratuar një sërë aktesh nënligjore e rregullatore për sektorin e gazit natyror. Autori i këtij studimi është drejtuesi i grupit që hartoi tre rregulloret e sektorit të gazit natyror të miratuara nga ERE si edhe oponent i Kodit të Transmetimit të Albgaaz.
- Në Shkurt 2018 përfundoi fizibiliteti i projektit Ionian Adriatik Pipeline (IAP).
- Në Nëntor 2018 përfundoi fizibiliteti i tubacionit Fier-Vlorë.
- Në dhjetor 2018 përfundoi para-fizibiliteti i projektit të lidhjes së Kosovës me gaz nëpërmjet Shqipërisë i njohur ndryshe edhe si ALKOGAP.
- Në bashkëpunim me DVGW gjermane janë zhvilluar Rregullat Teknike të Sektorit të Gazit Natyror të mbështetura në rregullat gjermane të këtij sektori. Qeveria Shqiptare ka

¹ https://ere.gov.al/doc/Vendimi64FJO_Public%282%29.pdf

miratuar tashmë 61 rregulla teknike. Institucioni përgjegjës për të monitoruar respektimin e tyre është ISHTI.

- Në gusht 2020 përfundoi para-fizibiliteti i projektit për lidhjen e Kosovës me rrjetin e tubacioneve të gazit natyror nëpërmjet Maqedonisë së Veriut. Autori i këtij studimi ka udhëhequr ekipin e projektit për përgatitjen e projektit në fjalë.
- Në 31 dhjetor 2020 TAP njoftoi fillimin e operimit komercial të gazsjellësit. Përfundimi i ndërtimit të TAP plotëson Korridorin Europian të Jugut (Southern Gaz Corridor) i përbërë nga SCP (Southern Caucasian Pipeline), TANAP (Trans Anatolian Pipeline) dhe TAP duke mundësuar kështu transmetimin e gazit natyror prej zonës së Kaspikut drejt Italisë dhe tregut europian të gazit. Kjo përbën një arritje madhore në diversifikimin e burimeve të furnizimit të Bashkimit Europian. Në përputhje me Marrëveshjen e TAP me Qeverinë e Vendi Pritës (Host Government Agreement/HGA (MQP)) dhe Vendimin e Përbashkët të Rregullatorëve të Energjisë të Shqipërisë, Greqisë dhe Italisë, Shqipëria mundet të përfitonte furnizim me gaz prej ditës së parë të operimit të tubacionit TAP e në vijimësi.
- Në 2 janar 2020 ministrat e energjisë të Greqisë, Izraelit dhe Qipros nënshkruan një marrëveshje² për ndërtimin e tubacionit EastMed i cili do të transportojë gazin e vendburimit Levantinë dhe rajonit lindor të Mesdheut drejt tregut europian. Tubacioni 1,900 km i gjatë do të kalojë përmes Greqisë drejtpërdrejtë në Itali me anë të seksionit të vetë të quajtur IGI Poseidon. IGI Poseidon është një projekt i hershëm i cili është ideuar fillimisht për të transportuar gazin kaspik drejt tregjeve europiane. Ai ka qenë konkurent me TAP dhe Nabuco.
- Në vijim të ndryshimeve të ndjeshme klimaterike dhe të krizës me të fundit të shkaktuar nga COVID 19, në korrik 2020 Komisioni Europian miratoi Strategjinë e Hidrogjenit³. Zhvillimi i hidrogjenit është i lidhur ngushtësisht me sektorin e gazit natyror; së pari hidrogjeni mund të transportohet nëpërmjet infrastrukturës ekzistuese të gazit natyror duke u përzier me gazin dhe së dyti për prodhimin direkt të hidrogjenit prej gazit natyror në kushtet kur ky proces është i shoqëruar me kapjen dhe stokimin i CO₂ (hidrogjeni blu) i cili gjenerohet gjatë këtij procesi.

Të gjithë zhvillimet e sipërcituara ofrojnë nxitje për të përshpejtuar procesin e gazifikimit të vendit i cili është i domosdoshëm për zhvillimin e vendit por edhe i shoqëruar me investime të konsiderueshme. Këto arsye kanë nxitur autorin e këtij disertacioni të identifikojë oportunitete për zhvillimin e sektorit të gazit natyror në vend të cilat janë njëkohësisht në harmoni dhe në interes të zhvillimit rajonal.

² <https://www.reuters.com/article/us-greece-cyprus-israel-pipeline-idUSKBN1Z10R5>

³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/FS_20_1296

Kapitulli I. KONTEKSTI, QËLLIMI I STUDIMIT, SUPOZIMET DHE METODOLOGJIA

Dekada e fundit ka qenë shumë dinamike përse i përket zhvillimeve në sektorin e energjisë dhe në mënyrë të veçantë në sektorin e gazit në rajonin e Europës juglindore përfshirë Shqipërinë. TAP përfundoi punimet e veta dhe filloi operacionet komerciale në janar 2021. Ndonëse Shqipëria ende nuk është e gatshme për të përfituar prej gazit që kalon në tubacion për shkak të mungesës së infrastrukturës dhe lidhjes me të, ky zhvillim krijon mundësi për zhvillime të tjera madhore sikurse janë: ndërtimi i projektit IAP, stokazhi nëntokësor i gazit, integrimi me zhvillimet e prodhimit dhe transportimit të hidrogjenit dhe në mënyrë të veçantë krijimin e kushteve për të ofruar një alternativë më ekonomike për transportimin e gazit të basenit Levithian në Izrael drejt Bashkimit Europian përmes Greqisë dhe Shqipërisë.

I.1 Ndërlidhësit e gazit të rajonit të Ballkanit Jugor

Për të shpjeguar më mirë kontekstin e studimit po bëjmë një paraqitje të shkurtër të ndërlidhësve kryesorë të rajonit.

I.1.1 Korridor i Gazit Jugor (Southern Gas Corridor) dhe Trans Adriatic Pipeline (TAP)

Korridor i Gazit Jugor është sistemi i tubacioneve 3,500 km i gjatë i cili lidh vendburimin e gaz kondensatit të Shah Deniz II në detin Kaspik në Azerbaixhan me tregjet europiane të gazit nëpërmjet Italisë. Ai përbëhet prej Southern Caucasian Pipeline (Azerbaixhan – Gjeorgji) i vijuar nga TANAP (Turqi) dhe me tej prej TAP (Greqi-Shqipëri-Itali)



Figura 1: Harta e Korridorit të Jugut (burimi: <https://www.flickr.com/>)

Korridor i Gazit Jugor përfundoi punimet e ndërtimit, testimit dhe komisionimit brenda vitit 2020 dhe prej 31 dhjetorit 2020 ka filluar zyrtarisht operacionet komerciale për transmetimin e gazit drejt Italisë dhe vendeve të tjera europiane.

TAP, njohur ndryshe edhe si krahu perëndimor i Korridorit Jugor të Gazit, me një gjatësi totale prej 878 km⁴, fillon në kufirin turko-grek, hyn në Shqipëri në afërsi të qytetit Bilisht dhe përshkon Shqipërinë në një gjatësi prej 215 km duke kapur lartësinë maksimale në malin e Ostrovicës 2100 m. Në gjithë seksionin tokësor (onshore) TAP ka diametër prej 48”. Stacioni i parë i kompresorëve ndodhet në Kipoi pranë kufirit Turko-Grek. Presioni shtytës në këtë stacion kompresorësh arrin në 95 barg. Në stacionin e kompresorëve në Seman, Fier gazi komprimohet deri në 145 barg dhe vijon me tej përmes detit Adriatik me diametër prej 36” në thellësi deri në 810 m dhe gjatësi prej 105 km. Gazsjellësi vijon me tej për 8 km në seksionin tokësor për t’u lidhur me sistemin italian të transmetimit të gazit Snam Rete Gas në Melendugno në jug të qytetit të Barit.

TAP ka një kapacitet fillestar prej 10 BCM/vit i cili mundet të rritet deri në 20BCM/vit nëpërmjet zgjerimit të kapacitetit të stacioneve të kompresorëve ekzistues dhe ndërtimit të dy stacioneve të reja në Serres (Greqi) dhe Bilisht (Shqipëri).

TAP funksionon në përputhje me Direktivat e BE dhe legjislacionin e vendeve pritëse. Me vendimin e rregullatorëve të energjisë të Greqisë (RAE), Shqipërisë (ERE) dhe Italisë (ARRERA) TAP është përjashtuar me disa kushtëzime nga e drejta e aksesit të palëve të treta për kapacitetin fillestar prej 10 BCM për një periudhë 25 vjeçare. Krahas Italisë, në përputhje me vendimin e rregullatorëve dhe marrëveshjet me vendet pritëse me TAP janë parashikuar të lidhen sistemet e gazit natyror të Greqisë, Bullgarisë (IGB), Shqipërisë dhe gjithë Ballkanit perëndimor (IAP).

Në parashikimet e bëra për periudhën 2020-2040 kapaciteti transportues i TAP drejt Italisë parashikohet të variojë ndërmjet 7 dhe 9 BCM/vit.

Tabela 1: Kapacitetet maksimale dhe minimale të parashikuara për TAP për periudhën 2020-2040⁵

Tabela - Minimumi dhe maksimumi i importit per vitet 2025, 2030 dhe 2040						
	2025		2030		2040	
Miliard m ³ /vit	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Passo Gries	0	1	0	1	0	1
Tarviso	22	31	24	32	12	31
Mazara del Vallo	13	22	8	26	7	31
Gela	5	5	5	5	5	5
TAP	7	9	7	9	7	9
LNG	10	13	5	9	0	10

Në datën 31 dhjetor 2020, TAP deklaroi fillimin e operacioneve tregëtare duke dërguar gaz edhe për konsumatorët në Itali dhe me tej në Bashkimin Europian. Përfundimi dhe vënia në punë e TAP kurorëzon përfundimin e të gjithë Korridorit Jugor të Gazit.

⁴ <https://www.tap-ag.com/news/news-stories/trans-adriatic-pipeline-completes-offshore-section>

⁵ « Documento di Descrizione degli Scenari 2019 »

https://download.terna.it/terna/DDS%20libro%2009%2030%2017h15_8d745ced8696c60.pdf

Investimi i kryer për ndërtimin e TAP vlerësohet në 4.5 miliardë Euro⁶ nga të cilat 3.9 miliardë Euro⁷ janë të siguruara nga Institucionet Financiare Ndërkombëtare (IFI).

Në përputhje me legjislacionin europian dhe të vendeve ku kalon, TAP ofron shërbimin e transmetimit të gazit përkundrejt tarifave të transmetimit të llogaritura sipas Metodologjisë së Tarifave të miratuar së bashku nga Rregullatorët e Greqisë, Shqipërisë dhe Italisë të cilat janë objekt i marrëveshjeve përkatëse. Për qëllime informimi, TAP paraqet llogaritjen e tarifës përkatëse të transmetimit të gazit natyror në faqen e vet të internetit për të gjitha pikat hyrëse dhe dalje të tij.⁸

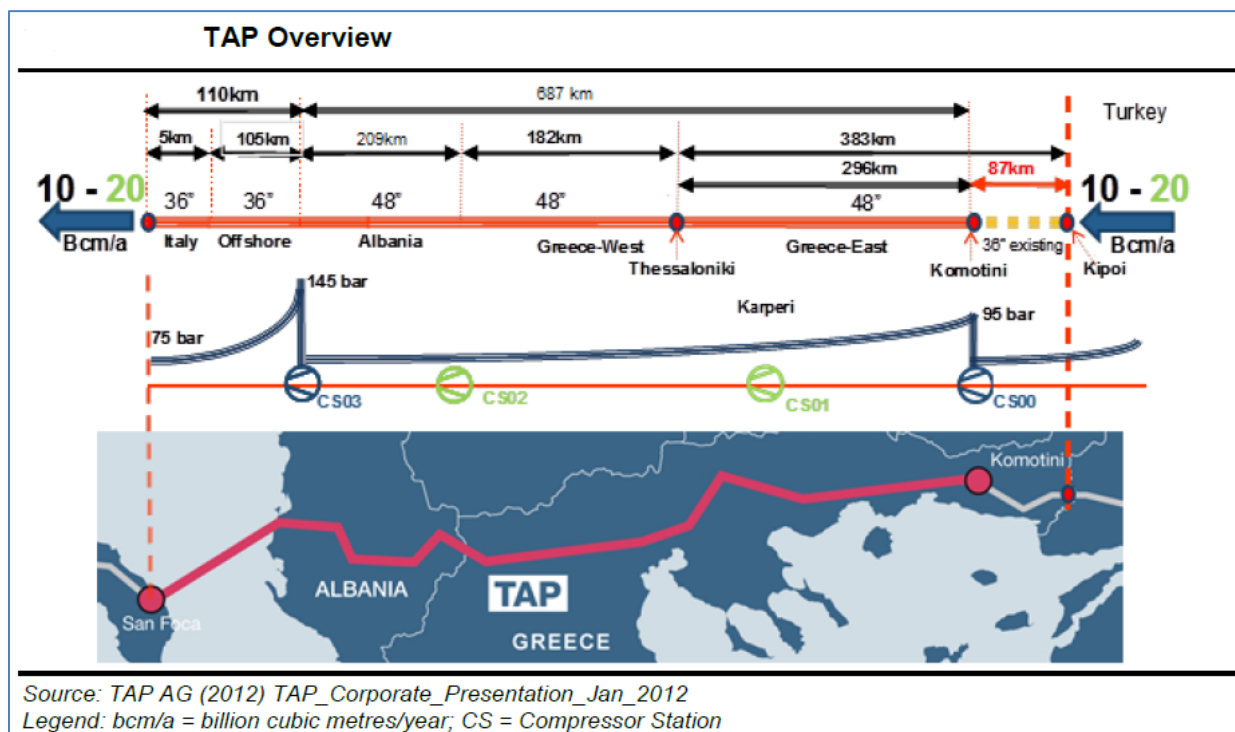


Figura 2: Paraqitje skematike e përgjithshme e tubacionit TAP

I.1.2 EastMed⁹

Kërkimi i hidrokarbureve përgjatë dy dekadave të fundit në basenin Levant në Mesdheun juglindor ka rezultuar në zbulime të rëndësishme. Sipas US Geological Survey, vetëm baseni Levant, i cili përfshin ujërat e Egjiptit, Izraelit, Libanit, Palestinës dhe të ishullit të ndarë të Qipros përmban 35 trilionë Nm³ gaz.

⁶ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-11/ENTSOG_TYNDP_2020_Annex_A_Projects_Details.pdf

⁷ <https://www.tap-ag.com/news/news-stories/tap-completes-successful-euros-39-billion-project-financing>

⁸ <https://www.tap-ag.com/shippers/tariff-information/tariff-calculator>

⁹ https://en.wikipedia.org/wiki/EastMed_pipeline



Figura 3: Zbulimet në basenin Levant në Mesdheun Lindor (Burimi: Delek Energy)

Rëndësia e rezervave dhe mospërcaktimi definitiv i kufijve detare janë bërë shkak i tensioneve të konsiderueshme në këtë rajon. Në 2 janar 2020 Greqia, Qipro dhe Izraeli nënshkruan një marrëveshje për ndërtimin e gazsjellësit të Mesdheut Lindor (Eastern Mediterranean) i njohur ndryshe si EastMed¹⁰. Projekti po zhvillohet prej kompanisë IGI Poseidon e cila është një Joint Venture (50-50%) e krijuar nga Korporata Publike e Gazit të Greqisë DEPA dhe kompanisë private Edison International Holding. Tubacioni do të jetë 1,900km i gjatë, do të shtrihet në tokë (onshore) dhe det (offshore) përgjatë detit Egje dhe detit Jon dhe do të lidhë vendburimet e gazit në lindje të Mesdheut me tregun evropian të gazit. Sistemi parashikohet të ketë një kapacitet fillestar prej 320-350 GWh/ditë (10-12 BCM/vit) me opsionin për ta rritur atë deri në 510 GWh/ditë (17 BCM/vit) në rast të gjetjes së rezervave të tjera në atë rajon¹¹.

Lidhja me sistemin e Snam Rete Gaz mundësohet nga Ndërlidhësi IGI, më shumë detaje për të cilin do të jepen në seksionin e dedikuar me poshtë.

Sipas ENTSO-G TYNDP 2020, është duke u përgatitur projekti i detajuar teknik (FEED), i cili pritet të përfundojë në dhjetor 2021 dhe aktivitetet e projektit janë në kohë.

¹⁰ <https://www.nsenenergybusiness.com/projects/eastern-mediterranean-pipeline-project/#>

¹¹ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-11/ENTSOG_TYNDP_2020_Annex_A_Projects_Details.pdf

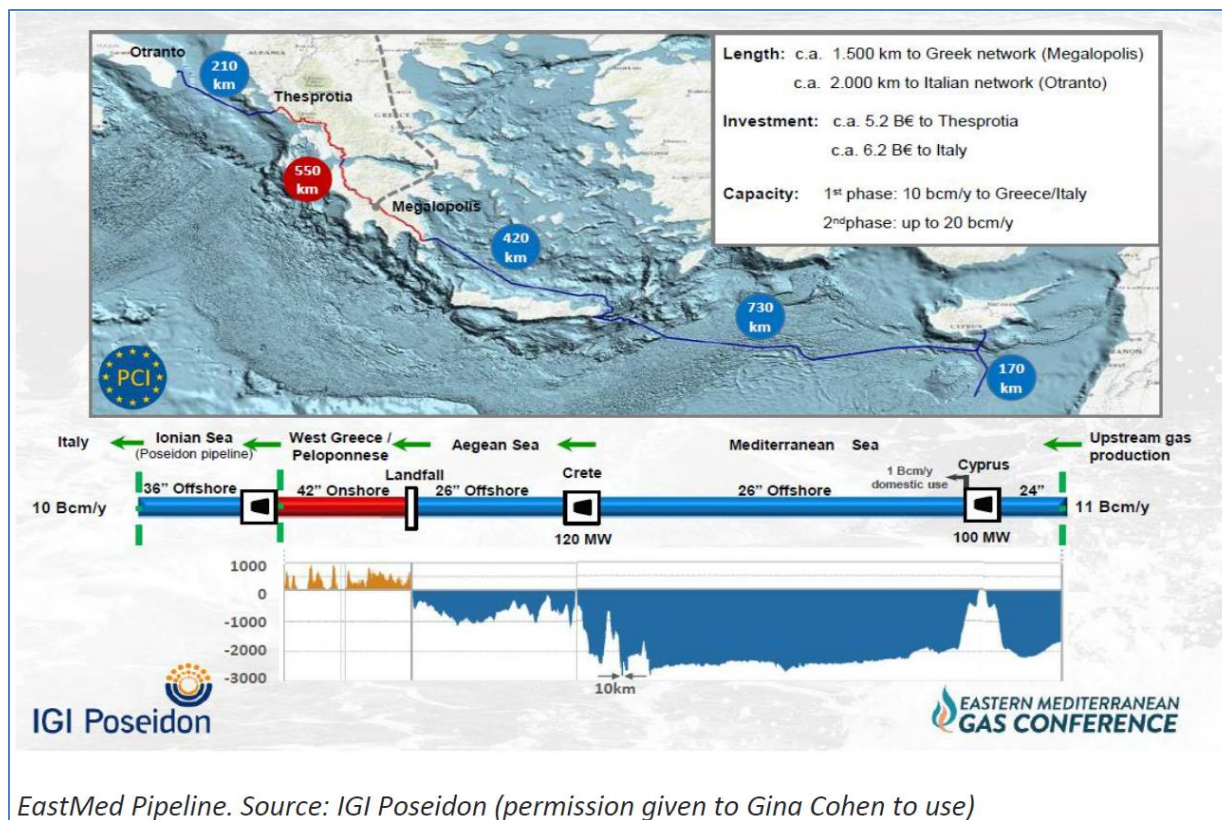


Figura 4: Paraqitja skematike e gazsjellësit EastMed¹²

Projekti përbëhet nga pesë seksione që lidhin rajonet në vijim: basenin Levantin – Qipron - Gadishullin e Peloponezitet – Greqinë perëndimore – Thesprotinë sikurse jepet nga tabela në vijim.

¹² “NATURAL GAS IMPORT AND EXPORT ROUTES IN SOUTH-EAST EUROPE AND TURKEY” Gina Cohen <https://www.iene.gr/articlefiles/working%20paper%20no%2026%20document%20update%2022%2001%202020.pdf>

Tabela 2: Të dhënat e segmenteve përbërëse të tubacionit EastMed

EastMed Pipeline					
TRA-A-330 Rifreskimi	Projekt	Tubacioni qe pershin CS / Pipeline including CS			Non FID Non Advanced
Përshkrimi / Description	22/09/2020				
	Projekti EastMed është një projekt tubacioni në det të hapur / në tokë afërsisht 1900 km që do të lidhë drejtpërdrejt burimet e gazit të Mesdheut Lindor me sistemin e gazit Evropian / The EastMed project is an approximately 1900km offshore/onshore pipeline project that will directly connect the East Mediterranean gas resources to the European gas system Projekti përbëhet nga 5 seksione që lidhin zonat e mëposhtme: Pellgu Levantine - Qipro - Kretë - Peloponez - Greqi Perëndimore - Tesproti. Sistemi do të ketë një kapacitet prej 320-350 Gwh / d me opsionin për të azhurnuar kapacitetin e seksioneve të tubacionit nga Kreta deri në 510 Gwh / d, në rast se rezervat përkatëse do të zbulohen në detin të Kretës. / The project consists of 5 sections connecting the following areas: Levantine basin - Cyprus - Crete - Peloponnese - West Greece -Thesprotia. The system will have a capacity of 320-350 Gwh/d with the option to upgrade the capacity of the pipeline sections from Crete up to 510 Gwh/d, in case relevant reserves will be discovered in the offshore of Crete.				
PRJ Code - PRJ Name					
Varianti i rritjes së kapacitetit për modelim / Capacity Increments Variant for Modelling					
Pika / Point	Operator	Viti / Year	From Gas system	To Gas system	Kapaciteti / Capacity
East Med/ Crete (GR)	IGI Poseidon S.A.	2025	GRc	GR/EMD	190.00 GWh/d
	IGI Poseidon S.A.	2025	GR/EMD	GRc	20.00 GWh/d
East Med/ Cyprus (CY)	IGI Poseidon S.A.	2025	GR/EMD	CY	30.00 GWh/d
East Med/ Cyprus/Israeli production field	IGI Poseidon S.A.	2025	NPcCY	GR/EMD	330.00 GWh/d
East Med/ Peloponnesus (GR)	IGI Poseidon S.A.	2025	GR/EMD	GR	90.00 GWh/d
East Med/ Thesprotia (Poseidon)	IGI Poseidon S.A.	2025	GR/IGI	GR/EMD	350.00 GWh/d

Të dhënat teknike të EastMed:

Tabela 3: Të dhënat teknike të EastMed (kapaciteti, diametri dhe gjatësia (Burimi ENTSO-G TYNDP 2018)¹³

Tubacioni dhe Stacioni i Kompresorit / Pipeline and Compressor Station					
Seksioni i tubacionit / Pipeline section	Komente te tubacionit / Pipeline Comment	Diameter (mm)	Gjatesia / Length (km)	Fuqia e Kompresorit / Compressor Power (MW)	Komisioni / Comissioning Year
Seksioni i tubacionit te EastMed nga Kreta ne Peloponez/ Eastmed Pipeline section from Crete to Peloponnese	Ky seksion i tubacionit në det të hapur është krijuar për të transportuar 320 GWh / d gaz natyror nga pellgu Levantine dhe mund të azhurnohet për më tej me 190 GWh / d gaz natyror nga deti i Kretës në rast se do të zbulohen rezerva përkatëse. / This offshore Pipeline section is designed to transport 320 GWh/d of natural gas from the Levantine Basine and can be upgraded for further 190 GWh/d of natural gas from the offshore of Crete in case relevant reserves will be discovered.	(Inches") 660 (26")	421	120	0
Seksioni i tubacionit te EastMed nga Qipro ne Kreta / Eastmed Pipeline section from Cyprus to Crete	Ky seksion i projektit eshte i lidhur me tubacionin offshore midis Qipros dhe Kretes / This section of the project is related to the offshore pipeline between Cyprus and Crete.	660 (26")	732	100	0
Seksioni i tubacionit te EastMed nga pellgu Levantin ne Qipro / Eastmed Pipeline section from Levantine Basin to Cyprus	Ky seksion i tubacionit offshore do te transportoje 350 GWh/d ne Qipro, ku do te shperndahet 30 GWh/d per konsum te brendshem dhe pjesa e mbetur 320 GWh/d do te eksportohet nga Greqia ne Kreta / This offshore pipeline section will transport 350GWh/d to Cyprus where it will deliver 30GWh/d for the internal consumption and the remaining 320GWh/d will be exported to Greece via Crete.	610 (24")	165		0
Seksioni i tubacionit te EastMed nga Greqia perendimore ne Thesprotia / Eastmed Pipeline section from West Greece to Thesprotia	Ky seksion i tubacionit në det të hapur është krijuar për të transportuar 320 GWh / d gaz natyror nga pellgu Levantine dhe mund të azhurnohet për më tej me 190 GWh / d gaz natyror nga deti i Kretës në rast se do të zbulohen rezerva përkatëse. / This offshore Pipeline section is designed to transport 320 GWh/d of natural gas from the Levantine Basine and can be upgraded for further 190 GWh/d of natural gas from the offshore of Crete in case relevant reserves will be discovered.	1,070 (42")	236		0
Seksioni i tubacionit te EastMed nga Peloponez ne Greqine perendimore / Eastmed Pipeline section from Peloponnese to West Greece	Ky seksion i tubacionit në det të hapur është krijuar për të transportuar 320 GWh / d gaz natyror nga pellgu Levantine dhe mund të azhurnohet për më tej me 190 GWh / d gaz natyror nga deti i Kretës në rast se do të zbulohen rezerva përkatëse. / This offshore Pipeline section is designed to transport 320 GWh/d of natural gas from the Levantine Basine and can be upgraded for further 190 GWh/d of natural gas from the offshore of Crete in case relevant reserves will be discovered.	1,070 (42")	317		0
Total			1,871	220	

Kosto totale e ndërtimit të EastMed vlerësohet nga 5.2¹⁴ miliardë Euro për një kapacitet prej 10BCM/vit deri në 7¹⁵ miliardë Euro duke përfshirë në shifrën e fundit edhe koston e IGI.

EastMed është klasifikuar si PCI¹⁶ (Code: TRA-A-330) në përputhje me Rregulloren e BE 347/2013 dhe ka përfituar dy grante (1.9+34.5 M€) prej BE¹⁷. Në mënyrë të ngjashme me TAP, kapaciteti i EastMed mundet të zgjerohet nga 10 BCM/vit deri në 16 BCM/vit¹⁹. Artikuj të tjerë vlerësojnë së zgjerimi i kapacitetit mund të shkojë deri në 20BCM/vit. Në një rast të tillë edhe IGI do të duhet të ketë një kapacitet prej 20BCM/vit.

¹³ [GAS REGIONAL INVESTMENT PLAN SOUTHERN CORRIDOR Based on ENTSG's TYNDP 2018, Annex B, Project Information \(https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-06/1_entsog_SC_GRIP_2019_Annex_B_03.pdf\)](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-06/1_entsog_SC_GRIP_2019_Annex_B_03.pdf)

¹⁴ https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/cefpub/summary_7.3.1-0025-elcy-s-m-15_final.pdf

¹⁵ <https://www.euractiv.com/section/energy/opinion/us-russia-rivalry-in-the-middle-east-is-now-spilling-over-into-the-mediterranean-sea/>

¹⁶ EU: Project of Common Interest

¹⁷ <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/7.3.1-0025-ELCY-S-M-15>

¹⁸ <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/7.3.1-0023-CYEL-S-M-17>

¹⁹ Megjithatë NS Energy (<https://www.nsenerybusiness.com/projects/eastern-mediterranean-pipeline-project/>) raporton se kapaciteti mundet te zgjerohet deri ne 20BCM/vit.

I.1.3 Ndërlidhësi Greqi-Itali, IGI Poseidon²⁰

Ndërlidhësi Greqi-Itali, IGI Poseidon është një gazsjellës i propozuar që në vitin 2010 prej të njëjtës joint venture IGI-Poseidon fillimisht për të bërë transmetimin e gazit natyror prej kufirit Turko-Grek deri në Itali i njohur ndryshe si Ndërlidhësi Turqi-Greqi-Itali (ITGI) duke anashkaluar Shqipërinë në garë me TAP dhe NABUCO. Kapaciteti i tij fillestar ka qenë 14 BCM/vit me mundësi zgjerimi deri në 20BCM/vit²¹.

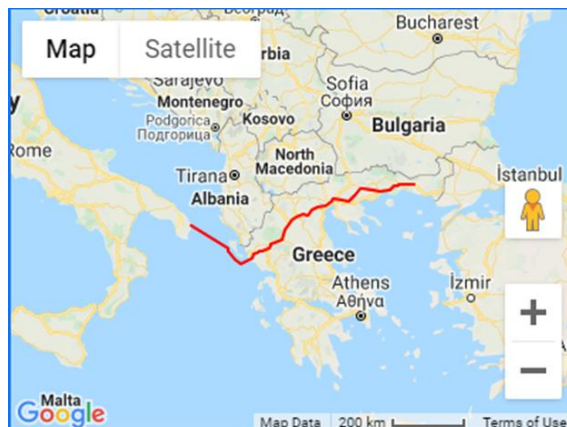


Figura 5: Ndërlidhësi Turqi-Greqi Itali (ITGI)

Duke marrë në konsideratë zhvillimet më të fundit ideja e projektit është përditësuar për të qenë këtë herë edhe segmenti fundor i EastMed që lidh direkt Greqinë me Italinë. Segmenti detar i Poseidon fillon prej Stavrolimenas në rajonin e Thesprotisë në pjesën veriore të gjirit të Pargës në Greqi dhe përfundon në afërsi të Otrantos, Itali.

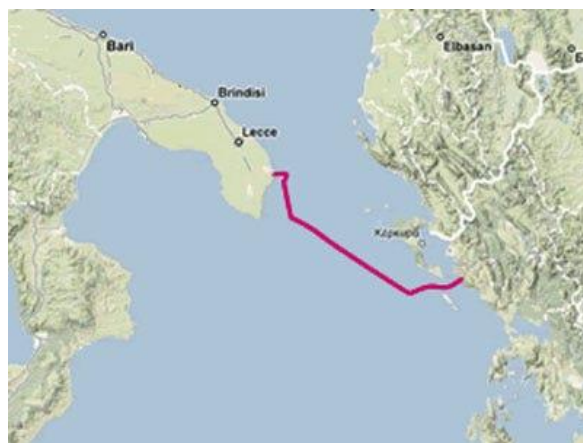


Figura 6: Paraqitje skematike e tubacionit Poseidon²²

²⁰ <https://www.euractiv.com/section/energy/news/italy-greece-cyprus-and-israel-eye-longest-offshore-gas-pipeline/>

²¹ <https://www.depa.gr/international-infrastructures/?lang=en/> / Gas Regional Investment Plan for Southern Corridor (4th edition) | Annex B, page 156

²² <https://www.euractiv.com/section/energy/news/italy-greece-cyprus-and-israel-eye-longest-offshore-gas-pipeline/>

Ai ka qenë përcaktuar si PCI që në vitin 2015 (Code: TRA-A-10) dhe ka përfituar mbështetje Financiare prej 5.5 M Euro nga Komisioni Europian në vitin 2010²³ për kryerjen e projektit inxhinjerik (FEED)²⁴. Në vitin 2018 IGI së bashku me EastMed dhe IGB u përfshinë në TYNDP të ENTOSG.

Të dhënat kryesore teknike të IGI Poseidon sipas Aneksit B të ENTOSG TYNDP 2020, Plani Rajonal i Investimeve për Korridorin e Jugut, paraqiten në vijim:

Tabela 4: Të dhënat kryesore të IGI Poseidon sipas Aneksit B të ENTOSG TYNDP 2020, Plani Rajonal i Investimeve për Korridorin e Jugut.

Poseidon Pipeline					
TRA-A-330 Rifreskimi	Projekt	Tubacioni qe pershin CS / Pipeline including CS			Non FID Non Advanced
		26/02/2018			
Përshkrimi / Description	Projekti i Gazsjellësit Poseidon përfaqëson një mundësi të vlefshme "me shumë burime" për të kompletuar Korridorin Jugor të Gazit duke synuar rritjen e sigurisë së furnizimit të BE-së. / The Poseidon Pipeline project represents a valid "multi-source" option to complet the Southern Gas Corridor aiming to increase the EU security of supply. Konfigurimi aktual i projektit përfshin 2 seksione tërësisht brenda territorit të BE: i) 770 km onshore duke krosuar kufirin e Greqisë me Turqinë në Thesprotia dhe ii) 210 në det të hapur që kalon Detin Jon deri në landfillin Italian në Otranto. / The current configuration of the project includes 2 sections entirely within the EU territory: i) 770km onshore crossing Greece from the border with Turkey to Thesprotia and ii) 210 offshore crossing the Ionian Sea up to the Italian landfill in Otranto. Në fazën e tij të parë, tubacioni Poseidon do të transportoje 10-12 Bcm / y të vëllimeve të gazit në dispozicion në kufirin turk / grek, drejt Italisë dhe Ballkanit jugor. Në fazën e tij të dytë të zhvillimit, kapaciteti i projektit do të rritet deri në 20 Bcm / y duke lejuar rrjedhën e gazit që vjen nga rajoni i Mesdheut Lindor përmes tubacionit EastMed, me të cilin linja e tubacioneve Poseidon do të lidhet në Thesprotia / In its first phase, Poseidon pipeline would transport 10-12 Bcm/y of the available gas volumes at Turkish/Greek border, towards Italy and the southern Balkans. In its second development phase, the project capacity will be increased up to 20 Bcm/y allowing the flow of gas coming from Eastern Mediterranean region through EastMed pipeline, to which Poseidon pipeline will be connected in Thesprotia.				
PRJ Code - PRJ Name					
Varianti i rritjes së kapacitetit për modelim / Capacity Increments Variant for Modelling					
Pika / Point	Operator	Viti / Year	From Gas system	To Gas system	Kapaciteti / Capacity
East Med/ Thesprotia (Poseidon)	IGI Poseidon S.A.	2025	GR/EMD	GR/IGI Comment: 2nd phase	320.00 GWh/d
Otranto - IT / IGI Poseidon	IGI Poseidon S.A.	2022	IB-ITs	GR/IGI	160.00 GWh/d
	IGI Poseidon S.A.	2022	GR/IGI	IB-ITs	380.00 GWh/d
	IGI Poseidon S.A.	2025	GR/IGI	IB-ITs	250.00 GWh/d
Stacioni i kompresoreve dhe tubave/Pipelines and Compressor Station					
Stacioni i tubave / Pipeline Section	Komente / Pipeline Comment	Diametri (mm)	Gjatesia / Length (km)	Fuqia e Kompresorit / Compressor Power (MW)	Komisioni / Commissioning Year
Poseidon offshore section		915	210	75	2022
Poseidon offshore section		1,220	770	75	2022
	Total		980	150	
156 I Gaz Regional Investment Plan for Southern Corridor (4th edition) Annes B					

IGI është pjesë e planit dhjetë vjeçar të zhvillimit (TYNDP) të SNAM²⁵ (sikurse paraqitet edhe nga tabela në vijim) me parashikimin që të vihet në funksionim në vitin 2023, i cili me shumë gjasa do të jetë më i vonët.

²³ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-11/ENTOSG_TYNDP_2020_Annex_A_Projects_Details.pdf

²⁴ FEED = Front End Engineering Design

²⁵ [Piano decennale di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale 2020-2029.](#)

Tabela 5: IGI si pjesë e TYNDP të SNAM

Fletët e projektit të rrjetit kombëtar / SCHEDE DI PROGETTO DI RETE NAZIONALE					
PROPOZUES / PROPONENTE	EMRI I PROJEKTI / DENOMINAZIONE PROGETTO	PERSHKRIMI / DESCRIZIONE	KAPACITETI (MSM3/G FISICI)	STATUSI I PROJEKTI / STATO DEL PROGETTO	HYRJA NE FUQI E PRITSHME / ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA
IGI POSEIDON SA	Poseidon Pipeline	Projekti Poseidon është një seksion i fundit i një sistemi interkoneksioni Greqi-Itali gjë që do të bëjë të mundur lidhjen e sistemit italian me vëllimet e gazit të disponueshëm në pellgun Levantine (Qipro dhe Israel) përmes projektit të gazsjellësit Eastmed dhe në kufirin turk / grek, përmes një shtrirje toke në lokalitetin grek të Kipi	Faza e Pare: 37 Faza e Dytë: 58	Në pritje të vendimit final të investimit	2023
IGI POSEIDON SA	Poseidon Pipeline	Il progetto Poseidon e un tratto finale di un sistema di interconnessione Grecia-Italia che permettera di collegare il sistema italiano ai volumi gas disponibili del Bacino del Levantino(Cipro e Israele) mediante il progetto di gasdotto Eastmed e al confine turco/greco, mediante un'estensione terrestre fino alla localita greca di Kipi.	Prima fase: 37 Seconda fase: 58	In attesa di decisione finale d'investimento	2023

1.1.3.1 Të dhëna kryesore teknike të IGI:

Me përjashtim të informacioneve të përgjithshme për projektin, informacioni teknik i disponueshëm në internet është shumë i kufizuar.

Mbështetur në Aneksin shoqëruar²⁶ të Rregullores së Deleguar të Komisionit të BE (EU) 2016/89²⁷ dhe dokumenta të tjerë të gjetura në internet janë evidentuar të dhënat e mëposhtme teknike për IGI;

- Stacion kompresorësh në Thesproti (120MW), ndonëse nuk jepet qartë se ku ekzaktësisht planifikohet të ndërtohet stacioni. Për qëllime të këtij studimi ai është supozuar se ndërtohet në Stavrochori.
- Tubacioni përbëhet nga seksioni tokësor i tubacionit prej stacionit të kompresorëve në Thesproti dhe pikës së hyrjes në det (landfall) në Stavrolimenas.
- Tubacioni offshore është 216 km i gjatë megjithatë ka vlera të ndryshme të publikuara. Giamouridis citon vlerën prej 206 km²⁸ për gjatësinë e tubacionit në pjesën offshore. Aneksi B i ENTOSOG TYNDP 2020, Plani Rajonal i Investimeve për Korridorin e Jugut jep një gjatësi prej 210 km. Po ashtu nga ndërtimi i gjurmës së tubacionit në Google Earth

²⁶ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_document_3rd_list_with_subheadings.pdf

²⁷ accompanying the Commission Delegated Regulation (EU) 2016/89 of 18 November 2015 amending Regulation (EU) 347/2013 of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure as regards the Union list of projects of common interest

²⁸ Giamouridis, Anastasios, Oxford Institute for Energy Studies, 2009 NG37- “Natural Gas In Greece And Albania Supply and Demand Prospects To 2015” <https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:1498944d-6823-4044-bdd0-21d21f14176d>

sipas koordinatave të publikuara gjatësia e seksionit detar të tubacionit rezulton 196 km. Diferencat të cilat nuk janë të konsiderueshme mundet të vijnë edhe për pasojë të efektit të relievit të thyer të tabanit të detit.

- Kapaciteti transportues i tubacionit ndërmjet Greqisë dhe Italisë (landfalls) është 329.4 GWh/day. Duke konsideruar një fuqi kalorifike të gazit natyror prej prej 10.4 kWh/m³ kapaciteti transportues i tubacionit përkon me rreth 11 BCM/vit. Ky kapacitet është më i vogël së vlera të tjera të deklaruara të kapacitetit fillestar përfshirë edhe atë të vetë kompanisë IGI Poseidon prej 15 BCM/vit²⁹ i cili mundet të rritet deri në 20 BCM/vit.
- Pjesë e IGI Poseidon është edhe seksioni tokësor i tubacionit në Itali ndërmjet pikës së daljes nga deti në tokë deri në lidhjen me rrjetin italian të Snam Rete Gaz në Otranto.
- Diametri i IGI Poseidon është parashikuar 915 mm ose 36”.
- Harta më e saktë e mundshme e gjetur në internet është një studim mbi gjetjet arkeologjike gjatë vlerësimit të tabanit detar të korridorit të projektit³⁰.

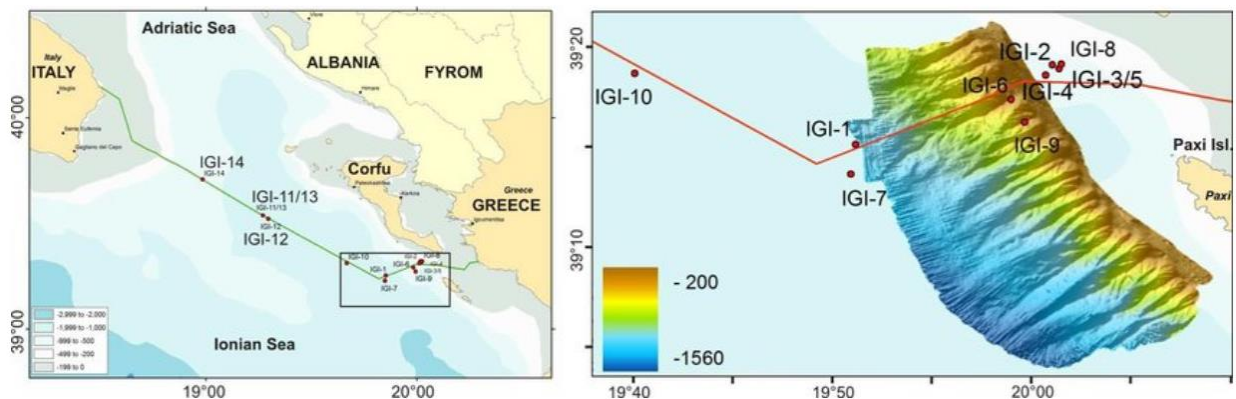


Figura 7: Harta të tubacionit Poseidon³¹

Mbi bazën e të dhënave të kësaj harte u ndërtua në Google Earth trajektorja e tubacionit në detin Jon, e cila ka shërbyer si bazë në llogaritjet e kryera.

Projekti IGI është po ashtu pjesë e projekteve të listuara në planin dhjetë-vjeçar të zhvillimit të rrjetit (TYNDP 2019) të SNAM sikurse paraqitet në tabelën e mëposhtme:

²⁹ <http://www.igi-poseidon.com/en/poseidon>

³⁰ Dimitris Sakellariou and all, “Deep-water geo-archaeological research along the POSEIDON pipeline route, Ionian Sea” https://www.researchgate.net/publication/281345858_Deep-water_geo-archaeological_research_along_the_POSEIDON_pipeline_route_Ionian_Sea

³¹ https://www.researchgate.net/figure/Left-Location-map-of-the-Interconnection-Greece-Italy-pipeline-route-in-the-Ionian-Sea_fig1_281345858

Tabela 6: IGI si pjesë e planit dhjetë vjeçar të zhvillimit të rrjetit (TYNDP 2019) të SNAM³²

Projekte me interes të përbashkët në lidhje me Italinë (Burimi Komisioni Europian) / PROGETTI DI INTERESSE COMUNE RIGUARDANTI L'ITALIA (fonte Commissione Europea)		
PIC	KORRIDORI / CORRIDOIO	REFERENCA PIC / RIFERIMENTO PIC
LIDHJA ME MALTEN NE RRJETIN EVROPIAN TE GAZIT - Tubacioni i ndërlidhjes me ITALINE (GELA) / Connessione di Malta alla rete Europea del gas - gasdotto di interconnessione con l'Italia (GELA)	NSI PERENDIM GAS / NSI WEST GAS	5.19
Tubacioni i gazit nga Greqia drejt Italisë përmes SHQIPERISE dhe detit Adriatik (sic dihet tashme Trans Adriatic Pipeline (TAP)) / Gasdotto della Grecia all'Italia via Albania e mar Adriatico (Attualmente noto come Trans-Adriatic-Pipeline TAP)	SGC	7.1.3
Gazsjellesi offshore nga Greqia ne Itali (Sic dihet tashme "Poseidon Pipeline")/ Gasdotto offshore dalla Grecia all'Italia (attualmente noto come "Poseidon Pipeline")	SGC	7.3.3
Tubacioni i gazit nga fushat e gazit nga Mesdheu lindor në Greqinë kontinentale përmes Kretës (Sic dihet tashme "EASTMED")/ Gasdotto da giacimenti di gas del mediterraneo orientale alla Grecia continentale via Creta (attualmente noto come Eastmed)	SGC	7.3.1

Një përshkrim i IGI Poseidon sikurse paraqitur në planin dhjetë-vjeçar të zhvillimit të rrjetit (TYNDP 2019) të SNAM jepet në tabelën në vijim:

³² https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale-ITG/pd-ITG_2019_2028/ITG_Piano-Decennale-2019-2028.pdf , faqe 46

Tabela 7: Përshkrim i IGI Poseidon si pjesë e planit dhjetë vjeçar të zhvillimit të rrjetit (TYNDP 2019) të SNAM³³

Fletët e projektit të rrjetit kombëtar / SCHEDE DI PROGETTO DI RETE NAZIONALE					
PROPOZUES / PROPONENTE	EMRI I PROJEKTIT / DENOMINAZIONE PROGETTO	PERSHKRIMI / DESCRIZIONE	KAPACITETI (MSM3/G FISICI)	STATUSI I PROJEKTIT / STATO DEL PROGETTO	HYRJA NE FUQI E PRITSHME / ENTRATA IN ESERCIZIO PREVISTA
IGI POSEIDON SA	Poseidon Pipeline	Projekti Poseidon është një seksion i fundit i një sistemi interkoneksioni Greqi-Itali gjë që do të bëjë të mundur lidhjen e sistemit italian me vëllimet e gazit të disponueshëm në pellgun Levantine (Qipro dhe Israel) përmes projektit të gazsjellësit Eastmed dhe në kufirin turk / grek, përmes një shtrirje të tokë në lokalitetin grek të Kipi	Faza e Pare: 37 Faza e Dytë: 58	Në pritje të vendimit final të investimit	2023
IGI POSEIDON SA	Poseidon Pipeline	Il progetto Poseidon e un tratto finale di un sistema di interconnessione Grecia-Italia che permetterà di collegare il sistema italiano ai volumi gas disponibili del Bacino del Levantino(Cipro e Israele) mediante il progetto di gasdotto Eastmed e al confine turco/greco, mediante un'estensione terrestre fino alla località greca di Kipi.	Prima fase: 37 Seconda fase: 58	In attesa di decisione finale d'investimento	2023

Është e rëndësishme të theksohet se mënyra se si përkufizohet IGI Poseidon nuk është koherente në referencat e ndryshme. Në disa raste, përfshirë edhe tabelën e mësipërme ai referohet edhe si interkonektor që lidh Turqinë-Greqinë dhe Italinë. Në raste të tjera ai jepet si pjesë integrale e EastMed dhe në raste të tjera si një tubacion i veçantë që sigurisht është i kushtëzuar nga ndërtimi dhe vënia në funksionim e EastMed.

