

タンザニア連合共和国

タンザニア国
天然ガス普及促進プロジェクト
報告書

2022 年 2 月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）
一般財団法人 日本エネルギー経済研究所（IEEJ）

社基
JR
22-027

(空白のページ)

目次

第1部	タンザニア国内市場向けの天然ガス供給システム	1
第1章	調査の概要	1
1.1	調査の背景	1
1.2	調査の目的と概要	3
1.3	プロジェクトの実施体制	4
1.4	調査の範囲	4
1.5	タンザニアの国内市場における天然ガス導入の意義	6
1.6	ケース設定：ガス需要発展シナリオとプロジェクトの規模	7
1.7	ミニ LNG によるバーチャルパイプライン	9
1.8	実施計画	12
1.8.1	投資額の見通し	12
1.8.2	LNG プラント	13
1.8.3	天然ガスの到着価格	14
1.8.4	ロードマップ	15
1.8.5	主な課題	16
1.9	今後の取り組み	17
第2章	世界のガス市場の動向	19
2.1	LNG 需給の長期見通し	19
2.1.1	概要	19
2.1.2	主な生産者と消費者	20
2.1.3	国際 LNG 市場における主要な動向	20
2.1.4	LNG の長期需給バランス	23
2.2	LPG 市場の長期見通し	24
2.2.1	世界の LPG 需給	24
2.2.2	世界の LPG 価格	26

2.2.3	長期 LPG 見通し	27
2.2.4	インドの LPG 導入促進策	29
2.3	長期価格シナリオ：コロナ前の予測	32
2.3.1	天然ガス価格見通し	32
2.3.2	原油価格見通し	33
2.4	新型コロナウイルス後の世界	33
2.4.1	LNG 市場・需給	34
2.4.2	LPG 市場・需給	45
2.4.3	原油・LNG 価格への影響	47
2.4.4	石油製品の価格見通し	54
第 3 章	日本でのガス利用	55
3.1	日本のガス利用の歴史	55
3.1.1	LNG の導入	56
3.1.2	オイルショックによる代替エネルギーの促進	57
3.1.3	LNG によるガスの導入	58
3.2	日本における家庭用エネルギーの利用形態と普及パターン	59
3.3	天然ガス供給（輸送）システム	63
3.3.1	天然ガスパイプライン	64
3.3.2	トラック輸送	65
3.3.3	鉄道輸送	66
3.3.4	内航船輸送	67
3.3.5	LNG サテライト基地	68
3.4	天然ガス普及促進対策の推移	70
第 4 章	天然ガス利用マスタープランのアップデート	73
4.1	天然ガス資源とガス田の開発	73
4.1.1	Songo Songo と Kiliwani North	74
4.1.2	Mnazi Bay ガス田	77
4.1.3	Ntorya	78
4.1.4	Mambakofi	79

4.2	電源開発計画とガス火力の展望.....	80
4.3	NGUMP プロジェクトの展望.....	84
4.4	前提のアップデートによる NGUMP プロジェクトの経済分析改訂版.....	86
4.4.1	価格シナリオ.....	86
4.4.2	プロジェクトの経済性.....	88
4.4.3	今後の取り組み.....	90
第5章	国内のエネルギー・ガス需要展望.....	91
5.1	全国エネルギー需要見通し.....	91
5.1.1	モデルの構造と主な前提条件.....	91
5.1.2	最終エネルギー消費：コロナ以前の見通し.....	96
5.2	新型コロナ後のエネルギー需要展望.....	97
5.2.1	主要前提条件の変化.....	97
5.2.2	ポストコロナのエネルギー展望.....	101
5.2.3	部門別最終エネルギー消費.....	104
5.3	地域別エネルギー需要のマクロ分析.....	113
5.3.1	地域別経済動向.....	114
5.3.2	地域別エネルギー需要見通し.....	118
5.3.3	地域別ガス需要の展望.....	124
5.4	対象地域のガス需要.....	128
5.4.1	各都市の社会経済概況（プロファイル）.....	128
5.4.2	都市別エネルギー・ガス需要見通し.....	137
5.5	地方エネルギー需要調査に基づくガス需要の期待量.....	148
5.5.1	ガス化導入の基礎となる燃料需要の予想.....	148
5.5.2	REDS に基づいた現実的なガス需要.....	156
5.6	補足分析：Google Map による需要予測.....	158
5.7	地域エネルギー需要の市場調査.....	163
第6章	天然ガス自動車の導入.....	165
6.1	世界の天然ガス自動車とガス消費の動向.....	165
6.1.1	世界.....	165

6.1.2	欧州	168
6.1.3	米国	171
6.1.4	中国	173
6.1.5	インド	177
6.2	タンザニアにおける自動車と天然ガス需要の見通し	179
6.3	自動車燃料としての天然ガスの特徴と天然ガス自動車導入における技術上の課題	181
6.3.1	自動車燃料としての天然ガスの特徴	181
6.3.2	天然ガス自動車導入における技術上の課題	182
6.4	タンザニアにおける NGV 導入の展望と課題	185
6.4.1	エネルギー安全保障	185
6.4.2	貿易バランス	187
6.4.3	大気汚染	189
6.4.4	地球温暖化問題	191
6.4.5	まとめ	192
第7章	対象地域におけるガス利用の展望と需要規模	195
7.1	ドドマ市における都市ガス需要	195
7.1.1	New Government City (Plan-A)	197
7.1.2	Dodoma City Centre (Plan-B)	200
7.1.3	Iyumbu Satellite Centre (Plan-C)	202
7.2	大型工場向け直送需要	203
7.3	Zuzu Power Station	204
7.4	自動車の燃料としての天然ガス	206
7.4.1	自動車燃料向け天然ガス販売のマクロ予測	206
7.4.2	天然ガススタンド	206
7.4.3	天然ガススタンドの展開	208
7.5	地方電化向けのガス供給	209
7.6	まとめ	210
7.6.1	立ち上げ段階のガス需要	210

7.6.2	長期需要成長シナリオのケーススタディ	212
7.6.3	留意すべき事項	213
第 8 章	天然ガス供給システム	217
8.1	バーチャルパイプラインと都市ガス供給システム	217
8.2	タンザニアにおける運輸・交通システム	218
8.2.1	鉄道部門	219
8.2.2	道路部門	224
8.2.3	港湾部門	228
8.3	バーチャルパイプラインと都市ガス供給システム	229
8.3.1	ミニ LNG	229
8.3.2	CNG	233
8.3.3	DME	236
8.3.4	GTL/LPG	237
8.3.5	ガス輸送パイプラインについての考察	239
8.3.6	LPG 輸入についての考察	240
8.4	建設に関わる課題	242
第 9 章	輸送方法の検討:バーチャルパイプライン対パイプライン	245
9.1	ガス供給方法の選択肢とビジネスの流れ	245
9.2	ガス供給システムと建設、操業コストの概要	246
9.2.1	キネレジでのガス供給設備	247
9.2.2	コンテナトラックによるガス輸送	248
9.2.3	事業と組織	249
9.2.4	サテライト基地	251
9.2.5	まとめ	253
9.3	経済性評価	254
9.4	まとめ：ガス輸送コスト	254
第 2 部	実施計画	257
第 10 章	ミニ LNG によるガス供給システム	257
10.1	ガスフローと経営構築	257

10.2	ミニ LNG : 原料ガスと加工	260
10.2.1	LNG プラントのキネレジの位置付け	260
10.2.2	LNG プラントの主要設備	263
10.2.3	プラントの規模	265
10.2.4	プラント計画の注意点	265
10.2.5	LNG プラントの操業	265
10.3	LNG の輸送	265
10.3.1	輸送手段	265
10.3.2	輸送業務	266
10.3.3	技能訓練	268
10.4	LNG 受取や都市ガス配送のためのサテライト基地	268
10.4.1	サテライト基地の設備	268
10.4.2	ドドマ市ガスにおける都市ガス事業の展開とサテライト基地	270
10.4.3	直接需要家向けサテライト設備	273
10.5	都市ガス供給システム	274
10.5.1	都市ガスプラン-A : 新行政区(NGC)	275
10.5.2	都市ガスプラン-B : 都市中心部	278
10.5.3	都市ガスプラン-C : イユンプサテライト基地	280
10.5.4	引き込み費用	281
10.5.5	都市ガス部門の費用概要	281
10.6	NGV 向け天然ガスステーション	282
10.6.1	在来型 CNG スタンド	283
10.6.2	L-CNG スタンド	283
10.6.3	CNG スタンドの建設費	284
10.6.4	天然ガスサービスステーションの費用見積もり	285
10.6.5	インドの CNG 転換	285
10.6.6	ガス転換費用と競争力	287
第 11 章	国内ガス供給システムの経済性評価	289
11.1	モデルプロジェクト	289

11.2	事業の構造.....	292
11.2.1	LNG 供給会社.....	292
11.2.2	都市ガス会社.....	293
11.2.3	天然ガススタンド.....	294
11.3	プロジェクトの経済性.....	295
11.3.1	コストの見積もり.....	295
11.3.2	ドドマにおけるガス価格の見通し.....	296
11.4	部門別分析.....	298
11.4.1	LNG プラント.....	298
11.4.2	LNG 輸送.....	302
11.4.3	都市ガス.....	303
11.4.4	バルク直送ユーザー.....	306
11.4.5	天然ガススタンド.....	308
11.4.6	コミュニティガス供給計画.....	309
11.5	経済分析のまとめ.....	313
11.5.1	費用の構成.....	313
11.5.2	感度分析.....	314
11.6	バーチャルパイプラインの標準モデルと経済性.....	315
11.6.1	石油製品の価格.....	315
11.6.2	バーチャルパイプラインのモデル.....	316
11.6.3	バルク需要家および NGV 向けの天然ガス価格.....	317
11.6.4	都市ガス.....	318
11.6.5	まとめ.....	322
第 12 章	環境社会評価.....	325
12.1	天然ガスの国内供給に係る環境社会配慮の検討対象シナリオ.....	325
12.1.1	環境社会配慮における天然ガス導入の意義.....	325
12.1.2	環境社会配慮の検討対象シナリオ.....	326
12.2	関連する環境社会配慮関連の政策・法制度.....	326
12.2.1	タンザニア国の環境社会配慮に係る法制度.....	327

12.2.2	タンザニア国における環境社会配慮に係る組織体制	329
12.3	国際金融における環境社会配慮に関する枠組み	330
12.3.1	国際金融公社（IFC）の持続可能性に関する枠組み	331
12.3.2	世界銀行のセーフガードポリシー	333
12.3.3	JICA の環境社会配慮ガイドライン	333
12.3.4	JICA 環境社会配慮ガイドラインとタンザニア国関連法令との主な相違点	334
12.4	対象エリアに係るベースライン	340
12.4.1	自然環境	340
12.4.2	社会環境	347
12.5	スコーピング・環境社会配慮調査・影響評価	353
12.6	代替シナリオの影響評価	370
12.7	優先シナリオについての緩和策	378
12.8	優先シナリオについてのモニタリング計画	386
12.9	ステークホルダー協議	391
12.10	優先シナリオ実施に際しての留意事項・検討課題	391
12.10.1	プロジェクトの実施と EIA 等の許認可の取得及びそのプロセス	391
12.10.2	プロジェクト実施に係るその他の留意事項	394
第 13 章	DNGPP の実現に向けて	397
13.1	タンザニアにおけるエネルギー消費の現状と天然ガス導入の意義	397
13.2	主要な検討課題	400
13.2.1	ガス需要の見通し	401
13.2.2	ガス価格とガス導入時の高額の費用の緩和策	402
13.2.3	技術サービスを対象とする人材育成	403
13.2.4	法律制度	404
13.3	DNGPP モデルプロジェクトとプロジェクト実施のためのロードマップ	404
13.3.1	需要の創出	404
13.3.2	ガス供給システムのモデルプラン	405
13.3.3	ロードマップ	406