Harta batimetrike e korridorit të përzgjedhur të IGI Poseidon si dhe profili batimetrik i korridorit të kalimit të IGI përmes detit Jon nga Stavrolimenas në Otranto paraqiten në figurat e mëposhtme:

³³ https://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository-srg/file/it/business-servizi/Processi_Online/Allacciamenti/informazioni/piano-decennale-ITG/pd-ITG_2019_2028/ITG_Piano-Decennale-2019-2028.pdf, faqe 89

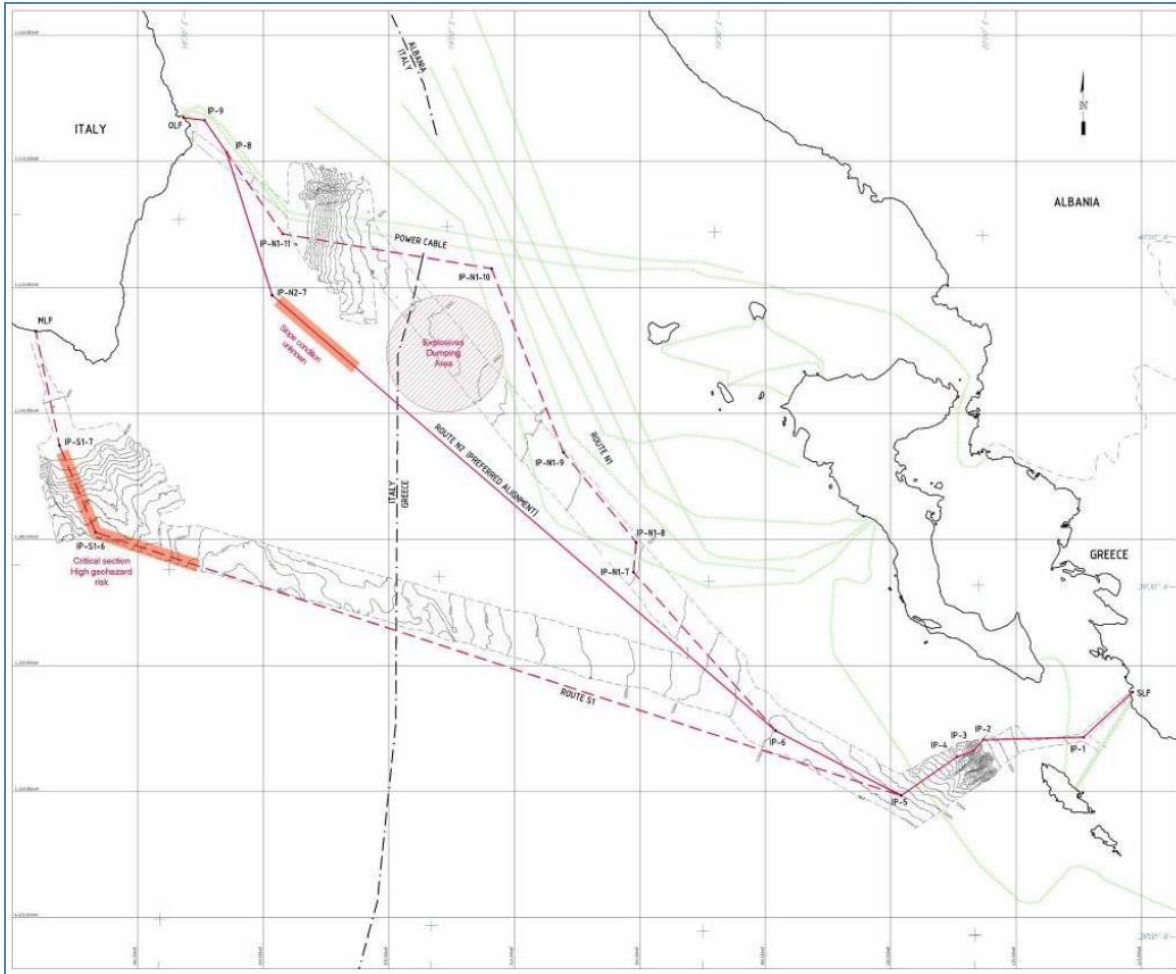


Figura 8: Harta batimetrike e korridorit të përzgjedhur të IGI Poseidon sipas DEPA (prezantim i Nikos Katsis, Bruksel, 2005)³⁴

³⁴ Katsis, Nikos MSc, DEPA Strategic Planning Manager, Prezantim “Transportation of Eastern Gas to Italy” presentation at Energy Charter Paper Trade & Transit Group by Brussels, 18 October 2005 https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Presentations/CBP-EasternGas_to_Italy.pdf

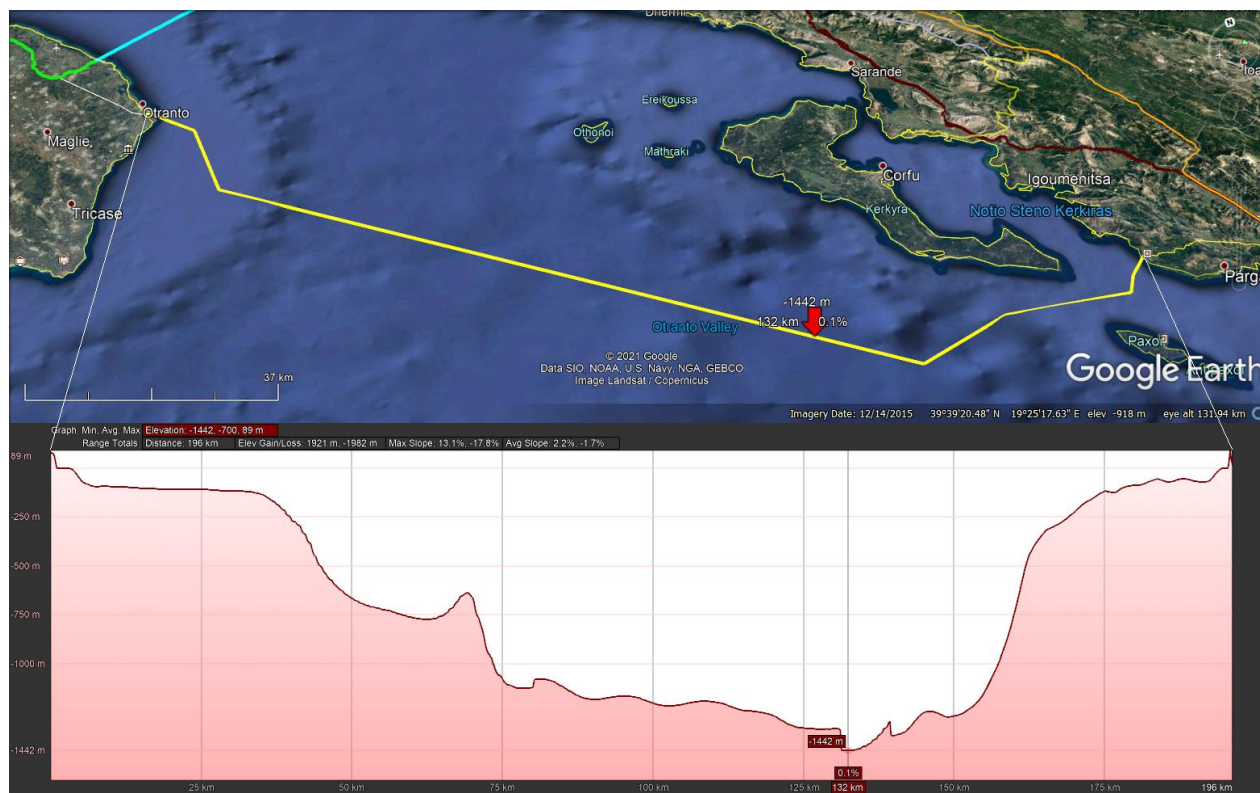


Figura 9: Profili batimetrik i korridorit të kalimit të IGI përmes detit Jon nga Stavrolimenas në Otranto

Sikurse mundet të shikohet në figurë thellësia maksimale është 1,442 m ndërkohë që në seksione të veçanta tubacioni kalon në pjerrësi që variojnë nga 10%-14%

I.1.4 Gazsjellësi Ionian Adriatic Pipeline (IAP)

Gazsjellësi IAP parashikohet të lidhë të gjithë vendet e Ballkanit perëndimor duke u lidhur me TAP në Stacionin e kompresorëve në Seman, Fier dhe vijuar drejt veriut përmes Malit të Zi, Bosnjës dhe lidhjes me rrjetin kroat të gazit natyror. Ai është parashikuar të ketë një kapacitet prej 5 BCM/vit. IAP parashikohet të operojë në një presion prej 75 bar, të ketë një diametër prej 800 mm dhe të funksionojë edhe në drejtimin e kundërt të rrjedhës normale.

I.2 Mundësia e një zgjidhjeje më optimale të lidhjes së EastMed me Italinë përmes Shqipërisë

Zhvillimet e sipërcituara dhe në mënyrë të veçantë;

- Përfundimi me sukses dhe fillimi i operacioneve komerciale të projektit TAP
- Kapaciteti i disponueshëm i fazës së dytë të projektit TAP që varion nga 10 deri në 12 BCM/vit
- Ndërtimi i tubacioneve në thellësi më të mëdha detare bëhet më sfidues dhe shoqërohet me kosto që rriten në proporcion me thellësinë.
- Distanca shumë më e shkurtër ndërmjet Seman dhe Melendugno krahasuar me distancën Stavrolimenas – Otranto

- Thellësia më e vogël e detit në segmentin Seman – Melendugno (800 m) përkundrejt thellësisë së detit në segmentin Stavrolimenas-Otranto (1442 m)
- Zhvillimet perspektive të infrastrukturës dhe tregut të gazit natyror në Shqipëri dhe në rajonin e Ballkanit Perëndimor

përbëjnë nxitje të mjaftueshme për të ndërmarrë një vlerësim krahasues ndërmjet ndërlidhjes direkte Greqi –Itali nëpërmjet IGI Poseidon dhe ndërlidhjes nëpërmjet një tubacioni tjetër i cili kalon përmes Shqipërisë dhe TAP për në Itali.

Plani i ndërtimit të projektit IAP është një arsye tjetër madhore në favor të ndërtimit të lidhjes së EastMed me TAP dhe IAP sepse krahas lidhjes me tregun italian, gazi i EastMed mundet që nëpërmjet IAP të arrijë tregjet e pjesës veri perëndimore të Ballkanit dhe ato të Europës qendrore përfshirë edhe hub-in Austriak të Baumgarten.

Është kjo arsyeja që lidhja mes EastMed dhe TAP propozohet të quhet IAP-i Jugor ose anglisht “Southern – IAP” ose S-IAP.

Ideja skematike e projektit S-IAP është artikuluar edhe më herët nga Prof Dr Stavri Dhima.

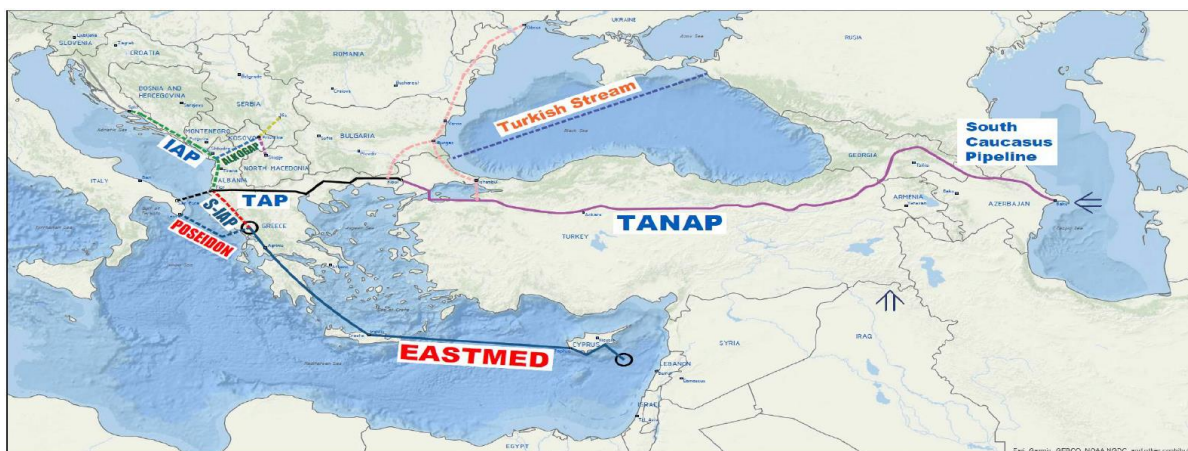


Figura 10: Ideja skematike e projektit S-IAP sipas Profesor Stavri Dhima³⁵

Nevoja e një lidhjeje mes EastMed dhe IAP është paraqitur po ashtu në një mënyrë skematike edhe nga Zj. Gina Cohen sikurse tregohet nga figura me poshtë;

³⁵ Dhima, Stavri Prof. As. Dr. “RECENT DEVELOPMENTS ON THE ALBANIAN GAS SECTOR AND ITS INTEGRATION ON REGIONAL LEVEL” presentation at Tirana International Energy Charter Forum, TIRANA 12-13 June 2019 https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Forums/Tirana_2019_-_Stavri_Dhima_Ministry_of_Infrastructure_and_Energy_Albania.pdf

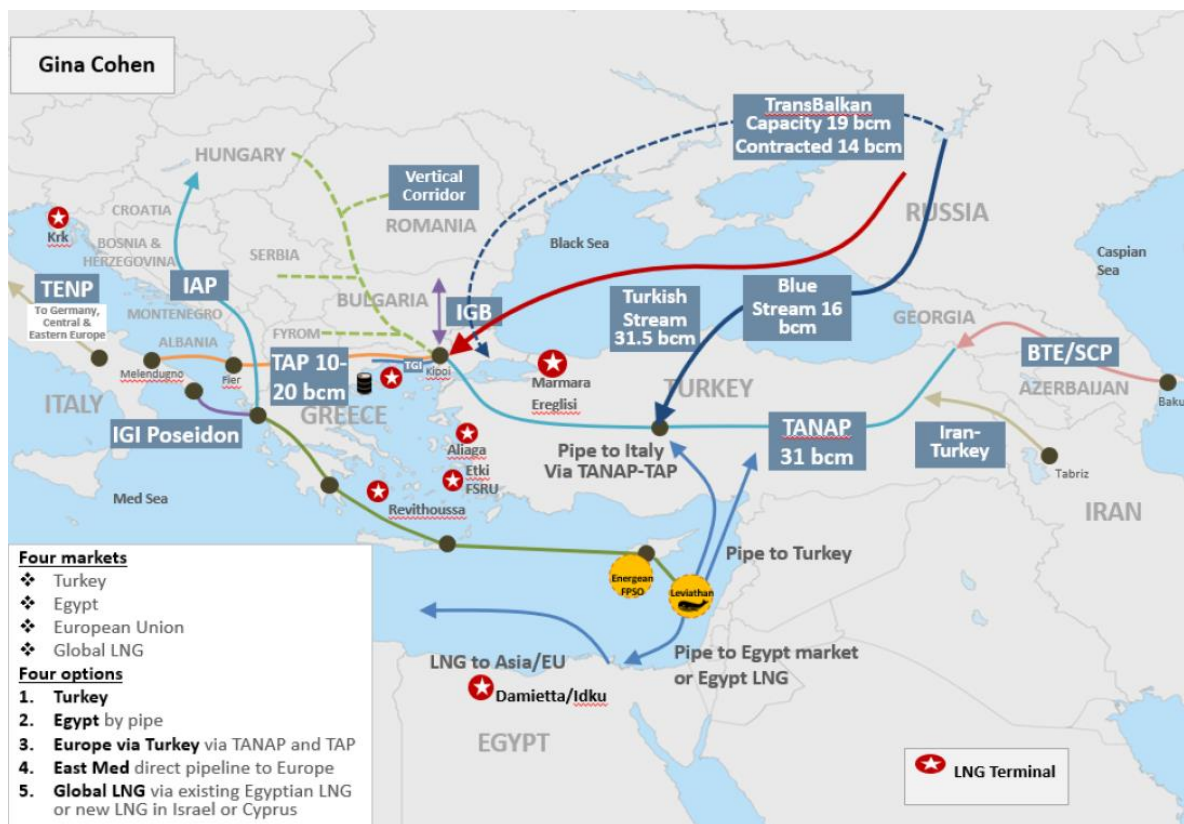


Figura 11: Rrugët e eksportit të lidhura me korridorin verior të Turqisë sipas Gina Cohen³⁶

I.3 Qëllimi i Studimit

Duke marrë në konsideratë zhvillimet e sipërlistuarra dhe duke u mbështetur në kritere teknike dhe ekonomike ky studim fokusohet në:

- Analizimin e leverdisshmërisë së ndërtimit të seksionit fundor të tubacionit EastMed nëpërmjet një gjurme alternative e cila kalon nëpërmjet Shqipërisë dhe lidhjet me tubacionin TAP, i quajtur ndryshe Southern Adriatic Pipeline (S-IAP), përkundrejt alternativës IGI Poseidon.
- Analiza do të kryhet për dy nivele kapacitetesh; 10 BCM/vit dhe 20 BCM/vit sikurse është paraqitur skematikisht në figurat me poshtë.

³⁶ Burimi: Gina Cohen, Lecturer & Consultant on Natural Gas “NATURAL GAS IMPORT AND EXPORT ROUTES IN SOUTH-EAST EUROPE AND TURKEY”, IENE Working Paper 26, 22 January 2020 [https://www.iene.gr/articlefiles/working%20paper%20no%2026%20document%20update%2022%2001%202020.p](https://www.iene.gr/articlefiles/working%20paper%20no%2026%20document%20update%2022%2001%202020.pdf)

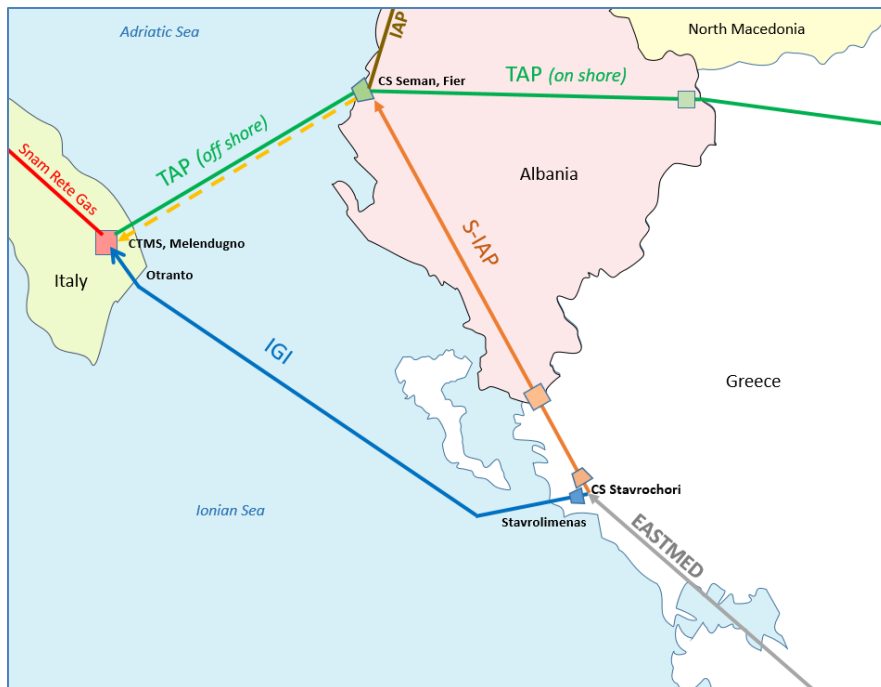


Figura 12: Paraqitje skematike e TAP, EastMed, IGI dhe alternativës S-IAP 10BCM/vit



Tabela 8: Paraqitje skematike e TAP, EastMed, IGI dhe alternativës S-IAP 20BCM/vit

I.4 Supozimet:

Krahasimi i alternativave të transportimit të gazit direkt prej Greqisë në Itali nëpërmjet IGI Poseidon dhe variantit S-IAP+TAP është mbështetur në supozimet e mëposhtme:

- Të dy alternativat objekt i krahasimit, IGI dhe S-IAP+TAP, nisen nga e njëjta pikë në Greqi, Stavrochori dhe përfundojnë në të njëjtën pikë në Itali tek CTMS në Melendugno.
- Presionet në pikën e nisjes në Stavrochori janë të njëjta për të dy sistemet alternative të transmetimit dhe e njëjta gjë e aplikueshme edhe për pikën e mbritjes në CTMS në Melendugno. E njëjta konsideratë është e vlefshme si për rregjimin 10 BCM/vit ashtu edhe për fazën e zgjerimit në 20 BCM/vit.
- TAP mundet të rrisë kapacitetet e veta deri në 20BCM/vit. Aktualisht kapaciteti i kontraktuar në TAP për transmetimin nga stacioni i kompresorëve në Fier drejt Italisë sipas rezervimeve të kryera për fazën e parë deri në vitin 2020 janë 8 BCM/vit. Sikurse përmendur me sipër Terna dhe SNAM parashikojnë që kjo sasi të variojë ndërmjet 7 dhe 9 BCM/vit në terma afatgjatë. Ky informacion tregon se TAP në një fazë fillestare mundet të ketë kapacitete të disponueshme transmetimi nga Seman drejt Italisë nga 10 deri në 13 BCM/vit. Ndërtimi potencial i IAP është gjithashtu një faktor i cili në mënyrë të qartë do të ketë impakte pozitive për transportimin e gazit të EastMed por ky aspekt nuk do të jetë pjesë e analizës së këtij studimi.
- Tarifa e transmetimit të gazit direkt nga Greqia në Itali përmes IGI Poseidon duhet të jetë e atillë që të shlyejë investimin për ndërtimin e IGI në një periudhë kohore 25 vjeçare. Në rastin e gjurmës alternative S-IAP, tarifa e transmetimit të gazit që vjen nga EastMed dhe kalon nga Greqia (Stavrochori) deri në Itali (Melelendugno) përmes Shqipërisë, duhet të jetë e atillë që të shlyejë investimin për ndërtimin e S-IAP në një periudhë kohore 25 vjeçare, plus tarifën e transmetimit në pjesën offshore të TAP sipas metodologjisë së këtij të fundit.
- Është supozuar se gjatë gjithë fazës së operimit të sistemeve cilësia e gazit do të jetë e monitoruar në mënyrë strikte. Kjo eviton krijimin e kondensateve në tubacion gjatë operimit dhe vlefshmërinë e përdorimit të ekuacioneve të rrjedhës monofazike gazore.
- Nuk ka dalje të gazit përgjatë gjatësive të tubacioneve as në onshore dhe as në offshore ndërkohë që edhe konsumi i gazit nga vetë kompresorët do të konsiderohet i neglizhueshëm për efekt të llogaritjeve hidraulike.
- Përbërja e gazit është e njëjtë ose shumë e ngjashme me përbërjen e gazit të TAP
- Shkëmbimet termike nuk janë marrë në konsideratë.

I.5 Metodologjia

Mbështetur në supozimet e mësipërme për krahasimin e alternativave u ndoq metodologjia në vijim:

- Nisur nga kushti që pikat e nisjes dhe të mbritjes së të gjitha alternativave të marra në shqyrtim janë të njëjta, në desk top, me anë të programit Google Earth Profesional;

- **Për alternativën S-IAP+TAP onshore** u ndërtuan korridoret alternative të tubacionit nga Stavrochori deri në stacionin e kompresorëve të TAP në Seman, Fier. Pjesa tjetër e sistemit është tubacioni ekzistues i TAP që fillon prej stacionit të kompresorëve në Seman vijon përmes detit Adriatik në offshore deri në lidhjen me rrjetin e Snam Rete Gaz në CTMS Melendugno
- **Për alternativën IGI Poseidon offshore** të IGI u përdor harta e marrë prej artikullit “Deep-water geo-archaeological research along the POSEIDON pipeline route, Ionian Sea” i publikuar në May 2015 në Konferencën: “11th Panhellenic Symposium on Oceanography and Fisheries, Mytilene, Lesbos Island, Greece e cila përkon me hartën e prezantuar nga DESFA në konferencën e Sekretariatit të Energjisë në 2005 në Bruksel. Këto harta përbëjnë informacionin më të saktë publik që mundet të gjendej në internet.
- **Për segmentet onshore të alternativës IGI Poseidon** u ndërtuan korridoret Stavrochori - Stavrolimenas në Greqi dhe korridori Otranto-CTMS në Itali
- Për alternativën S-IAP+TAP nga Stavrochori në Seman, Fier u identifikuan dy korridore të ndryshëm prej pikës së nisjes në Stavrochori, Greqi deri në TAP CS në Fier.
- U krye një vizitë në terren në territorin shqiptar për të evidentuar mundshmërinë e ndërtimit të tubacionit. Situata e COVID 19 nuk e mundësoi vizitën në terren në anën greke të korridorit.
- Mbështetur në vlerësimet desktop dhe ato në terren u bë krahasimi i korridoreve alternative të S-IAP dhe përzgjedhja e alternativës më të mirë.
- Për kryerjen e llogaritjeve hidraulike për tubacionet dhe stacionet e kompresorëve mbështetur në literaturën^{37,38} dhe praktikën e ndjekura nga industria, u ndërtua një model llogaritjeje në Excel. Nëpërmjet modelit u llogaritën parametrat e zgjidhjeve alternative dhe u bënë një sërë sensitivitetesh për optimizimin e tubacioneve dhe kompresorëve në përputhje me objektivat e këtij studimi.
- Në mungesë të të dhënave të mjaftueshme teknike të funksionimit dhe kostove të alternativës EastMed-IGI për të dy alternativat objekt krahasimi, u adoptua e njëjta pikë nisjeje me të njëjtat kushte operimi presioni, temperature dhe debiti.
- Nivelet e presioneve në hyrje të tubacioneve dhe rëniet e presionit në to si dhe parametrat e kompresorëve janë llogaritur në funksion të sigurimit të debiteve të gazit për t’u transportuar dhe plotësimit të kushtëzimeve që imponohen nga elementët e tjerë të sistemeve të ndërlidhur.
- U bë vlerësimi i kostove të projekteve alternative i klasit IV (+50% / -30%) mbështetur në dokumentat e publikuara të industrisë për këtë qëllim dhe krahasimi i zgjidhjeve alternative.

³⁷ E. Shashi Menon, “GAS PIPELINE HYDRAULICS” Copyright 2005 by Taylor & Francis Group, LLC

³⁸ Saeid Mokhatab, Gas Processing Consultant, Canada, William A. Poe, Senior Principal Technical Consultant, AVEVA, USA, John Y. Mak, Senior Fellow and Technical Director, “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, Principles and Practices”, Fourth Edition, Elsevier, Gulf Professional Publishing, USA, 2019

Kapitulli II. PËRZGJEDHJA E KORRIDORIT TË TUBACIONIT S-IAP DHE PREZANTIMI I KORRIDORIT TË TUBACIONIT IGI POSEIDON

II.1 Kriteret bazë në përzgjedhjen e gjurmës së një tubacioni në tokë (on shore)

Kriteret bazë të cilat udhëheqin përzgjedhjen e korridorit të një tubacioni janë siguria teknike e sistemit, impakti minimal social dhe mjedisor, mundësia e ndërtimit dhe operimit të sistemit dhe optimizimi i kostos.

Faktorë të tjerë të rëndësishëm në përcaktimin e korridorit për identifikimin e pikave kritike, pengesave dhe kufizimeve në hapësirën e planifikuar përshtjënë:

- Kushtet topografike, gjeologjike dhe hidrologjike
- Ndërtesat, infrastruktura dhe përdorimi i tokës
- Statusi i territorit; zonë natyrore në konservim, zonë e mbrojtur mjedisore dhe monumente të kulturës në mbrojtje.

Ndërtimi dhe përdorimi i tubacioneve do të kryhet nëpërmjet përdorimit të përkohshëm dhe të përhershëm të truallit dhe për këtë nevojiten përfitimi i të drejtave (qera, servitute ose pronësi) nga ana e pronarit të tubacionit të cilat sjellin kufizime në anën e pronarit të truallit ose të kujtdo përfituesi tjetër prej saj.

Duke marrë në konsideratë sa me sipër në vijim është një listë e kriterëve që janë ndjekur në identifikimin paraprak të korridoreve onshore si pjesë e këtij parafizibiliteti.

- Brenda zonës së planifikuar trajektorja e tubacionit duhet të përcaktohet në linjën më të shkurtër të mundshme ndërmjet burimit të gazit dhe konsumatorëve kryesorë.
- Trajektorja duhet të marrë në konsideratë planet kombëtare dhe rajonale të zhvillimit si dhe infrastrukturën ekzistuese. Rruga e tubacionit duhet të harmonizohet me infrastrukturën e tjera ekzistuese sikurse janë tubacionet e tjera, linjat e tensionit të energjisë elektrike dhe sistemet e transportit (autostradat, rrugët kombëtare dhe ato lokale).
- Të minimizohen në maksimumin e mundshëm kryqëzimet me infrastrukturën ekzistuese dhe aty ku ato ndodhin, kryqëzimi duhet të bëhet në masën e mundur në drejtimin perpendikular për të shkurtuar distancën e ndërhyrjes ndërkohë që pikat kritike të kryqëzimit të trajektores së tubacionit me infrastrukturën ekzistuese duhet të shënohen. Çdo ndryshim për shkak të kufizimeve ose brenda kontekstit të përcaktimit të rrugës duhet të jetë i justifikuar.
- Të evitohen terrenet e thepisura. Pjerrësia më e madhe gjatësore e gjurmës nuk duhet të kalojë 45%. Pjerrësitë e mëdha laterale duhet po ashtu të evitohen në maksimumin e mundshëm.
- Të evitohet kryqëzimi i autostradave tek mbikalimet e mëdha.

- Të sigurohet distancë e mjaftueshme me guroret dhe punime të tjera civile të planifikuara në të ardhmen.
- Të evitohet kalimi paralel me linjat e tensionit të lartë të energjisë elektrike për shkak të interferencave.
- Kthesat e ndryshme të korridorit të tubacionit duhet të realizohen duke marrë në konsideratë kurbimin e mundshëm të tubit në terren sikurse është e mundshme në përputhje me vetitë elastike të materialit të tubit ose duke përdorur kthesa të parapërgatitura nga prodhuesi i tubave.
- Korridori i përzgjedhur duhet të sigurojë kushtet e duhura për ndërtimin dhe operimin e tubacionit në përputhje me rregullat e sigurimit teknik.
- Përzgjedhja e korridorit duhet të sigurojë distancat minimale nga godinat dhe zonat e banuara. Zonat e sigurisë me distancat e tyre minimale dhe kufizimet duhet të merren në konsideratë përgjatë procesit të përcaktimit dhe optimizimit të korridorit.
- Përzgjedhja e trajektores duhet të sigurojë hapësirën e nevojshme për kryerjen e punimeve (working strips).
- Korridoret paralel me ndërtimet infrastrukturore duhet të respektojnë distancat minimale ndaj rrugëve, hekurudhave, rrjedhave ujore, tubacione/linja ose kablllo nëntokësore ose sipërfaqësore të palëve të treta ekzistuese ose të planifikuara për ndërtim në koordinim me autoritetet përkatëse ose pronarët përkatës në përputhje me rregullat teknike në fuqi. Afërsia me zonën e servitudit të infrastrukturave ekzistuese si rrugë/hekurudha pa çenuar sigurinë e tyre krijojnë mundësinë që të evitohet ose minimizohet nevoja për blerje ose marrje tokë në përdorim. Egzistojnë mënyra të ndryshme për përcaktimin e distancës së tubacionit në paralel me rrugët dhe infrastrukturat e tjera, p.sh Qeveria e Albertës në Kanada e përcakton minimumin e distancës me 30m por në vende të tjera nuk ka ndonjë distancë të paracaktuar dhe vendimi përcaktohet me pronarin e infrastrukturës përkatëse duke angazhuar edhe autoritetet lokale.
- Të dhënat e veçanta topografike dhe gjeologjike duhet të merren me kujdes në konsideratë kur trajektorja e tubacionit kalon në zona malore ose vargmale. Trajektoret me kënd përgjatë faqeve të pjerrëta duhet të evitohen. Faqet e pjerrëta duhet të përshkohen në kënd vertikal dhe jashtë zonave të rrezikuara nga rrëshkitjet. Sa herë që tubacioni do të duhet të kalojë në zona malore ai duhet të kalojë përgjatë kreshtave.
- Të vlerësohet terreni dhe struktura e shtresave nëntokësore dhe qëndrueshmëria e tyre.
- Të vlerësohet natyra e përdorimit të tokës dhe përzgjidhet toka më pak e kushtueshme
- Të evidentohen zonat sizmike dhe projektimi të bëhet në përputhje me karakteristikat sizmike të zonës
- Të identifikohen zonat me mbetje eksplozive të pashpërthyera dhe të neutralizohen ose mënjanohehen ato.
- Të merren në konsideratë lidhjet/daljet e mundshme në të ardhmen me tubacionin kryesor

Përzgjedhja e korridorit të tubacionit duhet po ashtu të marrë në konsideratë edhe parimet mjedisore dhe ato të ruajtjes së trashëgimisë kulturore që jepen në vijim;

- Zonat ekologjike duhet të evitohen në maksimumin e mundshëm.
- Ndërveprimi me zonat e pyllëzuara duhet të minimizohet në maksimumin e mundshëm.
- Evitimi i monumenteve dhe vendndodhjeve arkeologjike të identifikuara ose potenciale përgjatë korridorit të tubacionit.
- Duhet të merren në konsideratë zonat me pengesa të njohura sikurse janë minierat, guroret, zonat e caktuara për mbrojtjen dhe depozitimin e materialeve të aktivitetit mineral që ndodhen nëntokë poshtë korridorit sikurse edhe zonat që janë të kontaminuara ose kanë depozitime të vjetra.
- Impakti në zonat bujqësore të specializuara të jetë minimal.
- Korridoret në paralel me rrjedhat ujore, sa herë që tubacioni kalon në paralel me rrjedhat, distanca duhet të jetë e tillë që zona ku do të kyhen punimet të jetë jashtë brigjeve anësore të rrjedhës dhe jashtë distancave të përcaktuara nga legjislacioni përkatës.

Kriteret e përdorura duhet të jenë në harmoni me praktikat më të mira Ndërkombëtare (international best practice³⁹), legjislacionin e vendit përkatës si dhe Standartet e Performancës të IFC dhe institucioneve të tjera Ndërkombëtare.

Në rastin konkret disiplina në zbatimin e kriterëve të sipërpërmendura është zbatuar në harmoni me qëllimin e këtij studimi dhe fazën paraprake të vlerësimit të leverdisshmërisë së alternativave në shqyrtim.

II.2 S-IAP: Fazat e përzgjedhjes së gjurmës tokësore (onshore) të tubacionit Stavrochori-Seman.

II.2.1 Identifikimi dhe përzgjedhja e korridorit

Identifikimi dhe përzgjedhja e korridorit tokësor më të favorshëm të gazsjellësit prej Stavrochri në rajonin e Thesprotisë deri në stacionin e kompresorëve të TAP në Seman, Fier u krye si vijon:

1. Në desk-top u zhvilluan alternativat potenciale të korridorit të tubacionit në përputhje me kriteret e shpjeguara më sipër. Në këtë përzgjedhje autori i studimit vlerësoi me kujdes edhe gjurmën e tubacionit ekzistues për transportimin e gazit shoqërues të vendburimeve Finiq dhe Delvinë deri në Ballsh i cili aktualisht është jashtë funksionimit sikurse edhe gjurmën e projektit të propozuar në Master Planin e Gazit për të bërë lidhjen dhe furnizimin e rajonit të Gjirokastrës dhe Sarandës me gaz nëpërmjet tubacionit TAP.
2. Vlerësimi në terren i bëshmërisë teknike të tubacionit dhe impakteve potenciale sociale dhe mjedisore që mundet të shkaktohen nga ndërtimi dhe operimi i gazsjellësit. Duke marrë në konsideratë objektivat e këtij studimi vlerësimi i impakteve është bërë në

³⁹ EU Habitat Directive (92/43/CEE) Article 6 specifies that to be allowed to impact a protected area, a project “must document that the alternative put forward for approval is the least damaging for habitats, for species and for the integrity of the site etc., regardless of economic considerations, and that no other feasible alternative exists that would not affect the integrity of the site.”

përgjithësi dhe pa u futur në shumë detaje. Një analizë më e detajuar do të duhet të kryhet në faza të mëvonshme në vartësi të interesit që do të zgjojnë konkluzionet e këtij studimi.

3. Analiza krahasimore e alternativave të identifikuar sipas kriterëve mjedisore, sociale, teknike dhe ekonomike dhe përzgjedhja e alternativës më të mirë.

Duke marrë në konsideratë natyrën e tubacionit, i cili kalon në terrene të ngjashëm me projektin TAP, në procesin e identifikimit dhe krahasimit të alternativave është patur parasysh edhe lehtësia për ndërtimin e korridorit të nevojshëm për kryerjen e punimeve civile.

II.2.2 Zhvillimi në desktop i korridoreve alternative të tubacionit S-IAP

Projektimi i gjurmëve alternative të tubacionit u krye fillimisht në Google Earth Professional. Janë evidentuar dy alternativat tokësore (onshore) të S-IAP, të cilat në një pjesë të konsiderueshme të gjatësisë së tyre mbivendosen:

- Alternativa 1 ose alternativa lindore e cila kalon përmes luginës së lumit Drino.
- Alternativa 2 ose alternativa perëndimore e cila kalon përmes fushës së Vurgut.

Figura në vijim paraqet të dy alternativat së bashku me EastMed, IGI Poseidon dhe TAP.

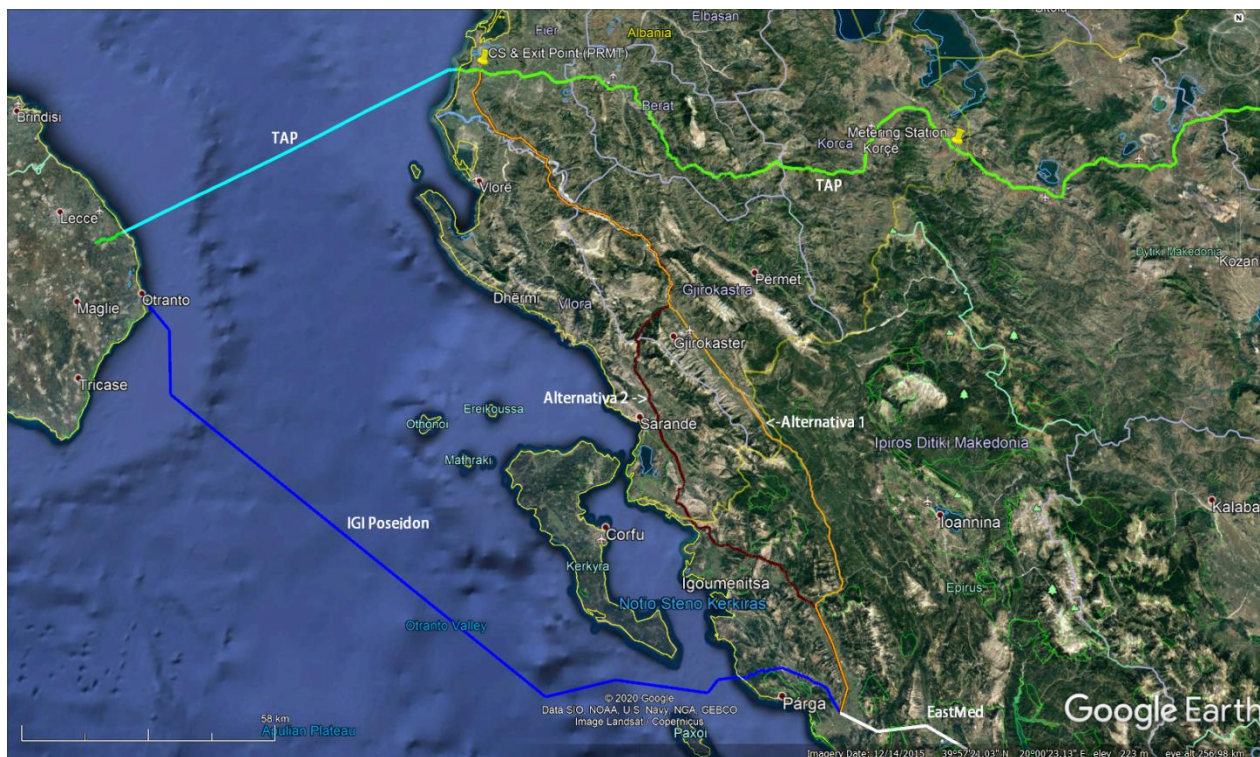


Figura 13: Alternativat IGI dhe S-IAP-TAP

Në vijim jepet një përshkrim i karakteristikave kryesore të segmenteve të tubacionit si dhe ndryshimi ndërmjet dy alternativave të marra në shqyrtim.

II.2.2.1 Pika e nisjes në Stavrochori (KP 0)

Duke marrë në konsideratë kriterin e gjatësisë sa më të shkurtër të tubacionit dhe përshtatshmërinë me terrenin, pika e ndarjes së alternativës IGI me S-IAP –TAP rezultoi të jetë në Stavrochori. Stavrochori është një zonë e sheshtë dhe shumë e përshtatshme edhe për ndërtim të një stacioni kompresorësh të mundshëm për të dy rastet; si për IGI-Poseidon ashtu edhe për S-IAP+TAP.

Prej Stavrochori deri në Stavrolimenas për alternativën IGI Poseidon do të duhet të vijohet me tubacionin 36” në drejtim të veri-perëndimit ndërsa për alternativën S-IAP tubacioni me të njëjtin diametër me EastMed 42” duhet të vijojë drejt veriut. Korridoret alternative të vlerësuar të S-IAP shpjegohen në vijim;

II.2.2.2 Segmenti Stavrochori (KP 0) – Paramithi (KP 24):

Duke filluar prej Stavrochori dhe deri në afërsi të Paramithisë, në perëndim të saj, terreni është pothuajse krejtësisht fushor. Për pasojë gjurma dhe korridori përkatës i të dy alternativave të S-IAP mbivendosen ndërkohë që terreni nuk paraqet sfida nga pikpamja e kryerjes së punimeve civile. Gjurma e propozuar ka evituar qendrat e banuara dhe nuk kalon në ndonjë zonë të mbrojtur ose me ndjeshmëri mjedisore.

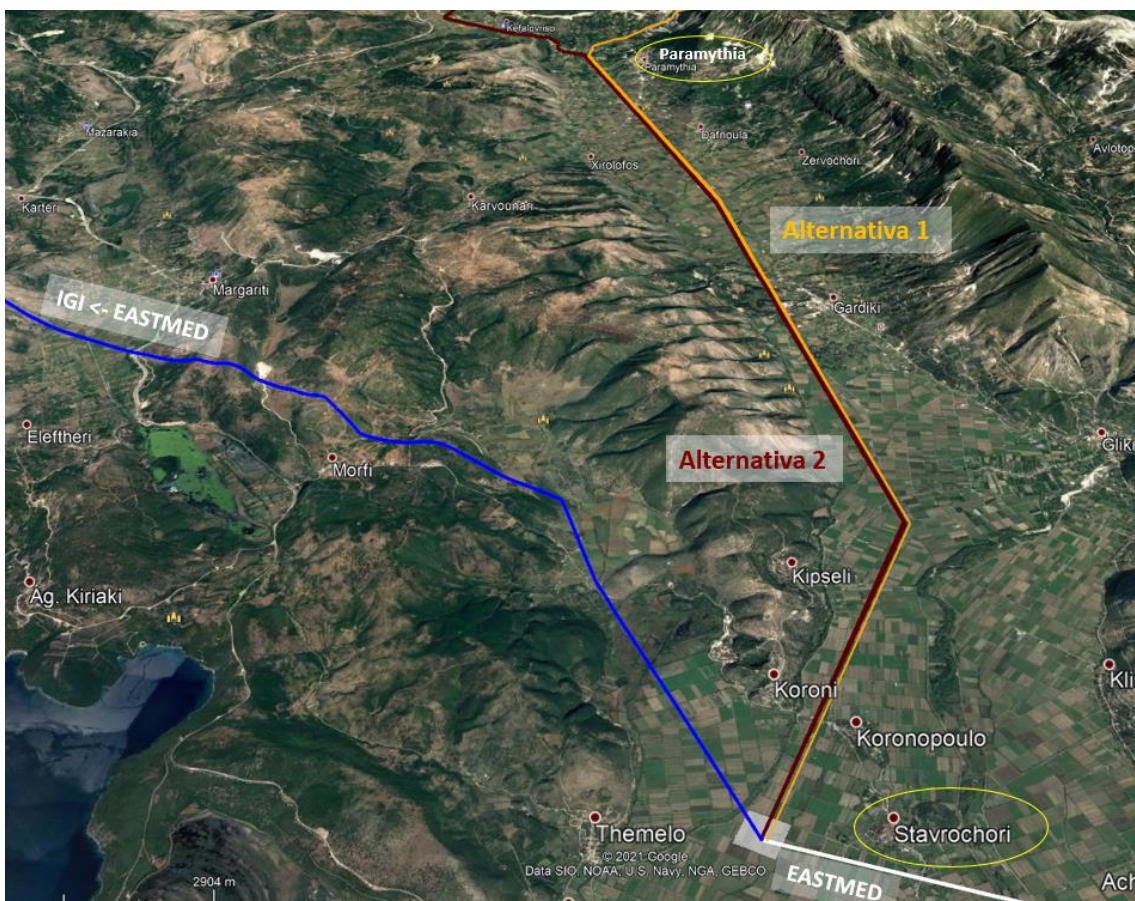


Figura 14: Segmenti Stavrochori – Paramithi (Alternativa 1 + Alternativa 2)

II.2.2.3 Segmenti Paramyithi (KP 24) – Ura e Kardhiqit (KP 120):

Prej pikës së ndarjes në përfundim të Paramithisë gjurmët e alternativave ndahen në dy drejtime sikurse tregohet nga figura në vijim:

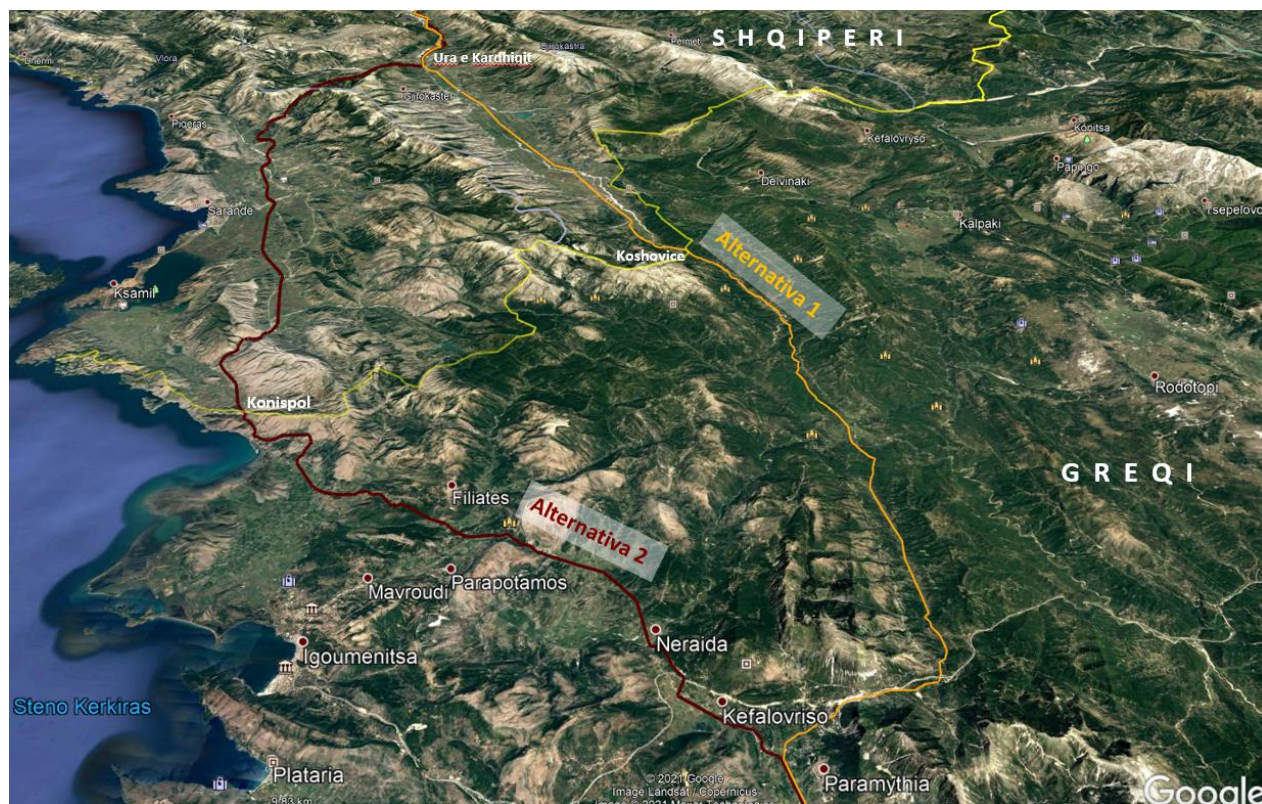


Figura 15: Pamje e korridoreve të Alternativës 1 (lindore) dhe Alternativës 2 (perëndimore)

Alternativa 1, Segmenti Paramyithi (KP 24) – Leftepokaria (KP 51)

Duke filluar nga Paramythia korridori i Alternativës 1 orjentohet drejt lindjes duke kaluar në grykën malore të Eleftorhorit në krahun jugor të këtij segmenti të autostradës Igumenicë - Janinë. Ngjitja për në grykën malore të Eleftorhorit është një prej segmenteve më sfiduese të ndërtimit të tubacionit e cila për një gjatësi prej 3 km kalon nga +160 m mbin nivelin e detit në +670m duke arritur në pjesë të veçanta një pjerrësi deri në 25%. Në lartësinë e qafës së malit tubacioni kalon nga krahu jugor i autostradës në krahun verior të saj. Më tej tubacioni kalon në shpatin verior të qafës duke u ndërprerë me shtratin e disa përrenjve malorë. Një vëzhgim nga afër në terren mundet të evidentojë nevojën për ndryshime të korridorit sipas terrenit dhe qëndrueshmërisë së tij me synim sigurinë e ndërtimit dhe evitimin e kalimeve shtesë të autostradës.

Zona në jug të grykës malore të Eleftorhorit rezulton të jetë zonë e mbrojtur mjedisore por ajo qëndron jashtë korridorit të tubacionit dhe impaktet e mundshme gjatë ndërtimit duhet të jenë inegzistente ose minimale për të. Pas zbritjes së lartësisë së malit tubacioni kalon në një terren kodrinor përgjatë luginës së lumit në drejtim të veriut duke lënë fshatrat Kato Verenki dhe Radovici në krahun e djathtë të saj.

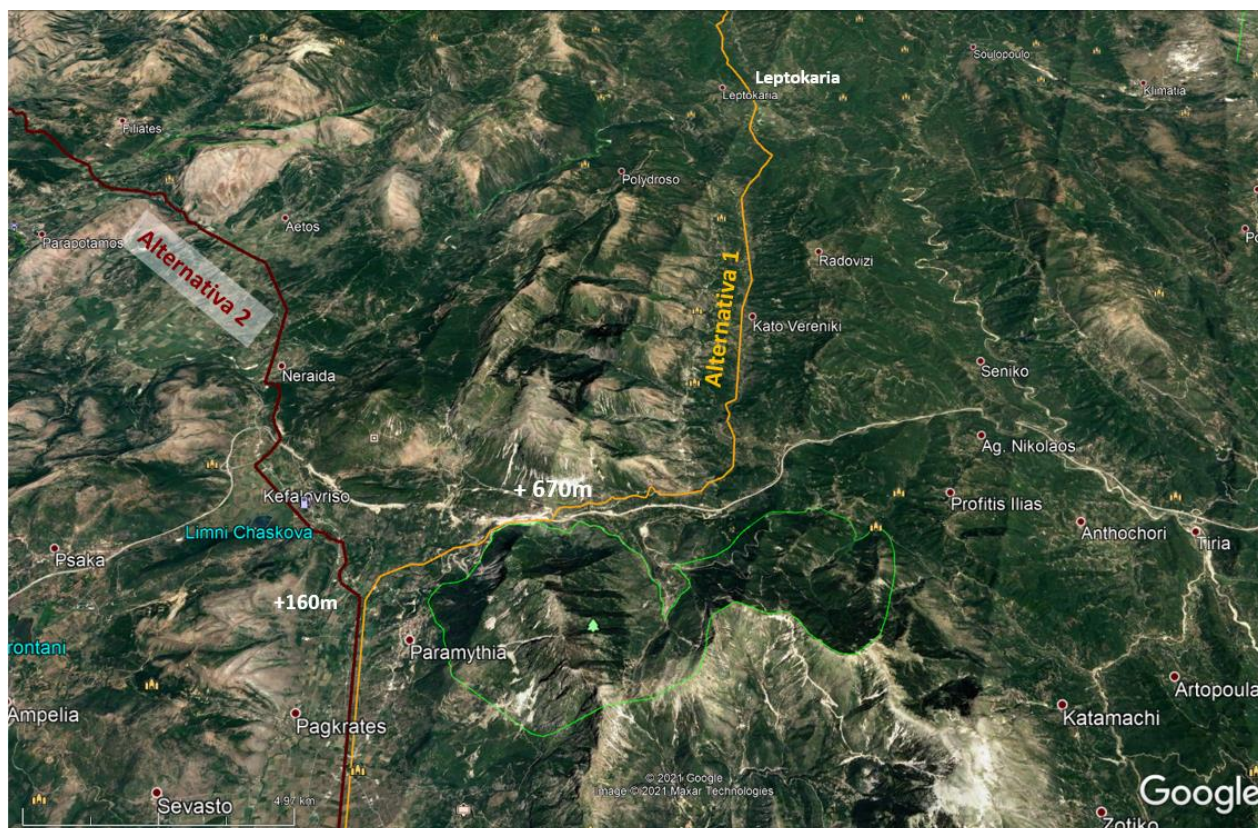


Figura 16: Paraqitje e segmentit Paramythi – Leptokaria e Alternativës 1

Alternativa 1, Segmenti Leftepokaria (KP 51) – Ura e Kardhiqit (KP 120)

Prej KP 51 korridori vijon drejt veriut në një zonë kodrinore flishore deri në kalimin e kufirit Greqi- Shqipëri në lindje të fshatit Koshovice në KP 74. Nga KP 64 deri në KP 70, në perëndim të fshatit Kato Lavdani korridori lë në të majtën e vet zonën e mbrojtur mjedisore Ag Marina.

Pasi kalon kufirin tubacioni zbret në luginën e sheshtë të lumit Drino duke qëndruar fillimisht në anën perëndimore të lumit Drino dhe prej fshatit Jergucat kalon në anën e tij lindore deri në afërsi të Urës së Kardhiqit. Përgjatë luginës korridori kryqëzohet me shtratin e lumenjve të vegjël lokalë sikurse ai i Suhës në lindje të fshatit Lazarat dhe më tej në KP 118 pranë Urës së Kardhiqit kryqëzohet dy herë radhazi, një herë me lumin Drino dhe në vijim me lumin e Kardhiqit. Përgjatë gjithë luginës tubacioni ndërpritet vetëm dy herë me rrugën kombëtare. Një analizë më e thelluar në terren do të duhej të konsideronte edhe alternativën e kalimit të tubacionit nga fshati Andon Poci cfarë do të mundet të evitonte kryqëzimet me lumin dhe rrugën kombëtare për këtë alternativë në afërsi të Urës së Kardhiqit.