13.4	その他の課題とさらなる発展の可能性	409
13.4.1	環境問題と良質燃料の役割.....	409
13.4.2	LPG の普及促進.....	409
13.4.3	バーチャルパイプラインの近隣諸国への拡大	411
13.5	今後の取り組みについて.....	411

付属資料

Appendix A	Google Map によるガス需要予測
Appendix B	Google Map による大口エネルギーユーザーリスト
Appendix C	地方エネルギー需要に関する市場調査（エネルギー省） (守秘情報を含むため非開示)
Appendix D	タンザニアのエネルギー統計の見直し
Appendix E	日本の天然ガスパイプラインに関する法規

表 目次

表 1.7-1	ガス輸送コスト.....	10
表 1.7-2	7日分在庫の貯蔵量.....	11
表 1.8-1	バーチャルパイプライン・システムの投資額.....	13
表 1.8-2	LNG プラントの料金.....	13
表 1.8-3	天然ガスの到着価格.....	14
表 2.3-1	天然ガス価格シナリオ（2018）.....	32
表 2.3-2	原油価格シナリオ（NPS 価格想定は追記予定）.....	33
表 2.4-1	世界で操業中の FSRU/FSU プロジェクト.....	42
表 2.4-2	建設中 / 計画段階の FSRU/FSU プロジェクト.....	43
表 2.4-3	原油価格の見通し.....	51
表 2.4-4	石油製品の価格比.....	54
表 3.3-1	日本のガス事業上位 10 社（2017 年 3 月時点）.....	63
表 3.3-2	主な LNG トラック仕様.....	66
表 3.3-3	NORTH PIONEER（ノース・パイオニア）概要.....	68
表 3.3-4	LNG 使用量とサテライト設備仕様.....	69
表 3.3-5	サテライト基地建設の仕様と建設コスト.....	70
表 3.3-6	内航船二次基地建設の仕様と建設コスト.....	70
表 4.1-1	タンザニアの天然ガス資源量.....	74
表 4.1-2	Songo Songo の天然ガス資源量.....	76
表 4.2-1	ガス火力開発計画の見直し.....	81
表 4.2-2	水力発電開発計画: PSMP 2020 Update.....	82
表 4.2-3	石炭火力開発計画: PSMP 2020 Update.....	83
表 4.2-4	再生可能エネルギー電源開発計画: PSMP 2020.....	83
表 4.4-1	ガスベース産業のプロジェクトの経済性.....	89
表 5.1-1	人口成長の推定.....	93
表 5.1-2	経済成長に関する各種の政府計画.....	94
表 5.1-3	部門別 GDP 成長率.....	94
表 5.1-4	最終エネルギー消費量：エネルギー源別.....	96
表 5.1-5	最終エネルギー需要：部門別.....	97
表 5.2-1	コロナ後の経済展望.....	98
表 5.2-2	コロナ前後のエネルギー展望の比較：産業別.....	102
表 5.2-3	コロナ前後のエネルギー展望の比較：エネルギー源別.....	102
表 5.2-4	コロナ後のエネルギー別最終エネルギー消費.....	103
表 5.2-5	最終エネルギー消費：コロナ後.....	104
表 5.2-6	最終エネルギー需要：産業部門.....	107
表 5.2-7	燃料需要：輸送部門.....	108
表 5.2-8	最終エネルギー需要：商業、サービス部門.....	110

表 5.2-9	最終エネルギー需要：家庭部門	112
表 5.3-1	地域別人口予測	115
表 5.3-2	地域別人口の都市化率	116
表 5.3-3	地域別国内総生産額及び年平均増加率（実質 GDP、2007 年価格）	117
表 5.3-4	地域別一人当たり GDP（実質 GDP、2007 年価格）	118
表 5.3-5	地域別最終エネルギー需要予測	119
表 5.3-6	地域別産業部門エネルギー需要予測	120
表 5.3-7	地域別輸送部門エネルギー需要予測	121
表 5.3-8	地域別商業部門エネルギー需要予測	122
表 5.3-9	地域別民生部門エネルギー需要予測	123
表 5.3-10	地域別農業部門エネルギー需要予測	124
表 5.3-11	地域別 LPG 貯蔵設備の容量及び所有企業（単位：トン）	126
表 5.3-12	地域別 LPG 需要予測	127
表 5.3-13	地域別天然ガス需要予測	128
表 5.4-1	ドドマ州の基本概要	129
表 5.4-2	アルーシャ州の基本概要	130
表 5.4-3	キリマンジャロ州の基本概要	131
表 5.4-4	タンガ州の基本概要	132
表 5.4-5	タンガ市の主要な企業	132
表 5.4-6	モロゴロ州の基本概要	133
表 5.4-7	モロゴロ州の主要な企業	134
表 5.4-8	ムベヤ州の基本概要	135
表 5.4-9	ムベヤ州の主要企業	135
表 5.4-10	ムワンザ州の基本概要	136
表 5.4-11	ドドマ州の部門別最終エネルギー需要予測	137
表 5.4-12	ドドマ州のエネルギー源別最終エネルギー需要の見通し	138
表 5.4-13	アルーシャ州の部門別最終エネルギー需要予測	139
表 5.4-14	アルーシャ州の最終部門のエネルギー源別需要予測	139
表 5.4-15	キリマンジャロ州の部門別最終エネルギー需要予測	140
表 5.4-16	キリマンジャロ州の最終部門のエネルギー源別需要予測	141
表 5.4-17	タンガ州の部門別最終エネルギー需要予測	142
表 5.4-18	タンガ州の最終部門のエネルギー源別需要予測	143
表 5.4-19	モロゴロ州の部門別最終エネルギー需要予測	144
表 5.4-20	モロゴロ州の最終部門のエネルギー源別需要予測	145
表 5.4-21	ムベヤ州の部門別最終エネルギー需要予測	146
表 5.4-22	ムベヤ州の最終部門のエネルギー源別需要予測	146
表 5.4-23	ムワンザ州の部門別最終エネルギー需要予測	147
表 5.4-24	ムワンザ州の最終部門のエネルギー源別需要予測	148
表 5.5-1	地方および都市の将来の人口	149
表 5.5-2	産業部門の燃料需要	150

表 5.5-3	月間エネルギー消費量 20 ktoe 以上の大規模工場	151
表 5.5-4	商業、サービス部門の団体と燃料需要	152
表 5.5-5	業種別エネルギー消費量	154
表 5.5-6	家庭部門のエネルギー消費量	155
表 5.5-7	合計の燃料消費量	156
表 5.5-8	ガスへの転換可能性がある燃料消費量	157
表 5.5-9	直接バルク輸送による潜在的ガス需要	158
表 5.6-1	対象都市の潜在的都市ガス需要	160
表 5.6-2	モロゴロ市における産業ユーザーとエネルギー消費	162
表 6.1-1	地域別 NGV 台数と天然ガスステーション数 (2019 年 12 月末)	166
表 6.1-2	欧州の天然ガスステーション数の推移	169
表 6.2-1	天然ガス自動車の成長見込み	180
表 6.2-2	自動車燃料用に天然ガス需要	180
表 6.3-1	プラグ点火と圧縮点火	184
表 6.4-1	東アフリカ 3 カ国の Modern Energy 自給率の内訳 (2018 年)	186
表 6.4-2	天然ガス代替による燃料輸入金額削減の比率 (2018 年ベース)	188
表 7.1-1	業務部門のエネルギー消費量	198
表 7.1-2	新行政区における業務部門の燃料需要	199
表 7.1-3	現在の CBD 地区にあるビルや施設	201
表 7.1-4	ドドマ中心地における商業/公共部門の燃料需要	202
表 7.1-5	イユンブサテライトセンターにおける商業/公共部門の燃料需要	203
表 7.2-1	月間エネルギー消費量 20 ktoe 以上の大規模工場	204
表 7.4-1	自動車と天然ガス需要の成長度	206
表 7.4-2	事業発展シナリオ : NGV スタンド	207
表 7.4-3	天然ガス自動車利用の諸元	208
表 7.6-1	ガス需要発展シナリオ	212
表 7.6-2	長期ガス需要シナリオ	213
表 8.2-1	プロジェクトの事業分野別予算	220
表 8.2-2	タンザニアの道路システム	225
表 8.2-3	道路復旧・修繕プロジェクトにおける FS 完了プロジェクト一覧	227
表 8.2-4	道路開発予算 (2017/18~2019/20 年度)	228
表 8.3-1	ミニ LNG ガス輸送とパイプラインガス輸送の比較	233
表 8.3-2	天然ガス自動車普及国	234
表 8.3-3	主要国の LPG 生産と輸出 (千トン)	241
表 9.2-1	LNG、CNG、パイプラインの建設費	248
表 9.2-2	ガス輸送に必要なトレーラーの台数	249
表 9.2-3	7 日分在庫の必要量	252
表 9.2-4	7 日分在庫の貯蔵能力	253
表 9.2-6	まとめ : 資本投資額	254
表 9.4-1	ガスの総合輸送コスト比較	255

表 10.1-1	事務所のスペース	259
表 10.2-1	ミニ LNG プラントの主要設備	264
表 10.3-1	ドドマへの往復輸送	267
表 10.4-1	LNG サテライト基地の規模	270
表 10.4-2	サテライトのガス需要量	271
表 10.4-3	気化装置の能力	272
表 10.4-4	貯蔵タンクの能力	272
表 10.4-7	LNG の大口直送需要家候補	274
表 10.5-6	都市ガス部門の投資額	282
表 10.6-1	NGV の走行距離	282
表 10.6-9	CNG キットのコストの例 (US ドル)	285
表 10.6-10	ガス転換コストと燃料価格の値引き	287
表 11.1-1	推定ガス需要のケーススタディ	290
表 11.3-1	投資額の概要	296
表 11.3-2	ドドマの部門別サテライト基地出しガス価格	297
表 11.3-3	都市ガス輸送コスト	297
表 11.3-4	バルクユーザーおよび NGV スタンドのガスコスト	298
表 11.4-1	プラントの追加建設	301
表 11.4-2	バルク輸送ユーザー	307
表 11.4-3	導管によるガス供給が行われる仮想コミュニティの概要	310
表 11.4-4	コミュニティとガス供給システムの規模	311
表 11.4-5	コミュニティガスの市場規模ごとの費用	311
表 11.5-1	部門、要素別コスト	313
表 11.5-2	部門別感度分析の概要	314
表 11.6-1	石油製品の上限規制価格：2021 年 9 月	315
表 11.6-2	ドドマへのバーチャルパイプラインの料金	317
表 11.6-3	バルク需要家と NGV スタンドの料金	318
表 11.6-4	ドドマの都市ガス価格	318
表 11.6-5	パイプライン敷設費と都市ガス所要料金	319
表 11.6-6	都市ガス推進費および NGV 基金	322
表 12.1-1	環境社会配慮の検討対象シナリオ	326
表 12.2-1	タンザニアにおける環境管理に係る法規定	327
表 12.2-2	タンザニア国における環境社会配慮に係る関係機関	329
表 12.3-1	IFC Performance Standards の 8 つの基準	332
表 12.3-2	EIA 関連法令における主な相違点	335
表 12.3-3	用地取得・住民移転関連法令における主な相違点	338
表 12.4-1	タンザニアの木材資源の需要と供給のバランス	344
表 12.4-2	各地域の森林被覆の状況	344
表 12.4-3	ダルエスサラームにおける大気汚染物質の年間排出量の推定値	347
表 12.4-4	IFC EHS ガイドライン値とダルエスサラームの大気汚染物質の濃度 ..	347

表 12.4-5	ダルエスサラーム、ドドマ、タンガ付近における文化遺産サイト	353
表 12.5-1	天然ガスの国内供給の輸送手段に係るスコーピング	354
表 12.5-2	天然ガスの国内供給の輸送手段に係る影響評価.....	360
表 12.6-1	天然ガスの国内供給に係る輸送手段について比較検討.....	371
表 12.7-1	優先シナリオ(天然ガスを LNG の形態でダルエスサラームからドドマへ輸 送して供給する)における建設段階の主な影響に対する緩和策	378
表 12.7-2	優先シナリオにおける運転段階の主な影響に対する緩和措置(ダルエスサ ラームからドドマへの LNG による天然ガスの輸送・供給).....	382
表 12.8-1	優先シナリオ(天然ガスを LNG の形態でダルエスサラームからドドマへ輸 送して供給する)における建設段階の主なモニタリングの観点	386
表 12.8-2	優先シナリオ(天然ガスを LNG の形態でダルエスサラームからドドマへ輸 送して供給する)における操業段階の主なモニタリングの観点	388
表 12.9-1	本件におけるステークホルダーミーティングの対象機関	391
表 12.10-1	プロジェクト実施に係る EIA のステップと想定スケジュール	392
表 12.10-2	タンザニア国における EIA のプロセス	392
表 12.10-3	プロジェクト実施に係るその他の許認可	394
表 13.1-1	ガスの潜在需要と輸入代金	400
表 13.4-1	近隣国のエネルギー消費：2019 年.....	411

図 目次

図 1.1-1	タンザニアの一次エネルギー構成（2015 年）	2
図 1.3-1	プロジェクトの実施体制と役割	4
図 1.4-1	タンザニアのガスパイプライン計画	5
図 1.5-1	タンザニアの長期エネルギー需要見通し	6
図 1.5-2	家庭部門の薪炭消費と天然ガス・LPG の導入	7
図 1.6-1	第 1 期バーチャルパイプラインのガス需要の見込み	8
図 1.7-1	タイプ別のガス貯蔵タンク	10
図 1.7-2	L-CNG ステーション	11
図 1.8-1	ミニ LNG によるバーチャルパイプライン	12
図 1.8-2	プラント規模と利用率による LNG プラント料金の変化	14
図 1.8-3	DNGPP のロードマップ	16
図 2.1-1	世界の LNG、天然ガス生産量：改訂版	19
図 2.1-2	世界の LNG 供給国および消費国：改訂版	20
図 2.1-3	米国 LNG 輸出能力の見通し	22
図 2.1-4	世界の FSRU プロジェクト	23
図 2.1-5	2030 年までの長期の LNG の需給バランス	23
図 2.2-1	世界の LPG 生産の推移	24
図 2.2-2	米国の LPG 供給	25
図 2.2-3	世界の LPG 需要推移	26
図 2.2-4	LPG 価格と原油価格の推移	26
図 2.2-5	米国の石油・ガス生産見通し	28
図 2.2-6	中東からのプロパン・ブタンの価格予測(FOB)	29
図 2.2-7	インドの家庭用 LPG 補助金額の推移	31
図 2.4-1	中国の燃料別一時エネルギー消費量	35
図 2.4-2	中国のガス供給資源	35
図 2.4-3	2018 年の ASEAN 主要国の電力構成	36
図 2.4-4	2018 年のバングラデシュ、パキスタン、スリランカの電力構成	39
図 2.4-5	2015-2026 年の米国のプロジェクト別 LNG 生産展望	41
図 2.4-6	LNG 需給の長期展望：コロナ後 2017-2040 年	44
図 2.4-7	製品別の石油需要増減	45
図 2.4-8	2020 年における LPG 価格	46
図 2.4-9	世界の原油価格の推移（2020 年 1 月～2021 年 9 月）	48
図 2.4-10	世界の天然ガス価格の推移（2020 年 1 月以降）	50
図 2.4-11	長期原油価格の見通し	50
図 2.4-12	天然ガス価格の長期見通し	51
図 2.4-13	天然ガス価格の長期見通し（低価格ケース）	53
図 3.1-1	日本の一次エネルギー供給	55

図 3.1-2	最初の日本向け LNG プロジェクト	56
図 3.1-3	石油備蓄基地	57
図 3.1-4	日本の部門別天然ガス消費量	58
図 3.1-5	日本のガス燃料供給	59
図 3.2-1	家庭部門エネルギー消費量、人口、世帯数の推移	60
図 3.2-2	家庭部門用途別エネルギー消費量の推移	60
図 3.2-3	家庭部門用途別シェアの推移	61
図 3.2-4	家庭部門エネルギー源別エネルギー消費量の推移	61
図 3.2-5	家庭部門エネルギー源別シェアの推移	62
図 3.2-6	家庭用エネルギー源別用途別消費量の変化	62
図 3.3-1	都市ガス事業の供給区域の現状	63
図 3.3-2	日本の LNG 受入ターミナル	64
図 3.3-3	日本の主要天然ガスパイプライン	65
図 3.3-4	14 トン LNG トラック	66
図 3.3-5	LNG タンクコンテナ	67
図 3.3-6	LNG タンクコンテナ鉄道輸送の概念図	67
図 3.3-7	トップリフターによるコンテナ載せ替え	67
図 3.3-8	内航 LNG 船 NORTH PIONEER	68
図 3.3-9	LNG サテライト基地の設備配置図	69
図 3.4-1	用途別都市ガス販売量の推移	71
図 3.4-2	産業・商業用コージェネレーション・システムの推移	71
図 4.1-1	タンザニアのガス田とパイプライン	73
図 4.1-2	Songo Songo Gas Field	75
図 4.1-3	Nyuni Area leads	75
図 4.1-4	Mnazi Bay と隣接するガス田	77
図 4.1-5	Ntorya Gas field	78
図 4.1-6	Ruvu Basin 発見井の位置	79
図 4.2-1	電源計画（系統連携分）：PSMP 2020 Update	80
図 4.2-2	ガス火力開発計画：PSMP 2020 Update	81
図 4.3-1	LNG プロジェクトの活動計画：修正版	85
図 4.4-1	近年の主要エネルギー価格の動向	86
図 4.4-2	原油価格シナリオ	87
図 4.4-3	天然ガス価格シナリオ	88
図 4.4-4	掘削リグのデイレート	89
図 4.4-5	上流部門のコスト指標	89
図 5.1-1	エネルギー需要モデルのフローチャート	91
図 5.1-2	エネルギー需要モデルの主要要素とアウトプット	92
図 5.1-3	都市化率	93
図 5.1-4	部門別 GDP 成長率	95
図 5.1-5	一人あたり GDP の国際比較	95

図 5.1-6	最終エネルギー消費量：総合	96
図 5.2-1	コロナ後の経済見通し	98
図 5.2-2	石油価格シナリオ	99
図 5.2-3	ガス価格シナリオ	100
図 5.2-4	エネルギー展望：コロナ前後	101
図 5.2-5	中期のエネルギー展望との比較	102
図 5.2-6	コロナ後の最終エネルギー消費	103
図 5.2-7	セメント産業および一般産業のエネルギー需要	106
図 5.2-8	最終エネルギー消費量：産業部門	106
図 5.2-9	道路車両の台数	107
図 5.2-10	燃料需要：輸送部門	108
図 5.2-11	最終エネルギー需要：商業、サービス部門	109
図 5.2-12	最終エネルギー需要：家庭部門	111
図 5.2-13	最終エネルギー消費量：農業、その他部門	113
図 5.3-1	NGUMP パイプライン計画	113
図 5.3-2	2016 年 12 月末まで各地域別の LPG 貯蔵設備容量（トン）	125
図 5.6-1	回廊沿線の主要市場分布	159
図 5.6-2	モロゴロ市	161
図 5.6-3	地方エネルギーシステムのエネルギー効率	163
図 6.1-1	世界の NGV マップ（2017 年）	165
図 6.1-2	世界の NGV 普及率	166
図 6.1-3	道路輸送用天然ガス消費の推移	167
図 6.1-4	輸送部門の天然ガス需要見通し（世界）	167
図 6.1-5	NGV 台数の増加率（EU および EFTA 合計）	168
図 6.1-6	欧州の NGV 台数の見通し	169
図 6.1-7	欧州の LNG ステーション（2021 年 2 月時点）	170
図 6.1-8	米国の Medium および Heavy duty NGV の保有台数	171
図 6.1-9	米国の天然ガスステーション	172
図 6.1-10	米国の道路輸送用の天然ガス消費量の見通し	172
図 6.1-11	米国の天然ガス生産量の見通し	173
図 6.1-12	中国の NGV 台数と天然ガスステーションの数の推移	174
図 6.1-13	中国の LNG トラック販売台数の推移	174
図 6.1-14	中国の道路輸送における天然ガス消費量の推移	175
図 6.1-15	インドにおける CNG 販売の推移	178
図 6.1-16	インドにおける CNG ステーション数の推移	178
図 6.1-17	インドにおける NGV 台数と一台当たりガス消費量の推移	179
図 6.2-1	自動車保有台数の見込みと自動車用天然ガス需要	181
図 6.4-1	主要国・地域のエネルギー自給率（2018 年）	186
図 6.4-2	タンザニアの商品およびサービスのネット貿易バランス	187
図 6.4-3	タンザニアの燃料とその他商品の輸入額（ネット）の推移	187

図 6.4-4	タンザニアの石油製品の輸出入数量と平均単価の推移.....	188
図 6.4-5	インドの大気汚染の事例.....	191
図 6.4-6	タンザニア LNG 回廊の例.....	193
図 7.1-1	ドドマの都市ガス計画.....	196
図 7.1-2	ドドマ新行政区 (NGC)	197
図 7.1-3	NGC 俯瞰図.....	197
図 7.1-4	ドドマ市中心部：ビジネスセンター地区.....	200
図 7.1-5	ドドマ中心地の人口分布：2012 年.....	201
図 7.3-1	ズズ発電所.....	205
図 7.4-1	NGV スタンドにおける天然ガス販売量.....	207
図 7.4-2	ガススタンドの建設と天然ガス販売量.....	209
図 7.4-3	ガススタンドの数とガス需要.....	209
図 7.6-1	ガス需要展開シナリオ：初期段階.....	212
図 7.6-2	長期ガス需要発展シナリオ.....	214
図 8.1-1	天然ガスの輸送距離と輸送量に応じた輸送手段.....	217
図 8.1-2	バーチャルパイプラインのイメージ (LNG の例)	218
図 8.2-1	タンザニアにおける鉄道網：既存システムと将来の計画.....	221
図 8.2-2	タンザニアの幹線・地方道路.....	225
図 8.3-1	ガスデリバリーチェーン概要.....	230
図 8.3-2	LNG 陸上輸送手段.....	231
図 8.3-3	LNG タンクローリー、コンテナ.....	231
図 8.3-4	Mini-LNG ガスデリバリーチェーン.....	232
図 8.3-5	世界の NGV 普及台数：1996-2016.....	233
図 8.3-6	CO ₂ 排出量の比較.....	234
図 8.3-7	GTL による製品製造のステップ.....	237
図 8.3-8	LPG 生産方法.....	238
図 8.3-9	パイプライン・ダイアグラム.....	239
図 8.3-10	天然ガスの輸送手段ごとの事業採算領域.....	240
図 8.3-11	輸入 LP ガスが各家庭に届けられるまで.....	241
図 8.3-12	LPG 配送.....	242
図 8.3-13	LPG の用途.....	242
図 9.1-1	バーチャルパイプラインによるガス供給.....	245
図 9.1-2	キネレジからドドマその他の目的地へのガスの流れ.....	246
図 9.2-1	ガス供給サイドの組織図.....	250
図 9.2-2	都市ガス会社の組織図.....	250
図 9.2-3	ガス貯蔵システム：LNG 対 CNG.....	251
図 10.1-1	ガス輸送フローと事業の範囲.....	257
図 10.1-2	LNG 会社の組織図.....	258
図 10.1-3	ドドマ市ガス会社の組織図.....	259
図 10.2-1	キネレジとダルエスサラーム近郊の交通マスタープラン.....	261