Prej KP 120 Alternativa 1 mbivendoset me Alternativën 2.



Figura 17: Paraqitje e segmentit Leptokaria (KP 51) – Ura e Kardhiqit (KP 120)

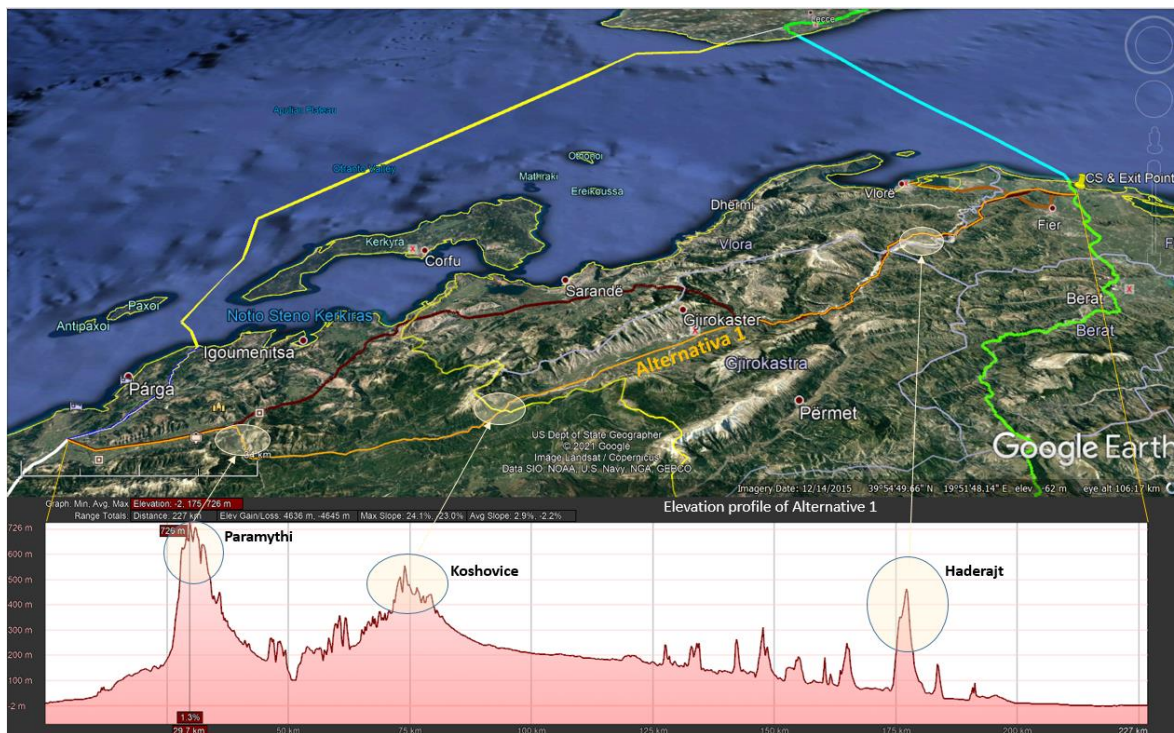


Figura 18: Profili i plotë gjatësor i Alternativës 1 së bashku me segmentet më kritike

Alternativa 2, Segmenti Paramythi (KP24) – Konsipol (KP 67)

Korridori i Alternativës 2 prej pikës së ndarjes në KP 24 në Paramythi orientohet drejt veri-perëndimit, duke lënë fshatin Kefalovriso në të djathtë dhe më tej kalon në krahun verior të autostradës Igumenicë-Janinë duke kaluar poshtë urës në afërsi të fshatit Neochori. Me tej gjurma kalon në zona kodrinore e malore dhe mbasi lë fshatin Pigadoulia në krahun e majtë kalon në një grykë malore dhe më tej lë në të djathtë qytezën e Filatit, fshatin Trikorifo, kalon në disa zona kodrinore dhe fushore dhe i afrohet fshatit Segaida në afërsi me kufirin shqiptar i cili paraqitet sfidues për shkak të natyrës kënetore në afërsi me detin dhe malore në pjesën veri-lindore të tij. Korridori ndjek kreshtat e malit duke evituar kalimin në ligatinën anës detit duke kaluar në terren malor për rreth 4 km (KP58 - KP 62) me pjerrësi që arrin deri në 25%. Në vijim korridori futet në territorin shqiptar në jugperëndim të fshatit Konsipol në KP 67.

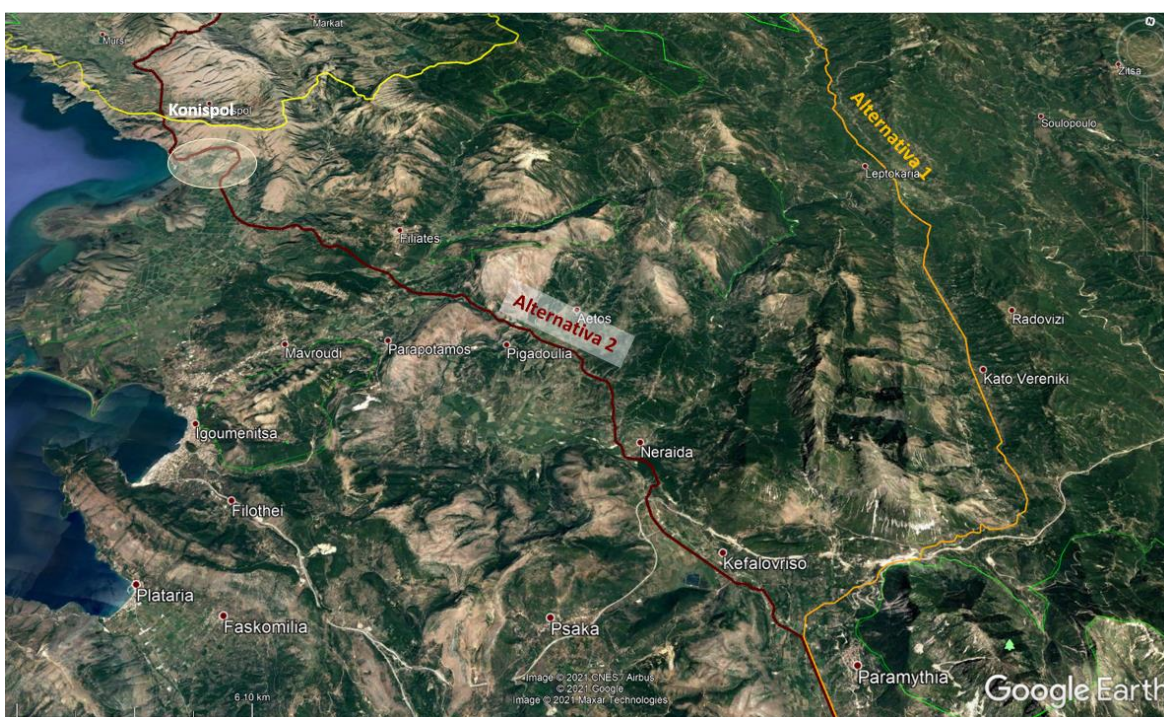


Figura 19: Alternativa 2, Segmenti Paramythi (KP 24) – Konsipol (KP 67)

Alternativa 2, Segmenti Konsipol (KP 67) – Ura e Kardhiqit (KP 135) / (Ura e Kardhiqit është KP 120 për Alternativën 1)

Prej Konsipolit korridori drejtohet drejt fshatit Ciflig duke e lënë atë në të majtë. Më tej ai kalon përmes një gryke malore në drejtim të fshatit Vagalat dhe përmes terrenit pothuaj të sheshtë të fushës së Vurgut në drejtim të veriut duke lënë djathtas fshatrat Livadhja e me tej Aliko, Vrion, Shijan e Bajkaj.



Figura 20: Alternativa 2, Segmenti Konispol (KP 62) – Ura e Kardhiqit [KP 135 ose KP 120 (alt 1)] dhe zona më sfiduese e tij

Në zonën e fokusuar në spotin e figurës së mësipërme korridori i tubacionit pasi kalon terrenin fushor deri në afërsi të fshatit Vergo në juglindje të tij, merr drejtimin drejt veri-lindjes dhe i ngjitet qafës së Malit të Gjerë, ku po kryhen punimet për hapjen e rrugës së re që lidh Delvinën dhe Sarandën me rrjetin kombëtar të rrugëve nëpërmjet Urës së Kardhiqit pa kaluar prej Gjirokastrës. Kjo pjesë e terrenit është shumë malore dhe sfiduese nga niveli i vështirësive që paraqet për kryerjen e punimeve civile.

Pak më në veri-perëndim në një nga kreshtat e malit kalon edhe gjurma e tubacionit të dikurshëm që lidhte vendburimet e Finiqit dhe Delvinës me rafinerinë e Ballshit me diametër të jashtëm 130 mm. Tubacioni i vjetër ka qenë në sipërfaqe dhe një pjesë e tij është ende e dukshme së bashku me dëmtimet e hidro-izolimit dhe shenja të qarta korrozjoni.

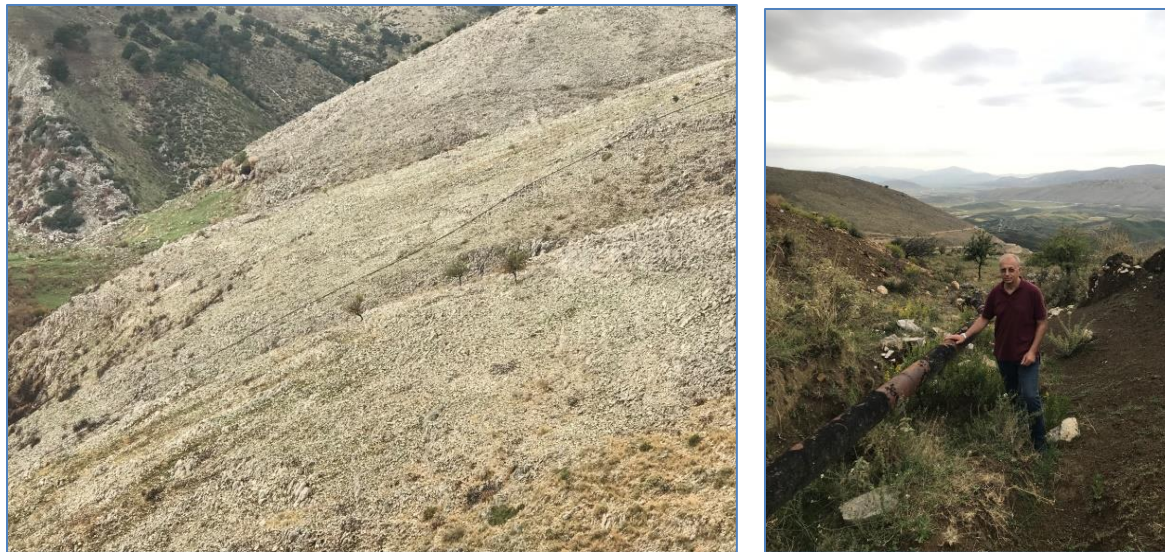


Figura 21: Foto nga terreni (qafa e Malit ndërmjet Vergoit dhe Kardhiqit) të tubacionit ekzistues që transporton gazin që del nga Delvina 12 drejt Ballshit.

Për alternativën 2 nuk paraqitet ndonjë mundësi kalimi më e mirë se sa qafa e Malit të Gjerë e cila paraqet një terren shumë të thepisur dhe kërkon një vlerësim të detajuar për të përcaktuar një version përfundimtar në rast të përzgjedhjes së këtij opsioni. Faqet e malit në krahu jug perëndimor janë të thepisura dhe skarpatat e serpentinave të rrugës janë shumë të pjerrëta. Në pamundësi të kryqëzimit me skarpatat e rrugës në ndërtim në kreshtat përkatëse korridorit i propozuar kalon në jug-lindje të fshatit Vergo duke u ngjitur drejt kuotës më të lartë të qafës së malit. Situata paraqitet edhe me komplekse nga krahu veri-lindor i qafës së Malit të Gjerë ulja prej të cilës kalon përmes grykës së ngushtë të një përroi. Në anët e tij janë hapur skarpatat e rrugës kombëtare të shoqëruara me zhvendosje dherash dhe punime përforcuese. Kjo e bën të pamundur vendosjen e tubacionit në ndonjë trajektore paralel me rrugën ndërkohë që edhe kryqëzimi me të (rrugën) është praktikisht i pamundur. Në këtë stad njohjeje autori shikon si mundësinë më realiste atë të ngjites së tubacionit në kreshtën e malit. Mbase kalon pjesën horizontale të qafës së malit tubi duhet të ngjitet më tej deri në lartësinë 1,374 m dhe të ndjekë kreshtën e malit për rreth 2,200 m për t'u ulur më tej sërish në nivelin e luginës. Ndërtimi i këtij seksioni do të ishte kompleks dhe i kushtueshëm. Mbase ulet në nivelin e lumit të Kardhiqit tubacioni ndjek kreshtat e kodrave relativisht të ulëta dhe të buta duke ju afruar Urës së Kardhiqit në KP 120 aty ku gjurmët e të dy alternativave bashkohen. Figura në vijim jep një pamje më të detajuar të seksionit në fjalë.

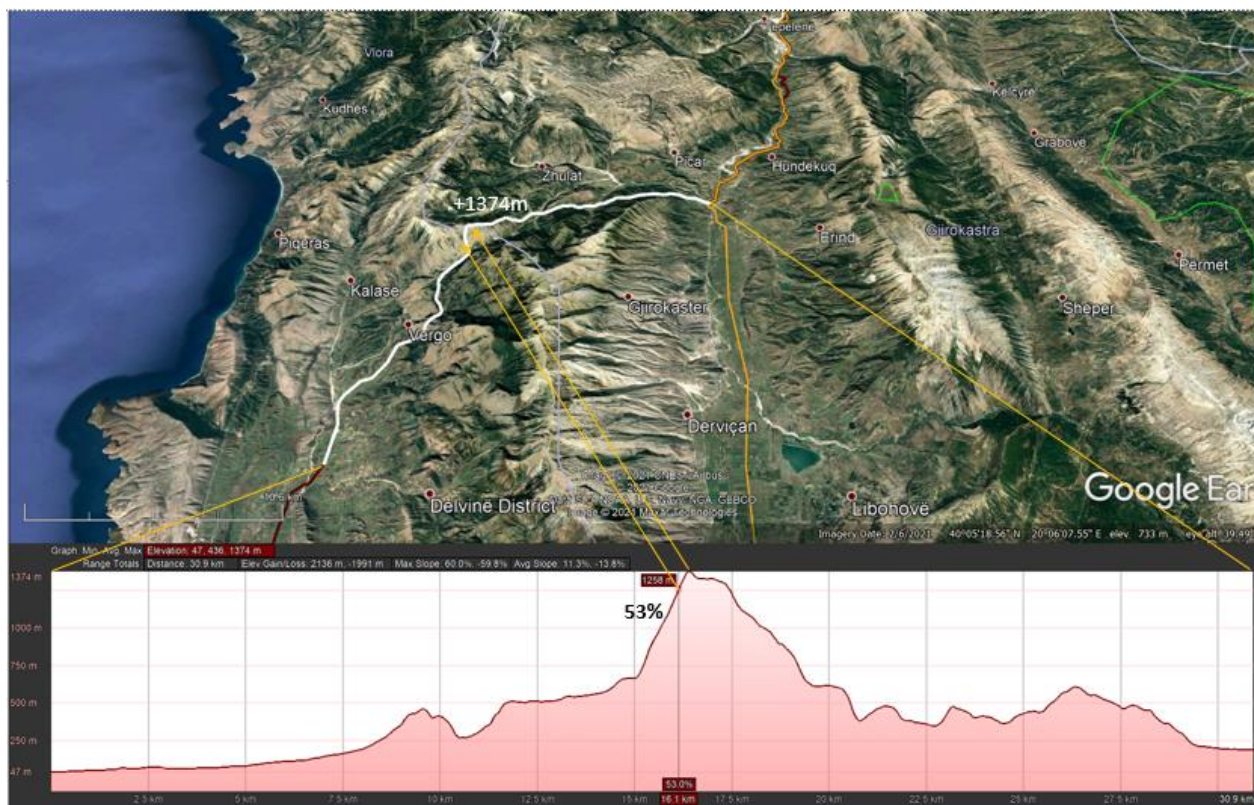


Figura 22: Profili gjatësor i seksionit me kompleks të Alternativës 2 për kalimin e qafës së Malit të Gjerë (KP 11 - KP 133).

II.2.2.4 Segmenti Ura e Kardhiqit (KP 120) – Stacioni i Kompresorëve TAP në Seman Fier (KP 226 sipas alternativës 1);

Prej Urës së Kardhiqit të dyja alternativat mbivendosen. Korridori tubacionit kryqëzohet fillimisht me lumin e Kardhiqit dhe më tej, në perëndim të fshatit Andon Poci kryqëzohet sërish me lumin Drino dhe qëndron në krahun lindor të lumit deri në afërsi të fshatit Hormovë. Me tej gryka e Ujit të Ftohtë bëhet më e ngushtë dhe për pasojë pëzgjedhja e krahut më të përshtatshëm do të kërkonte një analizë më të detajuar. Krahu lindor paraqet terren më të qëndrueshëm por me pjerrësi më të mëdha ndërkohë që krahu perëndimor duket më i paqëndrueshëm dhe është ndërkohë më i frekuentuar nga aktiviteti njerëzor përfshirë këtu rrugën kombëtare si dhe pikën turistike të Ujit të Ftohtë. Mbas kalimit të grykës së Ujit të Ftohtë gjurmët konvergjojnë në krahun lindor të lumit Drino dhe në perëndim të fshatit Dragot tubacioni kryqëzohet me shtratin e lumit Vjosë dhe më tej vijon përgjatë luginës së këtij lumi deri në Levan duke ndërruar krahun e lumit 5 herë; pas fshatit Dragot, dy herë në Memaliaj, më tej në Kalivaç dhe në veri-perëndim të Poçemit. Më tej tubacioni zhvillohet në afërsi të rrugës kombëtare deri pranë Levanit e me tej në krah të autostradës Vlorë – Fier - Tiranë.

Kjo gjurmë përkon pjesërisht me propozimin e bërë në Master Planin e Gazit (GMP) për furnizimin me gaz të Gjirokastrës dhe Sarandës. Segmenti nga fshati Krahës deri në Urën e Kardhiqit e më tej seksioni nga Ura e Kardhiqit deri në Delvinë të Alternativës 2 përkohet me degëzimet e propozuara në GMP. Duke qenë se projekti i propozuar në GMP është pjesë e sistemit të transmetimit të gazit brenda vendit është e logjikshme që ai tubacion të optimizojë

furnizimin e qendrave më të rëndësishme të konsumit. Projekti S-IAP përbën një interkonektor të diametrave dhe presioneve të larta lidhja tek i cili nuk mundet të kryhet për çdo konsumator modest. Për pasojë gjurma ka ndjekur luginën e Vjosës për të siguruar distancën më të shkurtër drejt Stacionit të Kompresorëve të TAP në Seman dhe lehtësinë në kryrjen e punimeve me kosto sa më të ulëta.

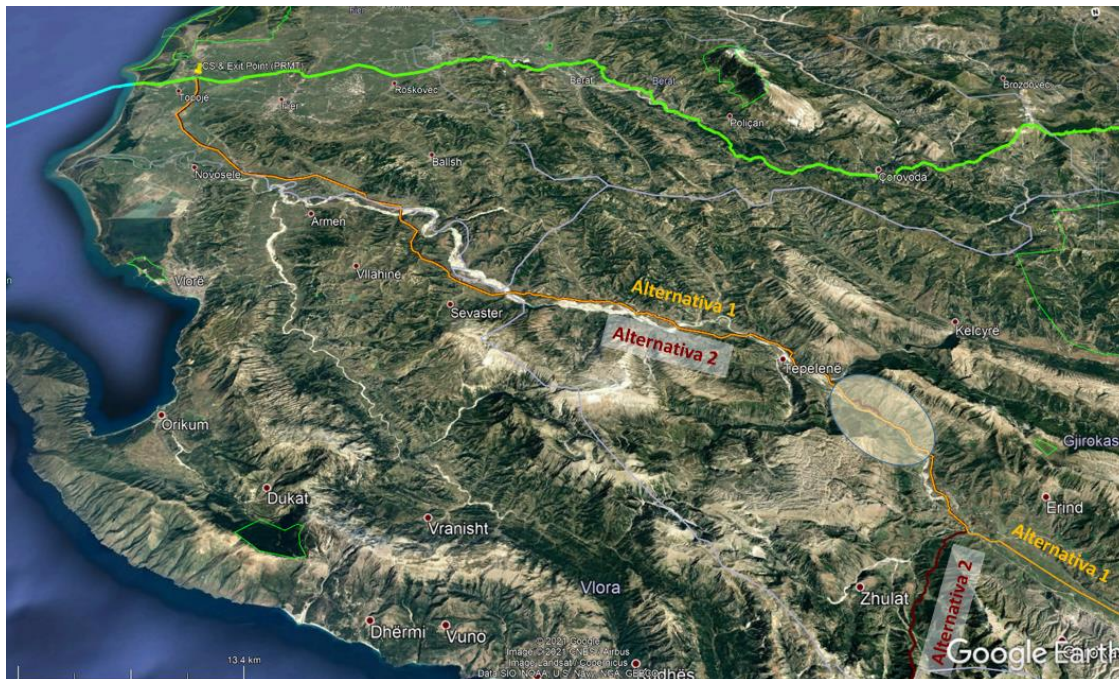


Figura 23: Segmenti Ura Kardhiqit (KP 120) – Stacioni i Kompresorëve të TAP Seman, Fier (KP 226)

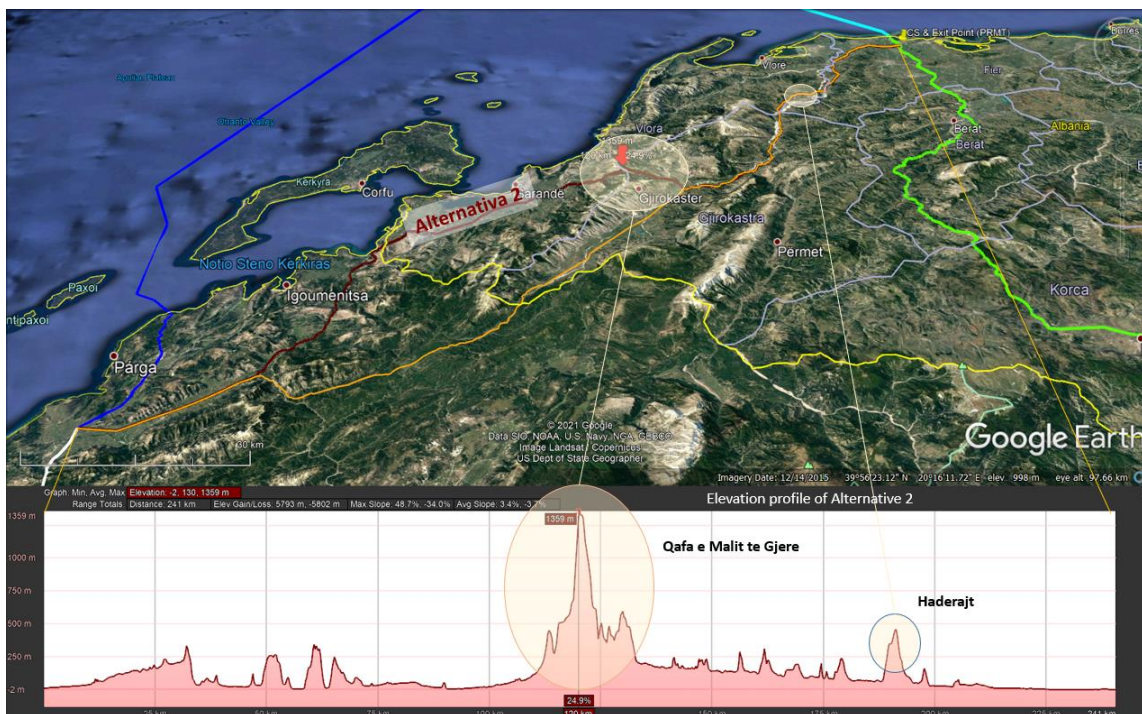


Figura 24: Profili i plotë gjatësor i Alternativës 2 së bashku me segmentet më kritike.

II.2.3 Vlerësimi krahasues i korridoreve alternative të tubacionit S-IAP

Në këtë kapitull është bërë krahasimi i të dy alternativave të identifikuar të kalimit të tubacionit duke marrë në konsideratë aspekte thelbësore mjedisore, sociale, infrastrukturore dhe teknike. Kjo analizë krahasuese është bërë duke identifikuar dhe matur treguesit (indiktorët) teknikë si dhe profilet gjatësore të dy alternativave.

Tabela 9: Tabela e krahasimit të alternativave sipas disa indikatorëve kryesorë

INDIKATORI	PËRCAKTIMI	RËNDËSIA NË VLERËSIM	NJËSIA	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2
TEKNIKE					
Gjatësia e tubacionit		Koha e ndërtimit dhe kosto	km	226	241
Pjesa e tubacionit në terren malor	Kalimi në terren kodrinor dhe malor	Kërkon përpjekje më të mëdha për ndërtim	km	24	62
Valvolat e Bllokimit	Numri i valvolave të nevojshme	Influenca në përdorimin e tokës në mënyrë të përhershme	No	7	8
Numri i kryqëzimeve me lumenj dhe kanale	lumenj, perrenj ose kanale me gjerësi ≥ 5 m	Përpjekje shtesë për ndërtim që varen kryesisht nga kushtet e terrenit, gjeometria e shtratit të lumit, gjeologjia dhe shkarkimet e seksionit të lumit	No.	19	28
Numri i kryqëzimeve me rrugë	autostrada, rrugë kombëtare, rrugë kryesore	Influenca në përdorimin e përkohshëm të tokës në afërsi të kryqëzimit	No.	14	26
Numri i kryqëzimeve me hekurudhat	një hekurudhë e vetme	Influencë në përdorimin e përkohshëm të tokës në afërsi të kryqëzimit	No.	0	0
Lehtësia për të hyrë në site	Mundësia për të hyrë në site nëpërmjet rrugës (e lartë, mesatare, e ulët, e vështirë)	Influencë në përdorimin e tokës në mënyrë të përhershme dhe tregues për punimet civile jashtë korridorit të tubacionit		medium	low
Pjerrësitë përgjatë korridorit	Cl. I: 0-8 gradë	I sheshtë	%	70%	60%
	Cl. II: 8-18 gradë	Kodrinor i përshtatshëm për makina	%	12%	29%
	Cl. III: >18 gradë	Malor, mundet të shkohet me makina 4x4, të specializuara ose me anë të teleferikëve	%	8%	11%

II.2.3.1 Krahasimi i profileve gjatësore të Alternativës 1 dhe Alternativës 2



Figura 25: Profili gjatësor i lartësive të Alternativës 1 të S-IAP

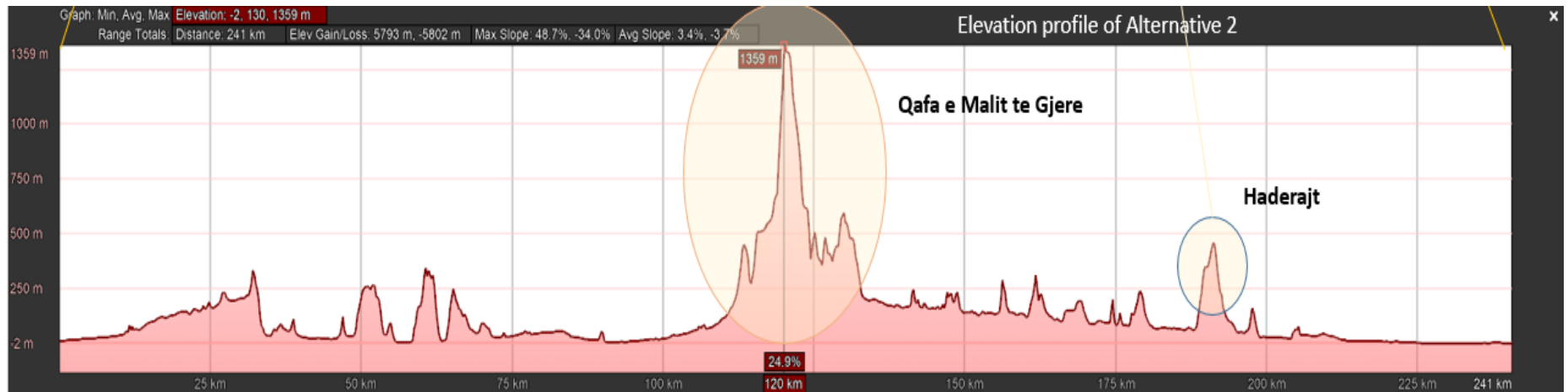


Figura 26: Profili gjatësor i lartësive të Alternativës 2 të S-IAP

II.2.4 Konkluzion i krahasimit të korridoreve të Alternativës 1 dhe Alternativës 2 të S-IAP
Sikurse mundet lehtë të vërehet pothuaj në të gjithë kriteret Alternativa 1 (lindore) është alternativa më e mirë. Në të gjithë shqyrtimin e mëtejshëm të krahasimit ndërmjet IGI dhe S-IAP–TAP referenca dhe gjithë të dhënat janë bërë me Alternativën 1.

II.3 IGI Poseidon, Prezantimi i gjurmës tokësore dhe detare

Përcaktimi më i saktë i mundshëm i pozicionit të gjurmës së IGI Poseidon është bërë nëpërmjet hartës së paraqitur në artikullin “Deep-water geo-archaeological research along the POSEIDON pipeline route, Ionian Sea” e prezantuar në Simpoziumin e 11 Panhelenik të Oqeanografisë dhe Peshkimit në maj 2015.

II.3.1 Gjurma detare e tubacionit IGI Poseidon

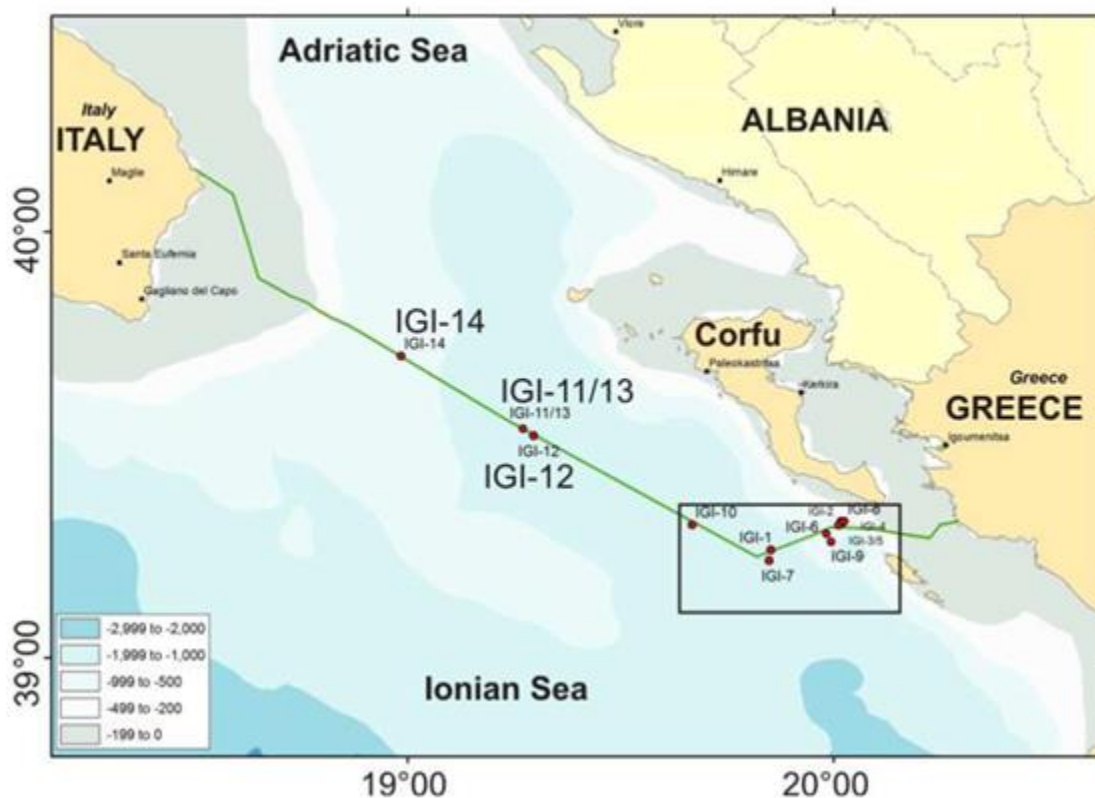


Figura 27: Harta e shtrirjes së tubacionit IGI Poseidon⁴⁰

⁴⁰ Dimitris Sakellariou and all “Deep-water geo-archaeological research along the POSEIDON pipeline route, Ionian Sea” https://www.researchgate.net/figure/Left-Location-map-of-the-Interconnection-Greece-Italy-pipeline-route-in-the-Ionian-Sea_fig1_281345858

Koordinatat e pikave të IGI (nxjerrë nga harta e mësipërme) paraqiten në tabelën e mëposhtme:

Tabela 10: Koordinatat e pikave të IGI (nxjerrë nga harta e mësipërme)

	X	Y
Pika 1	18° 31.36	40° 08.18
Pika 2	18° 35.45	40° 04.77
Pika 3	18° 39.55	39° 53.18
Pika 4	19° 49.09	39° 13.64
Pika 5	20° 01.36	39° 19.09
Pika 6	20° 13.64	39° 15.68
Pika 7	20° 15.00	39° 18.41
Pika 8	20° 18.41	39° 19.09

II.3.2 Korridoret onshore të IGI Poseidon; Stavrochri – Stavrolimenas dhe Otranto - Melendugno

Për të kryer një analizë të plotë gjurmët e tubacioneve alternative janë ndërtuar prej pikës së përbashkët të nisjes deri në pikën e ribashkimit të IGI Poseidon dhe S-IAP+TAP në CTMS në Melendugno.

Mbështetur në kriteret e industrisë të përmendura më herët u ndërtuan korridoret e segmenteve Stavrochri – Stavrolimenas dhe Otranto – CTMS në Melendugno sikurse tregohen në figurën më poshtë.

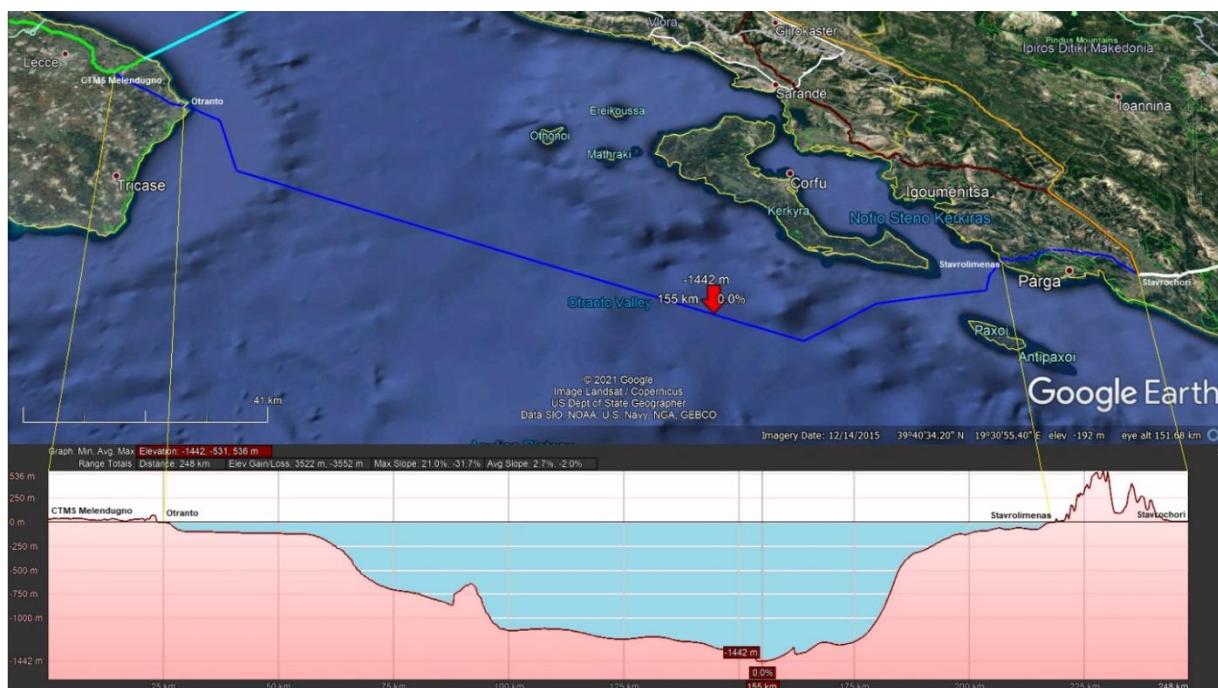


Figura 28: Seksioni gjatësor i pjesës offshore (36") të tubacionit IGI Poseidon së bashku me segmentet onshore Stavrochri-Stavrolimenas (36") dhe Otranto CTMS Melendugno (36")

Kapitulli III. LLOGARITJET HIDRAULIKE DHE ANALIZA E REZULTATEVE

Kusht parësor për të bërë krahasimin e alternativave EastMed - IGI dhe S-IAP+TAP është që të dy sistemet të kenë performancë të njëjtë. Në terma të tjerë kjo do të thotë që të dy sistemet të jenë në gjendje të transportojnë në mënyrë të sigurt dhe në përputhje me standartet dhe praktikën e mirënjohura të industrisë të njëjtat sasi gazi në fazën e parë dhe në fazën e zgjerimit maksimal. Për pasojë del e nevojshme që krahas marrjes në konsideratë të të dhënave të publikuara të sistemit EastMed – IGI dhe kur ato nuk egzistojnë të kryhet llogaritja e tyre, të bëhet projektimi i sistemit të transmetimit alternativ S-IAP+TAP për të mundësuar krahasimin e synuar.

Në projektimin e një sistemi transmetimi të gazit natyror me presion të lartë janë një sërë parametrash kryesorë që merren në konsideratë. Duke pasur si fokus kryerjen e një analize para-feasibiliteti në vijim jepet një përshkrim i parametrave kryesorë të nevojshëm dhe llogaritjes së tyre për kryerjen e kësaj analize;

III.1 Parimet bazë të ndërtimit të tubacioneve të transmetimit të gazit natyror dhe përcaktimi i parametrave kryesorë

III.1.1 Debitet e Gazit Natyror

Ndërtimi i një tubacioni të presionit të lartë përbën një investim afatgjatë dhe si i tillë ai duhet jo vetëm të përmbushë kërkesat afatgjata për plotësimin e nevojave për gaz por edhe të jetë i aftë të ruajë nivelin e performancës së vet përgjatë gjithë jetës operationale të sistemit duke u mirëmbajtur në mënyrën e duhur. Diametri i tubacionit, presioni maksimal i lejueshëm i operimit, markat e çeliqueve, trashësia e mureve të tubacionit etj janë parametra kryesorë të cilët nuk mundet të ndryshohen sërish dhe për pasojë projektimi i tubacionit duhet të bëhet duke marrë në konsideratë kapacitetin maksimal të mundshëm përgjatë gjithë jetës së tubacionit.

Kërkesa afatgjatë është rezultat i një analize të detajuar të kërkesës për gaz natyror në sektorët e ndryshëm të ekonomisë, energjisë, sektorit publik dhe atij rezidencial, kushteve klimaterike dhe prognozës së zhvillimit ekonomik dhe demografik.

Në kushtet e analizës sonë sistemet e tubacioneve do të shërbejnë për plotësimin e një pjese të kërkesës së tregut të gazit natyror në Itali dhe Bashkimin Europian dhe sasia e gazit e transportuar pritet të variojë prej 10 BCM/vit për fazën fillestare dhe deri në 20BCM/vit për fazën e dytë të zgjerimit.

Llogaritjet në këtë studim janë fokusuar në mënyrë të veçantë në vlerat maksimale të fazës së parë dhe të fazës së dytë ndonëse në jetën reale sistemi do të duhet të funksionojë në nivele të ndryshme të transportit në përgjigje të kërkesës dhe niveleve të prodhimit.

- Debiti maksimal i fazës së parë është 10 BCM/vit.
- Debiti maksimal i fazës së dytë është 20 BCM/vit.

III.1.2 Përbërja e Gazit Natyror

Kontrolli i cilësisë së gazit është përgjegjësi e vazhdueshme e operatorit të sistemit të transmetimit (OST-G) i cili siguron që gazi është në përputhje me standartet e cilësisë së EASEE-Gaz⁴¹.

Nuk ka të dhëna publike mbi përbërjen e gazit natyror që pritet të transportohet nëpërmjet EastMed. Në të tilla rrethana dhe duke marrë në konsideratë që gazi do të duhet të plotësojë kushtet minimale të domosdoshme për t’u injektuar në TAP dhe në Snam Rete Gaz në analizën e kryer është marrë në konsideratë përbërja e gazit të TAP që jepet në vijim;

Tabela 11 Përbajtja e Gazit Natyror

KOMPONENTI		MOL %
Methane	C1	87.78
Ethane	C2	2.72
Propane	C3	1.54
Iso-Butane	C4	0.50
N-Butane	C4	0.51
Iso-Pentane	C5	0.24
N-Pentane	C5	0.24
Hexane	C6	0.03
Nitrogen	N2	4.43
Carbon Dioxide	CO2	2.01
Total	-	100.00

Mbështetur në këtë përbërje, presionin operacional të tubacionit dhe temperaturat mesatare në tokë dhe në det sikurse jepen më poshtë janë llogaritur faktori i kompresibilitetit, graviteti i gazit, viskoziteti dinamik në kushtet normale dhe ato operationale. Këto të dhëna janë përdorur në vijim për të llogaritur parametrat e sistemeve alternative të transmetimit.

Fuqia kalorifike e gazit natyror është marrë 10.4 kWh/m³

III.1.3 Kushtet standarte

Në përputhje me praktikat e industrisë kushtet standarte të gazit janë marrë si vijon;

- Presioni standart: 1.01325 bar
- Temperatura standarte: 15 °C (EN 1594, page 14)

⁴¹ <https://easee-gas.eu/> European Association for the Streamlining of Energy Exchange – gas

III.1.4 Temperaturat mesatare vjetore

Llogaritjet janë kryer duke marrë në konsideratë vlerat mesatare vjetore të temperaturës pa u futur në detajet e ndryshimeve stinore.

- **Onshore:** Temperatura mesatare vjetore në tokë në thellësinë e shtrimit të tubacionit 1.0 m duke konsideruar klimën mesdhetare të zonës tek e cila kalon tubacioni.
 - $T_{mes} (onshore) = 25^{\circ}C$
- **Offshore:** Temperatura mesatare vjetore në det duke konsideruar klimën mesdhetare të zonës tek e cila kalon tubacioni
 - $T_{mes} (offshore) = 20^{\circ}C$

III.1.5 Efikasiteti i sistemit dhe disponueshmëria operationale

- Faktori i efikasitetit të sistemit E^{42} është marrë 95%
- Sistemi supozohet se do të jetë funksional përgjatë 350 ditëve kalendarike duke rezervuar 15 ditë për mirëmbajtjen e nevojshme dhe riparime të mundshme në të ose në sistemet e lidhura me të.

III.1.6 Presionet e Operimit

- **Presioni Maksimal i Lejuar i Operimit (MAOP), Presioni i Projektimit dhe Presioni Maksimal i Operimit (MOP)**

Presioni Maksimal i Lejuar i Operimit MAOP është presioni maksimal i lejuar i operimit të një tubacioni ose një pjese të veçantë të tij në përputhje me përcaktimet e Kodeve përkatëse⁴³.

Presioni Maksimal i Operimit (MOP) përfaqëson presionin maksimal që mundet të lejohet gjatë vijimit normal të operacioneve të sistemit.

Presioni i Operimit është presioni në të cilin ndodhet sistemi në një moment të caktuar në përputhje me kushtet specifike për të cilat është rregulluar sistemi të funksionojë.

Presioni i Projektimit është presioni që përcaktohet prej kushteve më kritike të sistemit në ndërtim, operim, gjendje statike ose çdo situatë tjetër të mundshme. Në funksion të presionit të projektimit kryhet përzgjedhja e llojit të materialit dhe llogaritja e trashësisë së mureve të tubave në përputhje me formulën e Barlow-t dhe aplikimit të koeficientëve përkatës të sigurisë sikurse shpjeguar më tej në seksionin për trashësinë e mureve të tubacionit në vijim. Presioni i projektimit është po ashtu përcaktues në përcaktimin e karakteristikave të të gjithë komponenteve të tjera të sistemit.

Presioni i Testimit është presioni i ushtruar në sistem deri në masën në të cilën sforcimet e shkaktuara nuk tejkalojnë kufirin real të sforcimeve elastike të materialit në pikën më të dobët të sistemit të tubacionit. Presioni i testimit merret 1.3 herë më i lartë se presioni i projektimit.

⁴² Një vlerë tipike e faktorit të efikasitetit të një tubacioni të ri është $E = 0.95$ dhe ai mbetet i tillë për një interval të gjerë të vlerave të numrit të Reynoldsit. Burimi: G.G. Nasr, “Gas Flow and Network Analysis”, Salford: Salford University, 2011.)

⁴³ MOP, MAOP, DP AND MAWP – UNDERSTANDING THE DIFFERENCES TO AVOID UNNECESSARY COSTS John J. Aumuller, Vincent A. Carucci.

Për të bërë krahasimin e dy alternativave janë marrë në konsideratë situatat ekstremale të rregjimit të punës për prurjet 20 BCM/vit duke patur parasysh që sistemi duhet të projektohet i tillë që të përballojë edhe zgjerimin e kapacitetit të tij.

Për pasojë presionet e projektimit, të cilët janë në vartësi të presioneve të operimit të çdo segmenti përbërës të sistemit të transmetimit, duhet të harmonizohen me presionet e kërkuara nga kompresorët e sistemit në pikat e hyrjes (thithjes) dhe pikat e daljes (livrimit) të tilla që të jenë në gjendje të sigurojnë transmetimin e debiteve të parashikuara në projekt.

Në këtë studim presioni i projektimit është marrë i njëjtë me MAOP, ndërkohë që për tubacionet offshore në përcaktimin e Presionit të Projektimit është marrë në konsideratë edhe presioni hidrostatik i kollonës së ujit në pikën më të thellë të tij. Faktor tjetër i rëndësishëm në përcaktimin e presionit të projektimit është edhe teknologjia e shtrimit të tubacionit e cila nuk është marrë në konsideratë në këtë studim.

Nisur nga sa më sipër vlerat e presioneve në hyrje dhe në dalje të çdo segmenti të sistemit janë përcaktuar ose llogaritur duke konsideruar sa vijon:

Pika e Nisjes Stavrochori, Greqi

Në përputhje me supozimet e këtij studimi pika e nisjes së të dy sistemeve transmetues është Stavrochori në Greqi dhe pika e mbritjes është CTMS në Melendugno, Itali.

- **Presioni i EastMed** në pikën e nisjes në Stavrochori = 55 barg. Në skemën e tubacionit EastMed e përbërë nga tubacione me dy diametra të ndryshëm, paraqitet vetëm një stacion kompresorësh në Kretë i cili i jep energjinë e nevojshme gjithë segmentit offshore dhe onshore nga Kreta në Thesproti. Në mungesë të të dhënave të mjaftueshme të rregjimit hidraulik të EastMed dhe duke bërë analogji me vlerat e presioneve në hyrje të stacionit të kompresorëve të TAP si dhe sigurimit sa më shumë të jetë e mundur të një raporti të komprimimit sa më afër një vlere optimale prej 2.0⁴⁴⁴⁵ është supozuar së presioni në Stavrochori do të duhet të jetë në vlerën 55 barg. Kjo vlerë është aplikuar në vijim për kryerjen e llogaritjeve hidraulike për IGI dhe S-IAP.

IGI Poseidon

- **Presioni në hyrje të kompresorëve Stavrochori** = 55 barg sikurse edhe për alternativën S-IAP+TAP.
- **Presioni në dalje të kompresorëve Stavrochoris = Presionin në hyrje të tubacionit IGI** = sipas llogaritjeve në funksion të rënies së presionit gjatë IGI dhe nevojës për të plotësuar kërkesën e presionit prej 75 barg në pikën e lidhjes me Snam Rete Gaz.
- **Presioni në dalje të tubacionit IGI** në CMTS Melendugno = 75 barg i cili është presioni i kërkuar prej Snam Rete Gaz.

S-IAP + TAP (offshore) 10 BCM

- **Presioni në thithje i stacionit të kompresorëve në Stavrochori** = 55 barg sikurse shpjeguar më sipër.

⁴⁴ E. Shashi Menon, “GAS PIPELINE HYDRAULICS” Copyright 2005 by Taylor & Francis Group, LLC, page 141

⁴⁵ Saeid Mokhatab, William A. Poe, John Y. Mak, “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices” FOURTH EDITION, Elsevier, Gulf Professional Publishing, Page 593

- **Presioni në hyrje të tubacionit S-IAP = Presionin në dalje të stacionit të kompresorëve në Stavrochori** = sipas llogaritjeve në funksion të nevojës që presioni hyrës në stacionin e kompresorëve të TAP në Seman Fier të jetë i barabartë me presionin e nevojshëm në thithje për rregjimin 20 BCM të TAP offshore drejt Italisë i cili ka rezultuar 65 barg. Kjo për faktin që raporti i komprimimit të jetë sa më afër vlerës 2. Sasitë e gazit të fazës së parë të vetë TAP (10BCM/vit) plus sasitë e gazit të fazës së parë EastMed (10BCM/vit) e cojnë kapacitetin e TAP offshore në 20BCM/vit.
- **Presioni në thithje i stacionit të kompresorëve të TAP në Seman, Fier në rregjimin 20 BCM/ vit = 65 barg.**
- **Presioni në hyrje të tubacionit TAP offshore (20BCM/vit) = Presionin në dalje të stacionit të kompresorëve TAP = 123.5 barg** sipas llogaritjeve në funksion të nevojës që presioni në dalje i TAP offshore në CTMS në Melendugno të jetë 75 barg për rregjimin 20 BCM/vit.