図 10.2-2	キネレジ基地とその付近	262
図 10.2-3	ミニ LNG プラント	263
図 10.2-4	ミニ LNG プラントの配置図	263
図 10.3-1	LNG の陸上輸送	265
図 10.3-2	トップリフターと鉄道輸送	266
図 10.3-3	LNG タンクローリー、コンテナのバルブと計器	267
図 10.4-1	LNG サテライト：都市ガスなどの大型基地	269
図 10.4-2	LNG サテライト：中小型基地	269
図 10.4-3	ドドマ市ガス計画向けのサテライト基地	271
図 10.4-4	LNG が直送される工場の候補	273
図 10.5-1	都市ガス供給イメージ図	275
図 10.5-2	新行政区建設地（2018 年 11 月）	276
図 10.5-3	都市ガスプラン-A の導管敷設イメージ図	277
図 10.5-4	都市ガスプラン B：ドドマ市中心部	278
図 10.5-5	ドドマ市ビジネスセンター地区（CBD）	279
図 10.5-6	イユンブサテライトセンター	280
図 10.5-7	都市ガスプラン-C の導管敷設イメージ図	280
図 10.5-8	家庭用部門 都市ガス引き込み概算費用	281
図 10.6-1	都市ガスによる在来型 CNG スタンド	283
図 10.6-2	CNG 併設型ガソリンスタンド（エコステーション）	283
図 10.6-3	L-CNG スタンドと LNG スタンド	284
図 10.6-4	日本の L-CNG スタンド	284
図 10.6-8	CNG 改装キットの例と設置された CNG タンク	285
図 10.6-9	ディーゼル車を CNG に改修する例	286
図 11.1-1	ガス需要シナリオ	291
図 11.4-1	LNG プラント：費用構成と感度分析	299
図 11.4-2	LNG プラントの操業段階と料金	299
図 11.4-3	LNG プラントの規模および稼働率ごとの料金	300
図 11.4-4	買電ケースと自家発ケース	301
図 11.4-5	電力料金と LNG プラントの料金	302
図 11.4-6	LNG 輸送：費用構成とセンシティブティ	303
図 11.4-7	LNG サテライト基地 A+B+C：コスト構成と感度分析	304
図 11.4-8	LNG サテライト基地 A+B+C 販売量別感度分析	304
図 11.4-9	都市ガス会社：費用構成と感度分析	305
図 11.4-10	需要量の変化と早期需要構築	306
図 11.4-11	バルクユーザー向けのサテライト費用：費用構成と感度分析	307
図 11.4-12	バルク直送ユーザーのサテライトコスト	308
図 11.4-13	天然ガススタンド：費用構成と感度分析	308
図 11.4-14	天然ガススタンド	309
図 11.4-15	コミュニティガスの販売量および料金	312

図 11.6-1	ドドマの LPG 価格：2018 年 11 月	316
図 11.6-2	LPG と比較した都市ガス価格	319
図 11.6-3	都市ガス建設費と所要料金	320
図 11.6-4	都市ガス価格の引き下げ	320
図 11.6-5	都市ガス導入時の繋ぎ込み費用	321
図 12.1-1	家庭部門の薪炭消費と天然ガス・LPG の導入	325
図 12.3-1	世界銀行・国際金融公社・JICA の環境社会配慮に関する枠組み	331
図 12.4-1	タンザニア北東部の保護区及び野生動物移動経路	341
図 12.4-2	ダルエスサラーム付近の保護区	342
図 12.4-3	ドドマ付近の保護区	342
図 12.4-4	人間活動による森林や森林への被害の程度	345
図 12.4-5	家庭レベルでのエネルギー源別消費量	345
図 12.4-6	タンザニア北東部の土地被覆図	346
図 12.4-7	ダルエスサラームの土地利用の状況	348
図 12.4-8	Kinyerezi energy complex: Access road from northwestern boundary	348
図 12.4-9	Kinyerezi energy complex: Western boundary	349
図 12.4-10	Kinyerezi energy complex: Southern boundary	349
図 12.4-11	ダルエスサラームの土地利用計画及び道路整備計画	350
図 12.4-12	Satellite A: New Government City	351
図 12.4-13	Satellite C: Iyumbu Satellite centre	351
図 12.4-14	Satellite B: Zuzu power Station (left) and substation (right)	351
図 12.4-15	Kinyerezi Energy Complex から幹線道路までの輸送道路	352
図 12.5-1	天然ガスへの燃料転換による GHG 排出削減量の推計	368
図 12.5-2	ドドマの土地利用計画と計画候補エリア	369
図 13.1-1	タンザニアの長期エネルギー需要見通し	397
図 13.1-2	タンザニアでのパイプラインとバーチャルパイプライン	398
図 13.1-3	ガス需要の見通し	399
図 13.2-1	パイプラインとバーチャルパイプライン	402
図 13.3-1	LNG ベースのバーチャルパイプラインのロードマップ	408
図 13.4-1	日本のガス体燃料に占める LPG 比率	410

Abribiations

略 語	定 義
AfDB	African Development Bank
AFVs	Alternative Fuel Vehicles
ASEAN	Association of South East Asian Nations
BAU	Business as Usual
Bcm	Billion cubic meter
Bcf	Billion cubic feet
BOG	Boil-off Gas
Btu	British thermal unit
CAPEX	Capital Expenditure
CBD	Central Business District
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage
CEF	Connecting Europe Facility
CHP	Combined Heat and Power
CIF	Cost, Insurance and Freight
CNG	Compressed Natural Gas
COP	Conference of Parties
CP	Contract Price (of Saudi Arabian LPG)
CSR	Corporate Social Responsibility
DAFI	Directive for Alternative Fuels Infrastructure
DES	District Energy System
DFI	Development Finance Institution
DME	Di-Methyl Ether
DNGPP	Domestic Natural Gas Promotion Plan
DOE-PVO	division of Environment, Vice-President's Office
EAC	East African Community
EASS	Energy Access Situation Survey
ECAs	Export Credit Agencies
EDMC	Energy Data and Modelling Center, IEEJ
EHS, SHE	Environment, Health and Safety; Safety, Health and Environment
EIA	Environment Impact Assessment
EMA 2004	The Environmental Management Act 2004
EMP	Environment Managemnet Plan

EPs	Equator Principles
ESCO	Energy Service Company
ESFI	European Fund for Strategic Investments
ESG	Environmental, Social and Governance
ESMP	Environmental and Social Management Plan
EWURA	Energy and Water Utilities Regulatory Authority
FEED	Front End Engineering and Design
FID	Final Investment Decision
FLNG	Floating LNG
FREL	Forest Reference Emission Level
FS	Feasibility Study
FSRU	Floating Storage and Regasification Unit
FSU	Floating Storage Unit
GASCO	Gasco(T), a subsidiary of TPDC in charge of gas operation
GDP	Gross Domestic Product
GHG	Greenhouse Gas
GHP	Gas Heat Pump
GIIP	Gas Initially In Place
GTL	Gas to Liquids
GWh	Giga Watt Hours
HDTs	Heavy Duty Trucks
HDV	Heavy Duty Vehicle
HGA	Host Government Agreement
HPDI	High Pressure Direct Injection
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
ICIS	Independent Commodity Intelligence Service
IDA	International Development Association
IEA	International Energy Agency
IEEJ	The Institute of Energy Economics, Japan
IFC	International Finance Corporation
IHS CERA	IHS Cambridge Energy Research Associates, Inc.
IMF	International Monetary Fund
IMO	International Maritime Organization
INDCs	Intended Nationally Determined Contributions
IOC	International Major Oil Company
IRR	Internal Rate of Return

ISO	International Organization for Standardization
IT	Information Technology
JAPEX	Japan Petroleum Exploration CO., LTD.
JCC	Japan Crude Cocktail
JICA	Japan International Cooperation Agency
JKM	Japan/Korea Marker (of LNG price)
JLC	Japan LNG Cocktail
ktoe	Thousand tons oil equivalent
LBM	Liquefied Bio Methane
L-CNG	Liquefied-Compressed Natural Gas (Service Station)
LGV	Light Goods Vehicle
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LPV	Light Passenger Vehicle
MLHSD	Ministry of Land and Human Settlement and Housing Development
MM	Million
MMBtu	Million BTU
MMcfd	Million cubic feet per day
MN	Methane Number
MOE	Ministry of Energy
MoWTC	Ministry of Works, Transport and Communications
MTG	Methanol to Gasoline
Mtoe	Million tons oil equivalent
MTPA	Million Tons Per Annum
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt hours
NBP	National Balancing Point
NBS	National Bureau of Statistics
NEEC	National Economic Empowerment Council
NEMC	National Environmental Management Council
NG	Natural Gas
NGC	New Government City
NGUMP	Natural Gas Utilisation Master Plan
NGV	Natural Gas Vehicle
NGV	Natural Gas Vehicle
NOx	Nitrogen Oxide

NPF	National Policy Frameworks
NPV	Net Present Value
O&M	Operation and Maintenance
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OPEX	Operating Expenditure
PHD	Propane Dehydrogenation
PM	Particulate Matter
PMO-RALG	Regional Administration and Local Government, Prime Minister's Office
PNG	Piped Natural Gas, Pipeline Natural Gas
PS	Performance Standards
PSA	Purchase and Sale Agreement
PSMP	Power System Master Plan (of Tanzania)
PV	Photovoltaics
RAHCO	Reli Assets Holding Company
RAP	Resettlement Action Plan
REDS	Regional Energy Demand Survey
REME	Regional Environmental Management Expert
rites	Rail India Technical and Economic Service Limited
RPF	Resettlement Policy Framework
SADC	Southern Africa Development Community
SDGs	Sustainable Development Goals
SEA	Strategic Environment Assessment
SEZ	Special Economic Zone
SGR	Standard Gauge Railway
SMDS	Shell Middle Distillate Synthesis
SMR	Single Mixed Refrigerant
SO _x	Sulphur Oxide
SS	Service Station
SUMATRA	Surface and Marine Transport Regulatory Authority
TAC	Technical Advisory Committee
TANESCO	Tanzania Electric Supply Company, Limited
TANROADS	Tanzania National Roads Agency
TARURA	Tanzania Rural and Urban Roads Agency
TAZARA	Tanzania & Zambia Railway Authority
TBS	Tanzanian Bureau of Standards

Tcf	Trillion cubic Feet
TDV	The Tanzania Development Vision
TEN-T	Trans-European Network for Transport
TIRP	Tanzania Intermodal and Rail Development Project
TPA	Tanzania Ports Authority
TPDC	Tanzania Petroleum Development Corporation
TRC	Tanzania Railways Corporation
TRL	Tanzania Railways Limited
TSIP	Transport Sector Investment Program
TSSP	Transport Sector Support Project
TzS	Tanzanian Shilling
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNPRI	United Nations Principles for Responsible Investment
UTCOP	Uganda-Tanzania Crude Oil Pipeline
VP	Virtual Pipeline
VPO	Vice President's Office
WMA	Wildlife Management Area
WTI	West Texas Intermediate

第 1 部 タンザニア国内市場向けの天然ガス供給システム

タンザニアでは、近年、大量の天然ガスが発見されている。本調査は、タンザニア国民がこの国産資源を自国の経済活動や日常生活に利用できるようなガス供給システムを構築するための実行可能な計画の策定を目的として実施した。

タンザニアでは人口密度が低く、パイプラインによる在来型のガス輸送方法が成立可能かどうかには疑問が残る。しかし、近年、小規模需要を対象にガスを輸送するバーチャルパイプラインと呼ばれる総合システムが世界各地で開発されてきた。本調査団は、以下の分析に示すように、国内市場に天然ガスを導入する手段としてミニ LNG ベースのバーチャルパイプライン・システムを採用することを推奨する。また、調査団は、当面天然ガス導入の対象となっていない地域では LPG の導入を進めることを推奨する。

本報告書は 2 部構成で、第 1 部では、市場へのガス輸送方法を比較検討した結果、ミニ LNG ベースのシステムが好適として選択された。第 2 部では、この結論をもとに、天然ガス導入をスタートさせるための実施計画案を検討した。

大胆なプロジェクトを立ち上げると天然ガス資源を使い果たしてしまうのではないかと、世界が低炭素化に向けて大きく進み始めた時、化石燃料である天然ガスの利用を進めてよいのだろうかなど、おぼろげな懸念があってタンザニアにおける天然ガス利用の歩みは遅い。しかし、まず、クリーンな天然ガスを使って近代的エネルギーインフラを構築し、そのうえで低炭素化を図るのが現実的な進路だろう。国内エネルギー市場への天然ガス導入を進めるには多くの課題があるが、その解決を図りつつ、積極的な政策展開を図ることが必要と考えられる。

第 1 章 調査の概要

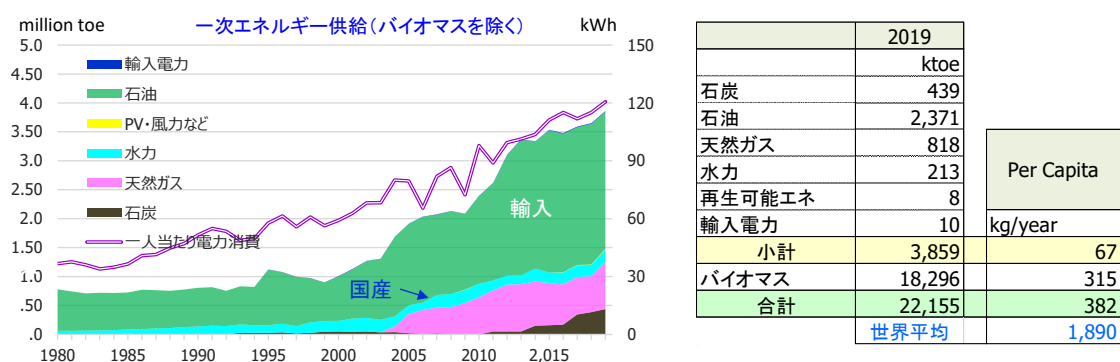
1.1 調査の背景

タンザニアの一人当たりエネルギー消費量は 382kg/年 (2019 年) で、世界平均 (1,890kg) の 1/5 ほどだが、その 84% は薪炭などの在来型バイオマスが占めており¹、経済の近代化や国民生活の向上を進める上で、電気やガスなどの近代エネルギーの導入推進が待たれている。同国では 1970 年代に発見されたソングソングガス田が 2001 年になって世界銀行の支援のもとに開発され、2004 年に発電や産業用などの分野で天然ガスの利用が始まった。しかしながら、資源量の制約やインフラ整備の遅れ等のため、2019 年の天然ガスの利用は 31Bcf (石油換算 82 万トン) 程度であった。このほか国内では水力発電が 2,234GWh (同 21.3 万トン)、石炭が 71 万トン程度 (同 42.9 万トン) 生産されている。石油製品は商業エネルギーの中で最も消費量が多く、2010 年以降モータリゼーションの進展により消費も伸びて

¹ IEA World Energy Balances 2021。ただし、Appendix D に示すように、調査団は在来型バイオマスの消費量はこれより少ないと考える。

いるが、全量を輸入に頼っている。また、近年家庭用燃料として LPG の輸入が増加し始めている。

2012 年からは南部ムトワラ地区にあるムナジ湾ガス田からダルエスサラームまでの長距離パイプラインの建設が進められ、2015 年の年央に完成した。これにあわせて、ダルエスサラーム北西部に新設されたキネレジ第 1 火力発電所（15 万 kW）が稼働開始した。続いて、2017 年にはキネレジ第 2 発電所（24 万 kW）も稼働した。浅海域の天然ガスを利用する世界最大級の肥料プラント（年産 130 万トン級）の建設も交渉中と伝えられている。このほか、2015 年にはダルエスサラーム西方 17km ほどの Ruvu 鉱区で新たなガス田が発見されるなど、タンザニアでの天然ガス利用は次第に緒につきつつある。



出所：IEA 「World Energy Balances 2021」より IEEJ 作成

図 1.1-1 タンザニアの一次エネルギー構成（2015 年）

近い将来の天然ガス供給源となる上記のガス田はいずれも埋蔵量が 1-2Tcf 程度の小規模ガス田だが、タンザニアでは 2010 年以降インド洋沖合の大水深鉱区で大型ガス田の存在が確認され、エネルギー省によれば 2020 年末のタンザニアの天然ガス確認資源量（Contingent Resources）は 57.54Tcf に達した。タンザニア政府はこれらのガス田の開発を積極的に進めようとしており、JICA ではその支援を目的として 2014 年 12 月～2016 年 9 月に「天然ガス利活用情報収集・確認調査」を実施した。同調査をもとに、タンザニア政府は、2016 年 10 月に天然ガス利活用マスタープラン（NGUMP：Natural Gas Utilisation Master Plan）ファイナルドラフトを発表した。

それによると、①LNG 事業を軸とする大水深ガス田の開発、および②浅海域のガスを利用する肥料やメタノールなどの先行事業を推進することに加え、③国産天然ガスを国民生活の向上や経済発展に利用したいという国内の強い要望にも応える方向が打ち出されている。石油の全量を輸入に頼るタンザニアでは多くの分野で石油に代わる近代燃料として天然ガスを利用することの利点が見いだせるだろう。また、石炭資源の大規模開発が緒についていない現状では、電源開発を急ぎ進める上で、リードタイムが短く初期投資も比較的少ない天然ガス発電は有力な選択肢といえよう。

このような状況のもと、上記 NGUMP では、リンディ工業開発区およびダルエスサラーム地区での天然ガス利用の推進を出発点として、将来、全国土をカバーする天然ガス配送シ

システムを構築することが提案された。タンザニアでは南部臨海部を通るパイプラインが完成しており、LNG プラントや化学産業などはガス田に近いリンディ工業開発区での建設が予定されている。また、ダルエスサラーム地区やパイプライン沿線で発電用や産業その他の用途での利用が推進されることになるだろう。

しかしながら、全国的な天然ガス利用の検討はまだ進んでいない。例えば首都ドドマ・マスタープラン（2019-2039 年）では、調理用燃料に関し、「ドドマ市民の 82%以上が薪や木炭に依存しており」、「このような天然資源への高い依存度がドドマ市の森林破壊を助長している」と認識している。また、「ドドマ市民は高いエネルギーコストにも直面している」と述べている²。しかし、同マスタープランではこの事態を改善するような施策は何も論じられていない。首都ドドマの持続可能な発展と近代化を実現するには、ほかの地域についてもいえることだが、比較的クリーンで効率の良い近代的燃料を導入する必要がある。そのため、本調査で分析したように、バーチャルパイプライン・システムによる都市ガスの導入が最も好ましい選択肢であろう。

国土が広く人口密度の低い同国で全国的な天然ガスの利用を推進する上では、全国各地域における将来のエネルギー需要動向、各地の需要規模に見合った天然ガスの輸送・配送方法、輸送システムを建設する上での地理的・社会的条件やコスト、電源開発の動向などを調査の上、総合的な計画を立案することが必要である。

このような状況から、本調査は、これらの諸課題を検討し、天然ガス利活用マスタープラン（NGUMP）の内容を推進するために国内天然ガス普及促進プラン（Domestic Natural Gas Promotion Plan : DNGPP）を策定することを目的にタンザニア政府が要請した。

また、タンザニアでは、大水深ガス田をベースとする LNG 開発、浅海ガス田をベースとする肥料産業などの先行開発プロジェクトもいまだコンセプトの域を出ておらず、今後も実現に向けて技術、資金調達、法律制度、事業運営など多くの分野で支援を必要としている。それに加え、自国産の天然ガスをタンザニア国民が広く利用できる社会を実現したいという願望も強い。一方、これらの巨大プロジェクトを推進する人材が絶対的に不足しているのも実情で、人材開発は大きな課題である。

1.2 調査の目的と概要

本調査では、タンザニアの社会経済およびエネルギー需給事情を踏まえた効果的かつ包括的な天然ガス利用を支援するため、浅海・陸上ガス田や大水深ガス田の開発、天然ガス産業や天然ガス発電の展開に関する諸計画を踏まえ、全国的な天然ガス利用の推進を図る国内天然ガス普及促進プラン（Domestic Natural Gas Promotion Plan : DNGPP）の策定および同計画フェーズ 1 における天然ガス供給・配送システム構築モデルプランの策定を支援するとともに、相手国政府自らがこれを策定、改訂できるよう能力強化を行うことを目的とした。

² Section 6.2.2 Energy for Cooking, Dodoma Capital City Master Plan (2019-2039)

1.3 プロジェクトの実施体制

本件調査のカウンターパート機関（C/P）は同国エネルギー省（Ministry of Energy : MOE）で、本調査は図 1.3-1 に示す体制で実施した。なお、タンザニア石油開発公社（Tanzania Petroleum Development Corporation : TPDC）がタンザニア国における主な支援対象機関である。

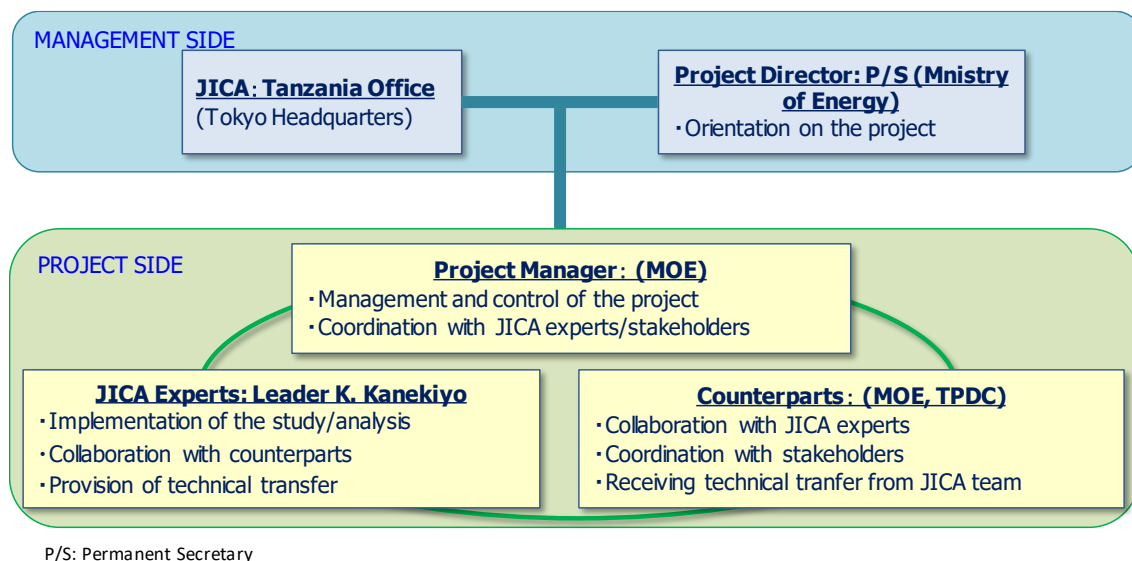


図 1.3-1 プロジェクトの実施体制と役割

1.4 調査の範囲

NGUMP のファイナルドラフトでは、国内ガスパイプラインシステムを3つのフェーズで構築することにし、優先地域から順次建設を開始することを提案している。フェーズ I では、以下の3つのルートでのパイプライン建設を計画している。

- ダルエスサラームからドドマを経てムワンザへ
- ダルエスサラームからタンガを経てアルーシャへ
- ムトワラからンジョンベへ

パイプラインは気体燃料を輸送するには効果的な手段だが、資本集約的な事業で、事業化するには一定の需要規模が必要だ。エネルギー需要が小規模で人口や産業の密度が低い場合、薪炭に代わる燃料としては都市ガスより LPG の方が好ましいだろう。LPG は海外からの輸入となるが、少量を扱いやすく初期投資を低く抑えることができる。

このような事情から、調査団は、対象地域を選定し、そこでのガス供給プロジェクトのモデルプランを検討する手法を採用した。現実的なプロジェクト対象範囲として、NGUMP のフェーズ I の計画をパイプラインの起点であるダルエスサラームからの距離に基づいて A,B,C の3グループに分けることとし、産業分布や人口密度からグループ A の都市を調査