III.1.7 Ekuacionet e rrjedhës në tubacionet e gazit natyror

Egzistojnë një numër ekuacionesh të cilët përcaktojnë ndërvartësinë ndërmjet debitit të gazit, vetive të tij, diametrit dhe gjatësisë së tubacionit, si dhe presioneve në hyrje dhe në dalje. Ndër këto ekuacione mund të listojmë⁴⁶:

1. Ekuacioni i Përgjithshëm i rrjedhave të gazit
2. Ekuacioni i Colebrook-White
3. Ekuacioni i modifikuar i Colebrook-White
4. Ekuacioni i Shoqatës Amerikane të Gazit AGA
5. Ekuacioni i Weymouth
6. Ekuacioni i Panhandle A
7. Ekuacioni i Panhandle B
8. Ekuacioni i IGT
9. Ekuacioni i Spitzglass
10. Ekuacioni i Mueller
11. Ekuacioni i Fritzsche

Llogaritjet e kryera nëpërmjet ekuacioneve të mësipërme kanë diferenca ndërmjet tyre e për pasojë zbatueshmëria e tyre është në vartësi të rrethanave dhe karakteristikave të operimit të sistemit.

Në rastin konkret duke patur të bëjmë me një sistem transmetimi të gazit natyror në presione të larta dhe diametra të mëdhenj literatura sygjeron ekuacionin Panhanhe B^{47,48} si ekuacionin më të përshtatshëm.

⁴⁶ “GAS PIPELINE HYDRAULICS” E. Shashi Menon, Copyright 2005 by Taylor & Francis Group, LLC, page 43

⁴⁷ “GAS PIPELINE HYDRAULICS” E. Shashi Menon, Copyright 2005 by Taylor & Francis Group, LLC, faqe 78

⁴⁸ Nyarko Mavis, International Journal of Energy Engineering Dec. 2015, Vol. 4 Iss. 6, PP. 202-205, Sizing of Gas Pipelines.

III.1.7.1 Ekuacioni Panhandle B

$$Q = 1.002 \times 10^{-2} E \left(\frac{T^\circ}{P^\circ} \right)^{1.02} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{T \cdot L \cdot Z} \right]^{0.51} \frac{(D)^{2.53}}{S^{0.490}}$$

ku;

Q = Debiti i gazit në standart metër kub (m³/ditë)

T^o = Temperatura bazë, K (273+°C)

P^o = Presioni bazë, kPa

P₁ = Presioni në hyrje të tubacionit, kPa (absolute)

P₂ = Presioni në dalje të tubacionit, kPa (absolute)

T = Temperatura mesatare e rrjedhës së gazit, K (273 + °C)

E = Efikasiteti i tubacionit, vlerë decimale më pak se 1.0

D = Diametri i brendëshëm i tubacionit, mm

L = Gjatësia e tubacionit, km

Z = Faktori i kompresibilitetit të gazit

III.1.7.2 Gjatësitë e sistemit të tubacioneve

Për çdo segment të tubacionit është marrë në konsideratë gjatësia që rezulton nga trajektorja e tubacionit në tokë ose në det në përputhje me të dhënat publike për rastin e EastMed – IGI dhe TAP dhe sipas përcaktimit të korridorit në Google Earth të ndërtuar sipas kritereve të listuara në kapitujt e mëparshëm.

Ndonëse IGI sikurse S-IAP dhe TAP shtrihet në dy ose më shumë juridiksione llogaritjet hidraulike kërkojnë konsiderimin e sistemit si një i tërë.

Në shtesë kjo analizë nuk ka në fokusin e vet modelin e biznesit apo skemës së investimit e për pasojë të gjithë vlerësimet janë bërë duke e marrë çdo alternativë interkonektorësh si një sistem të vetëm.

Gjatësitë e tubacioneve përbërëse janë si vijon;

IGI:

Segmenti	Gjatësia
Stavrochori, GR – Stavrolimenas, GR (onshore)	29.0 km
Stavrolimanas, GR – Otranto, IT (offshore)	196.0 km
Otranto, IT – CTMS Melendugno, IT (onshore)	23.3 km

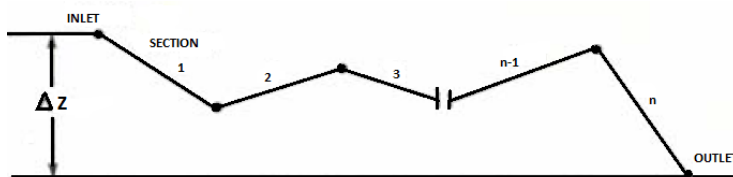
Gjatësia Totale IGI Stavrochori – CTMS Melendugno 248.3 km

S-IAP – TAP

Segmenti	Gjatësia
Stavrochori – Seman, Fier (onshore)	227.0 km
Seman, Fier – CTMS Melendugno (105 offshore + 8 onshore)	113 km
Gjatësia Totale S-IAP- TAP Stavrochori – CTMS Melendugno	323.6 km

III.1.7.3 Impakti i terrenit

Terreni në të cilin kalon tubacioni ka ngritje dhe ulje të shpeshta në një pjesë të konsiderueshme të tij.



Për vlerësimin e impaktit të uljeve dhe ngritjeve të terrenit në llogaritjet hidraulike aplikohen formulat e mëposhtme për llogaritjen e gjatësisë ekuivalente⁴⁹.

$$L_e = \frac{(e^{s_1}-1)}{s_1} L_1 + \frac{e^{s_1}(e^{s_2}-1)}{s_2} L_2 + \frac{e^{s_2}(e^{s_3}-1)}{s_3} L_3 + \dots + \frac{e^{s_{n-1}}(e^{s_n}-1)}{s_n} L_n \quad (s_i \neq 0)$$

Duke shënuar

$$j_i = \frac{(e^{s_i} - 1)}{s_i}$$

Do të kemi;

$$L_e = j_1 L_1 + e^{s_1} j_2 L_2 + e^{s_2} j_3 L_3 + \dots + e^{s_{n-1}} j_n L_n \quad (s_i \neq 0)$$

Në sistemin SI kemi;

$$s = 0.0684G \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f Z} \right) \quad (SI)$$

Ku:

- s = koeficienti i azhustimit për efekt të ngritjes, pa dimensione
- (H₁ - H₂) = disniveli në metra

⁴⁹ E. Shashi Menon, “GAZ PIPELINE HYDRAULICS” Copyright 2005 by Taylor & Francis Group, LLC, faqe 36

- e = baza e logaritmit natyral ($e = 2.718$)

Marrja në konsideratë e uljeve dhe ngritjeve të tubacionit sjell një ndryshim të papërfillshëm në llogaritjet hidraulike. Në këtë studim u analizuan fillimisht të dhënat e terrenit të segmentit Stavrochori – Seman të alternativës 1 të tubacionit S-IAP me një gjatësi prej 228 km. Impakti i terrenit në gjatësinë ekuivalente rezultoi të jetë vetëm 0.3 km ose 0.15% e distancës reale i cili është i neglizhueshëm. Llogaritjet e kryera për vlerësimin e efektit të terrenit ndodhen në Aneksin 2.

Në mënyrë të ngjashme duke qënë se, edhe për segmentet e tjerë të tubacioneve të shqyrtuara në këtë studim, pikat e nisjes dhe të mbitjes janë pothuaj në të njëjtën kuotë, efekti i terrenit është i neglizhueshëm dhe nuk është marrë në konsideratë.

III.1.8 Diametrat e tubacioneve të sistemeve të transmetimit.

Madhësia e diametrit të një tubacioni gazi natyror përcaktohet në vartësi të debiteve të gazit që do të kalojnë në tubacion, gjatësisë së tubacionit, rregjimit hidraulik të përzgjedhur për funksionimin e sistemit, markat e çeliqueve që do të përdoren, kostot e komponenteve përbërëse etj. Llogaritja e diametrit të brendshëm të tubacionit mundet të kryhet duke u mbështetur tek formula⁵⁰ në vijim

$$D = 6.168 \left(\frac{Q}{E}\right)^{0.395} \left(\frac{P^0}{T^0}\right)^{0.403} \left(\frac{T \cdot L \cdot Z}{P_1^2 - P_2^2}\right)^{0.202} S^{0.194}$$

ku:

Q = Debiti i gazit në standart metër kub (m^3 /ditë)

T^0 = Temperatura bazë, K ($273 + ^\circ C$)

P^0 = Presioni bazë, kPa

P_1 = Presioni në hyrje të tubacionit, kPa (absolute)

P_2 = Presioni në dalje të tubacionit, kPa (absolute)

T = Temperatura mesatare e rrjedhës së gazit, K ($273 + ^\circ C$)

E = Efikasiteti i tubacionit, vlerë decimale më pak se 1.0

D = Diametri i brendshëm i tubacionit, mm

L = Gjatësia e tubacionit, km

Z = Faktori i kompresibilitetit të gazit

s = sipas ekuacionit të mëparshëm

Në situatën konkrete përcaktimi i diametrave të tubacioneve është më shumë i kushtëzuar nga harmonizimi me sistemet ekzistues ose projektet e sistemeve me të cilët do të bëhet lidhja se sa rezultat i llogaritjeve të pavarura në bazë të parametrave përkatës. Faktor kryesor është EastMed

⁵⁰ Mavis Nyarko, "Sizing of Gas Pipelines", International Journal of Energy Engineering Dec. 2015, Vol. 4 Iss. 6, PP. 202-205

i cili është planifikuar të mbrijë në Thesproti me diametër 42”⁵¹ dhe për pasojë është e arsyeshme që edhe vazhdimësia e tij drejt Seman, Fier të jetë me të njëjtin diametër. Kjo për shkak se nuk pritët që të ketë pika dalje me sasi të konsiderueshme gazi për furnizimin e rajoneve të cilat do të përshkohen nga tubacionet në fjalë. Në shtesë operimi i një tubacioni me të njëjtin diametër ka avantazhe në optimizimin e operimit të tij me të njëjtat praktika dhe pajisje. Po ashtu projekti i IGI është publikuar i projektuar me diametër 36”. Nisur nga sa më sipër diametrat e sistemeve IGI dhe S-IAP+TAP janë si vijon:

III.1.8.1 IGI Poseidon (10 BCM/vit)

- Diametri seksionit onshore Stavrochori - Stavrolimenas = 36” si pararendës i IGI Poseidon offshore,
- Diametri seksionit offshore Stavrolimenas - Otranto = 36”. Diametri i tubacionit tashmë i përcaktuar dhe i publikuar nga JV IGI Poseidon
- Diametri seksionit onshore Otranto - CTMS (Melendugno) = 36”. Është e arsyeshme të ruhet i njëjti diametër.

III.1.8.2 S-IAP + TAP (10 BCM/20BCM)

- Diametri i tubacionit onshore S-IAP; Stavrochori, GR – Seman, Fier, AL = 42”. Nisur nga fakti që seksioni tokësor i tubacionit të EastMed është 42” i njëjti diametër është supozuar se do të vazhdojë edhe për alternativën S-IAP+TAP.
- Diametri i seksionit detar të tubacionit TAP, Seman, Fier, AL – Melendugno. IT = 36”. Ky tubacion është tashmë ekzistues dhe lejon rritjen e kapacitetit transportues prej 10 BCM të fazës së parë në 20 BCM. Në rast të rritjes së mëtejshme të kapacitetit të EastMed deri në 20 BCM sasitë e përbashkëta të TAP dhe S-IAP tejkalojnë kapacitetin maksimal të TAP offshore prej 20BCM/vit.

III.1.8.3 IGI Poseidon (20 BCM/vit)

- Për këtë skenar është bërë vlerësimi nëse transportimi i 20 BCM nëpërmjet tubacionit 36” të IGI është i mundshëm dhe është propozuar zgjidhja përkatëse.

III.1.8.4 S-IAP + TAP (20BCM)

- Në mënyrë të ngjashme është llogaritur rregjimi hidraulik i seksionit S-IAP për të transmetuar 20BCM/vit në kushtet e diametrit 42”
- Duke qenë së kapaciteti ekzistues i TAP ezaurohet me sasitë e fazës fillestare 10 BCM/vit del i domosdoshëm ndërtimi i kapaciteteve të reja në paralel me TAP për një fazë të dytë të EastMed.

III.1.9 Numri i Reynoldsit

Për të vlerësuar rregjimin e rrjedhës në secilin prej tubacioneve është llogaritur numri i Reynoldsit sipas formulës në vijim;

⁵¹ [Gina Cohen, “NATURAL GAS IMPORT AND EXPORT ROUTES IN SOUTH-EAST EUROPE AND TURKEY”](https://www.iene.gr/articlefiles/working%20paper%20no%2026%20document%20update%2022%2001%202020.pdf)
<https://www.iene.gr/articlefiles/working%20paper%20no%2026%20document%20update%2022%2001%202020.pdf>

$$Re = 0.5134 \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{GQ}{\mu D} \right) \quad (SI \text{ units})$$

ku:

P_b = Presioni bazë, kPa

T_b = Temperatura bazë, K (273+°C)

G = Pesha specifike e gazit ($G_{ajrit} = 1.0$)

Q = Debiti i gazit në standart metër kub, m³/ditë (në kushtë standarte)

D = Diametri i brendëshëm i tubacionit, mm

μ = viskoziteti i gazit, Poise

Sikurse pritej llogaritjet vërtetojnë prezencën e rregjimit turbulent në të gjitha tubacionet dhe skenaret e marrë në konsideratë.

III.1.10 Shpejtësia e gazit dhe shpejtësia erozionale

Shpejtësitë e gazit janë llogaritur për presionin dhe temperaturën mesatare të çdo tubacioni si dhe në pikat e hyrjes dhe të daljes të secilit prej tyre. Shpejtësia e gazit nuk duhet të kalojë vlerën kritike ose arrijë shpejtësinë erozionale për presionin dhe temperaturën përkatëse. Ajo në asnjë rast nuk duhet të jetë më e madhe se 15 m/s me qëllim që të evitohet erozioni dhe vibracionet e tubacionit.

Formula e llogaritjes së shpejtësisë së gazit;

$$u = 14.7349 \left(\frac{Q_b}{D^2} \right) \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{ZT}{P} \right) \quad (SI \text{ units})$$

ku:

u = Shpejtësia e gazit, m/s

Q_b = Debiti i gazit në standart metër kub i matur në kushtet standarte, Nm³/ditë

D = Diametri i brendëshëm i tubacionit, mm

P_b = Presioni bazë, kPa

T_b = Temperatura bazë, K (273+°C)

P = Presioni, kPa (absolute)

T = Temperatura mesatare e rrjedhës së gazit, K (273 + °C)

Z = Faktori i kompresibilitetit të gazit në temperaturën e rrjedhës

Formula e llogaritjes së shpejtësive erozionale;

$$u_{max} = 100 \sqrt{\frac{ZRT}{29GP}} \quad (SI)$$

ku:

u_{max} = maksimumi i shpejtësisë erozionale e gazit, m/s

Z = Faktori i kompresibilitetit të gazit në temperaturën e rrjedhës

R = Konstantja e gazeve = 8.314 J/mol.K

P = Presioni, kPa (absolute)

G = Pesha specifike e gazit ($G_{ajrit} = 1.0$)

Për secilin segment janë llogaritur shpejtësitë reale dhe ato kritike.

III.1.11 Ashpërsia e faqeve të brendshme të tubave

Ashpërsia e faqeve të brendshme të tubave luan një rol shumë të rëndësishëm në rënien e presioneve si dhe në jetëgjatësinë e sistemit. Raporti i ashpërsisë së mureve të brendshme të tubit me diametrin e brendshëm ndihmon që nëpërmjet diagramës së Moody të përcaktohet faktori i fërkimit në tubacion.

Tabela 12: Ashpërsia e faqeve të brendshme të tubave prej materialesh të ndryshme

Materiali i sipërfaqes	Koeficienti ashpërsisë absolute / Absolute Roughness Coefficient - ϵ in mm
PVC, Plastic Pipes	0.0015
Fiberglass	0.005
Stainless steel	0.015
Steel commercial pipe	0.045 - 0.09
Stretched steel	0.015
Weld steel	0.045
Galvanized steel	0.15
Rusted steel	0.15 - 4

Vlera e zakonshme e ashpërsisë së tubave të çelikut në treg sikurse përdoret nga industria është 1800 micro-inch ose 0.457 mm⁵².

⁵² [Hamid Bidmus, James Chau, Kenton Dechant](#), “Absolute Roughness of Pipes from Different Manufacturing and Treatment Methods and Impact on Pipeline Design”, May 2019 Conference: Pipeline Simulation Interest Group (PSIG) 2019 Conference,

Sidoqoftë për këtë rast studimor ashpërisa absolute nuk nevojitet për shkakun se për kryerjen e llogaritjeve hidraulike rekomandohet përdorimi i ekuacionit Panhandle B i cili nuk e kërkon në mënyrë eksplicite përdorimin e ashpërsisë absolute.

III.1.12 Trashësia e mureve të tubave

Trashësia e mureve të tubave duhet t’i rezistojë të gjithë ngarkesave të brendshme dhe të jashtme, aksiale dhe gjatësore ndaj të cilave ekspozohet tubacioni gjatë montimit dhe operimit të tij. Në funksion të parametrave operacionale të tubacionit dhe terrenit ku ai vendoset faktorë të ndryshëm marrin peshë parësore. Për tubat me presione të larta në onshore presioni i brendshëm është përcaktues ndërkohë që për tuba me presione të ulëta janë faktorët e jashtëm ata që kushtëzojnë përzgjedhjen e materialit dhe trashësinë e mureve të tubacionit. Në rastin e tubacioneve në offshore krahas kollonës hidrostatike mbi tubin në tabanin e detit dhe forcës së Arkimedit, rëndësi të madhe ka teknonlogjia e aplikuar për shtrirjen e tubacionit në det. Sforcimet e shkaktuara gjatë procesit të shtrirjes mundet të jenë përcaktuese të markës së çelikut dhe trashësisë së mureve të tubit.

Në llogaritjen e trashësisë së tubacioneve shpesh merren në konsideratë edhe efektet e korrozionit ndonëse në praktikat aktuale mbrojtja ndaj korrozionit synon të eliminojë plotësisht efektin e tij nëpërmjet veshjeve shumë cilësore të kombinuara me mbrojtje katodike. Marrja në konsideratë e efekteve të mundshme të korrozionit përkthehet në trashësi shtesë të tubacioneve, por kjo nuk ka qenë pjesë përbërëse e kësaj analize.

III.1.12.1 Formula e Barlow

Për seksionet tokësore të tubacioneve të presionit të lartë tek të cilat presioni i brendshëm është faktori dominues, trashësia e tubacionit llogaritet nëpërmjet formulës së Barlow-t (EN 1594 & ASME 31.8-2018)

$$T = \frac{P \cdot D}{2 \cdot S \cdot E \cdot F \cdot T}$$

ku;

- P = Presioni i brendshëm i projektuar, kPa
- D = diametri nominal i jashtëm, mm
- T = trashësia nominale e mureve të tubit, mm
- S = Sforcimi minimal i specifikuar (Specified Minimum Yield Strength, SMYS) sikurse shpjeguar më në detaje në paragrafin dedikuar përzgjedhjes së llojit të çeliqueve.
- F = Faktori i projektimit. Koeficienti i projektimit është i kushtëzuar nga klasa e venndodhjes së tubacionit sikurse shpjeguar në paragrafin në vijim dedikuar faktorit të projektimit.
- E = Faktori i tegelave të bashkimit të tubave, (Seam joint factor, 1.0 for seamless and submerged arc welded (SAW). Për qëllime të këtij vlerësimi faktori i bashkimit të tubave me tegel të padukshëm (seamless) është marrë E=1.0 sikurse tregohet në tabelën përkatëse më poshtë.

Tabela 13: Faktori i saldimit gjatësor të tubave⁵³

Faktori i saldimit gjatësor të tubave, E Longitudinal Joint Factor, E		
Nr. Spec.	Klasa e tubave / Pipe Class	Faktori E
ASTM A53	Tegel i padukshem / Seamless	1.00
	Rezistenca elektrike e ngjitur / Electric resistance welded	1.00
	Saldimi i vazhdueshëm i bashkuar me furrë / Furnace butt-welded continuous weld	0.60
ASTM A106	Tegel i padukshem / Seamless	1.00
ASTM A134	Saldimi elektrik i bashkimit të harkut / Electric fusion arc welded	0.80
ASTM A135	Rezistenca elektrike e ngjitur / Electric resistance welded	1.00
ASTM A139	Saldimi elektrik i bashkimit të harkut / Electric fusion arc welded	0.80
ASTM A133	Tegel i padukshem / Seamless	1.00
	Rezistenca elektrike e ngjitur / Electric resistance welded	1.00
ASTM A381	Harku i zhytur / Submerged arc welded	1.00
ASTM A671	Bashkimi elektrik i ngjitur / Electric fusion welded	
	Klasa/ Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Klasa/ Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A672	Bashkimi elektrik i ngjitur / Electric fusion welded	
	Klasa/ Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Klasa/ Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A691	Bashkimi elektrik i ngjitur / Electric fusion welded	
	Klasa/ Classes 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Klasa/ Classes 12, 22, 32, 42, 52	1.00
API 5L	Saldimi elektrik / Electric welded	1.00
	Tegel i padukshem / Seamless	1.00
	Harku i zhytur (tegel gjatësor ose tegel spiral) / Submerged arc welded (longitudinal seam or helical seam)	1.00
	Saldim me furrë, saldim i vazhdueshëm / Furnace butt-welded, continuous weld	0.60

- T = Faktori i devijimit për shkak të temperaturës i cili është i barabartë me 1.00 për temperatura më të vogla se 121°C sikurse tregohet në tabelën me poshtë

⁵³ ASME B31.8-2018, page 42

Tabela 14: Faktori i devijimit për shkak të temperaturës⁵⁴

Faktori i devijimit për shkak të temperaturës / Temperature Derating Factor, T, for Steel Pipe	
Temperatura F (C)	Faktori i devijimit / Temperature Derating Factor, T
250 (121) ose më e ulët / or lower	1.000
300 (149)	0.967
350 (177)	0.933
400 (204)	0.900
450 (232)	0.867

III.1.12.2 Përzgjedhja e markave të çeliqueve

Sforcimi minimal i specifikuar i njohur ndryshe si SMYS përkon me sforcimin maksimal të deformimeve elastike ose sforcimin minimal pas të cilit fillojnë deformimet mbetëse. Secila markë çeliku ka SMYS përkatës në përputhje me standartet përkatëse sikurse tregohet në tabelën me poshtë. Përzgjedhja e materialeve dhe komponenteve kryesorë të tubacioneve bëhet në përputhje me kodet që vijojnë;

- EN ISO 3183: EN 10208-2: L485MB
- EN 14141 Valves for Natural Gaz Transportation in Pipelines
- EN 14870 Induction Bends, Fittings and Flanges

Tabela 15 Materiale të rekomanduara për përdorim (EN 1594 or EN ISO 3183)

MATERIALI	NUMRI I MATERIALIT	R _{T 0,5} (N/MM ²)
L245NB / L245MB (B)	1.0457 / 1.0418	245
L290NB / L290MB (X42)	1.0484 / 1.0429	290
L360NB / L360MB (or X52)	1.0582 / 1.0578	360
L415NB / L415MB (or X60)	1.8972 / 1.8973	415
L450MB (or X65)	1.8975	450
L485MB (or X70)	1.8977	485
L555MB (or X80)	1.8978	555

⁵⁴ ASME B31.8-2018, page 42

Tubat me çelique të markave më të larta duke patur SMYS me vlera më të mëdha, për të njëjtat kushte operimi, mundësojnë tuba me mure më të hollë dhe për pasojë më pak sasi çeliqesh për t’u prokuruar, por nga ana tjetër çmimet për njësi janë më të larta. Po ashtu rritja e markës së çelikut krahas rritjes së rezistencës sjell edhe rritjen e vështirësive në saldimin dhe trajtimin e tubave në terren.

Përzgjedhja e markës së çelikut varet po ashtu nga disponibiliteti i skedulit përkatës të tubit. Ndonëse për projekte të veçanta tubat mundet të porositen me karakteristika të veçanta, industria në përgjithësi prodhon tuba sipas dimensioneve (scheduleve) në përputhje me standartet API, EN ose DIN.

Equivalent grades of steel L450MB (1.8975)		
Warning! Only for reference		
EU EN	USA	Germany DIN, WNr
L450MB	X65	StE445.7

Rritja në vazhdimësi e vëmendjes ndaj emetimeve të gazrave me efekt serë po bën të domosdoshme futjen në përdorim të hidrogjenit si vektor energjistik i së ardhmes. Hidrogjeni mund të prodhohet prej elektrolizës veçanërisht prej energjive të rinovueshme (hidrogjeni jeshil) ose prej reformimit të gazit natyror duke u shoqëruar njëkohësisht me kapjen dhe depozitim (nëntokësor) të CO₂ të gjeneruar gjatë procesit (hidrogjeni blu). Përzjerja me gazin natyror është një zhvillim i ri që ka filluar të aplikohet në sistemet ekzistuese për magazinimin dhe transportimin e hidrogjenit. Për pasojë përzgjedhja e markave të çelikut do të duhet të marrë në konsideratë edhe efektet e prezencës së hidrogjenit i cili rrit thyeshmërinë (embrittlement) e çeliqueve⁵⁵.

Përzgjedhja e markës së çelikut për çdo tubacion duhet të jetë objekt i një analize të detajuar dhe optimizimi e cila shkon përtej qëllimit të këtij studimi. Për qëllimin e këtij studimi përzgjedhja e markës së çelikut për tubacionin në tokë dhe në det është mbështetur në eksperiencën e akumuluar nga industria.

Në librin me titull “Projektimi, Analiza dhe Instalimi i Tubacioneve në Det” me autorë Qiang Bai dhe Yong Bai theksohet;

- Për tubat në tokë: “Në fillimin e viteve 1970 marka e çelikut X70 u fut në përdorim për tubat e transmetimit të gazit. Që prej atëherë çeliku i markës X70 ka provuar të jetë material shumë i besueshëm në zbatimin e një numri shumë të madh projektesh⁵⁶”
- Për tubat në det:

⁵⁵ <https://www.nist.gov/director/congressional-and-legislative-affairs/fy07-enabling-hydrogen-economy>

⁵⁶ “In the early 1970s, grade X70 was introduced for use as line pipe in gas transmission pipelines. Since then, grade X70 material has proven a very reliable material in the implementation of numerous pipeline projects.” Qiang Bai and Yong Bai “Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation” page 675, Gulf Professional publications, 2014, ISBN: 978-0-12-386888-6

“Për tubacionet me nivel të ulët aleazhesh që operojnë në mjedise me H₂S celiku X65 është tashmë materiali i konfirmuar⁵⁷

“Numri i kontraktorëve me experiencë të provuar në saldimin e tubave të markës X70 në instalimin e tubacioneve në det është i kufizuar”⁵⁸.

Në shtesë të sa më sipër në librin me titull “Manuali i Inxhinjerisë së Detit”, me autor Subrata Chakabarti citon se “API 5L i markës X65 është bërë marka e çelikut të përzgjedhur për tubacionet e thellësive të mëdha në det. Arësyet kryesore për këtë zgjedhje janë efikasiteti i kostos dhe teknologjia e përshtatshme e saldimit⁵⁹.

Mbështetur në sa më sipër markat e çelikeve të marra në konsideratë në këtë studim janë;

- **L485MB ose API 5L X70 për pjesën onshore**
- **L450MB ose API 5L X65 për pjesën offshore.**

Përzgjedhja e markave të tubave në këtë studim është bërë vetëm për qëllim të llogaritjeve hidraulike sepse llogaritja e kostove përkatëse sikurse shpjegohet në kapitujt më poshtë bazohet në përgjithësime të projekteve të ndryshëm pavarësisht markave të çelikut që janë përdorur në to.

Vlerat e trashësive të mureve që kanë rezultuar nga llogaritjet janë marrë në konsideratë në propozimin e zgjidhjeve teknike të mundshme për alternativat përkatëse.

III.1.12.3 Faktori i Projektimit

Faktori i projektimit që përdoret në llogaritjen e trashësisë së mureve të tubave në tokë merr në konsideratë prezencën dhe intensitetin e popullatës dhe aktivitetit njerëzor dhe të banesave brenda një korridorit të përcaktuar me gjerësi 400 m⁶⁰:

- **Zona e klasit 1** – një rryp tokë përgjatë tubacionit në të cilin në çdo milje (1.6 km) përgjatë korridorit të tubacionit ndodhen banesa që kanë më pak se 6 apartamente dhe janë më të ulëta se 4 kate.
- **Zona e klasit 2** - një rryp tokë përgjatë tubacionit në të cilin në çdo milje (1.6 km) përgjatë korridorit të tubacionit ndodhen banesa që kanë më shumë se 6 por më pak se 28 apartamente dhe janë më të ulëta se katër kate.
- **Zona e klasit 3** - një rryp tokë përgjatë korridorit të tubacionit në të cilin ndodhen banesa që kanë më shumë se 28 apartamente dhe janë më të ulëta se katër kate, ose ku ka godina komerciale, industriale, shërbimi, edukimi, shëndeti dhe godina të tjera si dhe hapësia publike sikurse janë sheshe lojrash për fëmijë, shtigje për ecje, hapësira pushimi, tribuna të hapura, fusha sporti, parqe dhe hapësira të ngjashme ku më shumë

⁵⁷ “For low-alloy steel pipelines operating in sour service, X65 is currently the established material” Page 677, Qiang Bai and Yong Bai “Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation” page 675, Gulf Professional publications, 2014.

⁵⁸ “The number of offshore pipe installation contractors with proven experience in welding X70 steel line pipe is limited” page 687, Qiang Bai and Yong Bai “Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation” page 675, Gulf Professional publications, 2014.

⁵⁹ “API 5L grade X-65 has become the steel grade of choice for deepwater offshore pipelines. The main reasons for this choice are cost-effectiveness and adequate welding technology” Page 895, SUBRATA K. CHAKRABARTI, HANDBOOK OF OFFSHORE ENGINEERING, Volume II, 2005

⁶⁰ ASME 31.8-2018, para 840.2

se 20 vetë banojnë në mënyrë të përhershme dhe janë të vendosur në një distancë prej 100 m prej aksit të tubacionit

- **Zona e klasit 4** – një rryp tokë ku ndodhen në mënyrë dominuese godina më të larta se katër kate.

Faktorët bazë të projektimit për zonat përkatëse jepen nga tabela me poshtë (ASME 31.8)

Tabela 16: Faktori i projektimit sipas klasës së vendndodhjes ne toke

Faktori bazë i projektimit, F	
Klasa e vendndodhjes	Faktori i projektimit, F
Klasa e vendndodhjes 1, Ndarja 1	0.80
Klasa e vendndodhjes 1, Ndarja 2	0.72
Klasa e vendndodhjes 2	0.60
Klasa e vendndodhjes 3	0.50
Klasa e vendndodhjes 4	0.40

Përsa i përket tubacioneve në det për transportimin e gazit faktori i projektimit i rekomanduar nga të gjithë kodet kryesore, për zonat të cilat janë larg platformave detare merret i barabartë me 0.72⁶¹.

Në fazat më të avancuara të projektimit për çdo segment të tubacionit do të duhet të aplikohet koefiçenti përkatës i projektimit. Trashësia e mureve përcakton madhësinë e diametrit të brendshëm të tubacionit. Në tabelat që do të vijojne do të jepen trashësitë e mureve të tubacioneve për marka të ndryshme çeliku për të gjithë klasat e terrenit dhe ato ne det. Nga rezultatet e paraqitura për efekt të kryerjes së llogaritjeve hidraulike është supozuar një trashësi konstante e mureve përgjatë gjithë tubacionit të cilat përkojnë me faktorët e mëposhtëm të projektimit;

- **Faktori projektimit për tubacionet në tokë, F=0.72, i cili përkon me klasin 1/b të vendndodhjes**
- **Faktori projektimit për tubacionet në det, F=0.72, i cili përkon me tubacionet që ndodhen në det në largësi nga platformat detare⁶²**

Trashësia e mureve të tubacioni S-IAP; Stavrochori,GR – Seman, Fier, AL me diametër 42” për regjimin 20 BCM/vit

Duke qenë së ky tubacion do të duhet të jetë në gjendje të transportojë edhe 20BCM/vit, parametrat e tij janë llogaritur duke marrë në konsideratë këtë rregjim pune.

⁶¹ Qiang Bai and Yong Bai “Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation” page 27, Gulf Professional publications, 2014, ISBN: 978-0-12-386888-6 “For subsea pipelines located in the off-platform zone, the design (usage) factor is specified as 0.72 by all major codes”

⁶² Qiang Bai and Yong Bai “Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation” page 27, Gulf Professional publications, 2014, ISBN: 978-0-12-386888-6 “For subsea pipelines located in the off-platform zone, the design (usage) factor is specified as 0.72 by all major codes”

Tabela 17: Parametrat kryesorë të tubacionit Stavrochori, GR – Seman, Fier, AL

Diametri jashtëm / Outside Diametër (42")	D	mm	1,066.80
Presioni projektimit / Design Pressure (highest static pressure)	P	MPa	12.00
Faktori i saldimeve gjatësore / Longitudinal Joint Factor	E		1.0
Faktori i devijimit prej temperaturës / Temperature derating factor	T		1.0

Tabela 18: Llogaritja e trashësisë së mureve të tubacionit Stavrochori, GR – Seman, Fier, AL për marka të ndryshme çeliku (përfshirë API 5L X65).

Klasa e vendndodhjes / Faktori i projektimit, (Rregullore teknike 463)	Klasa e vendndodhjes	Faktori i projektimit (F)	A	B	X42	X46	X52	X56	X60	X65	X70	X80
Kufiri i deformimit elastik	S	MPa	207	241	289	317	358	386	413	448	482	551
Zona e klasit 1/a	1/b	0.8	38.65	33.20	27.69	25.24	22.35	20.73	19.37	17.86	16.60	14.52
Zona e klasit 1/b	1/b	0.72	42.95	36.89	30.76	28.04	24.83	23.03	21.53	19.84	18.44	16.13
Zona e klasit 2	2	0.6	51.54	44.27	36.91	33.65	29.80	27.64	25.83	23.81	22.13	19.36
Zona e klasit 3	3	0.5	61.84	53.12	44.30	40.38	35.76	33.16	31.00	28.58	26.56	23.23
Zona e klasit 4	4	0.4	77.30	66.40	55.37	50.48	44.70	41.46	38.75	35.72	33.20	29.04

Vlera prej 18,44 mm përkon me skedule 40 për tubacionin 42"

Për këtë skedule diametri i brendshëm i tubacionit rezulton $D_i = 1,029.91$ mm

Trashësia e mureve të tubacionit IGI Poseidon; Stavrochori - Stavrolimenas, GR – Otranto - CTMS Melendugno, IT me diametër 36" për rregjimin 20 BCM/vit

Llogaritja e tubacionit Stavrochori-Stavrolimenas-Otranto-Melendugno është marrë si një tubacion i vetëm 36" me gjatësi 248 km nga të cilat 196 km offshore.

Plotësimi i kushtit që presioni në dalje në Melendugno të jetë $P_o=75$ barg për debitin 20BCM për një tubacion 36", duhet që presioni në hyrje të këtij tubacioni në Stavrochori të jetë në nivelin $P_i = 165$ barg.

Tabela 19: Parametrat kryesorë të tubacionit Stavrolimenas, GR – CTMS Melendugno, IT 20 BCM/vit

Diametri jashtëm / Outside Diametër (36")	D	mm	914.40
Presioni projektimit / Design Pressure (highest static pressure)	P	MPa	16.50
Faktori i saldimeve gjatësore / Longitudinal Joint Factor	E		1.0
Faktori i devijimit prej temperaturës / Temperature derating factor	T		1.0

Tabela 20: Llogaritja e trashësisë së mureve të tubacionit Stavrochori – Stavrolimenas, GR – Otranto - CTMS Melendugno, IT për marka të ndryshme çeliku dhe klasat e ndryshme të terrenit debiti 20 BCM/vit.

Klasa e vendndodhjes / Faktori i projektimit, (Rregullore teknike 463)	Klasa e vendndodhjes	Faktori i projektimit (F)	A	B	X42	X46	X52	X56	X60	X65	X70	X80
Kufiri i deformimit elastik	S	MPa	207	241	289	317	358	386	413	448	482	551
Zona e klasit 1/a	1/b	0.8	45.55	39.13	32.63	29.75	26.34	24.43	22.83	21.05	19.56	17.11
Zona e klasit 1/b	1/b	0.72	50.62	43.48	36.25	33.05	29.27	27.14	25.37	23.39	21.74	19.02
Zona e klasit 2	2	0.6	60.74	52.17	43.51	39.66	35.12	32.57	30.44	28.06	26.09	22.82
Zona e klasit 3	3	0.5	72.89	62.60	52.21	47.59	42.14	39.09	36.53	33.68	31.30	27.38
Zona e klasit 4	4	0.4	91.11	78.26	65.26	59.49	52.68	48.86	45.66	42.10	39.13	34.23

Sikurse mundet të vërehet trashësia e tubacionit për markën më të lartë të çelikut dhe koeficientin e projektimit prej 0.72 për offshore rezulton në 23.39 mm ose 0.95 inches. Sipas standartit API 5L tubi me trashësinë më të përafërt është ai me trashësi muresh 1 inch.

Duke u mbështetur në kushtet e presioneve të testimit të ASME⁶³ presioni i testimit rezulton të jetë 21.45 MPa. Kjo vlerë është më e lartë nga kufiri i presionit të testimit që rekomandon API 5L⁶⁴ prej 3,000 psi ose 20.68 MPa çfarë vë në diskutim pajtueshmërinë e kësaj zgjidhjeje me kushtet e pritshme të operimit.

Në shtesë të sa më sipër dhe duke marrë në konsideratë presionet shumë të larta të rregjimit të kompresorëve, sikurse do të prezantohet në vijim, duket se per rregjimin 20 BCM mundet të jetë

⁶³ (*) ASME Table 841.3.2-1 Test Requirements for Steel Pipelines and Mains to Operate at Hoop Stresses of 30% or More of the Specified Minimum Yield Strength of the Pipe (2017)

⁶⁴ API 5L Specifications for Line Pipe (2004) page 58, Table 6C (Continued)-Plain-end Line Pipe Dimensions, Weights per Unit Length, and Test Pressures for Sizes 65/8 through 80 (U.S. Customary Units)

më efikas ndërtimi i një linje të dytë me të njëjtin diametër se sa të operohej linja 36” në presione shumë të larta. Arritja në një konkluzion përfundimtar do të duhej të ishte rezultat i një analize më të thelluar që del jashtë objektivit të këtij materiali.

Nisur nga sa më sipër në vijim janë kryer llogaritjet e trashësisë së tubit të IGI Poseidon për kushtet kur debitet e gazit janë 10 BCM/vit.

Trashësia e mureve të tubacionit IGI Poseidon; Stavrochori - Stavrolimenas, GR – Otranto - CTMS Melendugno, IT me diametër 36” për rregjimin 10 BCM/vit

Tabela 21: Parametrat kryesorë të tubacionit Stavrolimenas, GR – CTMS Melendugno, IT 10 BCM/vit

Diametri jashtëm / Outside Diametër (36”)	D	mm	914.40
Presioni projektimit / Design Pressure (highest static pressure)	P	MPa	16.00
Faktori i saldimeve gjatësore / Longitudinal Joint Factor	E		1.0
Faktori i devijimit prej temperaturës / Temperature derating factor	T		1.0

Tabela 22: Llogaritja e trashësisë së mureve të tubacionit Stavrochori – Stavrolimenas, GR – Otranto - CTMS Melendugno, IT për marka të ndryshme çeliku dhe klasat e ndryshme të terrenit, debiti 10 BCM/vit.

Klasa e vendndodhjes / Faktori i projektimit, (Rregullore teknike 463)	Klasa e vendndodhjes	Faktori i projektimit (F)	A	B	X42	X46	X52	X56	X60	X65	X70	X80
Kufiri i deformimit elastik	S	MPa	207	241	289	317	358	386	413	448	482	551
Zona e klasit 1/a	1/b	0.8	44.17	37.94	31.64	28.85	25.54	23.69	22.14	20.41	18.97	16.60
Zona e klasit 1/b	1/b	0.72	49.08	42.16	35.16	32.05	28.38	26.32	24.60	22.68	21.08	18.44
Zona e klasit 2	2	0.6	58.90	50.59	42.19	38.46	34.06	31.59	29.52	27.21	25.29	22.13
Zona e klasit 3	3	0.5	70.68	60.71	50.62	46.15	40.87	37.90	35.42	32.66	30.35	26.55
Zona e klasit 4	4	0.4	88.35	75.88	63.28	57.69	51.08	47.38	44.28	40.82	37.94	33.19

Trashësia e tubacionit për markën X65 dhe koeficientin e projektimit prej 0.72 për offshore rezulton në 22.68 mm ose 0.89 inches. Faktori dominues në përcaktimin e presionit maksimal është thellësia e detit. Sipas standartit API 5L tubi me trashësinë më të përafërt është ai me trashësi muresh 0.938 inch ose 23.8 mm.

Në kushtet kur faktori dominues është thellësia e detit, trashësia e llogaritur më sipër për 10BCM është e vlefshme edhe për sasi të 14 BCM/vit.

Trashësia e mureve të TAP offshore Seman – CTMS Melendugno

Në mungesë të informacioneve për TAP offshore dhe për të siguruar plotësimin e kushteve të rrjedhës hidraulike për rregjimin 20 BCM/vit për segmentin Seman – Otranto, në mënyrë të ngjashme janë llogaritur trashësitë e mureve të segmenteve të këtij segmenti për të llogaritur me tej diametrin e brendshëm të tij si me poshtë vijon.

Tabela 23: Parametrat kryesorë të tubacionit TAP offshore Seman – CTMS Melendugno, 20 BCM/vit

Diametri jashtëm / Outside Diameter (36")	D	mm	914.40
Presioni projektimit / Design Pressure (highest static pressure)	P	MPa	13.50
Faktori i saldimeve gjatësore / Longitudinal Joint Factor	E		1.0
Faktori i devijimit prej temperaturës / Temperature derating factor	T		1.0

Tabela 24: Llogaritja e trashësisë së mureve të tubacionit TAP offshore Seman – CTMS Melendugno, për marka të ndryshme çeliku dhe klasat e ndryshme të terrenit, debiti 20 BCM/vit.

Klasa e vendndodhjes / Faktori i projektimit, (Rregullore teknike 463)	Klasa e vendndodhjes	Faktori i projektimit (F)	A	B	X42	X46	X52	X56	X60	X65	X70	X80
Kufiri i deformimit elastik (MPa)	S		207	241	289	317	358	386	413	448	482	551
Zona e klasit 1/a	1/b	0.8	37.27	32.01	26.70	24.34	21.55	19.99	18.68	17.22	16.01	14.00
Zona e klasit 1/b	1/b	0.72	41.41	35.57	29.66	27.04	23.95	22.21	20.76	19.14	17.79	15.56
Zona e klasit 2	2	0.6	49.70	42.68	35.60	32.45	28.73	26.65	24.91	22.96	21.34	18.67
Zona e klasit 3	3	0.5	59.63	51.22	42.71	38.94	34.48	31.98	29.89	27.55	25.61	22.40
Zona e klasit 4	4	0.4	74.54	64.03	53.39	48.68	43.10	39.98	37.36	34.44	32.01	28.00

Trashësia e tubacionit për markën X65 dhe koeficientin e projektimit prej 0.72 për offshore rezulton në 19.14 mm ose 0.753 inches. Sipas standartit API 5L tubi me trashësinë më të përafërt është ai me trashësi muresh 0.75 inch ose 19.05 mm.

III.1.12.4 Zonat e kryerjes së punimeve (working strip area)

Sikurse termi e tregon zona e kryerjes së punimeve është hapësira e nevojshme për kryerjen e punimeve civile për ndërtimin e tubacionit aksesi në të cilën sigurohet me anë të lejes së

përkohshme të aksesit. Përcaktimi i madhësisë së hapësirës nuk ka rregulla strikte apo standarte. Zakonisht gjerësia e korridorit të punimeve është objekt marrveshjeje e Investitorit me Kontraktorin duke përfshirë shpesh edhe Autoritetet Lokale. Gjerësia varet nga rrethanat specifike, rregullat lokale dhe kombëtare dhe nga lloji i makinerive që përdoren nga kontraktorët për kryerjen e punimeve civile. Gjerësia e korridorit mundet gjithashtu të ndryshojë në pjesë të veçanta të rrugës (p.sh. në rast të një kryqëzimi ose të një shpimi horizontal hapësira e nevojshme do të duhet të jetë shumë më e madhe). Figura në vijim jep një paraqitje skematike të zonës së kryerjes së punimeve.

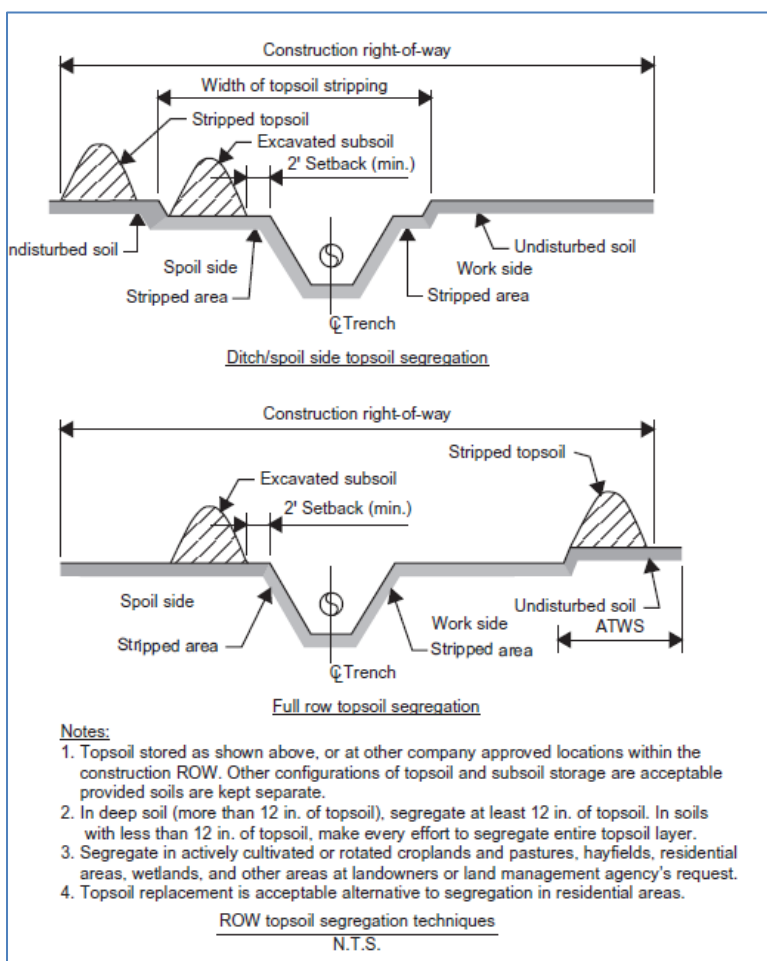


Figura 29: Paraqitje skematike e zonës së kryerjes së punimeve dhe vendosjes së dherave gjatë punimeve⁶⁵

Tabela në vijim jep udhëzime mbi madhësinë e zakonshme të zonës së punimeve në vartësi të diametrit të tubacionit dhe llojit të tokës;

⁶⁵ Pipeline Planning and Construction Field Manual - (Elsevier, 2011) E, Shashi Menon, Glenn A. Winger Chapter 16 “Pipeline Construction”,

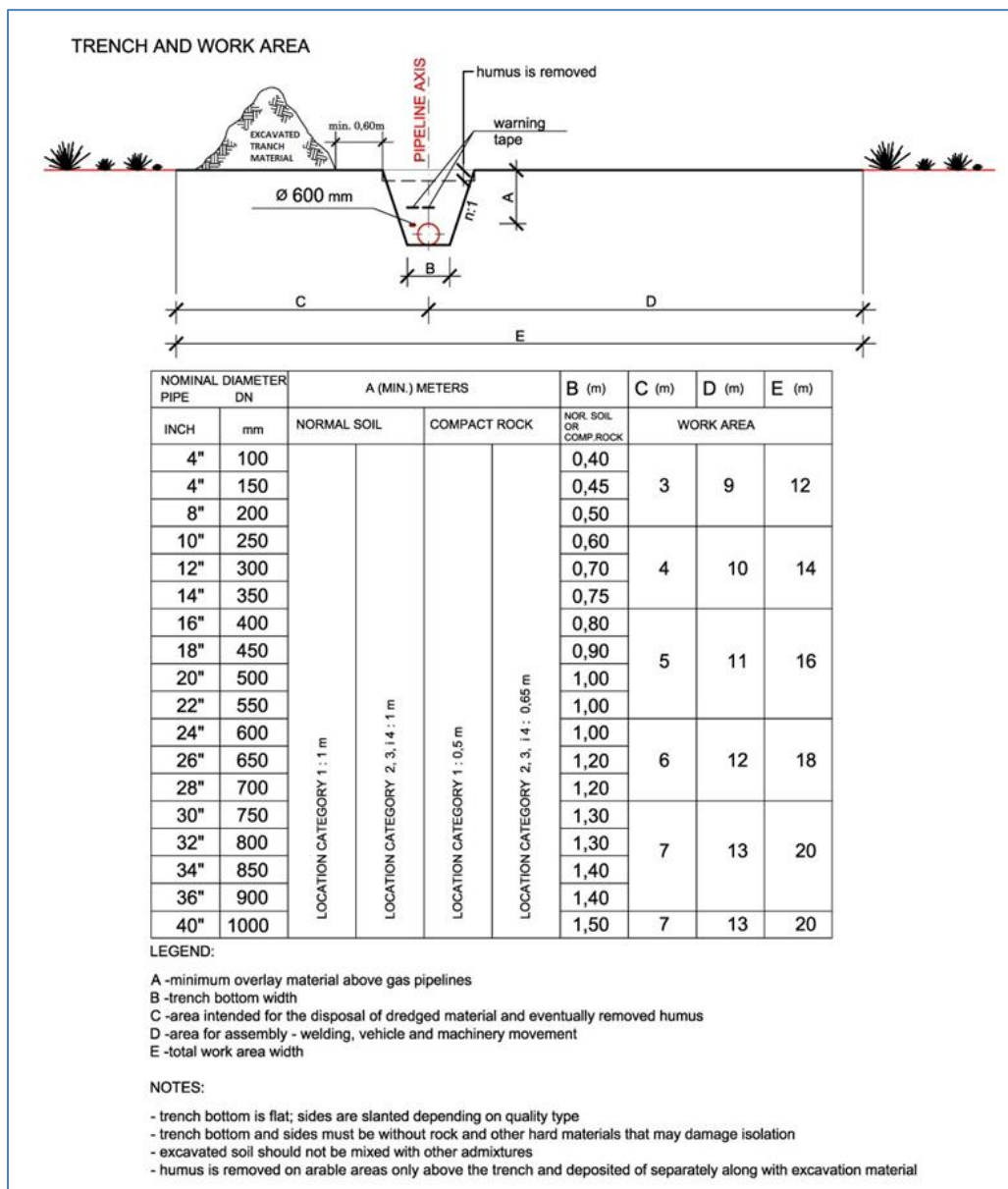


Figura 30: Kanali i tubit dhe zona e punës / Pipeline trench and working area⁶⁶

III.1.12.5 Zonat e sigurisë të tubacionit,

Zonat e sigurisë së tubacionit shoqërohen me masa që janë afatgjata dhe detyruese për gjithë jetën operacionale të tubacionit. Ato janë subjekt i të drejtës së aksesit dhe shoqërohen me kufizime për tri gjerësi korridoresh kryesorë. Sikurse edhe në rastin e zonave të kryerjes së punimeve nuk egzistojnë rregulla të pranuar prej të gjithëve në lidhje me madhësinë e zonave të sigurisë megjithatë operatorët e kujdesshëm të sistemeve të tubacioneve ndjekin praktika të ngjashme në

⁶⁶ WB15-REG-ENE-03 “Pre-feasibility Study for Albania to Kosovo Gas Pipeline”. Final Pre-Feasibility Study Report, Annexes, Nov 2018.

mënyrë të veçantë në zonat ku distancat janë të pamjaftueshme për të siguruar mbrojtjen publike. Tabela dhe figura në vijim paraqesin zonat e sigurisë të ndjekura nga TAP gjatë zbatimit të projektit në Shqipëri dhe në Greqi të cilat mund të ndiqen edhe në rastin e ndërtimit të tubacionit S-IAP.

Tabela 25 Zonat e Sigurisë të tubacionit⁶⁷

Zona	Madhësia	Përshkrimi
Zona parësore e sigurisë / zonë e pastër në mënyrë të përhershme.	2x4=8m 4 m në çdo anë të aksit të tubacionit	Nuk lejohet gjërmimi ose kultivimi dhe rritja e bimeve me rrënjë më të thella së 0.5m
Zonë e mbrojtur / Zonë e mbrojtur me godina banimi	2x20=40m 20 metra nga çdo anë e aksit të tubacionit	Nuk mundet të ndërtohen shtëpi banimi që prej momentit që është ndërtuar tubacioni
Zona më e gjerë e mbrojtur	2x200=400m 200 metra nga secila anë e aksit të tubacionit	Cdo zhvillim i ardhshëm do të duhet të marrë në konsideratë prezencën e tubacionit nën presion dhe duhet të parashikojë masat mbrojtëse përkatëse

⁶⁷ TAP, Marrëveshja me qeverinë e vendit pritës Aneks

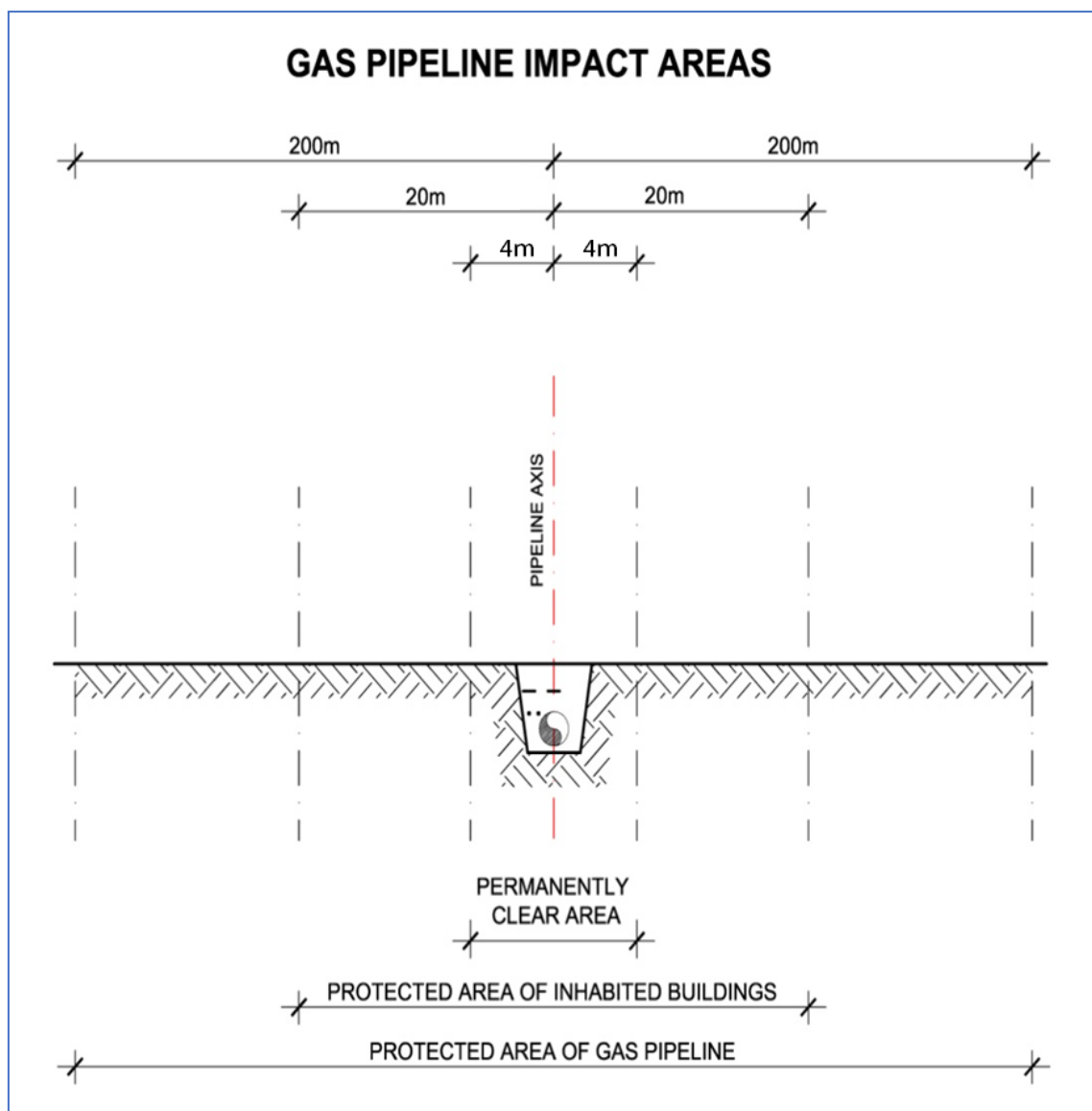


Figura 31: Zonat e përhershme të sigurisë së tubacionit

Tubacionet në tokë parashikohen të jenë të vendosura në kanale përgjatë të gjithë gjatësisë së tyre në thellësi të përcaktuar në funksion të llojit të tokës ku do të vendoset (EN 1594, klauzola 7.7):

- Në tokë argjilore rekomandohet një thellësi minimale prej 1m e matur nga pjesa e sipërme e tubit të gazit (gërmimi i tokës së kategorisë I-III);
- Në tokë shkëmbore të paktën 0.8m e matur nga pjesa e sipërme e tubit të gazit (gërmimi i tokës së kategorisë IV-VI).

Sikurse në rastin e zonave të kryerjes së punimeve përcaktimi i thellësisë finale duhet të jetë objekt i një analize më të thelluar.

III.1.12.6 Jeta e tubacionit dhe toleranca ndaj korrozionit

Fillimisht sistemet e tubacioneve kanë qenë të projektuar për periudha 25 vjeçare. Praktika ka treguar së jetëgjatësia e tyre është shumë më e gjatë. Sot shumica e tubacioneve dhe sistemeve bashkëshoqëruese janë ende në funksionim në përputhje me kërkesat teknike dhe të sigurisë për shkakun së zëvendësimi i tyre është shumë i kushtueshëm por edhe sepse janë të leverdisshme ekonomikisht. Duke patur parasysh këtë fakt kompanite vijnë të mbajnë në funksionim sistemet e gazit natyror por duke bërë kontrollin strikt dhe të vazhdueshëm të tyre⁶⁸.

Në kushtet e sotme me aplikimin e teknologjive që mundësojnë tolerancën zero ndaj korrozionit jetëgjatësia e një tubacioni mundet të tejkalojë 50 vjet.

Pavarësisht sa më sipër përse i përket vlerësimit të efikasitetit të investimit periudha në shqyrtim merret deri në 25 vjet sikurse është shqyrtuar më në detaje në seksionin e analizës ekonomike me poshtë.

III.1.12.7 Instalimet sipërfaqësore; stacionet e transferimit doganor dhe matjes (CTMS), stacionet e reduktimit të presionit dhe matjes (PRMS), instalimet e lëshimit dhe pritjes së instrumentave të kontrollit të tubacionit (PIG), Stacionet e Valvolave të Bllokimit (BVS)

Stacionet e Valvolave të Bllokimit (BVS)

Në përputhje me EN 1594 dhe ASM 31.8 distanca ndërmjet stacioneve të valvolave të bllokimit për vendndodhjet e klasit 1 duhet të varioje në nivelin e 30 km e cila sjell si pasojë nevojën e 7 BVS për alternativën lindore të tubacionit S-IAP onshore Stavrochori, GR – Seman, Fier, AL ndërkohë që për alternativën perëndimore do të duhen 8 BVS. Një stacion tipik valvolash bllokimi duhet të ketë një valvul automatike sferike dhe një tub evakuimi (fakel) në të cilin gazi mundet të clirohet dhe të digjet në rast nevoje. Mbyllja e secilës BVS duhet të jetë e mundur të kontrollohet në distance. Vendndodhja e BVS duhet të jetë larg linjave të sistemit elektrik.

⁶⁸ “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices” by Saeid Mokhtab William a Poe John Y Mak, 2019

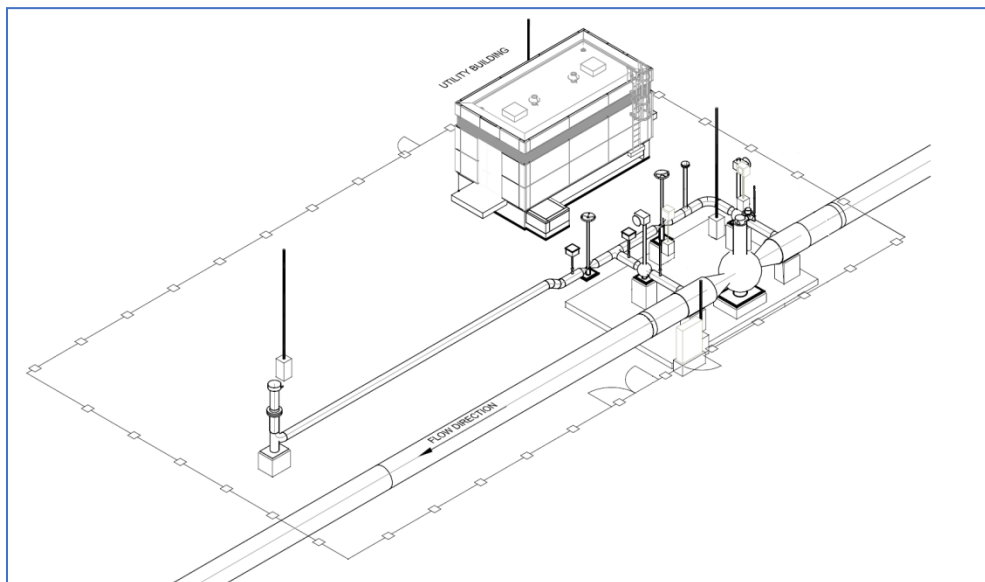


Figura 32: Paraqitje skematike e një stacioni tipik valvulash bllokimi (BVS)

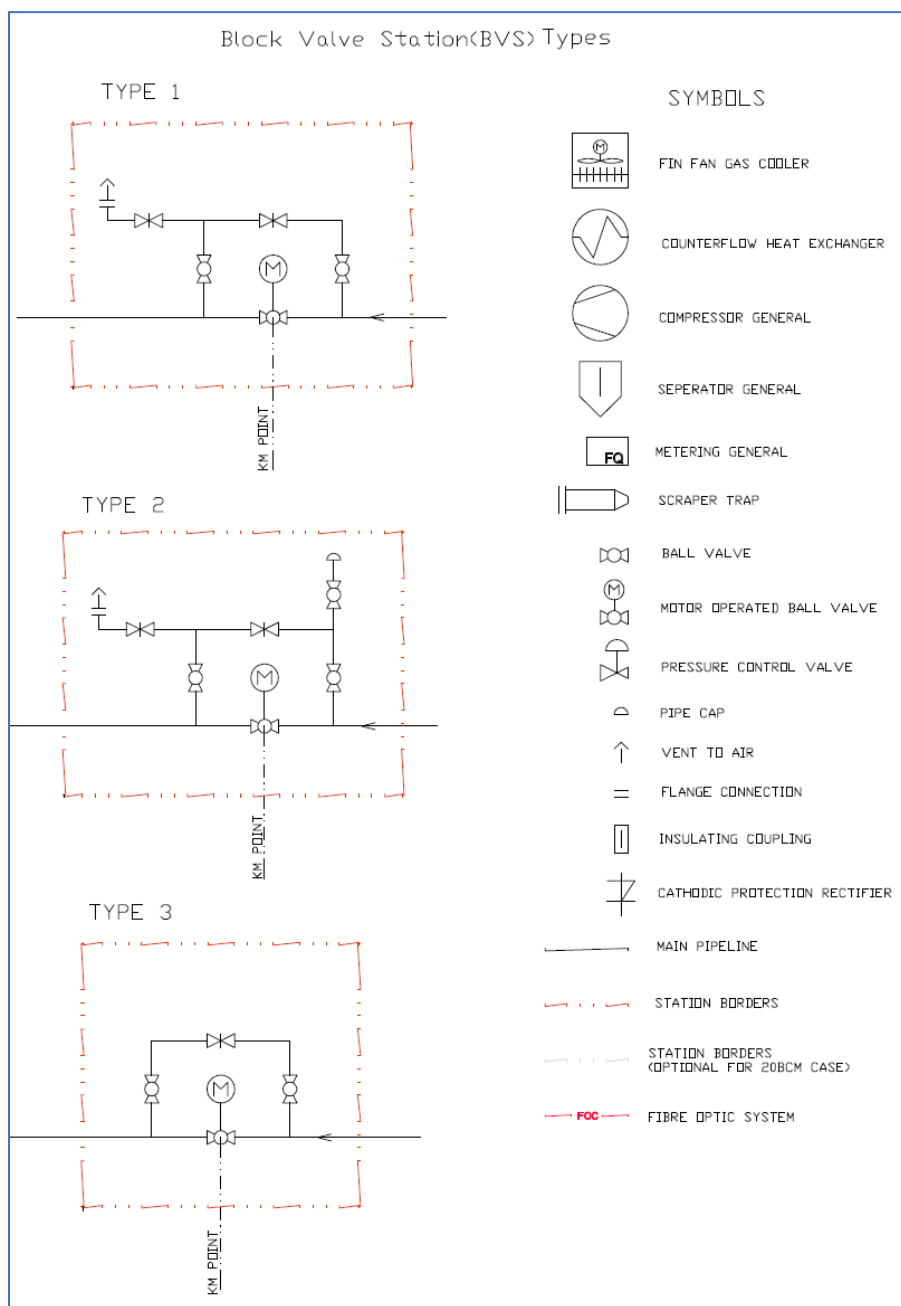


Figura 33: Skema të tipeve të ndryshëm të BVS

Instalimet e lëshimit dhe pritjes së instrumentave të kontrollit të tubacionit (PIG)

Operimi dhe mirëmbajtja normale e një sistemi transmetimi dhe prognozimi në kohë i problemeve të mundshme është i lidhur ngushtë me monitorimin e rregullt të tubacionit nëpërmjet paisjeve të njohura si PIG (pipeline inspection gauge). Instalimet e lëshimit dhe pritjes së pig vendosen zakonisht në pikat skajore të një tubacioni me diametër uniform ose së bashku me PRMS ose CTMS. Në vijim jepet një skeme tipike e instalimeve të lëshimit dhe pritjes së pig.

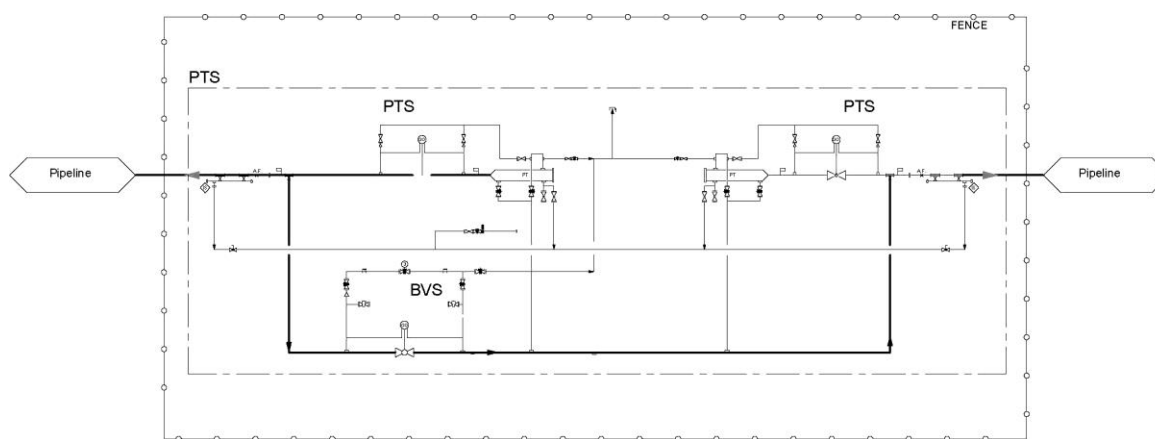


Figura 34: Konfigurimi tipik i instalimeve të lëshimit dhe mbërritjes së instrumentave të kontrollit të tubacionit (pig)

Stacionet e transferimit doganor dhe të matjes (CTMS)

Stacionet CTMS janë vendndodhjet ku kryhen shkëmbimet/transferimet ndërmjet sistemeve të ndërlidhura midis vendeve të ndryshme mbi bazën e matjes së vëllimeve të gazit të transferuar dhe përmbajtjes energjetike të tyre në bazë të cilave bëhen edhe pagesat përkatëse.

Sipas rastit mundet të vendosen CTMS në çdo anë të kufirit ose sikurse mundet të arrihet marrëveshja për pasjen e një CTMS të përbashkët. CTMS përbëhet nga një BVS, instalimet e lëshimit dhe pritjes së instrumentave pig, sistemi SCADA, furnizimi me energji elektrike dhe sistemi i lidhur i tubacioneve të gazit. Në vijim jepet një paraqitje skematike e një CTMS.

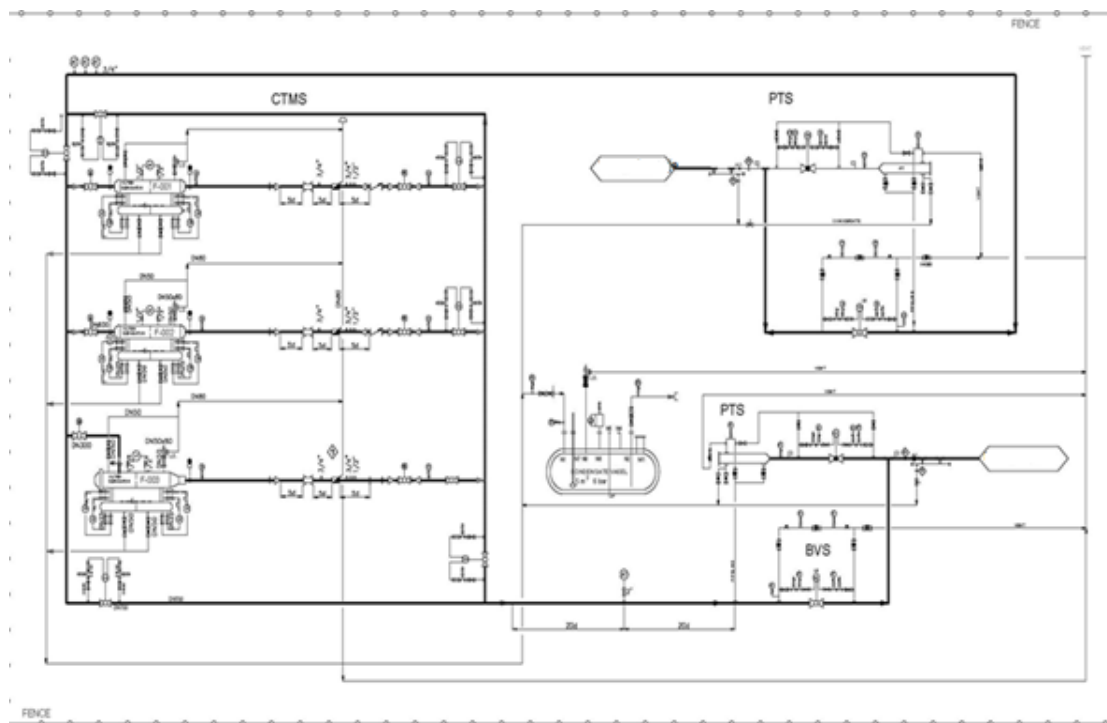


Figura 35: Paraqitje skematike e një stacioni të transferimit doganor dhe matjes (CTMS)

Stacionet e reduktimit të presionit dhe matjes (PRMS)

Stacionet PRMS shërbejnë për lidhjen e tubacioneve të transmetimit të gazit nën presion të lartë drejt tubacioneve të presionit të mesëm dhe të ulët. Ato shoqërohen zakonisht edhe me paisjet e matjes së sasive të gazit që lejnë ose hyjnë në tubacion. Shpesh në të njëjtat vendndodhje vendosen edhe pikat e lëshimit ose pritjes së instrumentave pig. Në vijim jepet shembull i një skeme tip të një stacioni PRMS.

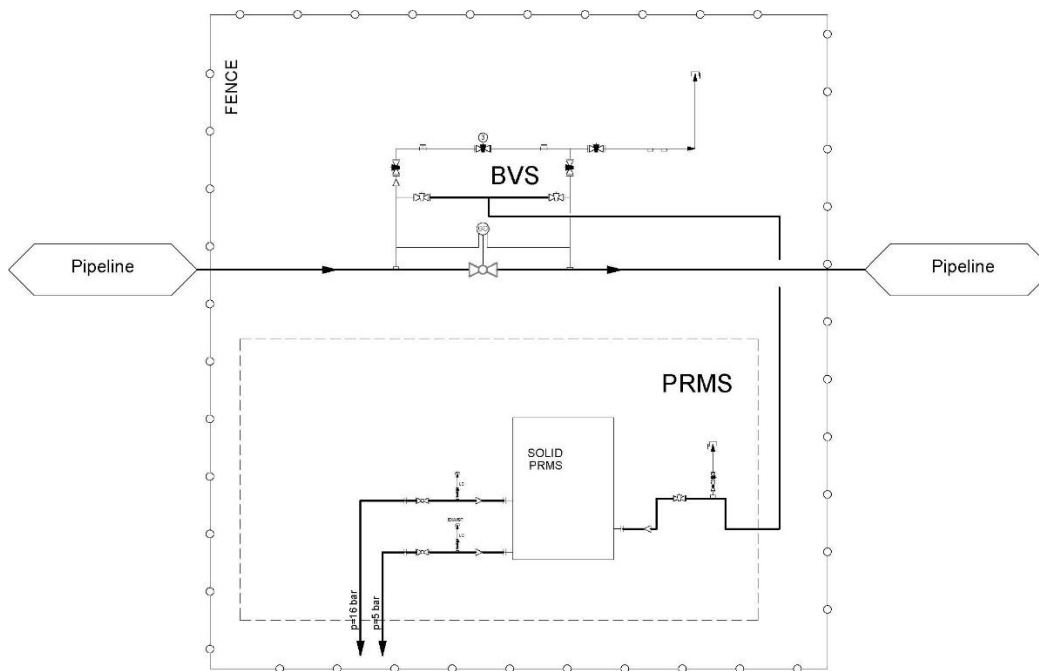


Figura 36: Paraqitje skematike e një stacioni të reduktimit të presionit dhe matjes (PRMS)

Distancat e sigurisë dhe hapësirat e nevojshme për BVS, PTS, PRMS dhe CTMS:

- Stacionet BVS dhe PTS duhet të jenë jo më pak se 30 m larg skajeve të korridorit të rrugëve ose hekurudhave.
- Stacionet PRMS që ndodhen në brendësi të strukturave solide duhet të jenë jo më pak se 15 m larg godinave të banimit dhe jo më pak se 30 m në rast se janë ndërtuar në hapësira të pa mbrojtura dhe te respektojnë te gjitha kërkesat sipas Rregullores Teknike G 491⁶⁹
- Hapësirat tipike të stacioneve të ndryshme jepen nga tabela në vijim

⁶⁹ Rregullat Teknike te Sektorit te Gazit ne Shqiperi, G 491

Tabela 26: Dimensionet tipike të instalimeve mbi tokë

Lloji i instalimeve	Dimensionet (m)
CTMS	100x100
PRMS	80x80
BVS	25x40
PTS	20x20

III.1.12.8 Karakteristikat sizmike

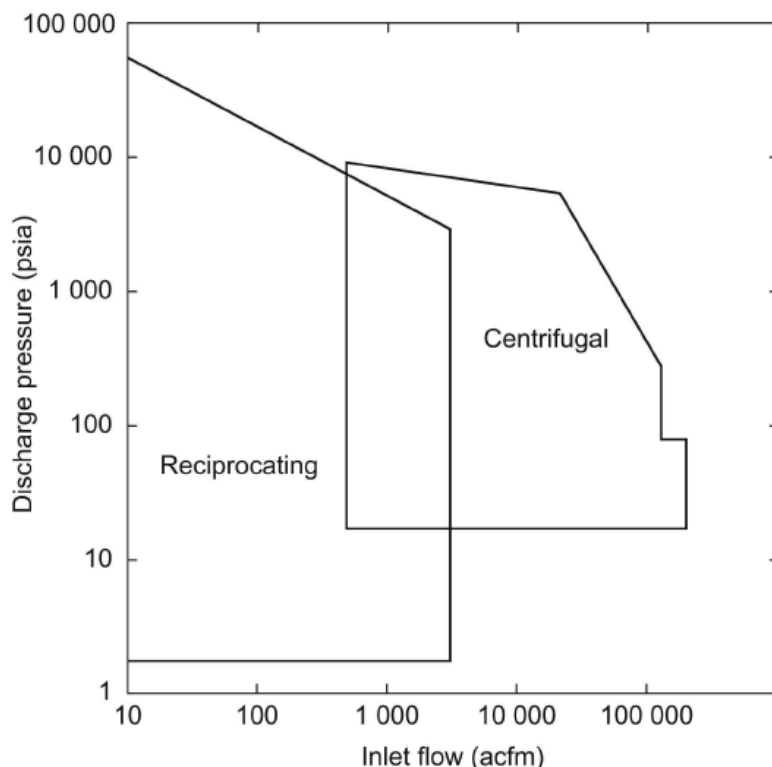
Ndërtimi i një tubacioni kërkon edhe një analizë të detajuar të aktivitetit sizmik të zonës ku do të ndërtohet tubacioni. Në këtë studim nuk është bërë ndonjë analizë e tillë. Në procesin e krahasimit të alternativave është supozuar se vlerësimet e kostove që janë marrë në konsideratë e përfshijnë edhe këtë aspekt.

III.2 Llogaritjet e Kompresorëve

Zhvendosja e gazit në tubacione është e shoqëruar me humbje të energjisë për shkak të forcave të fërkimit brenda vetë fluidit, fërkimin ndërmjet fluidit dhe mureve të brendshme të tubacioneve dhe paisjeve që ndodhen në sistem si dhe forcave të inercisë dhe gravitetit për shkak të formave të tubacionit dhe terrenit.

Fuqia e nevojshme që duhet të zhvillohet nga kompresorët është në vartësi të presionit dhe debitit të gazit që do të transportohet.

Sigurimi i energjisë së nevojshme për lëvizjen e fluideve në tubacione realizohet me pompa të modeleve të ndryshme të cilat mundet të jenë me pistonë ose centrifugale. Motorët të cilët vënë në lëvizje pompat ose kompresorët janë elektrike dhe me gaz. Grafiku në vijim jep kushtet për të cilat njëri tip është më i përshtatshëm sesa tjetri.



Coverage chart for reciprocating and centrifugal compressors (Carroll, 2010). acfm, actual cubic feet per minute.

Grafiku 1: Përshatshmëria e llojeve të pompave dhe kompresorëve në funksion të rregjimit të operacioneve

Duke u mbështetur në praktikën e industrisë në fushën e transmetimit të gazit natyror dhe për shkak të vecorive që paraqesin IGI dhe S-IAP+TAP kompresorët që do të merren në shqyrtim janë kompresorë centrifugalë me gazin natyror të furnizuar nga vetë sistemi. Një skemë tipike e një stacioni kompresorësh jepen në vijim:

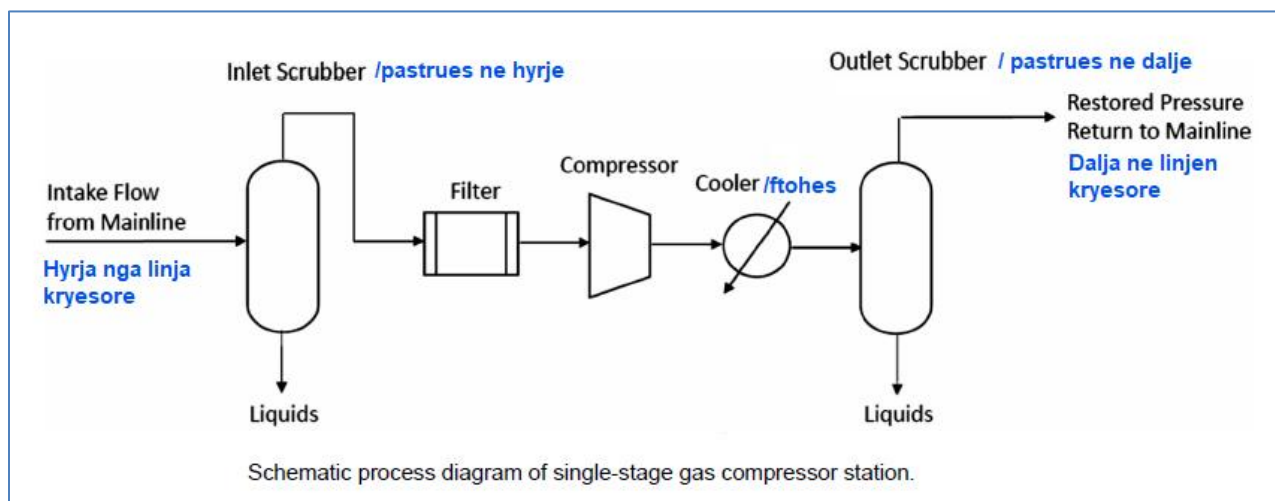


Figura 37: Paraqitje skematike e një stacioni kompresorësh me një nivel

Si pjesë e një sistemi transmetimi, stacioni i kompresorëve duhet të sigurojë që presioni në dalje të tij, i cili përkon me presionin në hyrje të tubacionit të transmetimit, të jetë i atillë që të përballojë rëniet e energjisë në tubacion për shkak të rrjedhjes si dhe kushtet e kërkuara në pikën e daljes së tubacionit. Në rastin konkret është e nevojshme që për tubacionin IGI presioni në dalje tek CTMS Melendugno të jetë 75 barg ndërkohë që për tubacionin S-IAP+TAP për segmentin e parë Stavrochori – Seman është e nevojshme që presioni në CS të TAP në Seman të jetë i barabartë me presionin e thithjes për rregjimin 20 BCM/vit dhe prej CS Seman në CTMS Melendugno presioni në dalje i kompresorëve duhet të jetë i tillë që të plotësojë kushtin e Snam Rete Gaz sikurse për rastin e IGI, pra të jetë 75 barg.

Për plotësimin e këtyre kushteve është e nevojshme të llogaritet fuqia e nevojshme që duhet të livrojnë kompresorët përkatës në tre vendndodhjet e mëposhtme;

S-IAP:

- CS Stavrochori 10 BCM/vit drejt Seman, Fier
- TAP CS Seman 20 BCM drejt CTMS Melendugno

IGI Poseidon:

- CS Stavrochori 10 BCM drejt CTMS Melendugno

Te njëjtat llogaritje do të kryhen edhe për rregjimin 20 BCM/vit

Disa nga parametrat kryesorë që karakterizojnë punën e një kompresori janë;

- T_1 = Temperatura në thithje
- P_1 = Presioni në thithje
- Z_1 = Faktori i kompresibilitetit në hyrje
- T_2 = Temperatura në dalje
- P_2 = Presioni i livruar
- Z_2 = Faktori i kompresibilitetit në dalje
- CR = Raporti i komprimimit (presionet janë në vlera absolute) $CR = \frac{P_2}{P_1}$
- γ = Raporti i nxehtesive specifike $\gamma = \frac{c_p}{c_v}$
- c_p = Nxehtesi specifike me presion konstant
- c_v = Nxehtesi specifike me volum konstant

Proçesi i komprimimit konsiston në kalimin e gjendjes së gazit nga një presion i dhënë në një presion më të lartë me anë të kryerjes së punës mekanike. Proçesi aktual i komprimimit krahasohet shpesh me dy proçese ideale; atë izotermik (me temperature konstante) dhe atë izentropik ose adiabatik i kthyshëm (pa shkëmbim nxehtësie gjatë proçesit të komprimimit dhe pa fërkim). Proçesi real ose politropik është i ngjajshëm me proçesin izentropik por nuk është adiabatik. Diagrama e mëposhtme bën një paraqitje të proçesit real të komprimimit së bashku me proçeset ideale. Sikurse vërehet proçesi real ndodhet në mes tyre.

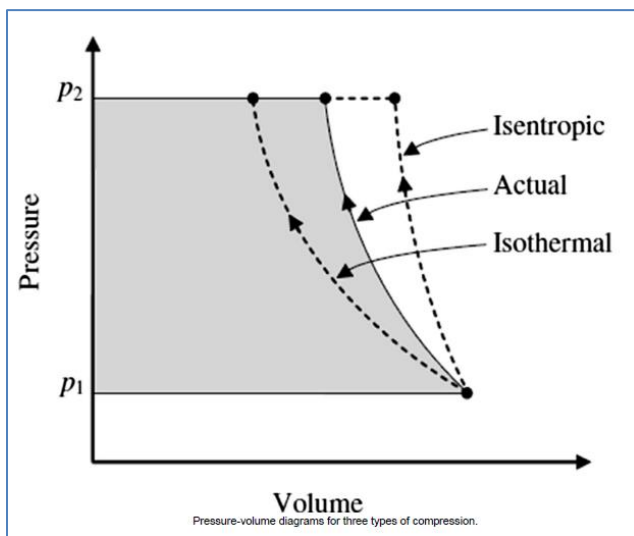


Figura 38: Diagramat presion-volum për tipet e ndryshme të komprimimit⁷⁰

Ekuacioni i një procesi politropik është si vijon;

$$PV^n = C$$

ku:

n = eksponenti politropik i cili në rastin kur procesi përafrohet me atë adiabatik kemi $n =$

$$\gamma = \frac{c_p}{c_v}$$

C = konstante e ndryshme nga konstantet e procesit izotermik dhe adiabatik

III.2.1 Raporti i Komprimimit CR

Raporti i komprimimit CR është një parameter shumë i rëndësishëm i kompresorit dhe është e pritshme të jetë gjithmonë më i madh se 1. Kompresorët mundet të jenë me një ose disa nivele (stage) në të cilin rast raporti i komprimimit për nivel jepet nga formula:

$$CR_{stage} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{1/n}$$

ku: n = numri i niveleve.

Raporti i komprimimit për një kompresor të një tubacioni gazi është zakonisht më i vogël së 2. Rritja e raportit të komprimimit varet nga cilësitë e gazit dhe nga temperatura e gazit. Kompresorët centrifugalë karakterizohen më mirë nga aftësia për të krijuar kollonë në total ose për çdo kat. Një kompresor me një kat për gaze me gravitet specifik në intervalin 0.58 – 0.70 mundet të realizojë një CR deri në 1.4. Në rastin e kompresorëve me shumë nivele raporti për nivel është më i ulët

⁷⁰ “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, Principles and Practices”, Fourth Edition, Saeid Mokhatab, Gas Processing Consultant, Canada, William A. Poe, Senior Principal Technical Consultant, AVEVA, USA, John Y. Mak, Senior Fellow and Technical Director, Fluor, USA, 2019

por kompresorët me shumë nivele mundet të arrijnë CR deri në nivelet 4 ose 5. Sidoqoftë nivelet e larta të CR shoqërohen me temperatura të larta të cilat janë faktorë kufizues. Në shtesë për kompresorët centrifugalë edhe shpejtësitë e rrotullimit nuk mundet të kalojnë përtej limiteve të caktuara për shkak të problemeve mekanike që mundet të gjenerohen dhe nevojës për ftohje ndërmjet niveleve të komprimimit të cilat ulin efikasitetin e procesit. Për raporte CR më të mëdha se 3 është e nevojshme të vendosen ftohësa ndërmjet kompresorëve.

Për qëllimin e studimit në fjalë nuk do të futemi në thellësinë e llogaritjes së të gjithë parametrave të projektimit të një stacioni kompresorësh por vetëm në fuqinë e tij sikurse shpjegohet në vijim;

III.2.2 Fuqia e kërkuar e komprimimit

Fuqia që kërkohet të zhvillohet nga një kompresor jepet nga formula në vijim;

$$\text{Power} = 4.0639 \left(\frac{\gamma}{\gamma-1} \right) Q T_1 \left(\frac{Z_1 + Z_2}{2} \right) \left(\frac{1}{\eta_a} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right]$$

ku:

Power = fuqia komprimuese në kW

γ = Raporti i nxehtesive specifike $\gamma = \frac{c_p}{c_v}$

Q = Debiti i gazit, milion Nm³/ditë

T₁ = Temperatura në thithje, K

P₁ = Presioni në thithje, kPa

P₂ = Presioni i livruar, kPa

Z₁ = Faktori i kompresibilitetit në hyrje

Z₂ = Faktori i kompresibilitetit në dalje

η_a = efikasiteti adiabatike/izentropike e kompresorit (vlerë decimale e cila në përgjithësi varion nga 0,75 deri në 0,85) **për llogaritjet e kryera në këtë studim është marrë vlera 0.80.**

Duke marrë në konsideratë edhe rendimentin mekanik të makinerive dhe paisjeve të sistemit llogarisim fuqinë totale të stacionit e njohur ndryshe edhe si Break Horse Power (BHP) sipas ekuacionit

$$BHP = \frac{HP}{\eta}$$

ku:

HP = Horse Power = fuqia e kompresorit në kW

η = Rendimenti mekanik i cili varion nga 0.95 deri në 0.98. **Për llogaritjet e kryera në këtë studim rendimenti mekanik është marrë i barabartë me 0.97 për të gjithë stacionet e kompresorëve.**

Për llogaritjen e konsumit të gazit për djegie rendimenti i turbinës me gaz është marrë 35%⁷¹.

Është supozuar po ashtu që tipi i kompresorëve të përzgjedhur për fazën fillestare 10 BCMY, do të duhet të përdoret edhe për zgjerimin e mundshëm të stacioneve deri në 20 BCMY.

Ndonëse rregjimi i punës së kompresorëve ndryshon në funksion të kërkesës për gaz sikurse performanca e tyre ndryshon në funksion të kushteve të ndryshueshme të temperaturës dhe presionit përgjatë vitit, llogaritjet janë kryer për një situatë e cila përkon me kushtet mesatare vjetore dhe me debitet maksimale dhe në nivel konstant.

III.2.3 Koefficienti izentropik ose raporti i nxehtesive specifike me presion konstant dhe volum konstant.

Për llogaritjen e koefficientit isentropik ose raporti i nxehtesive specifike $\gamma = \frac{c_p}{c_v}$ nevojitet njohja e nxehtësisë specifike molare (MCp) në presion konstant. Nxehtësia specifike ndryshon në mënyrë të konsiderueshme me rritjen e temperaturës. Duke qenë së një fenomen i tillë ndodh edhe gjatë procesit të komprimimit në kompresorë koefficienti γ llogaritet për vlerat mesatare të temperaturës së thithjes dhe atë të shkarkimit. Duke marrë temperaturën e thithjes në nivelin e 20°C dhe temperaturën në dalje në nivelin 65°C temperatura mesatare është 42.5°C

Llogaritja e koefficientit është kryer në dy mënyra edhe me anë të llogaritjes së nxehtësisë specifike të përzierjes së gazit natyror sikurse jepet nga tabela më poshtë si edhe me anë të grafikut të mëposhtëm duke dhënë rezultate shumë të përafërta.

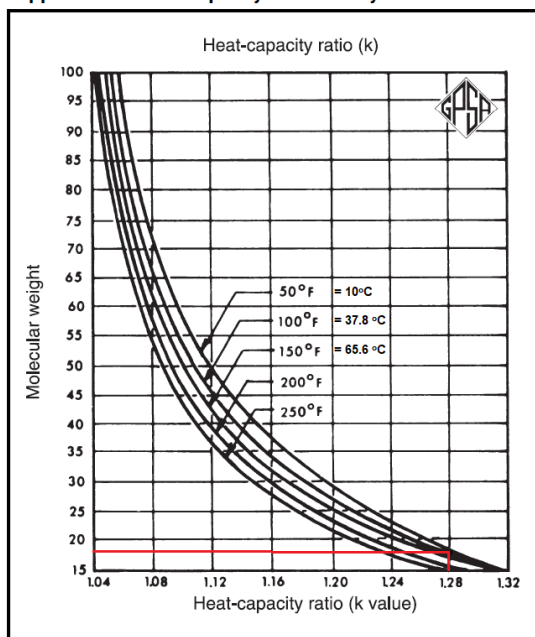
Tabela 27: Llogaritja e koefficientit izentropik

Komponenti	Formula	Mol (%)	Pesha molare (g/mol)	Corssp. Mass (g)	c_p (kJ/kgK)	c_v (kJ/kgK)	$K = \frac{c_p}{c_v}$	c_p përzierje (kJ/kgK)	c_v përzierje (kJ/kgK)	përzierje $k = \frac{c_p}{c_v}$
Nitrogen	N ₂	4.43	28.013	1.24	1.040	0.743	1.400	1.2906	0.922	
Carbon Dioxide	CO ₂	2.01	44.010	0.88	0.844	0.655	1.288	0.7465	0.579	
Hydrogen Sulfide	H ₂ S	0.00	31.400	0.00						
Methane	CH ₄	87.78	16.043	14.08	2.226	1.708	1.303	31.3477	24.053	
Ethane	C ₂ H ₆	2.72	30.070	0.82	1.744	1.468	1.188	1.4264	1.201	
Propane	C ₃ H ₈	1.54	44.097	0.68	1.669	1.480	1.128	1.1334	1.005	
i-Butane	i-C ₄ H ₁₀	0.50	58.124	0.29	1.663	1.520	1.094	0.4833	0.442	
n-Butanen	n-C ₄ H ₁₀	0.51	58.124	0.29	1.694	1.551	1.092	0.5022	0.460	
i-Pentanei	i-C ₅ H ₁₂	0.24	72.151	0.17	1.694	1.551	1.092	0.2933	0.269	

⁷¹ INGAA (Interstate Natural Gas Association of America), “Interstate Natural Gas Pipeline Efficiency” October 2010, faqe 19.

n-Pentanen	n-C ₅ H ₁₂	0.20	72.151	0.14	1.664	1.549	1.074	0.2401	0.224	
Hexane	C ₆ H ₁₄	0.03	86.178	0.03	1.654	1.558	1.062	0.0428	0.040	
Heptane	C ₇ H ₁₆	0.04	100.205	0.04	1.649	1.566	1.053	0.0661	0.063	
Sum		100		18.68				37.57	29.26	
Mixture->								2.012	1.567	1.284

Approximate Heat-Capacity Ratios of Hydrocarbon Gases



Grafiku 2: Korelacioni i ndryshimit të raportit të nxehtësive specifike në funksion të masës molare dhe temperaturës⁷²

III.3 Llogaritjet hidraulike për kapacitetin transmetues 10BCM/vit

Llogaritjet hidraulike për skenarin 10 BCM/vit për secilen nga alternativat janë paraqitur në paragrafet në vijim;

III.3.1 IGI Poseidon 10 BCM/vit (Stavrochori – Stavrolimenas – Otranto – Melendugno)

Alternativa IGI Poseidon duke filluar nga Stavrochori deri në Melendugno ka një gjatësi prej 248 km dhe përbëhet prej segmenteve që vijnë:

- Stacion kompresorësh në Stavrochori me fuqi të instaluar $(3+1) \times 15 \text{ MW} = 60 \text{ MW}$
- Seksioni tokësor i tubacionit Stavrochori – Stavrolimenas diametër 36”, gjatësi 29 km

⁷² “ENGINEERING DATA BOOK” Copyright © 2004 Gas Processors Suppliers Association, faqe 13-6

- Tubacion offshore Stavrolimenas – Otranto 36”, gjatësi 196 km
- Seksioni tokësor i tubacionit Otranto – CTMS Melendugno 36” me gjatësi 23.3 km

Të dhënat dhe llogaritjet hidraulike për kompresorin dhe tubacionin jepen në paragrafët në vijim

III.3.1.1 Stacioni i kompresorëve në Stavrochori

Llogaritjet e fuqisë së stacionit të kompresorëve janë kryer duke marrë në konsideratë krahas kushteve të sipërpërmendura edhe paramtrat në vijim;

- Presioni në thithje të stacionit të kompresorëve në Stavrochori pasi mbrin nga EastMed sikurse edhe për kompresorin e tubacionit S-IAP është marrë i njëjtë i barabartë me 55 barg.
- Presioni në dalje të kompresorëve, i cili përkon me hyrjen në tubacionin IGI, është marrë i atillë që të sigurojë që presioni në dalje të IGI Poseidon në CTMS Melendugno të plotësojë kërkesën e Snam Rete Gaz; $P = 75$ barg për debitin 10BCM/vit

Të dhënat e mësipërme janë përdorur për llogaritjet e fuqisë së nevojshme dhe atë të instaluar në stacionin e kompresorëve. Në tabelë është llogaritur edhe CAPEX për fuqinë e instaluar dhe konsumi i gazit natyror duke u mbështetur në të dhënat e raporteve të ACER dhe CEER.

Tabela 28: Llogaritja e kapacitetit dhe konsumit të gazit të Stacionit të Kompresorëve të IGI Poseidon për debitin 10BCM/vit

Fuqia e Stacionit të Kompresorëve të IGI Poseidon në Stavrochori për debitin 10 BCM/year			
Parametri	Simboli	Njësia SI	Vlera
Base Pressure	P_b	kPa	
Base Temperature	T_b	Kelvin	
Ratio of specific heat of gaz	γ	dimensionless	1.284
Gaz flow rate	Q	MNm ³ /day	30.08
Suction Temperature	T_1	Kelvin	298.15
Discharge Temperature	T_2	Kelvin	339.75
Suction Pressure	P_1	kPa	5,600.00
Discharge Pressure	P_2	kPa	10,750.00
Compression ratio		dimensionless	1.92
Compressibility factor at suction conditions	Z_1	dimensionless	0.90
Compressibility factor at discharge conditions	Z_2	dimensionless	0.90

Compressor adiabatic (isentropic) efficiency (ranges from 0.75 to 0.85)	η_a	dimensionless	80%
Compression Power	HP	kW	28,600
Mechanical efficiency of the compressor (varies between 0.95-0.98)	η_m	%	97%
Break Horse Power	BHP	kW	29,485
Required available compressing capacity	(2+1) x 20 MW	MW	60
CAPEX/MW of Compressor (according to ACER, 2015 data)		EUR/MW	2,029,648
Average inflation (2015-2020)		%	1.00%
Unit cost adjusted for inflation		EUR/MW	2,154,512
Compressor CAPEX (adjusted for inflation)		EUR	129,270,735
Calorific heat of TAP gas		kWh/m ³	10.4
Compressor efficiency of nat gas use		%	30%
Hourly consumption of natural gas by the compressor		NCM/h	9,450
CS annual consumption of natural gas		NCM/year	79,383,705

III.3.1.2 Tubacioni Stavrochori – Stavrolimenas – Otranto – Melendugno

Tabela në vijim jep të dhënat dhe rezultatet e llogaritjeve dhe vijohet më poshtë nga grafiku i rënies së presionit nga Stavrochori deri në CTMS Melendugno.

Tabela 29: Të dhënat kryesore të sistemit IGI Poseidon (Stavrochori – Stavrolimenas – Otranto – Melendugno) për 10 BCM/vit

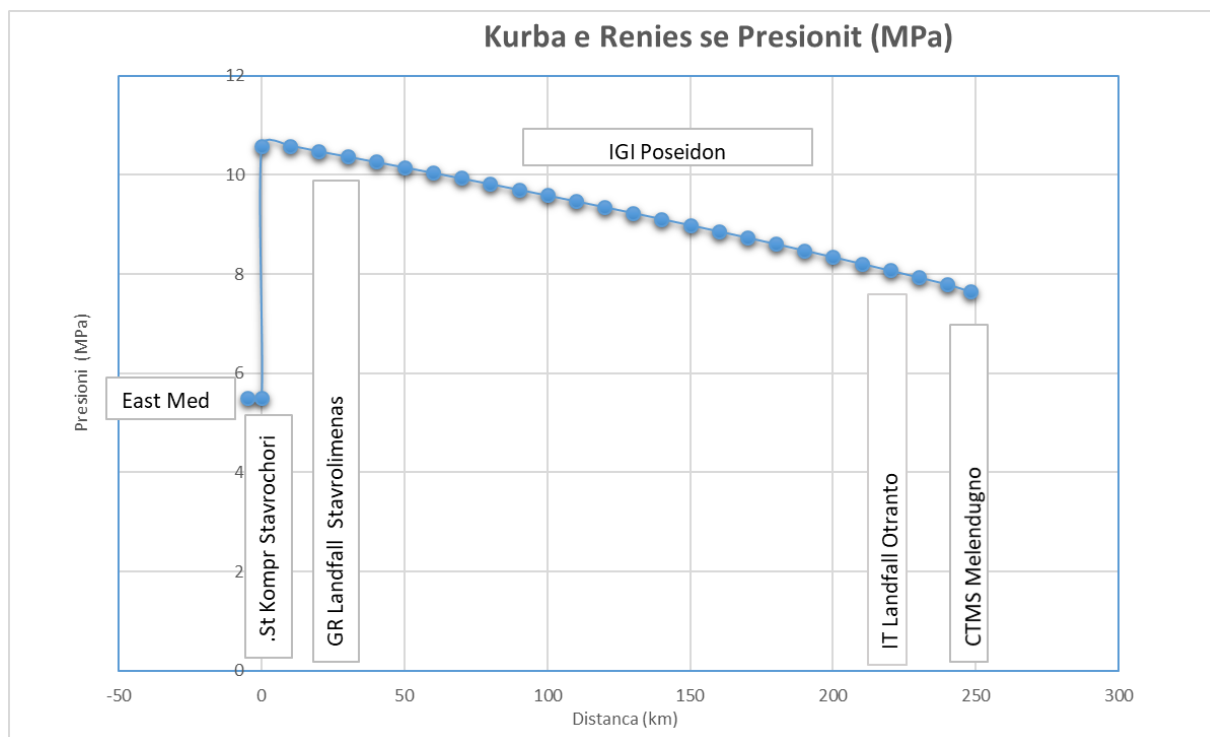
Përshkrimi	Njësia	Vlera	Njësia (SI)	Vlera (SI)
Gjatësia totale e gazsjellësit off shore Stavrochori - Stavrolimenas GR - Otranto, IT, Brindizi pika e lidhjes me SNAM RETE GAZ (gjatësia në det të hapur 206 km)	m	248,300		
Gaz Flow: phase 1-st	BCM/year	10		
COMPRESSOR				
<i>Temperature</i>				
Compressor suction temperature (Stavrochori, GR)	°Celsius	25.00	Kelvin	298.15
Compressor discharge temperature (Stavrochori, GR)	°Celsius	66.60	Kelvin	339.75
<i>Pressure</i>				
Compressor suction pressure (Stavrochori, GR)	barg	55.00	MPa	5.50
Compressor discharge pressure (Stavrochori, GR)	barg	106.50	MPa	10.65

Compression ratio			1.93		0.19
Compressor pressure losses (Stavrochori, GR)	barg		1.60	MPa	0.16
PIPELINE					
<i>Pressure</i>					
P1_Pipeline Inlet pressure (g) (Stavrochori, GR)	barg		104.90	MPa	10.49
P2_Pipeline Outlet pressure (SNAM PRT Melendugno, IT)	barg		75.00	MPa	7.50
Base Pressure	bar (a)		1.00	MPa	0.10
P1_Pipeline Upstream pressure (Stavrolimene, GR)	bar(a)		105.90	MPa	10.59
P2_Pipeline Downstream pressure (SNAM PRT Melendugno, IT)	bar(a)		76.00	MPa	7.60
Maximum Allowable Operating Pressure (MOP)	barg		160.00	MPa	16.00
Design pressure bar (a)	barg		160.00	MPa	16.00
Testing Pressure [ASME Table 841.3.2-1](*)	barg		208.00	MPa	20.80
<i>Average Pipeline Operating Pressure</i>	<i>bara</i>		<i>91.77</i>	<i>MPa</i>	<i>9.18</i>
<i>Temperature</i>					
Base Temperature	°Celcius		15	Kelvin	288.15
Min	°Celcius		0	Kelvin	273.15
Earth	°Celcius		15	Kelvin	288.15
<i>Average Operating Temperature (1 m underground)</i>	<i>°Celcius</i>		<i>25</i>	<i>Kelvin</i>	<i>298.15</i>
Calorific heat of TAP natural gaz	kWh/m3		10.4		
Pipeline life-time	years		50		
Pipeline Efficiency (<1.0) (*)	%		95%		
Steel grade for TAP onshore section			X70		
Steel grade for TAP off shore section			X65		
Euro Average inflation rate during 2015-2020			1.00%		
Estimated average natural gaz price (**)	Eur/kWh		0.018		
Location class /Design factor (Technical Regulation 463)	Location class	Design factor			Safety factor
	1	0.72			1.39
	2	0.6			1.67
	3	0.5			2.00
	4	0.4			2.50
(*) ASME Table 841.3.2-1 Test Requirements for Steel Pipelines and Mains to Operate at Hoop Stresses of 30% or More of the Specified Minimum Yield Strength of the Pipe (2017)					
(**) Burimi: Eurostat (online data codes: nrg_pc_203)					

Sikurse mundet të vërehet nga tabela presioni i projektimit është 160 barg i kushtëzuar prej kollonës hidrostatike të thellësisë së detit dhe jo aq nga niveli i presioneve të operimit.