対象とした。

グループ A：モロゴロ、ドドマ、タンガ、モシ、アルーシャ

グループ B：タボラ、ムワンザ

グループ C：ムトワランジョンベ間とその周辺地域

対象地域の潜在的ガス需要は小規模で散在していると予想されるため、天然ガスの輸送方法としてはパイプラインに加えて LNG や CNG を用いたバーチャルパイプライン・システムが考えられる。天然ガス輸送にこれらのシステムが利用可能と判明すれば、このシステムは各地で次々に展開されていくだろう。しかし、このプロセスの展開には時間を要するため、他の地域では平行して LPG が採用されることになるだろう。

上記の想定のもと、調査は 2 段階に分けて実施した。

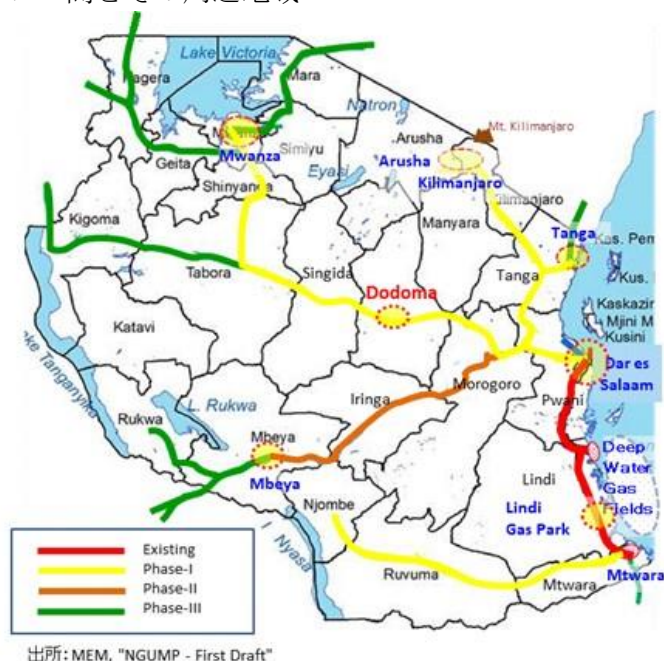


図 1.4-1 タンザニアのガスパイプライン計画

パート 1 では、モデルプロジェ

クトの需要規模や望ましいガス輸送手段を確認するため、以下の調査を実施した。

- 地域別のエネルギー需要調査
- 地域別のガス需要展望の策定
- モデルプロジェクトのガス需要シナリオの設定
- ガス輸送オプションについてのモデルプロジェクトの展開
- 経済性比較調査

この結果、本調査で考えられる小規模ガス輸送手段に最も適した実用的な選択肢として、ミニ LNG によるバーチャルパイプライン・システムが選択された。

この結果に基づき、パート 2 では以下の内容を織り込んだモデル実施計画を策定した。

- ミニ LNG プラントの基本構造
- LNG の輸送、配送手段
- LNG サテライト基地の基本構造
- ドドマにおける都市ガスシステムの建設計画
- 天然ガス自動車向けのガススタンド
- 事業の特徴
- 環境社会配慮
- モデルプロジェクトの経済性

上記の調査結果は、2020年1月にダルエスサラームで開催したシンポジウムで報告した。シンポジウム後の会議で、エネルギー省から「いまだ多くの不確定要素があるため調査の掘りを行ってほしい」との要望がだされた。これを受けて、調査団はさらなる調査を実施し、とりわけ、対象地域のエネルギーユーザーのより正確な情報が最も重要だと考えられた。しかし、コロナウィルスの大流行のために、残念ながら調査団はタンザニアへの渡航ができなかったため、調査団に代わり、調査団の指導のもとエネルギー省が2021年6月-7月に対象地域の需要調査を実施した。本報告書にはその結果も組み込んでいる。

本調査の要点を以下のエグゼクティブ・サマリーに整理した。調査団は、個々のエネルギー市場の規模を鑑み、ミニ LNG をベースにしたバーチャルパイプライン・システムの構築を提案する。しかし、次の一步を踏み出すには、様々な利害関係者間の調整を含め、エネルギー政策に関し多くの事項を決定していくことが必要である。次の段階では、これらの課題を検討し、解決していくことが求められる。

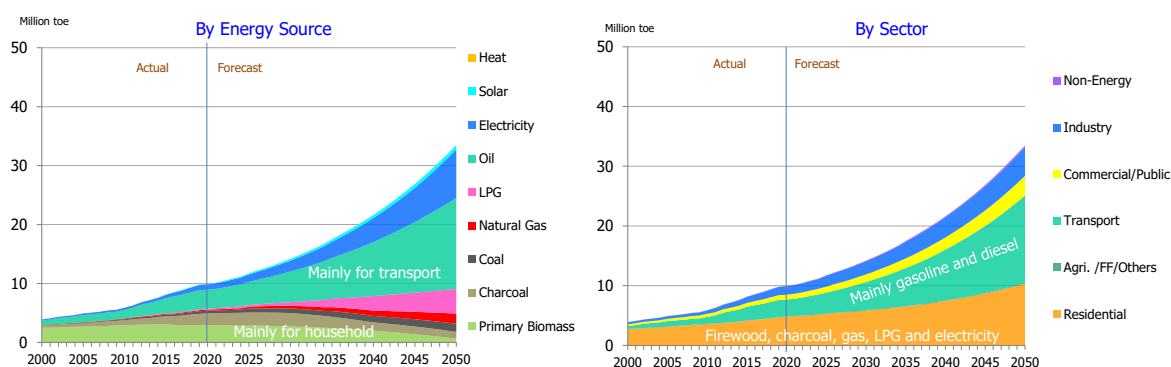
上記の作業と並行して、調査団では天然ガス事業全般の基本的知見を備えた人材集団の拡充を図ることを目的に、人材開発プログラムを実施した。このため（一財）日本エネルギー経済研究所が中心となり、わが国の LNG 輸入企業やエンジニアリング会社に広く応援を求め、大規模な研修プログラムを実施するとともに、2018年4月にはブルネイ国における LNG プラントの視察を実施した。

エグゼクティブ・サマリー

1.5 タンザニアの国内市場における天然ガス導入の意義

近年、タンザニアでは大量の天然ガスが発見されているが、その利用はまだごく限られている。天然ガスは経済発展や国民生活の向上に大いに資すると期待され、その利活用を具体的にどのように進めるかがエネルギー政策における重要なテーマの一つである。

2020年のタンザニアの総エネルギー消費量は石油換算1千万トン程度で、その半分が家計部門で使用されている。人口増加、経済成長と生活の近代化、都市化、自動車の普及などにより、エネルギー消費量は今後増加を続け、2050年には30百万トンを超えるだろう。



出所：JICA 調査団

図 1.5-1 タンザニアの長期エネルギー需要見通し

なかでも家庭用エネルギーでは薪炭が大宗（2020年：86.7%）を占め、室内空気汚染のほか、森林資源の枯渇、薪拾い作業など、環境社会配慮面でも多くの課題を抱えている。本調査のリファレンス・ケースでは、今後天然ガスやLPGの導入が進み、2050年に電気を除く家庭用燃料の80%（熱効率換算³）に到達すると想定した。この場合、家庭での薪炭消費量は現在のほぼ1/3に減少する。熱効率の良いガスレンジの使用により、燃料消費総量は現在とほぼ同程度に抑えることができる。一方、都市ガスの導入はなく、LPGの普及が緩やかに進み2050年に30%に達するケースB（右図）では、薪炭の消費量は現在より3割も増加する。効率改善が見込めないため、燃料消費総量も増加する。森林資源の劣化が進んでいるタンザニアにとって、これは持続可能なシナリオとはいえないだろう。

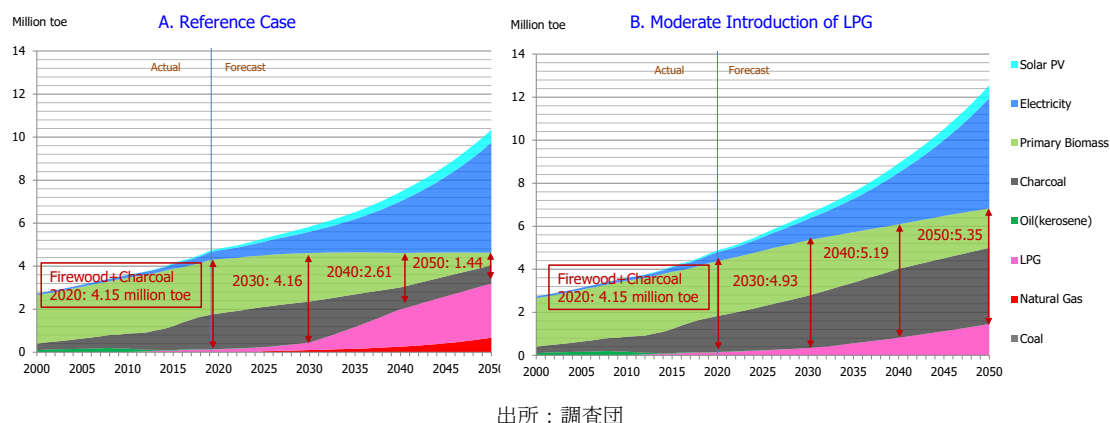


図 1.5-2 家庭部門の薪炭消費と天然ガス・LPG の導入

経済発展や生活の向上には電気やガス等の近代型エネルギーは欠かせない。幸い、国内では豊富な天然ガスが発見されている。石炭や石油よりも CO₂ 排出量の少ない天然ガスの活用は地球環境面でも好ましい選択であり、国産資源の活用により、石油製品の輸入に必要な外貨の流出も抑制できる。しかし、国内のエネルギー市場の規模は小さく、広い国土に分散しており、どのような手法で天然ガスの導入を図るかが課題である。

1.6 ケース設定：ガス需要発展シナリオとプロジェクトの規模

地方ガス供給システムの現実的なプロジェクト規模を調べるため、2018年に地方エネルギー需要実態調査を実施した。しかし第5章に説明した通り、地方都市における産業及び業務部門のエネルギー消費はごく限られており、個々の都市で独自に都市ガスを構築するレベルには達していない。そこで、調査団は全対象地域におけるガスの潜在需要を一つにまとめたプロジェクトとして検討することとし、プロジェクト規模の差の影響を調べるために以下の2ケースを設定した。

ケース A：リファレンスシナリオ

- a. ドドマで建設中の新行政区（NGC：New Government City）で展開される都市ガスネットワーク

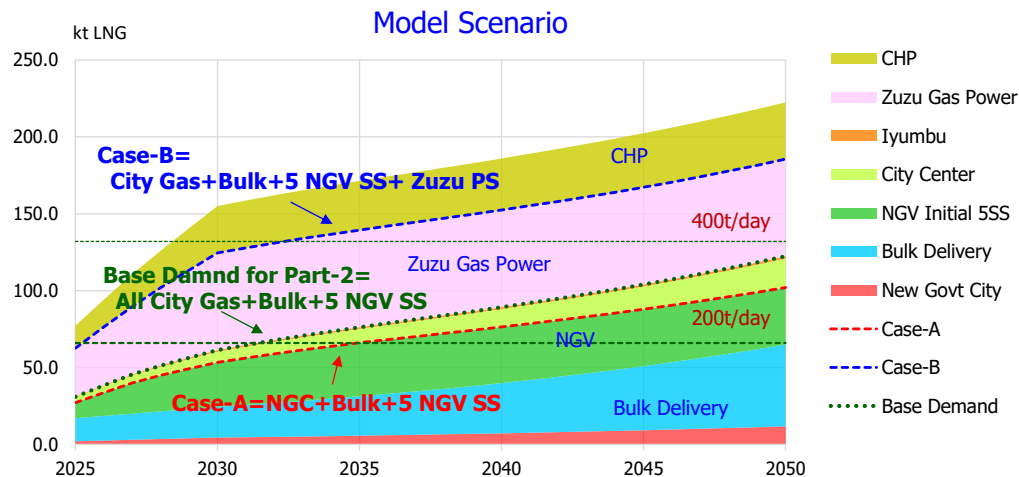
³ 燃料使用時の熱効率は、薪：25%、木炭：35%、ガス：50%と想定。

- b. 対象 5 都市の大規模産業需要家へのバルク直送（モロゴロ、ドドマ、タンガ、アルーシャ、モシ。ダルエスサラーム周辺地区は未調査のため含んでいない。）
- c. NGV 燃料向けのガス販売