Grafiku në vijim jep profilin e rënies së presionit të IGI Poseidon për debitet 10 BCM/vit dhe 14 BCM/vit pa marrë në konsideratë efektet e terrenit, efekti total i të cilave neutralizohet për shkak

se kuotat e pikës së nisjes dhe asaj të mbitjes janë pothuaj të njëjta; lartësia e Stavrochori është e barabartë me lartësinë e Stavrolimenas ndërkohë që lartësia e CTMS Melendugno është vetëm 9m.



Grafiku 3: Kurba e rënies së presioneve të tubacionit IGI Poseidon prej EastMed (Stavrochori) në Stavrolimenas-Otranto – STMS Melendugno pa marrë në konsideratë efektet e terrenit për rregjimin 10 BCM/vit

III.3.2 S-IAP (10 BCM/vit) - TAP (20 BCM/vit); Stavrochori – Seman – Melendugno

Pjesët përbërëse të kësaj alternative përfshijnë;

- Stacioni i kompresorëve në Stavrochori me fuqi të instaluar $(2+1) \times 10 \text{ MW} = 30\text{MW}$
- Tubacioni Stavrochori – Seman, Fier, onshore 42” me gjatësi 227 km
- Zgjerimi i kapacitetit të stacionit të kompresorëve të TAP për të akomoduar kapacitetin shtesë prej 10 BCM/vit që vjen prej EastMed.
- Tubacioni Seman – CTMS Melendugno 36” me gjatësi 105 (offshore) + 8 (onshore) = 113 km

Sikurse për EastMed - IGI Poseidon edhe për alternativën S-IAP + TAP pika e nisjes është Stavrochori. Duke qenë vijim onshore i EastMed diametri i tubacionit është ruajtur në 42 inches. Prej dy alternativave të shqyrtuara për S-IAP vetëm alternativa lindore është marrë në shqyrtim në llogaritjet hidraulike duke qenë së ajo rezultoi alternativa më e mirë.

Vlerësimi hidraulik fillestar tregoi se presioni në hyrje i segmentit në Stavrochori i supozuar prej 55 barg është i pamjaftueshëm për të siguruar transportimin e debitit prej 10BCM/vit në një distancë prej 227 km deri tek stacioni i kompresorëve të TAP në Seman, Fier. Kjo evidentoi nevojën e llogaritjes së kapaciteteve shtesë komprimuese për të siguruar transportimin e gazit nëpërmjet S-IAP deri në stacionin e kompresorëve të TAP në Seman. Llogaritja e trashësisë së

tubit 42” Stavrochori –Seman është bërë duke marrë në konsideratë zgjerimin e kapacitetit në një fazë të dytë deri në 20 BCM/vit.

Llogaritjet e kapacitetit të stacionit të kompresorëve në Stavrochori janë kryer duke marrë në konsideratë presionin në hyrje prej 66 barg, rëniet e presionit përgjatë tubacionit S-IAP nga Stavrochori deri në Seman dhe plotësimin e kërkesës që presioni në hyrje të stacionit të kompresorëve të TAP të përputhet me rregjimin e punës së TAP për 20 BCM/vt drejt Melendugno. Debiti i TAP për pjesën offshore pritet të arrijë maksimumin e vet prej 20 BCM/vit duke qenë se 10BCM/vit është debiti i parashikuar për fazën fillestare të vetë TAP.

Llogaritja e kapacitetit shtesë të stacionit të kompresorëve të TAP në Seman për kalimin nga 10BCM/vit në 20 BCM/vit u bë në funksion të humbjeve hidraulike të tubacionit offshore të TAP nga Seman në CTMS Menlendugno duke ruajtur për TAP një raport të presioneve më të vogël se 2 në mënyrë që sistemi i kompresorëve të jetë vetëm me një kat. Duke qenë se humbjet hidraulike nuk janë funksion linear i rritjes së debitit në mënyrë të ngjashme u llogarit kapaciteti shtesë i nevojshëm për TAP.

Në vijim në formë tabelore dhe grafike jepen të dhënat e përbërësve të sipërlistuar dhe kurba e presioneve përgjatë sistemit.

III.3.2.1 Stacioni i kompresorëve në Stavrochori për tubacionin S-IAP, Stavrochori, Greqi, fuqia dhe konsumi i gazit.

Tabela në vijim jep të dhënat dhe llogaritjen e fuqisë dhe konsumit të gazit natyror si karburant prej vetë stacionit të kompresorëve në Stavrochori për rregjimin 10 BCM/vit;

Tabela 30: Llogaritja e fuqisë së nevojshme të stacionit të kompresorëve të S-IAP në Stavrochori, kapaciteti instaluar dhe konsumi i gazit për rregjimin 10 BCM/vit

Parametri	Simboli	Njësitë në SI Units	Vlera
Base Pressure	P_b	kPa	
Base Temperature	T_b	Kelvin	
Ratio of specific heat of gaz	γ	dimensionless	1.284
Gaz flow rate	Q	MNm ³ /day	29.77
Suction Temperature (°C)	T_1	Kelvin	298.15
Discharge Temperature (50°C)	T_2	Kelvin	339.75
Suction Pressure (barg)	P_1	kPa	5,600.00
Discharge Pressure (barg)	P_2	kPa	8,250.00
Compression ratio			1.47
Compressibility factor at suction conditions	Z_1	dimensionless	0.90
Compressibility factor at discharge conditions	Z_2	dimensionless	0.91
Compressor adiabatic (isentropic) efficiency (ranges from 0.75 to 0.85)	η_a	dimensionless	80.0%
Compression Power	HP	kW	16,464.34

Mechanical efficiency of the compressor (varies between 0.95-0.98)	η_m	dimensionless	0.97
Break Horse Power	BHP	kW	16,974
Required available compressing capacity	(2+1)x10MW	MW	30
CAPEX/MW of Compressor (according to ACER year 2015 data)		EUR/MW	2,029,648
Average inflation (2015-2020)			1.00%
Unit cost adjusted for inflation		Euro/unit	2,154,512
Compressor Station (2+1) CAPEX (adjusted for inflation)			64,635,368
Calorific heat of TAP gaz		kWh/m ³	10.4
Compressor efficiency of nat gaz use			30%
Hourly consumption of natural gaz by the compressor			5,440
Own consumption as % of total transported gaz			0.5%
CS annual consumption of natural gaz			NCM/year 45,698,006

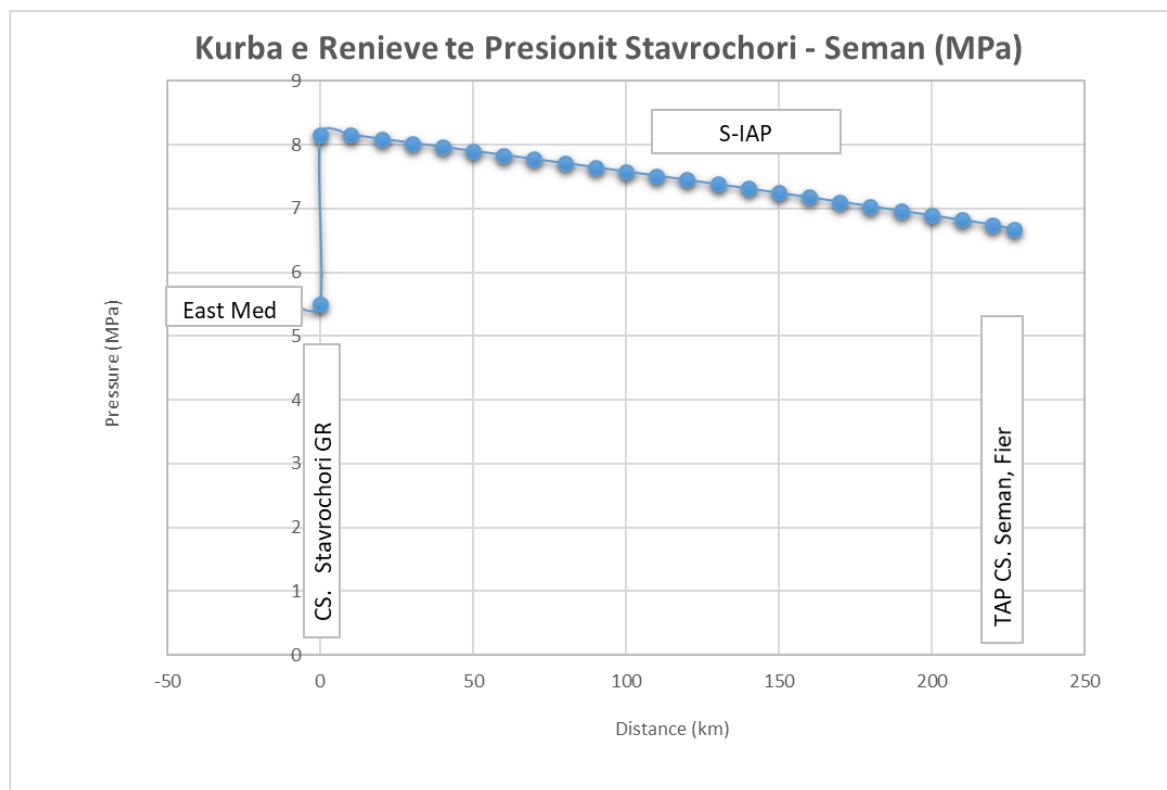
III.3.2.2 Kurbat e rënies së presionit të tubacioni S-IAP, Stavrochori, Greqi – Seman, Fier, Shqipëri

Të dhënat bazë të stacionit të kompresorëve dhe tubacionit Stavrochori, GR - Seman, Fier TAP CS, Shqipëri jepen nga tabela në vijim.

Tabela 31: Të dhënat kryesore të st. të kompresorëve dhe tubacionit S-IAP; Stavrochori - Seman

Përshkrimi / Description	Njësitë Unit	Vlera Value	Njësitë SI SI Unit	Vlera në SI Converted SI
Gjatësia totale e tubacionit Stavrochori, GR -Seman, Fier AL	m	227,000	m	227,000
Debitet e gazit / Gaz Flow rates:				
S-IAPL	BCM/year	10	BCM/year	10
TAP Seman – Melendugno	BCM/year	20	BCM/year	20
Te dhëna të Tubacionit / PIPELINE INPUT DATA				
<i>Presioni</i>				
P1_Pipeline Inlet pressure (StavrochoriGR)	barg	80.50	Mpa	8.05
P2_Pipeline Outlet pressure (Seman,FierTAP,AL)	barg	65.00	Mpa	6.50
Base Pressure	bar(a)	1.00	Mpa	0.10
P1_Pipeline Upstream pressure (Stavrochori, GR)	bar(a)	81.50	Mpa	8.15
P2_Pipeline Downstream pressure (Seman,Fier,AL)	bar(a)	66.00	Mpa	6.60
Maximum Allowable Operating Pressure (MOP)	barg	120.00	Mpa	12.00
Design pressure bar(a)	barg	120.00	Mpa	12.00
Testing Pressure [ASMETable841.3.2-1] (*)	barg	156.00	Mpa	15.60

<i>Pipeline Average Operating Pressure</i>	<i>bara</i>	<i>74.02</i>	<i>Mpa</i>	<i>7.40</i>
<i>Temperatura</i>				
Base Temperature	°Celcius	15	Kelvin	288.15
<i>Average Operating Temperature (1m underground)</i>	<i>°Celcius</i>	<i>25</i>	<i>Kelvin</i>	<i>298.15</i>

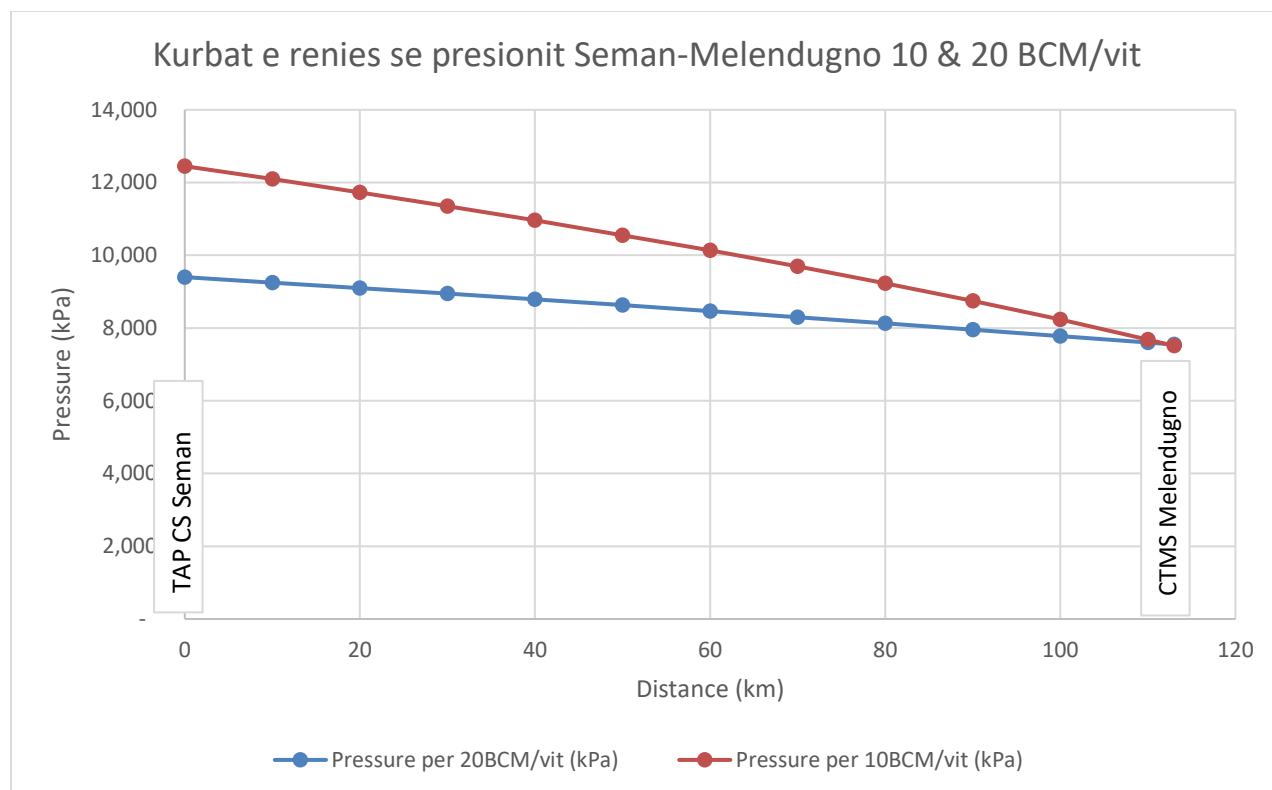


Grafiku 4: Kurba e rënies së presionit Stavrochori – Seman për debitin 10 BCM/vit

III.3.2.3 Llogaritja e zgjerimit të kapacitetit të stacionit të kompresorëve të TAP nga 10 BCM/vit dhe 20BCM/vit

Për kalimin e sasive prej 10BCM/vit që do të vijnë nga EastMed-S-IAP është e nevojshme të vlerësohet impakti në TAP offshore. për këtë është e nevojshme krahasimi i funksionimit të TAP në regjimin 10 BCM dhe në regjimin 20 BCM. Në vijim janë kurbat e rënies së presionit në tubacion të llogaritura në mënyrë të tillë që të plotësohet kushti i Snam Rete Gaz prej 75 barg në CTMS Melendugno për të dy situatat. Impakti i batimetrisë së fundit të detit nuk është marrë në konsideratë për shkakun që pikat e hyrjes dhe të daljes së tubacionit janë në të njëjtën kuotë në raport me nivelin e detit.

Kurba e rënies së presionit të TAP offshore për 10BCM/vit dhe 20 BCM vit



Grafiku 5: Kurbat e rënies së presionit në TAP offshore për rregjimet 10 BCM/vit dhe 20 BCM/vit dhe nevoja për rritjen e presionit në hyrje të tubacionit në Seman, Fier

Në tabelën në vijim jepen vlerat e llogaritura të shpejtësisë kritike dhe shpejtësisë mesatare të tubacionit.

Tabela 32: Shpejtësitë kritike të tubacionit TAP offshore 36” Seman – Melendugno për regjimin 20 BCM/vit

		Shpejtësia erozionale/ Erosional velocity	Njësitë / Units	Shpejtësia e gazit/ Gaz flow velocity
Për $P = P_{avg}$	$u_{max} =$	10.45	m/s	9.84

Sikurse mundet të vërehet shpejtësitë e gazit janë të afërta me vlerën kufitare të shpejtësisë erozionale cfarë tregon se kapaciteti i tubacionit është në kufijtë e tij të sipërm.

Stacioni i kompresorëve të TAP në Seman, Fier në rregjimet 10 BCM/vit dhe 20 BCM/vit

Në funksion të rezultateve të kurbave të rënies së presionit sikurse treguar më sipër është bërë vlerësimi i nevojës për kapacitet shtesë të stacionit të kompresorëve të TAP në Seman, CAPEX shtesë dhe OPEX shtesë që kjo shkakton.

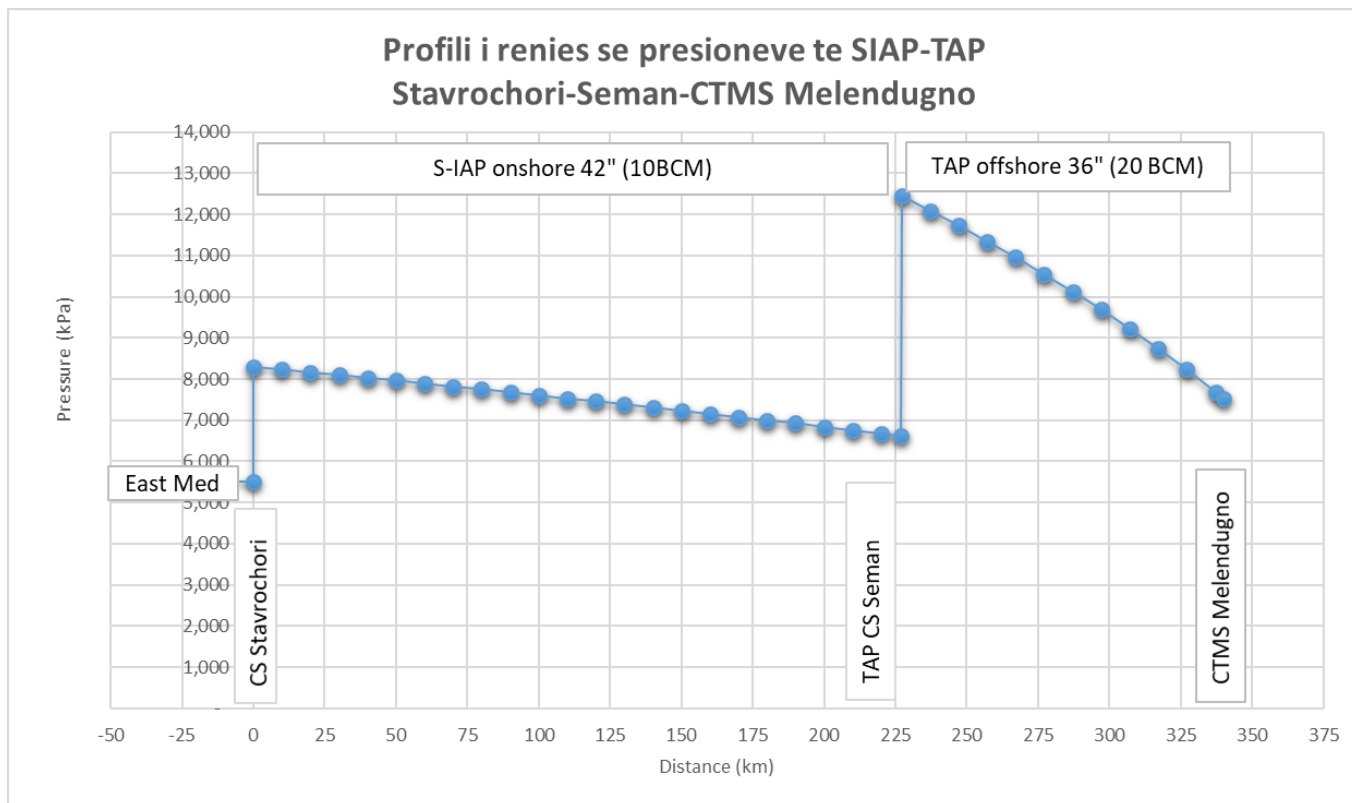
Tabela 33: Fuqia e stacionit të kompresorëve të TAP për regjimet 10BCM/vit dhe 20 BCM vit

Parametri	Simboli	Njësia SI Units	Vlera 10 BCM	Vlera 20 BCM	Diferenca
Ratio of specific heat of gaz	γ	dimensionless	1.284	1.284	
Gaz flow rate	Q	MNm ³ /day	31.43	60.15	
Suction Temperature	T_1	Kelvin	291.15	298.15	
Discharge Temperature	T_2	Kelvin	333.75	348.15	
Suction Pressure	P_1	kPa	5,420.00	6,700.00	
Discharge Pressure	P_2	kPa	9,500.00	12,350.00	
Compression ratio			1.75	1.87	
Compressibility factor at suction conditions	Z_1	dimensionless	0.89	0.87	
Compressibility factor at discharge conditions	Z_2	dimensionless	0.90	0.90	
Compressor adiabatic (isentropic) efficiency (ranges from 0.75 to 0.85)	η_a	dimensionless	80.0%	80.0%	
Compression Power	HP	kW	24,858	54,366	
Mechanical efficiency of the compressor (varies between 0.95-0.98)	η_m	dimensionless	0.97	0.97	
Fuqia komprimuese / Break Horse Power	BHP	kW	25,628	56,048	30,420
Required available compressing capacity	(2/4+1)x 15 MW	MW	45	75	30
CAPEX/MW of Compressor (according to ACER year 2015 data)		EUR/MW	2,029,648	2,029,648	
Average inflation (2015-2020)		%	1.00%	1.00%	
Unit cost adjusted for inflation		EUR/MW	2,154,512	2,154,512	
CAPEX i Kompresorit (korrigjuar per inflacionin)/ Compressor CAPEX (adjusted for inflation)		EUR	96,953,051	161,588,419	64,635,368
Calorific heat of TAP gaz		kWh/m ³	10.4	10.4	
Compressor efficiency of nat gaz use			30%	30%	
Hourly consumption of natural gaz by the compressor		NMC/hr.	8,214	17,446	
Own consumption as % of total transported gaz				0.7%	
Konsumi vjetor i gazit prej kompresoreve / CS annual consumption of natural gaz		NCM/year	68,997,821	150,897,619	81,899,797

Llogaritjet tregojnë që kapaciteti i stacionit të kompresorëve të TAP në Seman, Fier për të kaluar nga rregjimi 10 BCM/vit në 20 BCM në vit duhet të rrisë kapacitetin e vet nga 45 MW në 75 MW. Pra duhen shtuar 2 kompresorë të tjerë me fuqi 15 MW secili, ndërkohë që konsumi vjetor i gazit natyror nga vetë kompresorët, i cili është në funksion të fuqisë që nevojitet të livrohet dhe jo në funksion të fuqisë së instaluar, rritet me 81.899 miljon NMC/vit

CAPEX i nevojshëm për rritjen e kapacitetit të stacionit të kompresorëve të TAP është në nivelin e 64.635 milion Euro.

III.3.2.4 Kurba e presionit për të gjithë sistemin S-IAP-TAP; Stavrochori – Seman – CTMS Melendugno



Grafiku 6: Kurba e presioneve të sistemit S-IAP + TAP offshore

III.4 Llogaritjet hidraulike për kapacitetin transmetues 20BCM/vit

Llogaritjet hidraulike për skenarin 20 BCM/vit për secilen nga alternativat janë paraqitur në paragrafet në vijim;

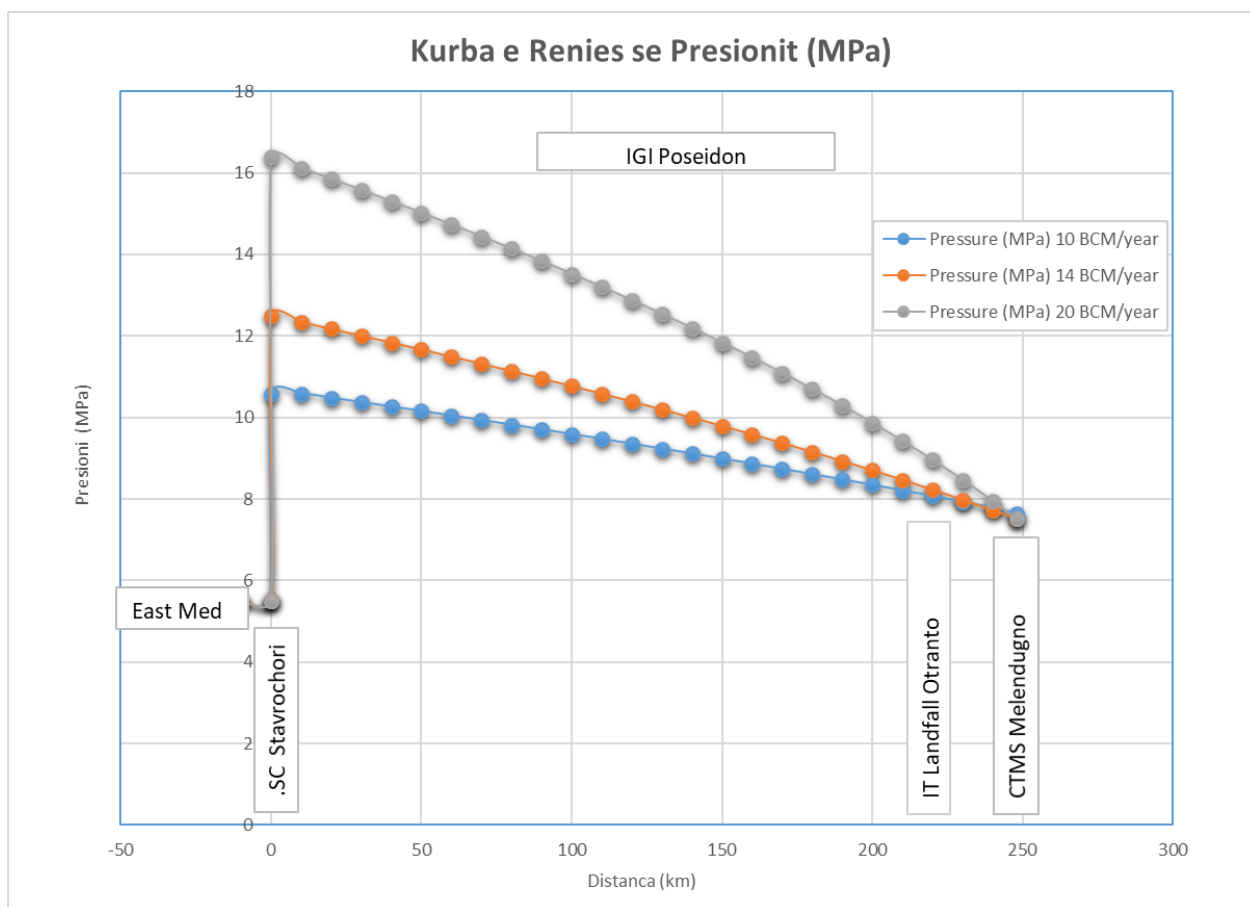
III.4.1 IGI Poseidon 20 BCM/vit (Stavrochori – Stavrolimenas – Otranto – Melendugno)

Krahasimi i alternativave të skenarit me debite 20 BCM u nis fillimisht duke parë mundësinë e transmetimit të sasisë 20BCM/vit në konfigurimin fillestar të IGI Poseidon në një tubacion të vetëm me diametër 36”.

Grafiku në vijim jep kurbat e rënies së presioneve si dhe presionet e nevojshme në hyrje të tubacionit për të mundur plotësimin e kushtit prej 75 barg në pikën e bashkimit me Snam Rete Gas në Melendugno për rregjimet 10 BCM/vit, 14 BCM/vit dhe për 20BCM/vit. Sikurse mundet

të vërehet presioni shtytës në hyrje të tubacionit duhet të rritet nga 10.5 MPa për debitin 10 BCM në vlerën 12.5 MPa për 14 BCM/vit dhe në 16.55 MPa për rregjimin 20 BCM/vit i cili përkon me $CR = 2.96$ që është një raport komprimimi shumë i lartë.

Fuqia e instaluar e kompresoreve duhet të rritet nga 60 MW në 125 MW dhe konsumi vjetor i gazit prej kompresorëve për sasi të 20 BCM/vit rritet me 3.5 herë në krahasim me sasi të 10 BCM/vit.



Grafiku 7: Kurba e rënies së presioneve të tubacionit IGI Poseidon prej EastMed (Stavrochori) në Stavrolimenas-Otranto – STMS Melendugno për debitet 10 BCM/vit, 14 BCM/vit dhe 20 BCM/vit pa marrë në konsideratë efektet e terrenit

Të dhënat e stacionit të mundshëm të kompresorëve në Stavrochori për tubacionin IGI Poseidon për rregjimin 20 BCM/vit.

Tabela 34: Të dhënat, llogaritja e fuqisë dhe konsumit të gazit për stacionin e kompresorëve në Stavrochori për tubacionin IGI Poseidon për kapacitetin 20BCM/vit

Parametri	Simboli	Njësia SI Units	Vlera
Base Pressure	P_b	kPa	

Base Temperature	T_b	Kelvin	
ratio of specific heat of gaz	γ	dimensionless	1.284
Gaz flow rate	Q	MNm ³ /day	60.15
Suction Temperature	T_1	Kelvin	298.15
Discharge Temperature	T_2	Kelvin	343.15
Suction Pressure (absolute)	P_1	kPa	5,600
Discharge Pressure (absolute)	P_2	kPa	16,550
Compression ratio		dimensionless	2.96
Compressibility factor at suction conditions	Z_1	dimensionless	0.93
Compressibility factor at discharge conditions	Z_2	dimensionless	0.89
Compressor adiabatic (isentropic) efficiency (ranges from 0.75 to 0.85)	η_a	dimensionless	80.0%
Compression Power	HP	kW	100,965
Mechanical efficiency of the compressor (varies between 0.95-0.98)	η_m	dimensionless	0.97
Break Horse Power	BHP	kW	104,088
Required available compressing capacity (SGT-750 industrial gaz turbine)	(4+1)x 25 MW	MW	125
CAPEX/MW of Compressor (according to ACER, 2015)		EUR/MW	2,029,648
Average inflation (2015-2020)		%	1.00%
Unit cost adjusted for inflation		EUR/MW	2,154,512
Compressor CAPEX (adjusted for inflation)			269,314,031
Calorific heat of TAP gaz		kWh/m ³	10.4
Compressor efficiency of nat gaz use			30%
Hourly consumption of natural gaz by the compressor			33,361
CS annual consumption of natural gaz		NCM/year	280,236,018

Për rregjimin 20BCM/vit në tubacionin IGI Poseidon janë llogaritur edhe shpejtësitë e rrjedhjes së gazit sikurse paraqiten mëposhtë;

Tabela 35: Shpejtësitë kritike të tubacionit IGI Poseidon për rregjimin 20 BCM/vit

		Shpejtësia erozionale/ Erosional velocity	Njësitë / Units	Shpejtësia e gazit/ Gaz flow velocity
Për $P = P_{avg}$	$u_{max} =$	9.26	m/s	7.95

Sikurse mundet të vërehet për sasitë 20 BCM/vit shpejtësitë e gazit i afrohen shpejtësisë kritike situatë e cila së bashku me vlerën e lartë të raportit CR dhe konsumin rreth 3.5 herë më të lartë sesa konsimi i kapacitetit 10BCM/vit sygjerojnë vlerësimin e zgjidhjeve alternative për të mundësuar uljen e shpejtësive të gazit në gjysmën e shpejtësive kritike sikurse edhe rekomandohet nga literatura⁷³ dhe zvogelimin e konsumit vjetor të konsumit të gazit.

Nisur nga të dhënat e mësipërme rezultojnë që rregjimi 20BCM/vit mundet të sigurohet ose me anë të përzgjedhjes së një tubacioni me diametër më të madh ose me anë të shtrirjes së një tubacioni të dytë paralel me tubacionin e parë. **Në këtë analizë do të merret në shqyrtim vetëm alternativa e shtrirjes së tubacionit të dytë.**

III.4.2 S-IAP 20 BCM/vit (Stavrochori – Seman – Melendugno)

Në skenarin kur nga EastMed do të vijë 20 BCM/vit do të supozohet po ashtu se edhe kapacitetet TAP për seksionin Seman Melendugno janë tashmë të ezauruara. Në të tilla rrethana del e nevojshme të ndërtohet një stacion i ri kompresorësh që mundet të ndërtohet eventualisht në afërsi të stacionit ekzistues të TAP dhe të ndërtohet po ashtu një tubacion i ri offshore drejt Italisë në paralel me atë ekzistues të TAP. Nëse do të konsiderojmë se një pjesë e gazit mundet të lëvizë nëpërmjet IAP atëherë kapacitetet e nevojshme mundet të ishin me të reduktuara çfarë kërkon një analizë më të thelluar.

Nisur nga sa më sipër për sigurimin e një kapaciteti prej 20BCM/vit rezultojnë të nevojshme:

- Stacioni i kompresorëve në Stavrochori të rrisë kapacitetin e vet të instaluar deri në 100 MW dhe presionin në shkarkim në nivelin e 113.5 barg në mënyrë që të mundësojë që presioni në hyrje në stacionin e ri të kompresorëve në Seman të jetë 66 barg.
- Ndërtimi i një stacioni i ri kompresorësh në Seman me kapacitet 20 BCM/vit me kapacitet 75 MW dhe kosto të vlerësuar në 162 milionë Euro
- Ndërtimi i një tubacioni të ri offshore Seman – Melendugno (Snam Rete Gaz) identik me tubacionin ekzistues të TAP me diametër 36 “

Kurba e rënies së presionit për të dy regjimet 10 BCM dhe 20 BCM paraqitet në grafikun në vijim:

Karakteristikat e punës dhe kosto e stacionit të kompresorëve në Stavrochori për regjimin 20 BCM jepen në tabelën në vijim:

⁷³ Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices by Saeid Mokhatab, William A. Poe, John Y. Mak, 2019

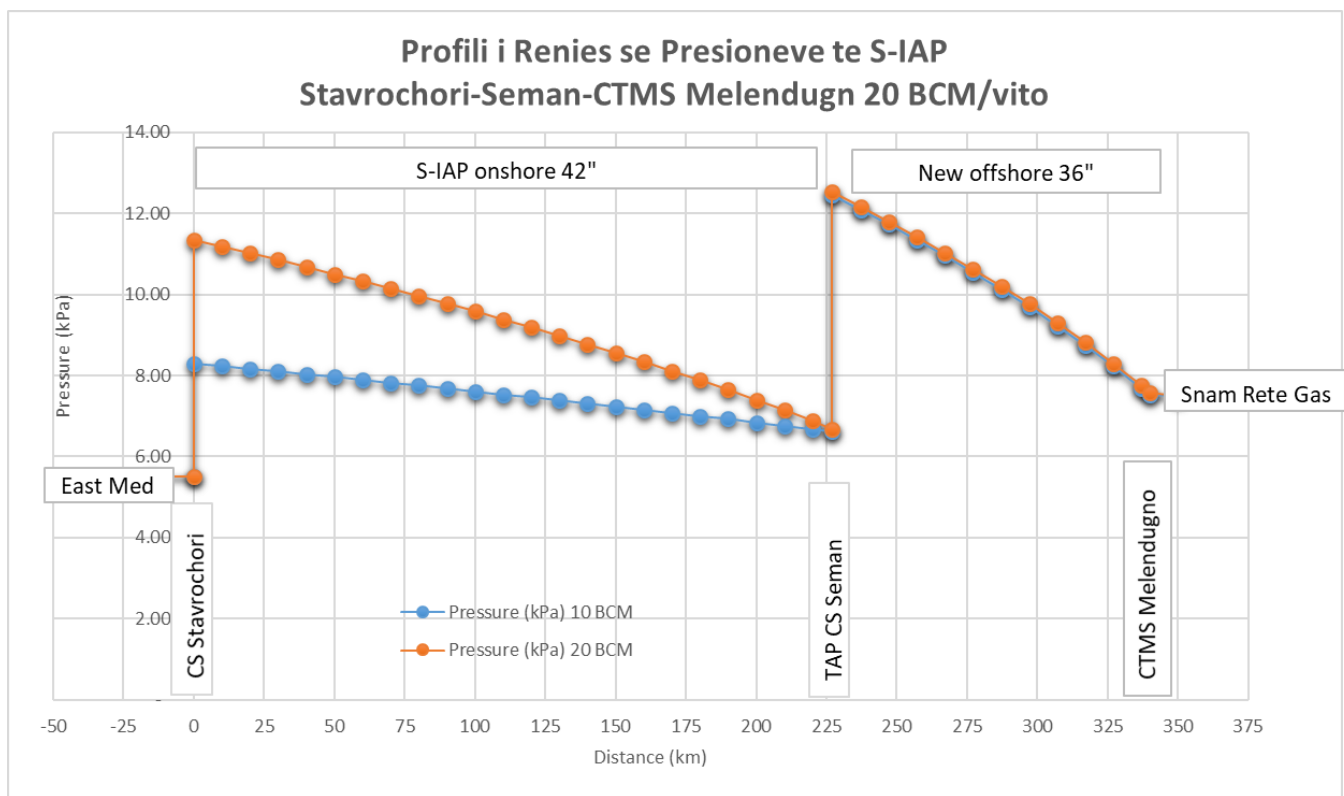
Tabela 36: Karakteristikat e Stacionit të Kompresorëve në Stavrochori për rregjimin 20 BCM/vit

Fuqia e stacionit të kompresorëve në Stavrochori për S-IAP për kapacitetin 20 BCM			
Parametri	Simboli	Njësia SI Units	Vlera
Ratio of specific heat of gaz	γ	dimensionless	1.284
Gaz flow rate	Q	MNm ³ /day	29.77
Suction Temperature (°C)	T_1	Kelvin	298.15
Discharge Temperature (50°C)	T_2	Kelvin	339.75
Suction Pressure (barg)	P_1	kPa	5,600
Discharge Pressure (barg)	P_2	kPa	11,500
Compression ratio			2.05
Compressibility factor at suction conditions	Z_1	dimensionless	0.90
Compressibility factor at discharge conditions	Z_2	dimensionless	0.89
Compressor adiabatic (isentropic) efficiency (ranges from 0.75 to 0.85)	η_a	dimensionless	80.0%
Compression Power	HP	kW	31,395.04
Mechanical efficiency of the compressor (varies between 0.95-0.98)	η_m	dimensionless	0.97
Fuqia komprimuese / Break Horse Power	BHP	kW	32,366
Required available compressing capacity	(4+1)x10MW	MW	50
CAPEX/MW of Compressor (according to ACER year 2015 data)		EUR/MW	2,029,648
Average inflation (2015-2020)			1.00%
Unit cost adjusted for inflation			2,154,512.25
CAPEX i stacionit të kompresorëve (korrigjuar për inflacion)/ Compressor Station (2+1) CAPEX (adjusted for inflation)			107,725,613
Calorific heat of TAP gaz		kWh/m ³	10.4
Compressor efficiency of nat gaz use			30%
Hourly consumption of natural gaz by the compressor			10,374
Own consumption as % of total transported gaz			0.9%
Konsumi vjetor i gazit prej kompresorëve / CS annual consumption of natural gaz		NCM/year	87,139,295

Komprimimi i gazit prej Seman drejt Melendugno do të kryhet ose duke ndërtuar një stacion të ri kompresorësh me kapacitet 20 BCM ose duke i ndarë flukset ndërmjet TAP dhe tubacionit të ri

paralel me të që duhet të ndërtohet. Në të dy rastet energjia e komprimimit do të jetë e njëjtë e për pasojë për thjeshtësi analize është konsideruar se do të ndërtohet një stacion i ri me kapacitet 20 BCM. Sidoqoftë është me interes të vlerësohet më në detaje edhe impakti i kryerjes në një moment të mëvonshëm i investimit për ndërtimin e fazës së dytë të zgjerimit të kapacitetit të stacionit të ri të kompresorëve.

Me poshtë jepet kurba e presioneve përgjatë gjithë tubacionit S-IAP deri në Melendugno për kapacitetin 20 BCM së bashku me kurbën për regjimin 10 BCM.



Grafiku 8: Kurba e Presioneve prej stacionit të kompresorëve në Stavrochori deri në CTMS Melendugno për regjimet 10 BCM/vit dhe 20 BCM/vit

Tabela në vijim jep llogaritjen e shpejtësisë kritike dhe shpejtësisë mesatare të gazit në tubacionin Stavrochori – Seman për rregjimin 20 BCM/vit

Tabela 37: Shpejtësitë kritike të tubacionit S-IAP për seksionin 42” Stavrochori – Seman për regjimin 20 BCM/vit

		Shpejtësia erozionale/ Erosional velocity	Njësitë / Units	Shpejtësia e gazit/ Gaz flow velocity
For P_{avg}	$u_{max} =$	11.02	m/s	7.92

Sikurse mundet të vërehet shpejtësia mesatare e gazit ishte pothuajse dyfishuar në raport me regjimin 10 BCM por ka diferencë me shpejtësinë erozionale.

Shpejtësitë e gazit për seksionin offshore janë të njëjta sikurse ato të TAP offshore shqyrtuar me herët.

Kapitulli IV. VLERESIMI EKONOMIK DHE KRAHASIMI I ZGJIDHJEVE ALTERNATIVE

IV.1 Metodologjia e Vlerësimit të CAPEX dhe OPEX.

IV.1.1 Klasi 5 i vlerësimit të kostove

Në procesin e projektimit të një vepre inxhinjrike vlerësimi i kostove kalon në faza të ndryshme duke rritur nivelin e saktësisë sa më shumë rriten detajimi i aspekteve inxhinjrike dhe jo vetëm. Në nivelin e objektivave të kësaj analize vlerësimi i kostove të zgjidhjeve alternative do të kryhet duke ju referuar klasit 5 të vlerësimit të kostove i cili parashikon që niveli i gabimit mundet të ndryshojë nga -20% deri në -50% dhe niveli i lartë nga 30% deri në 100%. Pavarësisht marzhit të lartë të gabimit e njëjta metodologji do të përdoret për të gjithë alternativat në shqyrtim dhe për pasojë gjasat që gabimi i mundshëm të jetë sistematik janë të larta e për pasojë pozicioni krahasimor i vlerësimit të jetë më pak i ndikuar.

Tabela 38: Klasifikimi i vlerësimit të kostove kapitale sipas AACE⁷⁴⁷⁵

Klasifikimi i nivelit të saktësisë së kostove kapitale / Classification of capital cost estimates Sipas Rekomandimeve ndërkombëtare AACE, Nr. 18R-97 Sistemi i klasifikimit të vlerësimit të kostove			
Klasa / Tipi Class / Type	Qëllimi / Purpose	Saktësia / Accuracy	Niveli i përfundimit të projektit / Level of project completion
Klasa 5: Vlerësime të nivelit të kostos/Order of magnitude estimates	Studimi fillestar i fizibilitetit ose parafizibilitet / Initial study or screening	L: -20 deri në -50% H: 30 deri në 100%	0 - 2%
Klasa 4: Vlerësime sipas studimeve paraprake/ Study or preliminary estimates	Studim i konceptuar ose fizibiliteti / Concept study or feasibility	L: -15 deri në -30% H: 20 deri në 50%	1 - 15%
Klasa 3: Përcaktim definitiv / Definitive estimates	Buxheti, autorizimi ose kontrolli / Budget, authorization or control	L: -10 deri në -20% H: 10 deri në 30%	10 - 40%
Klasa 2: Përcaktim i detajuar / Detailed estimates	Kontrolli i ofertës/ tender / Control of bid/ tender	L: -5 deri në -15% H: 5 deri në 20%	30 - 70%
Klasa 1: Verifikim i vlerësimeve / Check estimates	Kontrolli i parashikimit ose ofertës / tender / Check estimate or bid/tender	L: -3 deri në -10% H: 3 deri në 15%	50 - 100%

⁷⁴ Association for the Advancement of Cost Engineering (<https://web.aacei.org/>)

⁷⁵ “Evaluating Capital Cost Estimation Programs”, Chemical Engineering – August 2011

IV.1.2 Monedha dhe viti i referimit

Vlerësimi i kostove është bërë në Euro dhe viti i referimit është marrë 2020. Për pasojë të gjithë të dhënat e marra nga literatura janë përditësuar me një vlerë mesatare inflacioni prej 1.0% duke ju referuar periudhës 2014-2020, të cilës i përkasin edhe pjesa më e madhe e të dhënave të përdorura në studim. Në disa raste të tjera është marrë në internet efekti kumulativ i inflacionit për periudhën përkatëse.



Tabela 39: Euro area inflation rate⁷⁶

Përditesim i vlerave është kryer mbi bazën e formulës

$$P_{2020} = P_j \times (1+i)^{(2020-j)}$$

Ku ;

P = vlera e parametrut të marrë në konsideratë

j = viti të cilit i përkasin të dhënat e marra në konsideratë

i = niveli mesatar i inflacionit për periudhën përkatëse (1%)

IV.2 Vlerësimi i CAPEX

IV.2.1 Tubacionet onshore

Për të kryer një vlerësim të klasit 5 të kosotove të ndërtimit të zgjidhjeve alternative të tubacioneve nga të gjithë burimet e disponueshme dhe të besueshme dhe që kanë lidhjen më të afërt me kushtet dhe mjedisin në diskutim u përzgjedhën dy raporte kryesorë;

⁷⁶ <https://tradingeconomics.com/euro-area/inflation-cpi>

Të dhënat për kostot e ndërtimit të tubacioneve të gazit në tokë janë siguruar prej dy raporteve të përgatitur nga dy institucione shumë të rëndësishme të Bashkimit Europian; ACER dhe CEER;

Raporti i ACER

1. ACER “Report On Unit Investment Cost Indicators And Corresponding Reference Values For Electricity And Gaz Infrastructure Gaz Infrastructure” (2015)

Raporti i ACER ka analizuar një numër të madh projektsh tubacionesh në tokë për një periudhë 10 vjeçare (2005-2014). Investimet janë klasifikuar në dy kategori kryesore;

- Tubacione
- Stacione Kompresorësh.

Kategoria e Tubacioneve përfshin të gjithë investimet që lidhen me realizimin e një sistemi transmetimi (furnizimin e tubave, instalimin e tubave, projektimin dhe zbatimin inxhinjrik, supervizimin, RoW/të drejtat me terrenin, instalimet/stacionet përgjatë tubacionit, mbrojtjen nga korrozioni, matjen dhe rregullimin, stacionet e lidhjes me sistemet e tjera, telekomunikimi, qendrat e kontrollit, qendrat e mirëmbajtjes, magazinat e pjesëve rezerve, etj quajtur ndryshe si “All in”⁷⁷). Vlerësimi i kostos mesatare në Euro/km është bërë në intervale të caktuara diametrash.

Kostot e Stacioneve të Kompresorëve në Euro/MW janë vlerësuar në mënyrë analoge duke i grupuar ata sipas tipit të kompresorëve dhe intervaleve të presioneve të rregjimeve të punës në të cilat ata punojnë.

Raporti i CEER

2. CEER “Pan-European cost-efficiency benchmark for gaz transmission system operators” (2019)

Në raportin e vet Këshilli i Rregullatorëve Europianë të Energjisë, CEER ka bërë një vlerësim krahasues me informacione të mbledhura nga TSO-G europiane. Mbi bazën e këtyre të dhënave janë ndërtuar regresionet përkatëse për vlerësimin e kostos së tubacionit në (€/km) në funksion të diametrit të tij në inches.

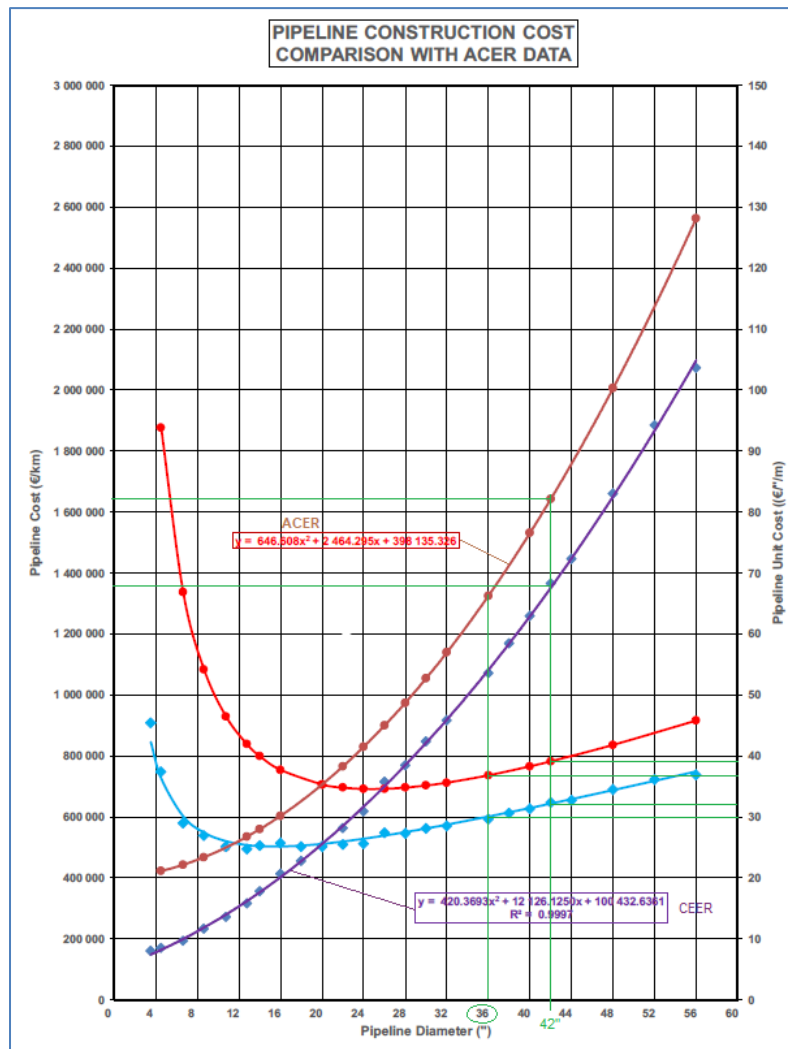
$$\text{Pipeline Construction Cost (€/km)} = 420.3693 D^2 (\text{"}) + 12,126.1250 D (\text{"}) + 100,432.6361$$

Korrelacioni i mësipërm është shtjelluar më tej për të shprehur koston e tubacionit në (€/”/km)

Raporti i CEER ka bërë gjithashtu edhe një krahasim të detajuar me rezultatet e raportit të ACER dhe ka evidentuar dhe argumentuar ngjashmërinë dhe diferencat në rezultate. Të dy raportet evidentojnë një marrdhënie të ngjashme mes diametrave të tubacioneve dhe kostos së tyre megjithatë kostot e ACER janë më të larta së ato të CEER. Për diametrat objekt i shqyrtimit të këtij studimi të cilët janë 36” dhe 42” të dhënat e raportit të ACER janë 17-

⁷⁷ “All in” refers to the cost of all activities and material, such as, for example, engineering, permits, construction, commissioning, material procurement, the sum of investing in which covers the costs of the entire project at the time of its commissioning.

27% më të larta. CEER shpjegon se këto duhet t’i dedikohen faktit që në raportin e ACER janë përfshirë kosto të cilat janë trajtuar veçmas në raportin e CEER, **arsye për të cilën në kostot e marra në konsideratë në këtë studim janë përdorur vlerat e ACER duke qenë së vlerësimi i kostos është më i përgjithshëm.**



Grafiku 9: Krahasimi i kostove të ndërtimit të tubacioneve sipas ACER dhe CEER

IV.2.2 Tubacionet offshore

Të dy raportet e sipërpërmendur të cilat përbëjnë analizat më të thelluara dhe më përgjithësuese të vlerësimit të kostove të ndërtimit të tubacioneve në rajonin e Bashkimit European prej ACER (2015) dhe CEER (2019) nuk japin të dhëna në lidhje me kostot e ndërtimit të tubacioneve në det. ACER në raportin e vet citon se një nga arsyet kryesore qëndron në numrin e paktë të tubacioneve

të ndërtuara në det në raport me ato në tokë⁷⁸. I njëjti konstatim haset në shumë artikuj të tjerë të literaturës së konsultuar⁷⁹.

Egzistojnë ndërkohë studime të detajuara për Shtetet e Bashkuara të Amerikës dhe në mënyrë të veçantë të instalimeve në Gjirin e Meksikës të cilat bëjnë vlerësime të ndryshme të aktivitetit offshore dhe kostove të ndërtimeve të tubacioneve në det⁸⁰.

American Petroleum Institute (API), (2017)

Raporti “U.S. OIL AND GAZ INFRASTRUCTURE INVESTMENT THROUGH 2035”, i prill 2017, i përgatitur me mbështetjen e Institutit Amerikan i Naftës, API, konstaton se kosto mesatare e ndërtimit të një tubacioni në USD (nominal 2016) është \$178,000 /”/mile ose \$110,000/”/km. Kjo kosto shoqërohet me një tabelë koeficientësh të cilët aplikohen sipas rastit për të gjetur koston mesatare për rajonet e ndryshme të USA.

Tabela 40: Tabela e koeficienteve të koston së zhvillimit të tubacioneve në rajonet e ndryshme të USA⁸¹

Rajonet e ndryshme të USA	Koeficiente të koston së zhvillimit të tubacioneve në rajone
Qender / Central	0.65
Perëndimi i mesëm / Midwest	1.20
Verilindje / Northeast	1.68
Off shore	1.00
Juglindje/ Southeast	0.80
Jugperendim / Southwest	0.74
Perëndimi / Western	0.94

Sikurse mundet të vërehet nga tabela, në USA koston për ndërtimin e tubacioneve të reja në disa nga rajonet janë edhe më të larta nga ato të offshore. Nëse kosto mesatare e sipërpërmendur do të aplikohet për rastin e një tubacioni prej **36 inches** dhe do të përditësohet për vitin 2021 me një inflacion mesatar prej 1.5% atëherë ajo do të rezultonte në 4,203,000 USD/km ose **3,655,000 Eur/km** (duke marrë një kurs këmbimi mesatar 1Euro=1,15 USD).

⁷⁸ “Due to the small number of offshore projects (3), it was not possible to carry out standard statistical analysis and develop reference values for offshore pipelines. Unit investment costs in this Report refer only to onshore pipelines” ACER, REPORT ON UNIT INVESTMENT COST INDICATORS AND CORRESPONDING REFERENCE VALUES FOR ELECTRICITY AND GAS INFRASTRUCTURE page 18,

⁷⁹ “Historical pipeline construction cost analysis” Zhenhua Rui, Department of Mining and Geological Engineering, University of Alaska Fairbanks, 2011

⁸⁰ “The Offshore Pipeline Construction Industry Activity Modeling and Cost Estimation in the U.S. Gulf of Mexico” Mark J. Kaiser, Center for Energy Studies, Louisiana State University, Baton Rouge, LA, United States. Elsevier, Gulf Professional Publishing, 2020

⁸¹ “U.S. OIL AND GAS INFRASTRUCTURE INVESTMENT THROUGH 2035”, April 2017, API, page 24

Offshore pipeline construction cost in the U.S. Gulf of Mexico⁸² (2017)

Ky publikim raporton një kosto mesatare ndërtimi (në USD të vitit 2014) të një tubacioni në offshore në Gjirin e Meksikës pa bërë diferencime në lidhje me diametrin prej 2.1 miljon USD/km. Nëse do të bëhej përditësimi për vitin 2021 me një nivel mesatar inflacioni prej 1.5% kjo kosto do të rezultonte në 2.33 miljon USD/km ose **2.02 miljon Eur/km** (kursi mesatar i këmbimit Euro/USD = 1.15).

Pavarësisht besueshmërisë së lartë të të dhënave të sipërcituara të lidhura me USA, autori i studimit e gjen aplikimin e tyre në rastin e studimit në fjalë të diskutueshëm për arsyet që vijojnë;

- Një ndër faktorët kryesorë që influencon koston e shtrimit të tubacioneve në det është thellësia e detit dhe stabiliteti i terrenit të fundit të detit⁸³. Tabani i detit në gjirin e Meksikës ku ndodhen edhe shumica e tubacioneve offshore të marrë në konsideratë është në pjesën më të madhe të tij i sheshtë dhe me thellësi me pak se 100m deri në një distancë prej rreth 200 km larg nga bregu e për pasojë niveli i vështirësisë është shumë i ulët dhe aspak i afërt me tubacionin IGI i cili arrin deri në 1442 m thellësi.
- Njohja e terrenit, eksperiencia, intensiteti i aktivitetit të kërkim-prodhimit në rajon dhe ekonomia e shkallës kanë sjellë optimizimin më të lartë të mundshëm
- Afërsia e tubacioneve dhe materialeve me prodhuesit

Mbështetur në sa më sipër kostot e vlerësuara për gjirin e Meksikës sikurse janë evidentuar në referencat e ndryshme nuk janë gjykuar të përshtatshme për t'u aplikuar ashtu sikurse janë për këtë rast studimor.

Referenca të tjera të cilat janë gjetur më të afërta me rastin konkret janë;

SARI/Energy / USAID, (2008)

Në studimin e vet të vitit 2008 SARI/Energy në një studim të përgatitur për një nga programet e USAID mbështetur në të dhëna në nivel global të nxjerra nga Oil & Gaz Journal⁸⁴⁸⁵ paqaqet të dhënat në vijim;

Tabela 41: Kostot e ndërtimit të tubacionit onshore dhe offshore dhe raporti ndërmjet tyre

Periudha	1995-1996	2000-2001
Kosto mesatare On Shore (\$/milje)	\$ 898,907	\$ 1,316,164
Kosto mesatare Off shore (\$/milje)	\$ 1,611,818	\$ 2,578,413
Raporti i koston offshore/onshore	1.79	1.96

⁸² “Offshore pipeline construction cost in the U.S. Gulf of Mexico”, Mark J. Kaiser Center for Energy Studies, Louisiana State University, United States, 2017

⁸³ The Offshore Pipeline Construction Industry Activity Modeling and Cost Estimation in the U.S. Gulf of Mexico, Chapter 4, Mark J. Kaiser, Center for Energy Studies, Louisiana State University, Baton Rouge, LA, United States.

⁸⁴ <https://sari->

[energy.org/oldsite/PageFiles/What_We_Do/activities/GEMTP/CEE_NATURAL_GAS_VALUE_CHAIN.pdf](https://sari-energy.org/oldsite/PageFiles/What_We_Do/activities/GEMTP/CEE_NATURAL_GAS_VALUE_CHAIN.pdf), 2008

⁸⁵ https://www.gem.wiki/Oil_and_Gas_Pipeline_Construction_Costs#Offshore_versus_Onshore

I rëndësishëm për analizën tonë është fakti që raporti ndërmjet kostove offshore dhe onshore është në rritje dhe i afërt me 2 në vitet 2000-2001.

Të dhëna nga zhvillimi i infrastrukturës së tubacioneve të transmetimit të CO₂ (2011)

Raporti “Karakteristikat Teknike dhe Ekonomike të Infrastrukturës së Tubacioneve të Transmetimit të CO₂” duke bërë një vlerësim të mbështetur në kostot e tubacioneve me diametra të ndryshme dhe të kapaciteteve të mëdha të gazit natyror në BE ka arritur në vlerësimin se kostot e tubacioneve në offshore janë përgjithësisht dy herë me të kushtueshme së tubacionet në tokë sikurse mundet të vërehet edhe nga tabela në vijim.

Tabela 42: Kosto e vlerësuar e investimit për tubacionet e CO₂ për diametra të ndryshem (2011)⁸⁶

Diametër (in)	Masa e CO ₂ flow rate (Mt/y)	Investimi/Investment (M EUR/km)			Ratio offshore/onshore
		Onshore	Terren Malor Mountainous terrain	Offshore	
12	2.5	0.59	0.89	1.18	2.00
16	5	0.64	0.96	1.28	2.00
24	15	0.83	1.25	1.78	2.14
32	30	1.11	1.67	2.22	2.00
40	50	1.49	2.24	2.98	2.00

Global CCS Institute (2011)

Instituti për Kapjen e Karbonit dhe Magazinimin e tij jep vlerat që vijojnë për ndërtimin e tubacioneve⁸⁷:

- Tubacionet e presionit të lartë në **onshore**: 85 Euro/m (për rënie presioni përgjatë tubacionit të nivelit të 220 - 120 bar)
- Tubacionet e presionit të lartë në **offshore**: 120 Euro/m (për rënie presioni përgjatë tubacionit të nivelit të 100 bar)

⁸⁶ “Technical and Economic Characteristics of a CO₂ Transmission Pipeline Infrastructure” 2011, CORREIA SERPA DOS SANTOS Joana, MORBEE Joris, TZIMAS Evangelos, Publications Office of the European Union, 978-92-79-19425-2

⁸⁷ “Knowledge Sharing Report 4: Overall Supply Chain Optimization” page 115 <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/19011/co2-liquid-logistics-shipping-concept-llsc-overall-supply-chain-optimization.pdf>

MEDGAZ⁸⁸ një vlerësim i përafërt i kostos për kilometër

Medgaz është seksioni offshore i tubacionit që lidh vendburimin Hassi R’Mel të Algjerisë me Spanjë. Ky seksion (offshore) ka të dhënat që vijojnë;

- Gjatësia = 210 km
- Diametri = 24’’
- Investimi (2009) = 900 milion Euro⁸⁹.
- Thellësia maksimale e detit = 2,165 m
- Kosto për inch për m (2009) = 178,6 Eur’’/m
- Inflacioni kumulativ 2009 - 2020 = 15.31%

Nga të dhënat e mësipërme mundet të llogarisim koston për inch për m të deflatuar në Euro të vitit 2020.

- Kosto për inch për m e deflatuar (2020) = 206 Eur’’/m

Duke supozuar të njëjtin nivel vështirësie për TAP dhe IGI Poseidon do të kishim rezultatet e mëposhtme

TAP offshore;

- Kosto për km = $178.6 \times 36'' \times 1000 = 6,429,600$ Eur/km
- Kosto totale për TAP offshore = 675,108,000 Euro

IGI Poseidon offshore;

- Kosto për km = $178,6 \times 36'' \times 1000 = 6,429,600$ Eur/km
- Kosto totale për IGI Poseidon offshore = 1,260,201,600 Euro

Trans Adriatic Pipeline, një vlerësim i përafërt i kostos për kilometër

Plani 10 Vjeçar i Zhvillimit të Rrjetit i ENTSG⁹⁰ i cili përditësohet rregullisht, në versionet e tij për vitet 2018 dhe 2020, për projektin TAP (kodi TRA-F-51⁹¹) jep të dhënat në vijim;

Tabela 43: CAPEX dhe OPEX I TAP sipas TYNDP i ENTSG per vitet 2018 dhe 2020

	2018 (milion Euro)	2020 (milion Euro)	Statusi i deklaruar i informacionit në TYNDP
CAPEX	4,500	4,500	konfidencial
OPEX (Euro)	55	55	konfidencial

⁸⁸ <https://www.medgaz.com/medgaz/doc/presentacion-eng.pdf> (vizituar me dt 16 Prill 2021)

⁸⁹ <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/medgaz-pipeline/>

⁹⁰ <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2020>

⁹¹ ENTSG TYNDP 2020 Annex A Projects Tables.xls. <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2020>

Ndonëse statusi i dhënë në TYNDP deklarohet si konfidencial dhe nuk bëhet asnjë koment tjetër në lidhje me saktësinë e të dhënave, është e pritshme që vlerat e dhëna të CAPEX dhe OPEX të jenë të përafërta me vlerat reale. Nisur nga këto vlera dhe në gjetjet e studimeve të sipërcituara në lidhje me raportin e kostove offshore me ato onshore në vijim do të bëhet një vlerësim të kostove të TAP në Eur/m.

Duke u mbështetur në profilin gjatësor të tubacionit TAP niveli i vështirësisë së punimeve në mënyrë të përafërt mundet të klasifikohet sikurse vijon;

Tabela 44: Vlerësim i nivelit të vështirësisë së TAP

		%	Gjatësia përkatëse	Koeficienti vështirësisë
Gjatësia totale (onshore + offshore)	km		878 km	
Gjatësia totale e TAP onshore	km		773.0 km	
Niveli i vështirësisë në onshore	Terren malor shumë i vështirë	10%	77.3 km	1.50
	Terren kodrinor, lumor me vështirësi mesatare	20%	154.6 km	1.20
	Terren i sheshtë dhe pa ndonjë vështirësi të veçantë	70%	541.1 km	1.00
Gjatësia totale e TAP offshore	km		105.0 km	2.00



Tabela 45: Profili gjatësor i seksionit onshore të TAP nga kufiri Turko Grek deri në stacionin e kompresorëve Seman (burimi: Google Earth)

Investime të tjera veç ndërtimit të tubacionit;

Dy stacione kompresorësh të fazës së parë 10 BCM/vit	MW	2 x 45=90
Kosto për fuqi të instaluar (ACER 2015)	Euro/MW	2,029,648
Kosto e deflatuar për fuqi të instaluar (ACER 2020)	Euro/MW	2,154,512
Kosto e vlerësuar e stacioneve të kompresorëve të TAP të fazës së parë	Euro	193,906,103
Kosto e vlerësuar e bazamenteve dhe instalimeve të tjera bazë të dy stacioneve të kompresorëve shtesë të TAP për fazën e dytë dhe stacionet matës	20% e koston së një stacioni kompresorësh të përfunduar	77,562,441

Investimi total i tubacionit jepet nga ekuacioni që vijon;

$$\text{CAPEX}_{\text{TOTAL}} = \text{CAPEX}_{\text{pipe onshore}} + \text{CAPEX}_{\text{pipe offshore}} + \text{CAPEX}_{\text{st kompresorëve}} + \text{st matjeve}$$

Ekuacionin e mësipërm e plotësojmë me të dhënat e mësipërme duke shënuar njëkohësisht me K koston në Eur^{"/m} për ndërtimin e një km tubacion në terren të sheshtë;

$$4,500,000 = (77.3 \times 1.5 \times 42'' \times K + 154.6 \times 1.2 \times 42'' \times K + 541.1 \times 1 \times 42'' \times K) + (105 \times 2 \times 36'' \times K) + (193,906 + 77,562)$$

Zgjidhja e ekuacionit na jep rezultatet në vijim;

- Kosto për ndërtimin e tubacionit TAP në terren të sheshtë onshore $K = 88.1 \text{ Eur}^{\prime\prime}/\text{m}$
- Kosto për ndërtimin e tubacionit TAP offshore $2 \times K = 176.2 \text{ Eur}^{\prime\prime}/\text{m}$ ose 6,342,400 Euro/km për tubacionin 36'' off shore
- Kosto totale TAP offshore = 666 milionë Euro.

Në rezultatet e mësipërme mund të vërehet;

- Vlerësimi i koston onshore të TAP përkon mirë me vlerën e përcaktuar nga Global CCS Institute (2011) për ndërtimin e tubacioneve onshore (85 Eur^{"/m}) por jo me vlerësimin e tij për tubacionet offshore.
- Vlera e koston së TAP offshore prej 176.2 Eur^{"/m} rezulton 15 % më e ulët së kosto e deflatuar për 2020 e Medgaz offshore prej 206 Eur^{"/m}. Diferenca mundet të justifikohet edhe me thellësinë më të madhe të Medgaz prej 2,165 m krahasuar me 822 m të TAP.

EastMed & IGI Poseidon

Plani 10 Vjeçar i Zhvillimit të Rrjetit (TYNDP) i ENTOSOG⁹² në versionet e tij për vitet 2018 dhe 2020, për projektin IGI Poseidon me kod TRA-A-10⁹³ jep të dhënat në vijim;

Tabela 46: Vlerësime të koston së ndërtimit të projektit IGI sipas burimeve të ndryshme;

Burimi	Koha	CAPEX (milion Euro)	OPEX (milion Euro)	Statusi i deklaruar i informacionit të TYNDP
Prezantim “Transportation of Eastern Gaz to Italy” at Energy Charter Paper Trade & TransitGroup by Nikos Katsis MSc, DEPA Strategic Planning Manager, Brussels, 18 October 2005	18 tetor 2005	950	-	-
ENTSO-G TYNDP 2018	2018	3,000	90	jo konfidencial
ENTSO-G TYNDP 2020	2020	3,500	52	jo konfidencial

⁹² <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2020>

⁹³ ENTOSOG_TYNDP_2020_Annex_A_Projects_Tables.xls. <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2020>

Në konkluzion, ndryshe nga situata e vlerësimit të kostos së tubacioneve onshore, për tubacionet offshore informacioni është shumë më i kufizuar, i pa-analizuar në të njëjtin nivel dhe jo shumë i përditësuar.

Mbi bazën e të dhënave të gjetura dhe argumentimeve të bëra më sipër vlerësojmë se;

- vlera prej 88.1 Eur"/km përfaqëson një përafrim të mirë të kostos së ndërtimit të tubacionit onshore të TAP
- vlera prej 176.2 Eur"/km përfaqëson një përafrim të mirë të kostos së ndërtimit të tubacionit offshore të TAP.

Në shtesë duke supozuar së rritja e thellësisë sjell edhe rritje të kostos së ndërtimit të tubacionit, duke aplikuar një shpërndarje proporcionale të diferencës me thellësitë përkatëse një kosto me realiste për IGI Poseidon do të ishte 190 Eur"/m.



Grafiku 10: Korrelacioni i kostos së tubacionit offshore me thellësinë maksimale të tij

Nisur nga sa më sipër vlerat e kostos së ndërtimit të përdorura në këtë studim janë;

- Kosto ndërtimit të tubacionit onshore = 88.1 Eur"/km
- Kosto e ndërtimit të tubacionit offshore në zonën e TAP = 176.2 Eur"/km
- Kosto e ndërtimit të tubacionit offshore në zonën e IGI = 190 Eur"/km

Vlerat e sipercituara do të jenë vlerat të cilat do të merren në konsideratë në vlerësimin e CAPEX dhe OPEX në krahasimin e IGI Poseidon me S-IAP

IV.2.3 Stacionet e Kompresorëve

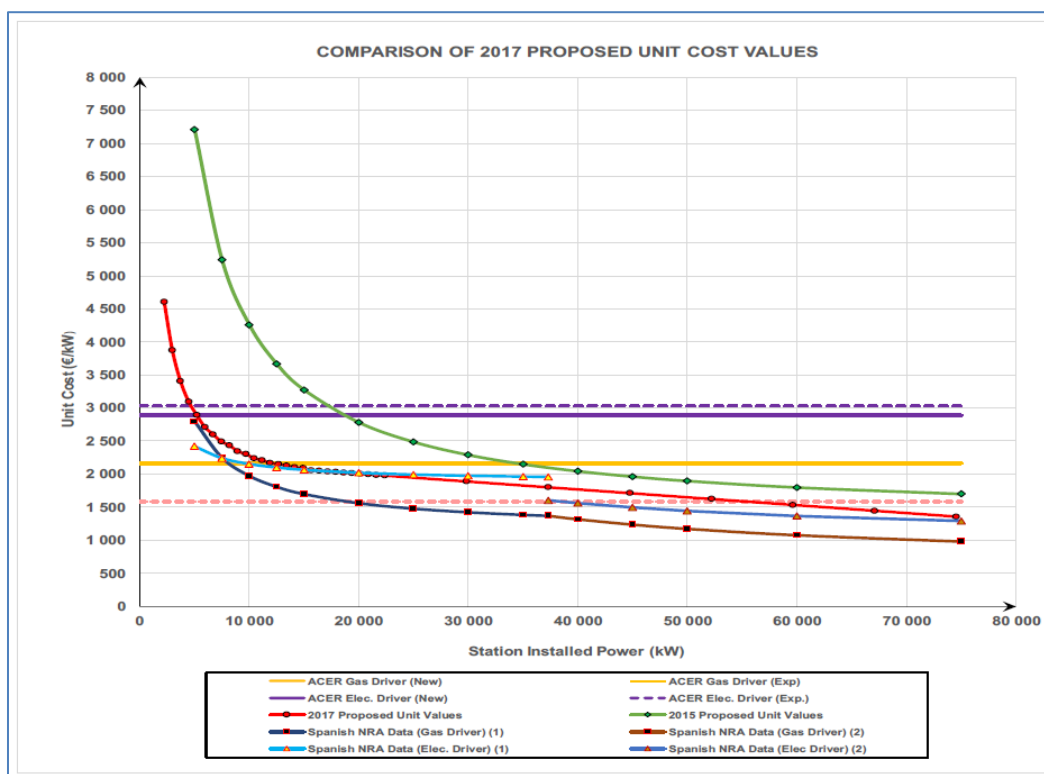
Vlerësimi i kostove të stacioneve të kompresorëve, objekt i këtij studimi, është kryer po ashtu mbi bazën e të dhënave të mara nga raportet e ACER dhe CEER.

ACER ka marrë në konsideratë kater tipa kryesorë kompresorësh;

- i. Gaz drive, expansion
- ii. Gaz drive, new
- iii. Electric drive, expansion
- iv. Electric drive, new

Mbështetur në të dhënat dhe metodologjinë e vet (“All in⁹⁴”) raporti i ACER ka nxjerrë një kosto mesatare në Eur/MW të instaluar për secilin tip kompresorësh e cila qëndron konstante dhe nuk varet nga fuqia përkatëse e stacionit të kompresorëve.

Raporti i CEER merr në konsideratë kompresorët centrifugale (gaz dhe elektrike) dhe ata me pistona (reciprocating) (gaz dhe elektrike) dhe bën një analizë më të detajuar. Ai ka evidentuar një korrelacion të koston për fuqi të instaluar Eur/kW me fuqinë e instaluar të stacionit kW e cila zvogëlohet me rritjen e fuqisë. Raporti i CEER bën po ashtu krahasimin me rezultatet e ACER dhe të dhënat e Rregullatorit Spanjoll të Energjisë sikurse jepen nga grafiku në vijim.



Grafiku 11: Krahasimi i vlerësimeve të koston për njësi të instaluar të kompresorëve (Burimi: CEER TCB18 final report gaz appendix + pipeline costs 2019 faqe 73)

Duke marrë në konsideratë nivelet e presionit që kanë rezultuar nga llogaritjet hidraulike, lehtësinë e furnizimit me gaz dhe koston e tij si energji primare është e logjikshme që të gjithë stacionet e

⁹⁴ “All in” refers to the cost of all activities and material, such as, for example, engineering, permitting, construction, commissioning, material procurement, the sum of investing in which covers the costs of the entire project at the time of its commissioning.

kompresorëve për të gjitha skemat e marra në konsideratë të jenë “Gaz Drive, New” ndërkohë që për qëllimin e kësaj analize kostot janë vlerësuar duke marrë në konsideratë të dhënat e raportit të ACER.

Mbështetur në sa më sipër janë vlerësuar;

- Kosto e stacionit të kompresorëve në Stavrochori në Greqi i nevojshëm për të siguruar transmetimin e gazit nëpërmjet S-IAP prej daljes nga EastMed deri në Stacionin e Kompresorëve të TAP në Seman, Fier.
- Është bërë vlerësimi i kostos të stacionit të kompresorëve të TAP për 10 BCM si dhe për 20 BCM. Nga rezultatet e marra është evidentuar kosto e rritjes së kapacitetit nga 10BCM në 20 BCM në mënyrë që TAP offshore të transportojë sasinë shtesë deri në 10 BCM që pritet të vijë nga EastMed.
- Rritja e debiteve të EastMed dhe S-IAP nga 10 BCM/vit në 20 BCM/vit është shqyrtuar duke marrë për bazë rezultatet e llogaritjeve hidraulike të cilat rekomandojnë ndërtimin e një tubacioni të ri paralel me TAP offshore në Adriatik.
- Kosto e Stacionit të Kompresorëve në Stavrochori për rastin e IGI Poseidon për të bërë komprimimin e gazit si pjesë e tubacionit IGI për të shkuar deri në CTMS Melendugno dhe bashkuar me sistemin Snam Rete Gaz për rregjimin 10BCM/vit. Për rastin 20 BCM/vit duke qenë së llogaritjet hidraulike nuk tregojnë se është e mundur që i njëjti tubacion të përballojë një rregjim të tillë në vlerësimin e kostove është marrë dyfishi i CAPEX të tubacionit 10 BCM/vit.

IV.2.4 Linepack

Linepack është sasia e gazit natyror e cila qëndron në mënyrë të përhershme brenda tubacionit në mënyrë që të mundësojë transmetimin e menjëhershëm të gazit në hyrje me sasi të njëjta në dalje. Duke qenë se një sasi e tillë është e detyrueshme të qëndrojë në tubacion në mënyrë të përhershme ajo është pjesë e CAPEX. Në llogaritjen e CAPEX përkatës bëhet llogaritja e sasisë së gazit që ndodhet në tubacion duke marrë në konsideratë presionin dhe temperaturat absolute mesatare të tubacionit dhe duke përdorur ekuacionin e gazeve reale bëhet konvertimi i sasive në kushtet standarte. Më tej sasia e llogaritur konvertohet në sasi energjie dhe shumëzohet me çmimin e përcaktuar të gazit natyror. Për çdo segment të sistemit është bërë llogaritja përkatëse e CAPEX të linepack dhe është marrë në konsideratë në krahasimin e alternativave.

IV.3 Vlerësimi i OPEX

IV.3.1 Operimi dhe Mirëmbajta e Tubacioneve dhe Stacioneve të Kompresorëve me Gaz

Raporti i CEER bën gjithashtu edhe vlerësimin e nivelit të Kostove Operative dhe të Mirëmbajtjes për tubacionet dhe kompresorët pa përfshirë tek kjo vlerë shpenzimet e konsumit të energjisë prej vetë kompresorëve për të realizuar rritjen e presionit në sistem. Tabela në vijim jep vlerën e OPEX të kompresorëve si përqindje e CAPEX.

Tabela 47: Kostot e Operimit dhe Mirëmbajtjes së Tubacioneve dhe Kompresorëve me Gaz⁹⁵

Kostot Operative dhe të Mirëmbajtjes / Facilities Designation		OPEX (% e vlerës aktuale të investimit /% of investment present value)
Tubacioni / Pipeline (incl. in-line station & Cath. Protection)		2.00
Stacioni i kompresorëve / Compressor Station	Tipi 1 (Gas Turb + Cent. Comp.)	6.00
	Tipi 2 (Elec.Mot. + Cent. Comp.)	3.50
	Tipi 3 (Gas Eng. + Recip. Comp.)	5.50
	Tipi 4 (Elec.Mot. + Recip. Comp.)	3.00
Matja dhe rregullimi i presionit / stacionet e kontrollit Metering & Pressure regulating/Control stations		3.50
Sistemi i mbikëqyrjes / System telesupervision (SCADA, telecom, Cont. Cent)		7.00

Duke marrë në konsideratë që vlerësimi i kostos së tubacioneve është bërë duke ndjekur konceptin e raportit të ACER “all in” përqindjet e dhëna për stacionet e matjes dhe SCADA nuk janë marrë në konsideratë duke qenë tashmë të përfshira si pjesë e tubacionit.

IV.3.2 Kosto e konsumit të gazit natyror për operimin e stacioneve të kompresorëve

Stacionet e kompresorëve të IGI Poseidon dhe të alternativës së propozuar (S-IAP + TAP offshore) do të funksionojnë me gazin natyror që do të transportohet nga vetë sistemet. Për vlerësimin e kostos përkatëse është e nevojshme llogaritja e volumit të gazit natyror që do të konsumohet prej kompresorëve si dhe një vlerësim sa më realist i çmimit të pritshëm të gazit.

Llogaritja e volumeve të gazit natyror të konsumuara prej kompresorëve

Vlerësimi i volumeve të gazit natyror të konsumuar prej çdo stacioni kompresorësh është bërë duke marrë në konsideratë sa vijon;

- Ndonëse në çdo stacion kompresorësh parashikohet të jetë një kompresor rezervë për të siguruar sigurinë e operimit dhe mundësuar mirëmbajtjen e kompresorëve, llogaritja e konsumit të gazit është bërë duke marrë në konsideratë vetëm fuqinë reale që duhet të zhvillohet për të realizuar transmetimin e sasive të planifikuara në destinacion.
- Rendimenti i kompresorëve në shfrytëzimin e fuqisë kalorifike të gazit është marrë 30%
- Fuqia kalorifike e gazit 10.4 kWh/stm³

⁹⁵ “PROJECT CEER-TCB18 Pan-European cost-efficiency benchmark for gas transmission system operators APPENDIX”

- Ndonëse gazi natyror që konsumohet prej vetë kompresorëve ka një impakt në volumet e transportuara në etapat e mëtejshme të sistemit kjo nuk është marrë në konsideratë në llogaritjet e këtij studimi duke e konsideruar atë të neglizhueshëm.

Çmimi me shumicë i gazit natyror në Greqi dhe Shqipëri

Stacionet e kompresorëve do të jene të vendosur në Greqi dhe në Shqipëri. për pasojë nevojitet vlerësimi i çmimeve të pritshme të gazit në tregun grek dhe atë shqiptar.

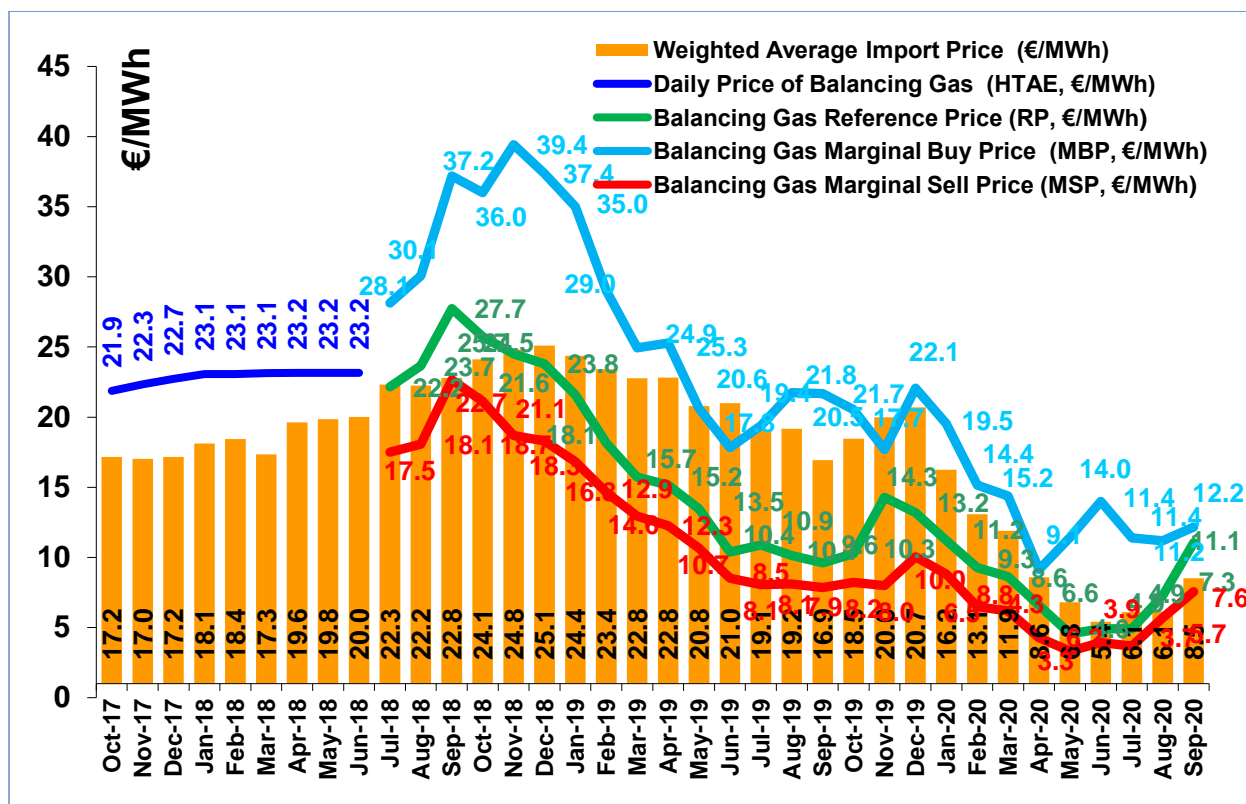
Pavarësisht diferencave me tregjet e tjera të BE, tregu grek i gazit natyror është më i zhvilluari në rajonin e Europës Juglindore. Ai ka pësuar zhvillime shumë të rëndësishme në vitet e fundit sikurse janë; ndërtimi i TAP, zgjerimi i kapaciteteve të impjantit të LNG në Ravithousa, projekti i ndërtimit i impjantit notues të LNG në Aleksandropuli si dhe lidhjet që janë në ndërtim ose pritet të ndërtohen me Bullgarinë dhe Maqedoninë e Veriut duke e transformuar Greqinë në një qendër rajonale të tregut të gazit (regional hub).

Greqia nuk ka ende një bursë funksionale për gazin natyror dhe shkëmbimet kryhen mbi bazën e kontratave bilaterale. Në përputhje me kuadrin rregullator duke filluar nga prilli 2011 kompanitë aktive në tregun e gazit kanë detyrimin të raportojnë tek Enti Rregullator i Energjisë (RAE) çdo 3 mujor të dhëna mbi sasinë dhe çmimin mesatar të importit⁹⁶ mbi bazën e të cilave RAE llogarit Çmimin e Peshuar të Importit [Weighted-Average Import Price (WAIP)] në Sistemin Kombëtar të Gazit Natyror [National Natural Gas System (NNGS)]

Grafiku në vijim i publikuar nga RAE⁹⁷, jep të dhëna të ndryshme për çmimet e ndryshme të gazit në tregun grek për periudhën tetor 2017 – shtator 2020 prej të cilave interes për qëllimin e këtij studimi ka ecuria e Çmimit të Peshuar të Importit. Ky çmim supozohet se nuk është i ngarkuar me tarifën e pikave të hyrjes dhe daljes nga sistemi.

⁹⁶ http://www.rae.gr/site/en_US/categories_new/about_rae/factsheets/2020/gen/1701.csp?viewMode=normal

⁹⁷ <https://www.rae.gr/2021/03/23/weighted-average-import-price-waip-of-natural-gas-in-greece/?lang=en>



Grafiku 12: Çmimet e ndryshme të gazit në tregun grek për periudhën tetor 2017 – shtator 2020 / Weighted-Average Import Price (WAIP) of natural gas in Greece up to September 2020. (Burimi: RAE)

Vërehet që duke filluar nga janari 2020 çmimet kanë patur një tendencë të qartë rënie e cila është ndërprerë në qershor-korrik 2020. Mesatarja e thjeshtë aritmetike e çmimeve të gazit për tre vitet e fundit gjykohet të jetë një vlerësim i mirë mbi ardhmërinë e çmimeve të gazit për një periudhë afatmesme.

Mesatarja e thjeshtë aritmetike, deviacioni standart dhe e mesmja e WAIP të llogaritura me të dhënat e RAE⁹⁸ paraqiten në tabelën në vijim;

Tabela 48: Mesatarja aritmetike, deviacioni standart dhe e mesmja e çmimeve me shumice në Greqi duke marrë në konsideratë të dhënat e 2018, 2019 dhe 3-mujorin e parë 2020 (Burimi i të dhenave: RAE)

Indeksi	EURO/MWh	EURO/Nm ³
Mesatarja e thjeshtë aritmetike / Arithmetic mean	17.71	0.21312
Devijimi standart / Standard Deviation	5.6	0.06739
E mesmja / Median	19.08	0.22960

⁹⁸ <https://www.rae.gr/2021/03/23/weighted-average-import-price-waip-of-natural-gas-in-greece/?lang=en>

Çmimi i pritshëm i gazit me shumicë në tregun në lindje në Shqipëri pritet të jetë fillimisht objekt i kontratave bilaterale ndërsa furnizimi i stacioneve të kompresorëve duhet të jetë objekt i kontratave bilaterale afatgjata. Në rastin ideal çmimi i gazit me shumicë në Shqipëri do të ishte i barabartë me çmimin e gazit me shumicë në Greqi, sikurse përshkruar më sipër, plus tarifën e transmetimit prej Greqisë në Shqipëri. Duke qenë së ende nuk ka një tarifë transmetimi të publikuar ndërmjet Greqisë dhe Shqipërisë përfshirë edhe TAP në llogaritjet e kësaj analize do të merret për bazë çmimi me shumicë në Greqi pa shtuar mbi të një tarifë transmetimi.

Në konsideratë sa më sipër, vlerësimet e kostove që vijnë prej përdorimit të gazit në kompresorë të llogaritura në këtë studim janë bërë me një çmim gazi natyror të rumbullakosur në 18 Eur/MWh.

IV.4 Mënyra e krahasimit të alternativave

Krahasimi i alternativave është bërë në dy mënyra;

- Krahasimi i vlerave të CAPEX dhe OPEX
- Krahasimi i Kostos së Niveluar të transportit të gazit në secilën prej alternativave.

Ndërsa krahasimi i CAPEX dhe OPEX është evident vlerësimi i kostos së niveluar është një koncept me kompleks i cili ka të bëjë me vlerën në kohë të parasë dhe është shpjeguar më në detaje në vijim.

IV.5 Mënyra e llogaritjes së Kostos së Niveluar të Transportit të Gazit (LCOGT)

Kosto e niveluar e transportit të gazit (LCOGT⁹⁹) është mjeti kryesor i përdorur në studim për krahasimin e alternativave të transmetimit të gazit përmes tubacioneve IGI dhe S-IAP.

Në përgjithësi, kosto e niveluar e energjisë (LCOE)¹⁰⁰ është një mjet që përdoret gjerësisht në krahasimin e kostove të prodhimit të energjisë (energjisë elektrike, gazit, etj.) nga centrale që shfrytëzojnë energji të ndryshme primare dhe kanë madhësi të ndryshme, sepse duke ndjekur këtë mënyrë llogariten kostot për njësi të cilat janë të krahasueshme midis tyre. Kostot dhe përfitimet e një projekti janë të shpërndara në kohë. Kostot e investimit fillestar (të njohura si CAPEX¹⁰¹) në një projekt energjistik zakonisht mund të ekzekutohen brenda një periudhe relativisht të shkurtër që në varësi të llojit të projektit zgjat nga 1-5 vjet. Kostot e operimit dhe të mirëmbajtjes (të njohura si OPEX¹⁰²) ndodhin gjatë gjithë jetës së projektit. Po ashtu edhe të ardhurat që rrjedhin nga një

⁹⁹ Levelized Cost of Gas Transport.

¹⁰⁰ Levelized Cost of Energy.

¹⁰¹ Ang.: **Capital Expenditure.**

¹⁰² Ang.: **Operational Expenditure.**

investim energjistik të gjenerohen përgjatë gjithë jetës së projektit. Në praktikën e industrisë¹⁰³ koha e vlerësimit të një investimi tubacioni merret 25 vjet ndonëse jeta reale e tubacionit është shumë më e gjatë. Të ardhurat nga një projekt pritet që të mbulojnë jo vetëm të gjitha shpenzimet e bëra gjatë gjithë jetës së projektit (CAPEX plus OPEX), por edhe të prodhojnë një fitim të arsyeshëm për investitorët. Investitorët mund të jenë aksionerët e kompanisë që investon në një projekt energjistik sikurse edhe borxhdhënësit e saj.

Duke qenë se shpenzimet dhe të ardhurat janë të shpërndara në kohë, ato janë të pakrahasueshme, sepse vlera në kohë e parasë ndryshon. Pikërisht për t’i bërë të krahasueshme të gjitha të ardhurat dhe të gjitha shpenzimet, vlera e tyre **duhet të kryhet në raport me një moment të caktuar kohor** që zakonisht përkon me momentin në të cilin bëhen llogaritjet ekonomike të një projekti. Vlera e aktualizuar (sot) e pagesave apo të ardhurave të pritshme në të ardhshmen quhet vlera aktuale e tyre, ose vlera prezente apo e vlera e tashme (tanishme) e tyre.

Teknika LCOE gjen vlerën aktuale të të gjitha kostove në momentin fillestar të investimit. Pastaj gjen vlerën aktuale të të gjitha të ardhurave të pritshme, po ashtu në momentin fillestar të investimit. **Më tej kjo teknikë supozon se të ardhurat e aktualizuara duhet të jenë të barabarta me kostot e aktualizuara.** Pra, të ardhurat duhet të mbulojnë së paku kostot, dhe të ofrojnë fitim për aksionarët dhe borxhdhënësit. *Faktori i zbritjes apo i skontos* i përdorur në procesin e gjetjes së vlerës aktuale, kap pikërisht përfitimet e investitoreve të kapitalit të vet (aksionereve) apo të kapitalit të huajtur (borxhdhënësve të kompanisë që investon), sepse shtesat e ardhme të përfitimeve që tejkalojnë kostot, do t’u takojnë atyre. Raporti i financimit me kapital aksionar dhe me borxh mund të jetë i ndryshëm në kohë të ndryshme (p.sh., 60% kapital aksionar dhe 40% borxh vitin e parë, 55%/45% vitin e dytë, etj.), por gjithmonë llogaritet një mesatare e:

- kthimit të kërkuar nga aksionarët (supozojme 15%) e ponderuar me peshën që ata zënë në financim; dhe e
- borxhdhënësve (supozojmë se i kanë dhënë kompanisë borxh me 6% interes pas tatimit) e ponderuar me peshën që ata zënë në financim,

e quajtur **Kosto Mesatare e Ponderuar e Kapitalit (WACC¹⁰⁴)**. P.sh., me të dhënat e mësipërme të vitit të parë, WACC do të rezultonte 11.4% [(15%×0.6) + (6%×0.4)].

Ekuacioni që shpreh barazinë midis kostove të aktualizuara dhe përfitimeve të aktualizuara të një projekti do të shkruhej si më poshtë:

¹⁰³ SNAM_TYNDP_SRG-Piano-Decennale-2020-2029; BENEFICI (art. 11) - Totale benefici periodo di analisi di 25 anni I benefici di seguito riassunti sono stati determinati conformemente a quanto previsto nel documento “Criteri applicativi dell’Analisi Costi Benefici per gli interventi di sviluppo della rete di trasporto” secondo i dettagli riportati nel capitolo “Analisi dei Costi e dei Benefici” del piano decennale di SNAM

¹⁰⁴ Ang.: Weighted Average Cost of Capital.

$$\sum P_{MWh} \times MWh \times (1 + r)^{-t} = \sum (Capital_t + O\&M_t) \times (1 + r)^{-t}$$

ku:

P_{MWh}	Tarifa apo çmimi i transportit të gazit
MWh	Sasia e gazit të transportuar në MWh
r	Kosto Mesatare e Ponderuar e Kapitalit (WACC)
$Capital_t$	Kosto e investimit fillestar në vitin t – zakonisht $t=0$, pra koha llogaritet një vit dhe viti është viti aktual, pra viti i ndërtimit të impiantit.
$O\&M_t$	Shpenzimet e operimit dhe mirëmbajtjes në vitin t , pra gjatë gjithë jetës së investimit.

Duke supozuar se tarifa apo çmimi i transportit të gazit do të jene konstante gjatë gjithë jetës ekonomike të investimit, atëherë P_{MWh} mund të nxirret jashtë kllapës, dhe ekuacioni të shkruhet në funksion të P_{MWh} si më poshtë:

$$LCOGT = P_{MWh} = \frac{\sum (Capital_t + O\&M_t) \times (1 + r)^{-t}}{\sum MWh \times (1 + r)^{-t}}$$

Pra, tarifa apo çmimi i transportit të gazit përmes tubacionit i llogaritur si më sipër, është quajtur prej autorit “Kosto e niveluar e transportit të gazit” ose LCOGT. Sikurse e treguam më sipër, ky është **niveli minimal i domosdoshëm i çmimit apo tarifës së transportit të gazit** që mbulon të gjitha kostot si dhe shpërblen pronarët e sipërmarrjes dhe borxhdhënësit e saj. Në këtë studim ky tregues nuk është i rëndësishëm në vetvete (pra nuk krahasohet me nivelin e tregut) por është mjet i fuqishëm për krahasimin e alternativave IGI kundrejt S-IAP + TAP.

Duke qenë se qëllimi është krahasimi i alternativave të kalimit të gazit përmes tubacionit IGI ose tubacionit alternativ S-IAP, dhe jo norma e koston mesatare të ponderuar të kapitalit në vetvete, r ose WACC është marrë¹⁰⁵ 7%.

¹⁰⁵ The EGC 2020 edition uses a 3% discount rate (corresponding approximately to the “social cost of capital”), a 7% discount rate (corresponding approximately to the cost of capital of a large utility in a deregulated or restructured market), and a 10% discount rate (corresponding approximately to cost of capital in an environment with relatively higher risks). ((OECD), 2020)

IV.6 Vlerat e CAPEX dhe OPEX dhe Kosto e Niveluar e Transportit të gazit sipas alternativave për kapacitetin 10 BCM

IV.6.1.1 Kosto e Alternativës IGI Poseidon për rregjimin 10 BCM/vit

Tubacionet

Mbështetur në të dhënat e raporteve të ACER dhe CEER janë llogaritur vlerat e CAPEX dhe OPEX të tubacionit IGI Poseidon sikurse paraqitur në tabelat në vijim;

Tabela 49: CAPEX dhe OPEX i tubacioneve përbërëse të IGI Poseidon

Tubacioni / PIPELINE	Vendndodhja	Gjatësi (km)	Diame tri (inches)	Koef. Vësht irë.	Kosto (2020) EUR/'/ m)	CAPEX pipeline (EUR)	CAPEX Linepack (avg) (EUR)	OPEX Pipeline (EUR/year)
Section Stavrochori, - Stavrolimenas, GR	Toke / onshore	29.00	36	1.2	88.10	110,371,680	249,511	
Section Stavrolimenas, GR - Otranto IT	Det / offshore	196.00	36	1	190.00	1,340,640,000	2,896,129	
Section Otranto IT - SNAM RETE network	Toke / onshore	22.60	36	1	88.00	71,596,800		
		248.00				1,522,689,840	3,145,640	30,516,710

Kompresorët

Mbi bazën e rezultateve të llogaritjeve hidraulike, zgjidhjes përkatëse dhe të dhënave të raporteve të ACER dhe CEER janë bërë llogaritjet e CAPEX dhe OPEX të stacionit të kompresorëve Stavrolimenas të dhënë në tabelën në vijim:

Tabela 50: CAPEX dhe OPEX i Stacionit të kompresorëve Stavrolimenas

Fuqia e nevojshme (MW)	Fuqia e nevojshme për t'u instaluar (2+1)X20MW	Kosto për kompresor e axhustuar për infl (2020) Eur/MW	CAPEX Compressor (EUR)	OPEX gaz fuel for Compressor (EUR)	OPEX Compressor (EUR)
29	60	2,154,512	137,223,490	14,860,630	8,233,409

Kosto e niveluar e alternativës IGI Poseidon

Mbështetur mbi rezultatet e mësipërme është llogaritur kosto e niveluar e transportit të gazit prej alternativës IGI Poseidon për kapacitetin 10 BCM/vit

Tabela 51: Kosto e niveluar e transportim alternatives IGI Poseidon 10 BCM/vit

TOTAL CAPEX (EUR)	1,663,058,970
TOTAL OPEX (EUR)	53,610,749
Volumi i gazit i transportuar çdo vit (BCM)	10
Sasia e energjise e transportuar nga tubacioni çdo vit (MWh)	104,000,000
Periudha e analizuar ne vite	25
Kosto e ponderuar e kapitalit (%)	7%
Kosto e niveluar e transportit te gazit (EUR/MWh)	1.89

Tabela me llogaritjet e detajuara ndodhet në Aneksin 3.