ケース B：ケース A に下記を追加するシナリオ

- d. ドドマ市の中心部およびイユンブ新住宅開発地区での都市ガスの展開
- e. 現在は軽油を使用しているズズ発電所のガス転換
- f. 都市ガスネットワーク内の新設ビルでのコジェネ（CHP: Combined Heat and Power、熱電併給）の採用

ケース A では、ドドマから東に 17km のイフムワで建設中の NGC で都市ガスネットワークを構築するものと想定した。LNG や CNG により天然ガスを供給する場合、国内エネルギー需要調査で特定した大口産業ユーザーへはパイプライン網の供給範囲外であってもバルク直送により供給できる。加えて、天然ガス自動車への燃料供給向けに NGV スタンドを建設する。最初に、ドドマに 2 ヶ所スタンドを建設し、ダルエスサラームからドドマへのルート途中にもう 3 ヶ所のスタンドを建設する。その後 NGV スタンド網は年々拡充されると想定する。



出所：調査団

図 1.6-1 第 1 期バーチャルパイプラインのガス需要の見込み

今回のように新規のグリーンフィールド・プロジェクトを立ち上げる場合は、基礎需要を提供する中核プロジェクトが必要だ。このため、Case-B では Case-A に加えてドドマ市中心部と郊外のイユンブに建設中のサテライトシティで都市ガスを展開する、また、ズズディーゼル火力のガス転換と新設ビルへの CHP システムの導入が中核需要として加わるものと想定した。ズズ火力は軽油を使用する小型老朽火力で、ピーク火力と位置づけられており、発電コストも高く現在ほとんど稼動していない。しかし、変電所が隣接しており付帯送電施設の建設が不要であることが立地上の利点としてあげられる。ズズ発電所の更新は首都の電力安定供給基盤を大幅に改善するものとなろう。また、この場所はタンザニア鉄道中央線か

ら近く、将来鉄道によるコンテナ利用が実現できる可能性がある。このような事情からズズはオプション検討の対象として好適な場所にあるということができよう。

CHP システムは熱（暖房および冷房）と電力の両方で一定の需要が見込める近代都市のビルや地域冷暖房システムに広く導入されている。第 5 章で述べるように、CHP システムではエネルギーのカスケード利用により、70-80%の高いエネルギー効率を実現できる。事業所や商業施設では一般的に熱や電力の供給には電気が使用されている。ガスベースの CHP で電力を供給すれば一定量のガス需要を創出でき、また、高効率のガス利用にもつながる。しかし、温暖な気候のドドマでは熱需要は少なく、またタンザニアではグリッドの電力価格があまり高くないため、CHP は追加ケースのひとつとしてなら検討対象になる程度と考えられる。

Case-A では、ガスの総需要は 2025 年に LNG 換算 25,000 トン/年程度でスタートし、NGC の建設が順調に進めば 2033 年には 60,000 トン/年を超える。その後も都市ガス普及が進み、また周辺各地で産業などの大口直送需要が増加すれば、2040 年には年間 10 万トン程度に増加すると見込まれる。

Case-B では、オプションとして Zuzu 発電所のガス転換と新設ビルへの CHP 導入を想定した。2025 年の需要は年間 72,000 トン程度からスタートし、2030 年までに年間 140,000 トンを超える。

上記のガス需要の試算に基づき、プラント規模は以下の 2 ケースを想定した。

Case A : LNG 換算 100 トン/日 x 2 系列の天然ガス供給設備
330 日/年稼動として、年間供給能力=66,000 トン

Case B : LNG 換算 200 トン/日 x 2 系列の天然ガス供給設備
330 日/年稼動として、年間供給能力=132,000 トン

また、パイプラインを建設する場合は需要増加に応じて能力一杯までガスを輸送可能なものとした。輸送能力は口径 12 インチでは LNG 換算年間 90,000 トン、20 インチでは同 323,000 トンとなるが、両ケースとも 2050 年になっても需要はパイプライン単体での輸送能力に届かない。つまり、パイプラインの場合は、需要に応じて輸送能力をフレキシブルに変更するのが難しい。

1.7 ミニ LNG によるバーチャルパイプライン

上記のモデル設定のもとで、パイプライン、LNG、CNG によるガス輸送方法の経済性評価を行った。原料ガスはダルエスサラームのキネレジ・ガスターミナルから調達する。ここにはソングソングやムナジベイのガス田から幹線パイプラインを経て天然ガスが送られてきており、EWURA の発表する公定ガス価格は 5.36 ドル/MMBtu である。これを出発点としてそれぞれの方法によるドドマでのガス到着価格を計算する。ここに示すのはドドマのガスサテライトターミナル出しのガスコストで、これを出発点として都市ガスネットワーク

への供給が行われる。公平を期すため、ここでは以下の2点を織り込んでいる。

- LNG はサテライトターミナルで再ガス化する
- LNG や CNG のケースでは、荒天や事故などによる陸上輸送の障害が起きた際にも安定供給を行うため、サテライトターミナルに1週間分の在庫を確保する

第7章で説明するように、ガス需要が小規模の場合、直径12インチもしくは20インチの固定パイプラインによるガス輸送コストは、LNG や CNG などのバーチャルパイプラインによるものより大幅に高くなる。

表 1.7-1 ガス輸送コスト

Vehicle		Mini-LNG		CNG		Pipeline	
Demand Scenario		A	B	A	B	A	B
Capacity : LNG equivalent		100t/d	200t/d	100t/d	200t/d	12"	20"
Train/line		2	2	2	2	1	1
Annual LNG Equiv.	tons/year	66,000	132,000	66,000	132,000	90,000	323,000
Gas Quantity	MMcf/year	3,188	6,377	3,188	6,377	4,354	15,613
	MMcfd	9.7	19.3	9.7	19.3	13.2	47.3
Demand							
Start Demand	tons/year	28,000	64,600	28,000	64,600	27,940	62,000
Reach peak in year	in year	2035	2033	2035	2033	after 2050	after 2050
Number of trucks required		20	44	46	105		
Storage		400kl x 2	3,000 x 2	46 containers	335 containers		
Gas Price		\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu
Feedgas Price		5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36
Plant processing		8.34	5.89	2.33	1.94	Included in transport	
Ex-plant Price		13.70	11.25	7.69	7.30	5.36	5.36
Transport		1.62	1.49	3.44	3.46	46.16	17.83
For Dodoma		1.96		4.24			
For Morogoro		0.97		2.04			
Satellite Terminal		1.37	1.31	3.50	4.40	0.32	0.30
Conversion+Transport		11.34	8.68	9.27	9.80	46.48	18.13
Ex- Dodoma Satellite Price including Feedgas Cost							
	\$/MMBtu	17.04	14.51	15.43	15.94	51.84	23.49
	\$/toe	676	576	612	632	2,057	932

出所：調査団



出所：東京ガス、石井鐵工所、Heritage Gas

図 1.7-1 タイプ別のガス貯蔵タンク

ここでは、LNG と CNG を比較した結果、以下の理由から LNG が選択された。

CNG は 25Mpa (250kg/m²、250 分の 1 に圧縮) の高圧で圧縮されており、特別設計の強靱な細いチューブでのみ保持できる。大型球形タンクでは、ガスは 1Mpa (10kg/cm²、10 分の 1 に圧縮) 以下の低圧で貯蔵されている。一方、LNG は液化により 590 分の 1 に圧縮されているが、常圧で貯蔵される。ガスに換算すると、LNG 800kL 相当を在庫として持つには、CNG では 7.5 トン積みコンテナ 46 基が必要になる。4,000kL のガスタンクを使用する場合、12 基のタンクが必要になる。コストは極めて高く、実現性は無いと考えられる。

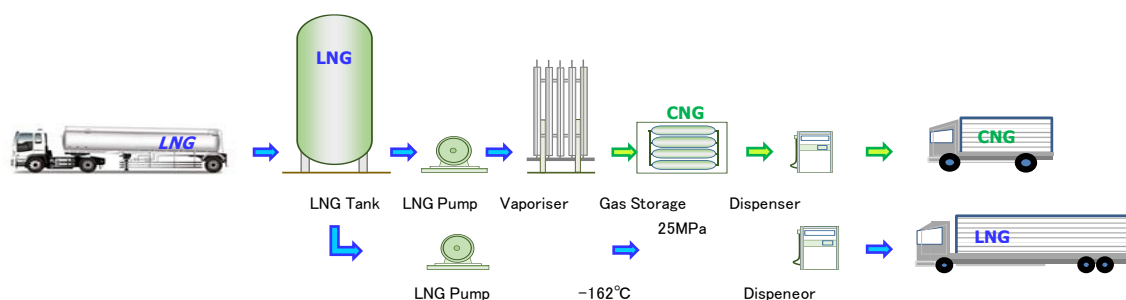
表 1.7-2 7 日分在庫の貯蔵量

	LNG Tanks (KL)					Equivalent to LNG tanks			
	Size	2025	2030	2025	2030	CNG Containers (Units)		4000kl Gas Tanks (units)	
	KL			KL	KL	2025	2030	2025	2030
A: NGC	400	1	2	400	800	23	46	6	12
B: Zuzu	400	1	2	400	800	23	46	6	12
C: Iyumbu	60	1	1	60	60	4	4	1	1
Total		3	5	860	1660	50	96	13	25
B with PS	2500	1	2	3000	6000	171	342	44	89

出所：調査団

天然ガス自動車 (NGV) 向けのガス供給でも、LNG ベースのスタンドは LNG と CNG の両方を供給できるので、LNG は CNG より優れていると言える。第 9 章、第 10 章で説明するように、CNG は主に乗用車や軽トラックなどの小型自動車で用いられ、LNG は大型トラックやバス等での使用が増加している。大型トラックの場合、燃料の補給なしでの走行距離は LNG 車では 700–1,000km なのに対し、CNG 車では 300–500km である。タンザニアは国土が広く長距離の陸上輸送が必要とされるので、自動車向けのガス供給システムは LNG ベースで構築するのが好ましいと考えられる。

上記の分析のように、需要が小規模でガス供給システムが普及していない地方へ天然ガスを配送する望ましい手段としては LNG が選択される。この結果をもとに、パート 2 では LNG をベースとするモデルプロジェクトの実施計画を検討した。



出所：調査団

図 1.7-2 L-CNG ステーション

1.8 実施計画

パート 1 調査での分析結果を受けて、実施計画策定のためのモデルとなるプロジェクトプランを以下のように設定した。

- ダルエスサラームのキネレジ・エネルギー基地にミニ LNG プラントを建設することとし、規模は 200 トン/日 x 2 トレインとする。年間 330 日稼動とすれば、LNG の供給能力は 132,000 トン/年である。
- 基礎需要ケースでは、ドドマの 3 ヶ所の都市ガス（NGC、ドドマ市中心部およびイユンプサテライトセンター）、タンザニア国北東部の約 20 件の大口需要家および 5 ヶ所のガススタンドに LNG を供給する。
- 高需要ケースでは、これに加え、ズズ発電所のガス転換、あるいは CHP の採用を想定する。