IV.6.1.2 Kosto e alternativës S-IAP (10BCM) + rritje e kapacitetit të TAP off shore deri në 20 BCM/vit

Sikurse shpjeguar edhe mësipër kjo alternativë përbëhet nga investimet që vijojnë;

- Stacioni i kompresorëve në Stavrochori
- Tubacioni S-IAP Stavrochori – Seman
- Zgjerim i kapaciteteve të Stacionit të Kompresorëve të TAP në Seman nga 10 BCM/vit në 20 BCM/vit

Për këtë alternativë është e rëndësishme që krahas vlerësimit të investimeve të reja të vlerësohet edhe impakti i investimit të tubacionit egzistues të TAP tashmë në funksionim me kapacitetin 10 BCM/vit.

Në vijim tabelat me CAPEX dhe OPEX përkatëse për secilin përbërës të sistemit;

Tubacionet

PIPELINE	Gjatësia (km)	Terreni	Diametri (inches)	Koef. Vështirë.	Përqindja sipas terrenit	Gjatësia (km)	Kosto (2020) (EUR/"/m)	CAPEX Pipeline (EUR)	CAPEX Linepack (avg) (EUR)	OPEX Pipeline (EUR/year)
Stavrochori, GR - Seman, AL (42")	227	i sheshtë	42	1	79%	179.33	88.10	663,556,866		
		malor	42	1.3	21%	47.67	88.10	229,305,094		
Total =								892,861,960	2,825,680	17,913,753

Linepack i cili përafqëson sasinë mesatare të gazit e cila qëndron gjithmonë në tubacion konsiderohet gjithashtu si pjesë e CAPEX. Llogaritja e tij është kryer duke zbatuar ligjin e gazeve reale. Në vijim tabela me llogaritjet e CAPEX që i korrespondon Linepack për tubacionin Stavrochori – Seman

Tabela 52: Llogaritja e CAPEX për Linepack për tubacionin Stavrochori - Seman

Linepack Cost Stavrochori, GR - Seman, AL 10 BCM				
<i>Kushtet standarte / Standard conditions</i>		Njësia	Vlera	
Pb (Mpa)=		P _o	0.10	
Tb (Kelvin)=		T _o	288.15	
<i>Kushtet operative / Operation Conditions</i>				
Maksimumi i presionit / Maximum Operating Pressure (Mpa)=		P _{max}	8.30	
Minimumi i presionit / Minimum Operating Pressure (Mpa)=		P _{min}	6.60	
Mesatarja e presionit / Average Operating Pressure (Mpa)=		P _{avg}	7.48	
Mesatarja e temperatures / Average Operating Temperature (Kelvin)=		T _{avg}	298.15	
Faktori i ngjeshjes / Compressibility factor Z=			0.87	
Përmbajtja / Gaz Energy Content=		kWh/m ³	10.4	
Estimated average natural gaz price ¹⁰⁶		Eur/kWh	0.018	
Interconnection Pipeline Linepack		inches	42	
Gjatësia e tubacionit Stavrochori, GR - Seman, Fier, AL (m)	Pipe internal diametër (m)	Pipe inner space (m ³)	V(P _{avg}) (Ncm)	CAPEX _{linepack} (EUR)
227,000	1.009	181,600	15,094,446	2,825,680

Kompresorët

Në vijim jepen tabelat me rezultatet e llogaritjeve të ndërtimit të kompresorit në Stavrochori dhe të zgjerimit të kapaciteteve të stacionit të kompresorëve të TAP në Seman, Fier.

KOMPRESORËT	Fuqia e nevojshme (MW)	Fuqia e nevojshme për t'u instaluar (2+1)X10MW	Kosto për kompresor e axhustuar per infl (2020) Eur/MW	CAPEX Compressor (EUR)	OPEX gaz fuel for Compressor (EUR)	OPEX Compressor (EUR)
Stacioni i kompresoreve Compressor	16.97	30	2,154,512	64,635,368	8,554,667	3,878,122

¹⁰⁶ Burimi: Eurostat (online data codes: nrg_pc_203)

station in Stavrochori, GR						
Rritja e kapaciteteve të TAP CS Seman / Increase of capacities of TAP CS Seman	30	30	2,154,512	64,635,368	14,973,013	3,878,122
				129,270,735	23,527,680	7,756,244

Kosto e niveluar e transportit në tubacionin S-IAP përfshirë koston e zgjerimit të kapacitetit të stacionit të kompresorëve të TAP në Seman.

Nga llogaritjet e mësipërme rezultojnë:

CAPEX pipeline Stavrochori - Seman +Linepack	895,756,145
CAPEX compressor station Stavrochori + TAP expansion	129,270,735
TOTAL CAPEX	1,025,026,881
<hr/>	
OPEX Pipeline Stavrochori - Seman	17,915,123
OPEX (variable + fixed) Compressor Stavrochori	31,283,924
TOTAL OPEX	49,199,047

Mbështetur në këto të dhëna dhe në sasinë e gazit prej 10 BCM të transportuar nëpërmjet S-IAP kosto e niveluar e transportit të gazit vetëm në seksionin S-IAP rezultojnë si më poshtë:

TOTAL CAPEX (EUR)	1,025,026,881
TOTAL OPEX (EUR)	49,199,047
Volumi i gazit i transportuar çdo vit (BCM)	10
Sasia e energjisë së transportuar nga tubacioni çdo vit (MWh)	104,000,000
Periudha e analizuar në vite	25
Kosto e ponderuar e kapitalit (%)	7%
Kosto e niveluar e transportit të gazit (EUR/MWh)	1.32

Për gjetjen e kostos totale të transportit të gazit deri në Itali do të duhet të llogarisim edhe koston e niveluar të segmentit Seman – Melendugno të TAP.

Kosto e niveluar e transportit të gazit në tubacionin ekzistues të TAP offshore nga Seman në Melendugno.

Kostoja e përdorimit të infrastrukturës ekzistuese të TAP reflektohet direkt në tarifën e transmetimit të sasive të gazit në përputhje me Metodologjinë e Tarifave të miratuar bashkërisht nga rregulloret e energjisë të Greqisë, Shqipërisë dhe Italisë. Në kushtet kur këto tarifa nuk janë publikuar ende, edhe për shkakun e mosegzistencës së tregut të gazit në Shqipëri, po përdorim të njëjtën mënyrë si dhe për infrastrukturën e reja që do të ndërtohen enkas për alternativën S-IAP + TAP por duke marrë në konsideratë vetëm koston e ndërtimit të seksionit detar të tubacionit dhe asnjë komponente tjetër duke qenë se ato janë marrë në konsideratë veçanerisht. Në shtesë sasitë vjetore të transportimit të gazit janë 20 BCM/vit sikurse paraqiten në tabelën në vijim.

Tabela 53: Vlerësimi i CAPEX dhe OPEX të tubacionit ekzistues TAP offshore për transportimin e gazit të EastMed dhe S-IAP

Seksioni / Section	Diametër (inches)	Niveli i vështirësisë / Difficulty Level	Gjatësia / Length (km)	Kosto /Cost (2020) (EUR/"/m)	CAPEX Pipeline (EUR)	OPEX Pipeline (EUR/year)
offshore	36	2	105	88.1	666,036,000	
onshore	36	1	8	88.1	25,372,800	
TOTAL					691,408,800	13,828,176

TOTAL CAPEX (EUR)	691,408,800
TOTAL OPEX (EUR)	13,828,176
Volumi i gazit i transportuar çdo vit (BCM)	20
Sasia e energjise e transportuar nga tubacioni çdo vit (MWh)	208,000,000
Periudha e analizuar ne vite	25
Kosto e ponderuar e kapitalit (%)	7%
Kosto e niveluar e transportit te gazit (EUR/MWh)	0.35

Kosto e niveluar e alternativës S-IAP + TAP

Mbështetur në të dhënat e tabelës së mësipërme është llogaritur kosto e mesatarizuar e përdorimit të tubacionit ekzistues për transportimin e 1 MWh

Kosto e niveluar e transportit të gazit (EUR/MWh)	1.32
Kosto e niveluar e transportit të gazit (EUR/MWh)	0.35
Kosto totale e niveluar e transportit të gazit në S-IAP + TAP (EUR/MWh)	1.67

IV.6.2 Përfundime në lidhje me Alternativat IGI Poseidon dhe S-IAP + TAP për sasi të 10 BCM/vit

Tabela 54: Krahasimi i CAPEX, OPEX dhe tarifës së niveluar për alternativat IGI Poseidon dhe S-IAP + TAP offshore për kapacitetin 10BCM/vit

	CAPEX (Eur)	OPEX (Eur)	Kosto e niveluar e transportit
IGI Poseidon	1,680,939,917	54,754,836	1.89
S-IAP + TAP	1,025,199,047	49,199,047	1.67
Diferenca absolute	655,913,036	5,555,789	0.22
Diferenca relative (IGI me i shtrenjte se S-IAP)	64%	11.3%	13%

IV.7 Vlerat e CAPEX dhe OPEX dhe Kosto e Niveluar e Transporti të gazit sipas alternativave për kapacitetin 20 BCM

IV.7.1.1 CAPEX, OPEX dhe Kosto e niveluar e transportit të gazit të alternativës IGI Poseidon për rregjimin 20 BCM/vit

Sikurse rezultoi nga llogaritjet hidraulike tubacioni 36” nuk mundet të transportojë sasi të 20 BCM/vit për shkak se shpejtësitë e gazit në tubacion tejkalojnë shpejtësitë kritike/erozionale dhe për më tepër stacionet e kompresorëve do të duhet të punojnë me presione shumë të larta me raportin e presioneve CR të nivelit 4.

Për pasojë transportimi i sasive 20 BCM/vit do të mundet të sigurohet nëpërmjet ndërtimit të një sistemi të dytë paralel nga Stavrochori deri në CTMS Melendugno. Kjo sjell si pasojë dyfishimin e të gjithë kostove të llogaritura për kapacitetin 10 BCM/vit sikurse paraqitur në tabelën më poshtë së bashku me koston e niveluar të transporti të gazit.

Tabela 55: CAPEX, OPEX dhe Kosto e niveluar e alternativës IGI Poseidon 10 BCM/vit dhe 20 BCM/vit

Kapaciteti	10 BCM	20BCM/vit
TOTAL CAPEX (EUR)	1,663,058,970	3,326,117,940
TOTAL OPEX (EUR)	53,610,749	107,221,497
Volumi i gazit i transportuar çdo vit (BCM)	10	20
Sasia e energjise e transportuar nga tubacioni çdo vit (MWh)	104,000,000	208,000,000
Periudha e analizuar në vite	25	25
Kosto e ponderuar e kapitalit (%)	7%	7%

Kosto e niveluar e transportit të gazit (EUR/MWh)	1.89	1.89
----------------------------------------------------------	-------------	-------------

Dyfishimi i sasive të transportuara është shoqëruar me dyfishimin e kostove për pasojë rritja e sasive nuk duket të sjellë ndonjë përfitim në reduktimin e tarifës së transmetimit për njësi volumi

IV.7.1.2 CAPEX, OPEX dhe Kosto e niveluar e transportit të gazit të alternativës S-IAP për rregjimin 20 BCM/vit

Në analizën e rregjimit 10 BCM/vit transporti në segmentin Seman – Melendugno kryhet duke shfrytëzuar kapacitetin ende të lirë të tubacionit TAP prej 10 BCM/vit por duke u shtuar kjo sasi e ardhur prej EastMed dhe S-IAP kapaciteti maksimal i segmentit offshore të TAP ezaurohet krejtësisht. Për pasojë del e nevojshme që për alternativën S-IAP për kapacitetin 20 BCM/vit të ndërtohet një tubacion i ri. Ky tubacion mundet të funksionojë njëllë sikurse segmenti aktual i TAP, pra në një fazë të parë 10 BCM dhe më tej me rritjen e sasive të kalojë në 20 BCM. Për pasojë llogaritjet e këtij segmenti për kapacitetin 20 BCM janë kryer duke konsideruar funksionimin e tij në 20 BCM. Për të njëjtat arsye ndërtimi i këtij tubacioni është automatikisht i shoqëruar nga nevoja për ndërtimin e stacionit të kompresorve që sërish duhet të ketë të njëjtat kapacitete sikurse TAP për 20 BCM/vit.

Përsa i përket transportimit prej Stavrochori deri në Seman është llogaritur kapaciteti i stacionit të kompresorëve për kapacitetin 20 BCM/ vit, ndërkohë që tubacioni Stavrochori - Seman qëndron i njëjtë duke qenë së ai ka qenë llogaritur që në fillim që të jetë në gjendje të funksionojë edhe për fazën 20 BCM/vit

Tabelat në vijim japin llogaritjet përkatëse të CAPEX dhe OPEX për kapacitetin 20 BCM;

Tubacionet

Tabela 56: CAPEX dhe OPEX i sistemit S-IAP për kapacitetin 20 BCM/vit

Tubacioni PIPELINE	Dist. (km)	Sect.	Diam. (inch)	Diff. Level	% flat vs mount terrain	Gjatësia Length (km)	Cost (2020) (EUR/"/m)	CAPEX Pipeline (EUR)	CAPEX Linepack (avg) (EUR)	OPEX Pipeline (EUR/year)
Stavrochori, GR - Seman, AL (42")	227	Flat	42	1	79%	179.33	88.1	663,556,866		
		Mount ain	42	1.3	21%	47.67	88.1	229,305,094		
Sub Total 1 (Stavrochori - Seman) =								892,861,960	3,727,710	17,931,793
Section Seman - Italian Landfall	105	offshore	36	1		105	190.0	718,200,000		

Section Landfall IT - SNAM RETE network	8	onshore	36	1	8	88.1	25,372,800			
	113						Sub Total 2 (Seman-Melendugno) =	743,572,800	1,493,208	14,901,320
							Total Pipeline CAPEX =	1,641,655,679	Total OPEX =	32,833,114

Tabelat në vijim japin rezultatet e llogaritjeve të CAPEX që i korrespondojnë Linepack për tubacionet Stavrochori – Seman për rregjimin 20 BCM si dhe për tubacionin Seman Melendugno për kapacitetin 20 BCM;

Tabela 57: Llogaritja e CAPEX për Linepack për tubacionin Stavrochori – Seman për kapacitetin 20BCM

Linepack Cost Stavrochori, GR - Seman, AL 20 BCM				
<i>Kushtet standarte / Standard conditions</i>		Njësia	Vlera	
	Pb (Mpa)=	P _o	0.10	
	Tb (Kelvin)=	T _o	288.15	
<i>Kushtet operacionale / Operation Conditions</i>				
	Maksimumi i presionit / Maximum Operating Pressure (Mpa)=	P _{max}	11.25	
	Minimumi i presionit / Minimum Operating Pressure (Mpa)=	P _{min}	6.50	
	Mesatare e presionit / Average Operating Pressure (Mpa)=	P _{avg}	9.18	
	Mesatare e temperaturës / Average Operating Temperature (Kelvin)=	T _{avg}	298.15	
	Faktori i ngjeshjes / Compressibility factor Z=		0.841	
	Permbajtja / Gaz Energy Content=	kWh/m ³	10.4	
	Çmimi mesatar i parashikuar për gazin natyror / Estimated average natural gaz price ¹⁰⁷	Eur/kWh	0.018	
<i>Linepack i tubacionit nderlidhes / Interconnection Pipeline Linepack</i>		inches	42	
Gjatësia e tubacionit Stavrochori, GR - Seman, Fier, AL (m)	Diametri i brendshëm i tubacionit / Pipe internal diametër (m)	Volumi i brendshëm i tubit / Pipe inner space (m3)	V(P _{avg}) (Ncm)	CAPEX _{linepack} (EUR)
227,000	1.029	188,666	19,912,980	3,727,710

Tabela 58: Llogaritja e CAPEX për Linepack për tubacionin Seman – Melendugno për kapacitetin 20BCM

Linepack Cost Stavrochori, GR - Seman, AL 20 BCM				
<i>Kushtet standarte / Standard conditions</i>		Njësia	Vlera	
	Pb (Mpa)=	P _o	0.10	
	Tb (Kelvin)=	T _o	288.15	
<i>Kushtet operacionale / Operation Conditions</i>				
	Maksimumi i presionit / Maximum Operating Pressure (Mpa)=	P _{max}	12.10	
	Minimumi i presionit / Minimum Operating Pressure (Mpa)=	P _{min}	7.50	

¹⁰⁷ Burimi: Eurostat (online data codes: nrg_pc_203)

Mesatare e presionit / Average Operating Pressure (Mpa)=	P_{avg}	10.08		
Mesatare e temperatures / Average Operating Temperature (Kelvin)=	T_{avg}	298.15		
Faktori i ngjeshjes / Compressibility factor Z=		0.83		
Permbajtja / Gaz Energy Content=	kWh/m ³	10.4		
Çmimi mesatar i parashikuar per gazin natyror / Estimated average natural gaz price ¹⁰⁸	Eur/kWh	0.018		
<i>Interconnection Pipeline Linepack</i>		inches	36	
Gjatësia e tubacionit Stavrochori, GR - Seman, Fier, AL (m)	Diametri i brendshem i tubacionit / Pipe internal diametër (m)	Volumi i brendshem i tubit / Pipe inner space (m ³)	$V(P_{avg})$ (Ncm)	CAPEX _{linepack} (EUR)
113,000	0.876	68,136	7,976,541	1,493,208

Kompresorët

Në vijim jepen tabelat me rezultatet e llogaritjeve të CAPEX të kompresorit në Stavrochori për rregjimin 20 BCM si dhe të ndërtimit të një stacioni të ri kompresorësh në Seman, Fier të dedikuar për 20 BCM/vit që do të vijnë prej EastMed dhe S-IAP;

Tabela 59: CAPEX dhe OPEX variable dhe fix i stacioneve të kompresorëve për alternativën S-IAP për kapacitetin 20 BCM/vit

KOMPRESORET	Fuqia e nevojshme (MW)	Fuqia e nevojshme për t'u instaluar	Kosto për kompresor adjusted for infl (2020) Eur/MW	CAPEX Compressor (EUR)	OPEX gaz fuel for Compressor (EUR)	OPEX Compressor (EUR)
Compressor station in Stavrochori, GR	32.37	50.00	2,154,512	107,725,613	16,312,476	6,463,537
New Compressor Station in Seman	56.05	75.00	2,154,512	161,588,419	28,248,034	9,695,305
				269,314,031	44,560,510	16,158,842

Kosto e niveluar e alternatives S-IAP 20BCM/vit

TOTAL CAPEX (EUR)	1,910,969,710
TOTAL OPEX (EUR)	93,552,466
Volumi i gazit i transportuar çdo vit (BCM)	20
Sasia e energjise e transportuar nga tubacioni çdo vit (MWh)	208,000,000
Periudha e analizuar ne vite	25
Kosto e ponderuar e kapitalit (%)	7%
Kosto e niveluar e transportit te gazit (EUR/MWh)	1.24

¹⁰⁸ Burimi: Eurostat (online data codes: nrg_pc_203)

IV.7.2 Përfundime në lidhje me Alternativat IGI Poseidon dhe S-IAP + TAP për sasi të 20 BCM/vit

Tabela 60: Krahasimi i CAPEX, OPEX dhe tarifës së niveluar për alternativat IGI Poseidon dhe S-IAP + new offshore për kapacitetin 20BCM/vit

	CAPEX (Eur)	OPEX (Eur)	Kosto e niveluar e transportit të gazit
IGI Poseidon 20 BCM	3,361,879,834	109,509,672	1.89
S-IAP + new offshore Seman Melendugno	1,910,969,710	93,552,466	1.24
Diferenca absolute	1,450,910,124	15,957,206	0.65
Diferenca relative (IGI me i shtrenjte se S-IAP)	75.9%	17.1%	52.6%

Kapitulli V. PËRFUNDIME DHE REKOMANDIME

Dekada e fundit është shoqëruar me zhvillime shumë dinamike në sektorin e gazit natyror në Shqipëri dhe në rajonin e Ballkanit jugor, më i rëndësishmi prej të cilëve ka qenë përfundimi i ndërtimit dhe fillimi i operimit të Trans Adriatic Pipeline (TAP) në Janar 2021. Shqipëria ka transpozuar në legjislacionin e vet paketën e tretë të BE-së për sektorin e gazit natyror, ka përparuar me zhvillimin e kuadrit rregullator dhe ka përgatitur e miratuar Master Planin e sektorit të gazit bashkë me disa studime fizibiliteti për një numër projektesh, por nuk ka bërë progres në ndërtimin real të infrastrukturës së transmetimit dhe shpërndarjes së gazit natyror.

Realizimi i suksesshëm dhe kapacitetet e lira të fazës së dytë të TAP së bashku me projektin EastMed krijojnë mundësi reale për ndërtimin e degëzimit jugor të projektit IAP (Southern Ionian Adriatic Pipeline ose S-IAP) i cili lidh EastMed me TAP duke u shtrirë përmes Greqisë veri perëndimore dhe jugut të Shqipërisë. Analiza e leverdisshmërisë ekonomike të S-IAP përkundrejt IGI Poseidon është objekti i këtij studimi.

Krahasimi ndërmjet S-IAP dhe IGI Poseidon është kryer duke marrë në konsideratë një pikë të përbashkët nisjeje që përkon me pikën fundore të EastMed pranë fshatit Stavrochori në Thesproti në Greqi dhe një pikë të përbashkët mbritjeje që përkon me stacionin CTMS në Melendugno në Itali. Analiza është kryer për dy nivele kapacitetesh transportimi; 10BCM/vit dhe 20 BCM/vit. Diametri i S-IAP është marrë i barabartë me atë të EastMed (42”) dhe diametrat e segmenteve të tjerë janë të njëjta me vlerat e bëra publike.

Korridorin detar i IGI Poseidon dhe ai segmentit detar të TAP janë rindërtuar mbi bazën e informacioneve publike. Për lidhjen e skajeve të seksionit detar të tubacionit IGI Poseidon me pikat e përbashkëta të nisjes dhe të mbritjes janë përcaktuar korridoret tokësore në përputhje me praktikën e industrisë.

Për tubacionin S-IAP nga Stavrochori deri në Seman u identifikuan dy korridore të mundshme alternative. Ndërmjet tyre korridori që kalon përgjatë luginës së Drinos paraqet avantazhet më të mëdha për shkak të terrenit më të lehtë për të kryer punimet civile të ndërtimit dhe ka më pak kryqëzime me lumenj dhe infrastrukturën e ndryshme.

Llogaritjet hidraulike janë kryer duke konsideruar kushte të njëjta në pikat e nisjes dhe ato të mbritjes. Në shtesë për rastin e S-IAP janë marrë në konsideratë kushtet e domosdoshme për hyrjen e gazit në stacionin e kompresorëve të TAP në Seman për të mundësuar bashkimin e flukseve.

Për kapacitetin 10 BCM/vit transportimi i gazit nëpërmjet alternativës S-IAP + TAP do të kryhet prej Stavrochori deri në Seman, Fier me anë të ndërtimit të tubacionit të ri S-IAP dhe prej Seman deri në Melendugno do të shfrytëzohet kapaciteti i disponueshëm i fazës së dytë të TAP.

Për kapacitetin 20 BCM/vit transportimi në pjesën offshore për alternativën S-IAP nuk është më i mundur përmes TAP por është i nevojshëm ndërtimi i një tubacioni të dytë paralel me TAP ndërkohë që shpejtësia mesatare e lëvizjes së gazit në tubacion i afrohet nivelit të shpejtësisë kritike.

Për kapacitetin 10 BCM/vit tubacioni IGI Poseidon siguron lëvizjen e sasive të gazit brenda kufijve teknike optimale.

Për kapacitetin 20 BCM/vit shpejtësia mesatare e lëvizjes së gazit i afrohet shumë shpejtësisë kritike. Në shtesë ky rregjim kërkon rritje të ndjeshme të fuqisë së kompresorëve e cila sjell po ashtu rritje të konsiderueshme të konsumit të gazit si karburant prej kompresorëve. Kjo alternativë kërkon një analizë më të thelluar. Në kuadër të këtij studimi dublikimi i tubacionit me një të dytë është konsideruar si një zgjidhje e mundshme.

Vlerësimi i klasit 5 i kostos së secilës prej alternativave IGI-Poseidon dhe S-IAP mbështetur mbi llogaritjet hidraulike të kryera për dy kapacitetet transportuese 10 BCM/vit dhe 20 BCM/vit vërtetojnë hipotezën se:

- S-IAP ofron një zgjidhje më ekonomike për transportimin e gazit prej Stavrochori deri në Melendugno për të dy rregjimet e marra në konsideratë 10 dhe 20 BCM/vit dhe me rritjen e kapacitetit rritet efekti pozitiv i alternativës S-IAP.
- Për kapacitetin 10 BCM/vit CAPEX i IGI Poseidon është 64% më i shtrenjtë se S-IAP+TAP, OPEX është 11.3% më i shtrenjtë dhe LCOTG është 13% më i lartë.
- Për kapacitetin 20 BCM/vit CAPEX i IGI Poseidon është 75.9% më i shtrenjtë se S-IAP+TAP, OPEX është 17.1% më i shtrenjtë dhe LCOTG është 52.6% më i lartë.

Krahas avantazheve të sipërlistuara ndërtimi i S-IAP sjell edhe një sërë avantazhesh të tjera;

- Ndërtimi i infrastrukturave të perbashketa përfshirë ato energjitike kontribuon në përparimin ekonomik dhe forcimin e paqes në rajon
- S-IAP kontribuon në gazifikimin e Greqisë veri-perëndimore dhe Shqipërisë jugore.
- Ndërtimi i S-IAP do të përshpejtojë ndërtimin e IAP
- Krahas aksesit në tregun italian dhe atë europian-perëndimor të gazit natyror, S-IAP së bashku me IAP ofrojnë mundësinë që gazi i EastMed të aksesojë tregjet e Ballkanit perëndimor dhe më tej ato të Europës qendrore.
- Kalimi i gazit të EastMed përmes Shqipërisë krijon po ashtu mundësinë për prodhim të hidrogjenit blu shoqëruar me kapjen dhe magazinimin e CO₂ në vendburimet e naftës dhe gazit të cilët janë tashmë në faza të avancuara të prodhimit.
- S-IAP dhe EastMed së bashku do të krijojnë infrastrukturën për transportimin e sasive të hidrogjenit jeshil i cili pritet të prodhohet prej energjive të rinovueshme të erës dhe diellit përgjatë korridorit të tubacionit.

Mbështetur në rezultatet inkurajuese të studimit dalin në pah **rekomandimet** që vijojnë;

- Të kalohet në një nivel më të thelluar të analizës duke përdorur programe kompjuterike profesionale shoqëruar me rritjen e klasit të saktësisë së vlerësimit të kostove sipas AAEC.
- Të vlerësohen më në thellësi impaktet e tjera që lidhen me përmirësimin e kushteve për zhvillimin e projekteve të energjive të rinovueshme dhe hidrogjenit përgjatë korridorit të tubacionit të S-IAP.
- Të informohen nivelet vendimarrëse për leverdinë e projektit për të siguruar një mbështetje më të madhe për detajimin e tij të mëtejshëm.

Bibliografia

1. E. Shashi Menon, “GAS PIPELINE HYDRAULICS” Copyright 2005 by Taylor & Francis Group, LLC
2. E, Shashi Menon, Glenn A. Wininger “Pipeline Planning and Construction Field Manual - (Elsevier, 2011) Chapter 16 “Pipeline Construction”, 2011
3. Saeid Mokhtab, Gas Processing Consultant, Canada, William A. Poe, Senior Principal Technical Consultant, AVEVA, USA, John Y. Mak, Senior Fellow and Technical Director, “Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices” Fourth Edition, Elsevier, Gulf Professional Publishing, USA, 2019
4. SUBRATA K. CHAKRABARTI, HANDBOOK OF OFFSHORE ENGINEERING, Volume II, 2005
5. “Cost modelling GAZ” Technical team GAZ, headed by Jacques TALARMIN “PROJECT CEER-TCB18 Pan-European cost-efficiency benchmark for gaz transmission system operators APPENDIX”, SUMICSID, CEER (Council of European Energy Regulators), 2019-07-17, V1-2
6. Qiang Bai and Yong Bai “Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation” Gulf Professional publications, 2014.
7. Piotr Przybyło, THE REAL FINANCIAL COST OF NORD STREAM 2 – economic sensitivity analysis of the alternatives to the offshore pipeline Economy and Energy Programme Warsaw 2019
8. Dimitris Sakellariou, Dimitris Kourkoumelis, Grigoris Rousakis, Panos Georgiou, Ioannis Panagiotopoulos, I. Morfis “Deep-water geo-archaeological research along the POSEIDON pipeline route, Ionian Sea” Conference: 11th Panhellenic Symposium on Oceanography and Fisheries, Mytilene, Lesvos Island, Greece, May 2015.
9. G.G. Nasr, “Gas Flow and Network Analysis”, Salford: Salford University, 2011.
10. John J. Aumuller University of Alberta Edmonton, Alberta, Canada Vincent A. Carucci Carmagen Engineering Inc. Rockaway, N.J., USA, ”MOP, MAOP, DP AND MAWP – UNDERSTANDING THE DIFFERENCES TO AVOID UNNECESSARY COSTS” Proceedings of the ASME 2013 Pressure Vessels and Piping Conference PVP2013 July 14-18, 2013, Paris, France
11. Vendim Nr. 64, Datë 13.06.2013 Për Amendimin E Vendimit Te Bordit Te Komisioneve Te Ere, Nr. 27 Datë 1.03.2013 “Për Miratimin E Perjashtimit Te Kushtezuar Te Kompanise Tap-Ag Prej Kerkesave Te Neneve 9, 32 Dhe 41(6), (8) Dhe (10) Të Direktivës 2009/73/Ec Per Projektin Trans Adriatik Pipeline”, Për Marrjen Ne Konsiderate Te Opinionit Te Sekretariatit Te Komunitetit Te Energjise (Nr 1/2013) Dhe Vendimit Te Komisionit European (C(2013) 2949
https://ere.gov.al/doc/Vendimi64FJO_Public%282%29.pdf
12. Giamouridis, Anastasios, Oxford Institute for Energy Studies, NG37- “Natural Gas In Greece And Albania Supply and Demand Prospects To 2015”, 2009
<https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:1498944d-6823-4044-bdd0-21d21f14176d>

13. Dimitris Sakellariou and all, “Deep-water geo-archaeological research along the POSEIDON pipeline route, Ionian Sea”
https://www.researchgate.net/publication/281345858_Deep-water_geo-archaeological_research_along_the_POSEIDON_pipeline_route_Ionian_Sea
14. Katsis, Nikos MSc, DEPA Strategic Planning Manager, Prezantim “Transportation of Eastern Gaz to Italy” presentation at Energy Charter Paper Trade & Transit Group by Brussels, 18 October 2005
https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Presentations/CBP-EasternGas_to_Italy.pdf
15. Dhima, Stavri Prof. As. Dr. “RECENT DEVELOPMENTS ON THE ALBANIAN GAS SECTOR AND ITS INTEGRATION ON REGIONAL LEVEL” presentation at Tirana International Energy Charter Forum, TIRANA 12-13 June 2019
https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Forums/Tirana_2019_-_Stavri_Dhima_Ministry_of_Infrastructure_and_Energy_Albania.pdf
16. Gina Cohen, Lecturer & Consultant on Natural Gas “NATURAL GAS IMPORT AND EXPORT ROUTES IN SOUTH-EAST EUROPE AND TURKEY”, IENE Working Paper 26, 22 January 2020
<https://www.iene.gr/articlefiles/working%20paper%20no%2026%20document%20update%2022%2001%202020.pdf>
17. G.G. Nasr, “Gas Flow and Network Analysis”, Salford: Salford University, 2011.)
18. Nyarko Mavis, International Journal of Energy Engineering Dec. 2015, Vol. 4 Iss. 6, PP. 202-205, “Sizing of Gas Pipelines”
19. [Hamid Bidmus](#), [James Chau](#), [Kenton Dechant](#), “Absolute Roughness of Pipes from Different Manufacturing and Treatment Methods and Impact on Pipeline Design”, May 2019 Conference: Pipeline Simulation Interest Group (PSIG) 2019 Conference,
20. Rregullat Teknike te Sektorit te Gazit ne Shqiperi, Kodi i praktikave G 463 - Prill 2009 “Linjat e gazit me tuba çeliku për presion operimi mbi 16 bar-Konstruksioni”.
21. INGAA (Interstate Natural Gas Association of America), “Interstate Natural Gas Pipeline Efficiency” October 2010,
22. “ENGINEERING DATA BOOK” Copyright © 2004 Gas Processors Suppliers Association
23. “Evaluating Capital Cost Estimation Programs”, Chemical Engineering – August 2011
24. ACER “REPORT ON UNIT INVESTMENT COST INDICATORS AND CORRESPONDING REFERENCE VALUES FOR ELECTRICITY AND GAZ INFRASTRUCTURE GAZ INFRASTRUCTURE” 2015
25. CEER “Pan-European cost-efficiency benchmark for gaz transmission system operators” 2019
26. Mark J. Kaiser, “The Offshore Pipeline Construction Industry Activity Modeling and Cost Estimation in the U.S. Gulf of Mexico” Center for Energy Studies, Louisiana State University, Baton Rouge, LA, United States. Elsevier, Gulf Professional Publishing, 2020

27. Zhenhua Rui, “Historical pipeline construction cost analysis” Department of Mining and Geological Engineering, University of Alaska Fairbanks, 2011
28. “U.S. OIL AND GAS INFRASTRUCTURE INVESTMENT THROUGH 2035”, April 2017, API, page 24
29. https://sari-energy.org/oldsite/PageFiles/What_We_Do/activities/GEMTP/CEE_NATURAL_GAS_VALUE_CHAIN.pdf, 2008
30. https://www.gem.wiki/Oil_and_Gas_Pipeline_Construction_Costs#Offshore_versus_Onshore
31. CORREIA SERPA DOS SANTOS Joana, MORBEE Joris, TZIMAS Evangelos, ”Technical and Economic Characteristics of a CO2 Transmission Pipeline Infrastructure” 2011, Publications Office of the European Union, 978-92-79-19425-2
32. Knowledge Sharing Report 4: Overall Supply Chain Optimization” page 115
<https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/19011/co2-liquid-logistics-shipping-concept-llsc-overall-supply-chain-optimization.pdf>
33. ENTSG TYNDP_2020_Annex_A_Projects_Tables.xls.
<https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2020>
34. “PROJECT CEER-TCB18 Pan-European cost-efficiency benchmark for gas transmission system operators APPENDIX”
35. <https://www.medgaz.com/medgaz/doc/presentacion-eng.pdf> (vizituar me dt 16 Prill 2021)
36. <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/medgaz-pipeline/> (vizituar me dt 10 Mars 2021)
37. <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2020> (vizituar disa here gjate periudhes janar - maj 2021)
38. <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/trans-adriatic-pipeline-italy-greece/> (vizituar me dt 7 maj 2021)
39. <https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/medgaz-pipeline/> (vizituar me dt 7 maj 2021)

ANEKSET

Aneksi 1 Produkte standarte kompresorësh për transmetimin e gazit

Tabela 61: Produkte standarte të kompresorëve për transmetimin e gazit nga Mistubishi Heavy Industries¹⁰⁹

Table 1 Standard specifications of pipeline compressors

Compressor model		3V	4V	5V	7V
Operation	Maximum speed(rpm)	14000	10000	9000	7100
	Compatible gas turbine force(MW)	4.0	6.3/10	12	16/25

Tabela 62: Produkte standarte të kompresorëve për transmetimin e gazit nga Siemens Energy¹¹⁰

Model	RFBB20	RFBB24	RFA24	RFBB30	RFBB36	RFA36
Maximum working pressure, psig (barg)	2,000 (140)	2,250 (155)	2,000 (140)	3,200 (222)	2,250 (155)	1,800 (125)
Maximum flange size, inches (mm)	20 (510)	24 (610)	24 (610)	30 (760)	36 (910)	36 (910)
Number of stages	1-4	1-4	1	1-5	1-5	1
Maximum power, BHP (kW)	20,000 (14,900)	35,000 (26,099)	20,000 (14,900)	75,000 (56,000)	75,000 (56,000)	50,000 (37,300)
Design speed range, rpm	9,000-13,800	6,500-9,500	9,000-13,800	3,600-8,000	3,600-6,666	3,600-9,500
Impeller diameter, inches (mm)	12-24 (305-610)	15-31 (381-787)	12-28 (305-711)	18-38 (457-965)	24-48.5 (610-1,232)	24-48.5 (610-1,232)
Maximum design inlet flow, acfm (m ³ /h)	12,720 (21,600)	19,000 (32,281)	25,300 (43,000)	30,800 (52,300)	45,400 (77,100)	60,500 (102,800)

¹⁰⁹ <https://www.mhi.com/group/mco/business/outline/detail/pipeline>

¹¹⁰ <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:9dc4b8f6e1f5c71461e8a8254667c90a9634f648/edm-pipelinecompressors.pdf>

Aneksi 2 Llogaritja e Gjatësisë Ekuivalente

$$s = 0.0684G \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f Z} \right) \quad (\text{SI units})$$

where

H_1 = upstream elevation, m

H_2 = downstream elevation, m

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s}$$

Gas Gravity	G=	0.645
Compression. Factor	Z=	0.83
e constant	e=	2.718
Average Flowing Temperature	T _{avg} =	283.15

Tabela 63: Llogaritja e Gjatësisë Ekuivalente

ID	X	Y	Z	Gjatësia kumulative në projektion horizontal (2D) në metra	Gjatësia e segmentit 2D (m)	Gjatësia kumulative ne projektion tre dimensional (3D) në metra	Gjatësia e segmentit 3D (m)	Gjatësia e segmentit 3D (km)	ΔH (m)	s	j	Le
IP-01	461,336.14	4,345,703.98	8.00	-		-						
IP-02	461,482.26	4,356,850.89	71.34	11,704.41	11,704.41	11,704.62	11,704.62	11.70	63.34	0.01	1.01	11.77
IP-03	456,745.31	4,369,146.95	178.52	24,905.71	13,201.30	24,906.36	13,201.74	13.20	107.18	0.02	1.01	13.33
IP-04	458,713.28	4,371,283.80	627.75	28,137.64	3,231.93	28,195.66	3,289.31	3.29	449.23	0.08	1.04	3.43
IP-05	459,970.70	4,372,263.24	724.98	29,900.47	1,762.83	29,973.74	1,778.08	1.78	97.24	0.02	1.01	1.79
IP-06	460,443.68	4,372,577.06	642.17	30,479.35	578.88	30,559.42	585.67	0.59	(82.81)	(0.02)	0.99	0.58
IP-07	460,951.69	4,372,886.00	714.12	31,156.28	676.94	31,244.79	685.37	0.69	71.96	0.01	1.01	0.69

IP-08	461,639.41	4,373,166.69	606.89	31,963.30	807.01	32,062.41	817.62	0.82	(107.23)	(0.02)	0.99	0.81
IP-09	461,693.17	4,373,433.82	684.07	32,251.39	288.09	32,362.56	300.15	0.30	77.18	0.01	1.01	0.30
IP-10	463,241.98	4,374,801.65	416.03	34,678.24	2,426.85	34,811.65	2,449.09	2.45	(268.03)	(0.05)	0.98	2.39
IP-11	462,773.45	4,376,090.10	441.12	36,069.42	1,391.19	36,203.78	1,392.13	1.39	25.09	0.00	1.00	1.40
IP-12	462,589.17	4,376,644.41	390.22	36,669.75	600.33	36,807.18	603.40	0.60	(50.90)	(0.01)	1.00	0.60
IP-13	460,653.79	4,385,372.31	176.91	45,772.33	9,102.58	45,914.78	9,107.61	9.11	(213.31)	(0.04)	0.98	8.93
IP-14	460,712.17	4,386,161.15	253.16	46,570.28	797.95	46,717.63	802.85	0.80	76.24	0.01	1.01	0.81
IP-15	460,884.54	4,387,343.42	221.02	47,772.86	1,202.59	47,922.54	1,204.90	1.20	(32.14)	(0.01)	1.00	1.20
IP-16	460,905.47	4,387,889.12	255.86	48,372.26	599.40	48,523.33	600.80	0.60	34.85	0.01	1.00	0.60
IP-17	460,138.12	4,388,795.71	184.64	49,571.98	1,199.72	49,725.46	1,202.13	1.20	(71.22)	(0.01)	0.99	1.19
IP-18	459,802.13	4,390,029.99	120.46	50,874.75	1,302.77	51,029.93	1,304.46	1.30	(64.18)	(0.01)	0.99	1.30
IP-19	458,882.72	4,392,070.86	181.58	53,174.69	2,299.95	53,332.28	2,302.35	2.30	61.12	0.01	1.01	2.32
IP-20	457,126.04	4,396,205.83	225.81	57,872.43	4,697.74	58,040.44	4,708.16	4.71	44.23	0.01	1.00	4.73
IP-21	456,691.24	4,398,310.86	338.33	60,224.93	2,352.50	60,403.60	2,363.16	2.36	112.52	0.02	1.01	2.39
IP-22	456,700.71	4,399,615.33	358.28	61,577.93	1,353.00	61,758.35	1,354.75	1.35	19.95	0.00	1.00	1.36
IP-23	456,637.87	4,400,288.30	350.40	62,279.96	702.02	62,460.53	702.18	0.70	(7.88)	(0.00)	1.00	0.70
IP-24	456,307.10	4,400,849.86	261.59	62,986.72	706.76	63,173.10	712.57	0.71	(88.81)	(0.02)	0.99	0.71
IP-25	451,888.46	4,407,488.50	391.70	72,005.18	9,018.46	72,219.89	9,046.79	9.05	130.10	0.02	1.01	9.16
IP-26	450,020.38	4,408,856.65	546.23	74,516.57	2,511.40	74,773.42	2,553.53	2.55	154.53	0.03	1.01	2.59
IP-27	449,582.59	4,409,162.25	488.93	75,064.77	548.19	75,324.93	551.51	0.55	(57.29)	(0.01)	0.99	0.55
IP-28	445,759.91	4,412,539.14	386.72	80,719.47	5,654.70	80,990.84	5,665.91	5.67	(102.21)	(0.02)	0.99	5.61
IP-29	441,231.35	4,420,327.74	251.54	89,924.17	9,204.71	90,197.21	9,206.37	9.21	(135.18)	(0.03)	0.99	9.09
IP-30	423,237.46	4,450,587.31	173.83	127,840.22	37,916.04	128,114.33	37,917.11	37.92	(77.71)	(0.01)	0.99	37.64
IP-31	423,334.81	4,450,996.24	253.33	128,340.21	499.99	128,624.94	510.61	0.51	79.50	0.01	1.01	0.51
IP-32	422,814.32	4,451,642.91	176.99	129,347.49	1,007.29	129,645.70	1,020.76	1.02	(76.34)	(0.01)	0.99	1.01
IP-33	421,550.90	4,454,634.51	164.07	132,951.21	3,603.72	133,252.30	3,606.60	3.61	(12.91)	(0.00)	1.00	3.60
IP-34	420,274.31	4,455,862.91	246.42	134,852.92	1,901.71	135,165.28	1,912.98	1.91	82.35	0.02	1.01	1.93
IP-35	419,987.16	4,456,729.71	147.49	135,854.56	1,001.64	136,180.81	1,015.53	1.02	(98.94)	(0.02)	0.99	1.01
IP-36	417,286.60	4,462,100.01	135.40	142,457.31	6,602.75	142,784.06	6,603.25	6.60	(12.08)	(0.00)	1.00	6.60
IP-37	417,511.42	4,462,555.89	273.25	143,060.81	603.50	143,416.74	632.67	0.63	137.85	0.03	1.01	0.64

IP-38	416,973.36	4,463,381.37	129.50	144,064.08	1,003.27	144,430.76	1,014.03	1.01	(143.75)	(0.03)	0.99	1.00	
IP-39	415,039.25	4,465,218.90	130.15	146,863.28	2,799.20	147,230.58	2,799.81	2.80	0.66	0.00	1.00	2.80	
IP-40	413,425.62	4,465,306.21	305.80	148,569.66	1,706.38	148,951.55	1,720.97	1.72	175.65	0.03	1.02	1.75	
IP-41	412,069.34	4,465,856.06	145.29	150,267.64	1,697.97	150,672.65	1,721.10	1.72	(160.51)	(0.03)	0.98	1.70	
IP-42	409,863.40	4,467,027.00	99.97	152,767.76	2,500.13	153,173.33	2,500.69	2.50	(45.31)	(0.01)	1.00	2.49	
IP-43	407,981.38	4,469,089.39	195.79	155,774.43	3,006.67	156,189.21	3,015.87	3.02	95.82	0.02	1.01	3.04	
IP-44	406,864.17	4,469,689.12	93.35	157,277.63	1,503.20	157,697.95	1,508.75	1.51	(102.44)	(0.02)	0.99	1.49	
IP-45	404,049.77	4,471,449.02	95.24	160,878.34	3,600.71	161,298.75	3,600.80	3.60	1.89	0.00	1.00	3.60	
IP-46	403,701.76	4,471,693.03	202.57	161,311.51	433.17	161,747.59	448.84	0.45	107.33	0.02	1.01	0.45	
IP-47	403,344.31	4,471,635.94	92.47	161,680.12	368.61	162,166.56	418.97	0.42	(110.09)	(0.02)	0.99	0.41	
IP-48	401,051.90	4,472,381.06	85.12	164,182.88	2,502.76	164,641.44	2,474.88	2.47	(7.35)	(0.00)	1.00	2.47	
IP-49	399,530.78	4,473,096.64	243.33	165,987.86	1,804.98	166,470.49	1,829.05	1.83	158.21	0.03	1.01	1.86	
IP-50	398,454.88	4,473,580.09	96.48	167,287.63	1,299.77	167,783.10	1,312.61	1.31	(146.85)	(0.03)	0.99	1.29	
IP-51	392,706.10	4,477,683.42	60.80	174,989.60	7,701.97	175,485.59	7,702.50	7.70	(35.68)	(0.01)	1.00	7.68	
IP-52	390,552.64	4,480,015.62	382.43	178,290.83	3,301.23	178,818.25	3,332.65	3.33	321.63	0.06	1.03	3.43	
IP-53	389,941.88	4,481,547.46	153.09	179,990.38	1,699.55	180,533.54	1,715.30	1.72	(229.33)	(0.04)	0.98	1.68	
IP-54	389,959.89	4,485,102.80	81.07	183,888.80	3,898.42	184,436.45	3,902.91	3.90	(72.02)	(0.01)	0.99	3.88	
IP-55	389,421.42	4,485,697.75	164.05	184,691.25	802.45	185,243.18	806.73	0.81	82.98	0.02	1.01	0.81	
IP-56	389,355.89	4,486,762.41	42.72	185,790.94	1,099.69	186,352.61	1,109.42	1.11	(121.33)	(0.02)	0.99	1.10	
IP-57	386,426.14	4,490,431.14	23.77	191,295.95	5,505.01	191,857.74	5,505.14	5.51	(18.96)	(0.00)	1.00	5.49	
IP-58	385,880.53	4,491,194.79	96.39	192,286.16	990.22	192,852.28	994.54	0.99	72.62	0.01	1.01	1.00	
IP-59	385,664.42	4,491,416.26	50.59	192,596.64	310.48	193,166.35	314.07	0.31	(45.79)	(0.01)	1.00	0.31	
IP-60	369,378.02	4,517,096.83	(1.80)	228,122.07	35,525.43	228,692.41	35,526.06	35.53	(52.39)	(0.01)	0.99	35.35	
				Diferenca 3D-2D (m)		570.34			-	1.80	0.00	1.00	-
								228.69					228.36

Diferenca ndermjet gatesise reale dhe asaj ekuivalente = 0.34 km

Aneksi 3 Llogaritjet e Kosto e Niveluar e Transporti te Gazit (LCGT)

Tabela 64: Kosto e niveluar e transportit te gazit per IGI per kapacitetin 10 BCM/vit

	CAPEX	O&M									
Viti	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimi/OPEX	1,663,058,970	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749
Energjia e Transportuar (MWh/vit)		104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000

	O&M									
Viti	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investimi/OPEX	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749
Energjia e Transportuar (MWh/vit)	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000

	O&M				
Viti	21	22	23	24	25
Investimi/OPEX	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749	53,610,749
Energjia e Transportuar (MWh/vit)	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000

LCGT

WAC = r	7.0%	
	15 vjet	€2.27
LCOE	20 vjet	€2.02
	25 vjet	€1.89

Tabela 65: Kosto e niveluar e transportit te gazit per S-IAP per kapacitetin 10 BCM/vit

	CAPEX	O&M									
Viti	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimi/OPEX	1,025,026,881	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047
Energjia e Transportuar (MWh/vit)		104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000

	O&M									
Viti	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investimi/OPEX	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047
Energjia e Transportuar (MWh/vit)	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000

	O&M				
Viti	21	22	23	24	25
Investimi/OPEX	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047	49,199,047
Energjia e Transportuar (MWh/vit)	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000	104,000,000

LCGT

WAC = r	7.0%	
	15 vjet	€1.56
LCOE	20 vjet	€1.40
	25 vjet	€1.32

Tabela 66: Kosto e niveluar e transportit të gazit për IGI Poseidon për kapacitetin 20 BCM/vit

	CAPEX	O&M									
Viti	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimi/OPEX	3,326,117,940	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498
Energjia e Transportuar (MWh/vit)		208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000

	O&M									
Viti	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investimi/OPEX	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498
Energjia e Transportuar (MWh/vit)	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000

	O&M				
Viti	21	22	23	24	25
Investimi/OPEX	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498	107,221,498
Energjia e Transportuar (MWh/vit)	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000

LCGT

WAC = r	7.0%	
	15 vjet	€2.27
LCOE	20 vjet	€2.02
	25 vjet	€1.89

Tabela 67: Kosto e niveluar e transportit te gazit per S-IAP per kapacitetin 20 BCM/vit

	CAPEX	O&M									
Viti	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimi/OPEX	1,910,969,710	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466
Energjia e Transportuar (MWh/vit)		208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000

	O&M									
Viti	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investimi/OPEX	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466
Energjia e Transportuar (MWh/vit)	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000

	O&M				
Viti	21	22	23	24	25
Investimi/OPEX	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466	93,552,466
Energjia e Transportuar (MWh/vit)	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000	208,000,000

LCGT

WAC = r	7.0%	
LCOE	15 vjet	€1.46
	20 vjet	€1.32
	25 vjet	€1.24