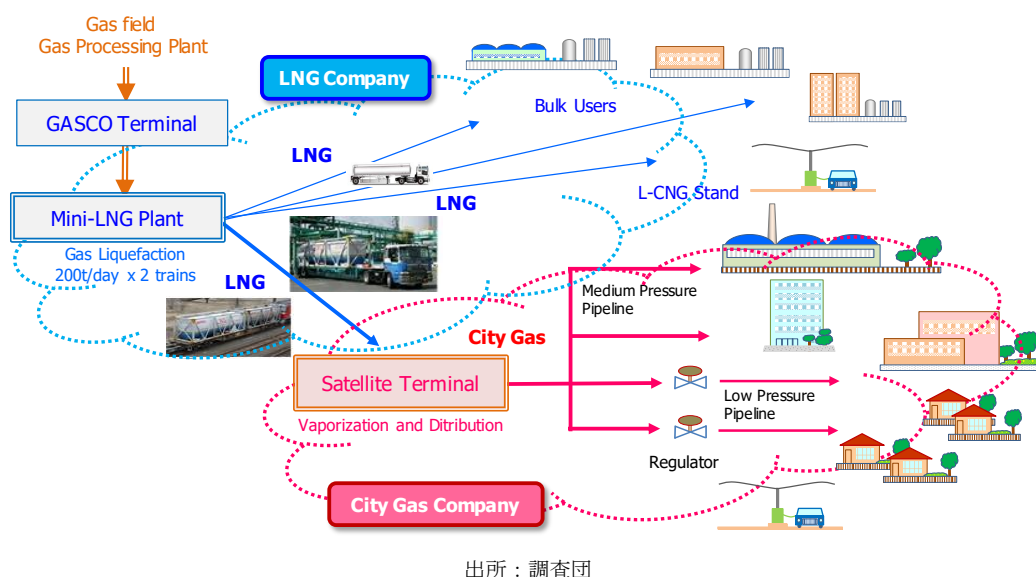


図 1.8-1 ミニ LNG によるバーチャルパイプライン

1.8.1 投資額の見通し

基礎需要シナリオでのミニ LNG ベースのバーチャルパイプライン・システムの投資額の見込みは表 1.8-1 に示すとおりである。投資スケジュールは 図 1.8-3 に示すように、これより 1, 2 年遅れる可能性がある。

コストのなかではミニ LNG プラントの建設が最大の費目で、総コストの 3 分の 2 を占める。次に多いのが都市ガス網の構築コストである。都市ガス網の構築コストは都市ガス利用者にのみ発生し、LNG プラントの費用は各部門でシェアされることに留意する必要がある。LNG のわずか 20% が都市ガス向けなので、プラント費用の 20% の 2,950 万ドルが都市ガス部門相当分と考えると、都市ガス網の構築コスト 4,200 万ドルは非常に大きい額だと言えよう。

ズズのサテライト基地 B では、基礎需要ケースでのタンクの貯蔵能力は 400kl×2 基になると想定する。しかし、ズズ発電所のガス転換を考慮する場合、これは 3,000kl×2 基に拡大することになる。これにより、総投資額は 10%以上押し上げられることになる。

表 1.8-1 バーチャルパイプライン・システムの投資額

Stage	Preperation			Construction			Upfront	Production	Total	
Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total	-->2030	up to 2030	%
	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	%
LNG Plant (200t/d x 2 trains)										
Feasibility Study	1.0						1.0		1.0	0.5
Marketing	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.8		1.8	0.8
Construction				15.0	50.0	75.0	140.0		140.0	63.1
Administration	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	4.8		4.8	2.2
Total	2.1	1.1	1.1	16.1	51.1	76.1	147.6	0.0	147.6	66.5
Transport										
Vehicles						1.4	1.4	8.6	9.9	4.5
Administration					0.3	0.3	0.5		0.5	0.2
Total					0.3	1.6	1.9	8.6	10.4	4.7
Satellite (A+B+C) without Zuzu Power station										
Construction				0.1	1.5	3.0	4.6	2.2	6.8	3.1
Administration				0.1	0.1	0.1	0.3		0.3	0.1
Total				0.2	1.6	3.1	4.9	2.2	7.1	3.2
City Gas Network (A:NGC+B:City Centre+C:Iyumbu)										
Construction				0.3	9.0	27.0	36.3		36.3	16.3
Administration				0.9	1.5	2.9	5.3		5.3	2.4
Total				1.2	10.5	29.9	41.6		41.6	18.7
Connection Cost						6.8	6.8	8.5	15.3	6.9
LNG Supply Company	2.1	1.1	1.1	16.1	51.4	77.7	149.5	8.6	158.0	71.2
City Gas company				1.4	12.1	39.8	53.3	10.7	64.0	28.8
Total	2.1	1.1	1.1	17.5	63.5	117.5	202.8	19.3	222.0	100.0
Satellite (A+B+C) with Zuzu Power Plant										
				0.6	3.6	11.1	15.3	13	28.3	12.7

出所：調査団

1.8.2 LNG プラント

IRR=10%の採算条件をみたす LNG プラント料金を計算すると、表 1.8-2 に示すような結果になった。基礎需要シナリオを適用する場合、プロジェクト全期間のプラント稼働率が 60%と低いので所要料金はきわめて高くなる。ただし、プラントの稼働率が上がれば、この料金は劇的に低下する。

表 1.8.2 LNG プラントの料金

Sector	Base Demand		High Demand	
	City Gas+Bulk+NGV 5 SS		plus Zuzu PS	
	\$/MMBtu	\$/toe	\$/MMBtu	\$/toe
LNG Plant Toll	9.89	392	5.89	234
Daily Prodcution	242 tons/day		372 tons/day	
Plant utilisation	60.5 %		93.1 %	

出所：調査団

LNG プラントの規模と利用率の影響度を見るため、中間的なケースを想定して料金を試算した結果を図 1.8-2 に示す。これによるとプラントの採算はプラントの規模と稼働率に大

大きく影響されること、また、小さなプラントではたとえ 100%稼動となってもあまり料金が下がらないことが明らかとなった。基礎需要ケースの需要想定は小さく出ているものの、この試算結果から、販売促進努力による需要かさ上げを期待して LNG プラントを大型化すれば、料金は概ね 6 ドル/MMBtu 程度になる。

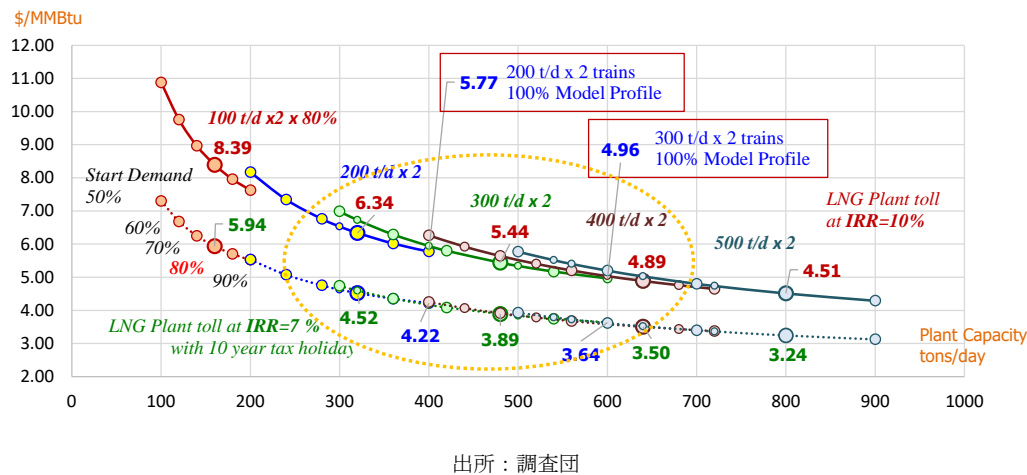


図 1.8-2 プラント規模と利用率による LNG プラント料金の変化

1.8.3 天然ガスの到着価格

上記に加え、各セクターについて IRR=10%の採算条件をみたす料金を試算した。表 1.8-3 に示すように、ドドマまでの LNG 輸送費は 1.70 ドル/MMBtu、サテライトターミナルの費用は 1.80 ドル/MMBtu、バルク直送ユーザーでの受け入れコストは 2 ドル/MMBtu、オートガスステーションの料金は 3 ドル/MMBtu となった。これらの部門で生じる所要料金やコストはそれほど高くはない。

表 1.8-3 天然ガスの到着価格

		Bulk Users	NGV Stations	City Gas	City Gas + CHP	Target
		\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu
Feedgas Price		5.36	5.36	5.36	5.36	5.36
LNG Plant		6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Transport for Dodoma by container		1.70	1.70	1.70	1.70	1.70
Satellite Terminal				3.00	1.81	1.80
Satellite (receiving and vaporisation)		4.00				
NGV Station			3.00			
Virtual Pipeline		11.70	10.70	10.70	9.51	9.50
Sub-Total		17.06	16.06	16.06	14.87	14.86
City Gas System				18.47	6.63	8.00
Connection				2.53	0.83	2.00
Total City Gas				21.00	7.46	10.00
City Gas Promotion Levy		5.00				
NGV Fund		0.20	\$/kg	5.00		
Delivered Gas Price		22.06	21.26	37.06	22.33	24.86
Oil	10,000 kcal/kg	0.88 \$/kg	0.84 \$/kg	1.47 \$/kg	0.89 \$/kg	0.99 \$/kg
Petrol	7,900 kcal/ltr	0.69 \$/ltr	0.67 \$/ltr	1.16 \$/ltr	0.70 \$/ltr	0.78 \$/ltr
Diesel	8,600 kcal/ltr	0.75 \$/ltr	0.73 \$/ltr	1.26 \$/ltr	0.76 \$/ltr	0.85 \$/ltr
Fuel Oil	9,700 kcal/ltr	0.85 \$/ltr	0.82 \$/ltr	1.43 \$/ltr	0.86 \$/ltr	0.96 \$/ltr
LPG	11,300 kcal/kg	0.99 \$/kg	0.95 \$/kg	1.66 \$/kg	1.00 \$/kg	1.11 \$/kg
Present Price in Dodoma		Comparison				
Petrol	1.08 \$/ltr	64%	62%	108%	65%	72%
Diesel	1.00 \$/ltr	75%	73%	126%	76%	85%
LPG	1.30 \$kg	76%	73%	128%	77%	86%

出所：調査団

積算すると、天然ガスのバルク直送ユーザーでのバーナーチップ価格は 17.06 ドル/MMBtu、天然ガス自動車向けのポンプ渡し価格は 16.06 ドル/MMBtu になる。重油を除く輸入石油製品価格と比べるといずれも相当安い。すなわち、バーチャルパイプラインによる天然ガスの輸送はなかなか魅力的な選択肢である。しかしながら、そのためにはユーザー側でも設備や自動車のガス転換が必要で、それには初期投資の支出が伴い技術サービスも必要であることを念頭においておかねばならない。

一方、都市ガスの構築では天然ガス導管敷設のために更なる投資が必要である。基礎需要ケースでは都市ガスシステムの所要料金はかなり高く出ており、これは個々の需要家が一般の事務所ビル、商店、家庭など比較的小規模なもので、トータルのガス需要も小さいためである。しかしながら、CHP を採用するオフィスビルなどが加わって基礎需要を確保できる場合には、固定費部分が薄まり、所要料金は劇的に低下する。需要規模が都市ガスの経済性を大きく左右するため、プロジェクト側から見て確度が高いと思われる需要規模を確認することが大変重要である。

表 1.7-3 の計算に見られるように、都市ガスの値段を LPG より魅力的な値段とするには都市ガス部門の所要料金を下げる必要がある。3-5 ドル/MMBtu もしくは石油換算ではキログラムあたり 10-20 セント下げる必要があり、それには大口需要家を呼び込むとか、資金的な支援を行うなどの手立てが必要であろう。

これに加え、最初に発生する導管からの接続費用が小規模需要家にとっては問題である。家庭へのつなぎこみ費用は 1 件当たり 1,000-1,500 ドルかかると見込まれ、消費者の側ではさらにガス器具を購入しなければならない。都市ガスは長期的に見れば割安な燃料になると考えられるが、最初に発生するパイプ接続費などの費用が、都市ガス普及を考える上での大きなハードルである。

なお、都市ガスコストの推定では、現地のコストデータがないので、日本での単価を適用している。土木工事費のかなりを占める人件費は日本より安いと推定され、現実的な単価を調査して、コスト算定を見直す必要がある。

1.8.4 ロードマップ

DNGPP を実行に移すためのロードマップ案を図 1.8-3 に示す。現時点で見込まれる需要は小さくかつ不確かで、プロジェクトの形を決めるためには、まず天然ガス利用のグランドデザインを決める必要がある。天然ガスの利用が好適なのは下記のような部門であろう。

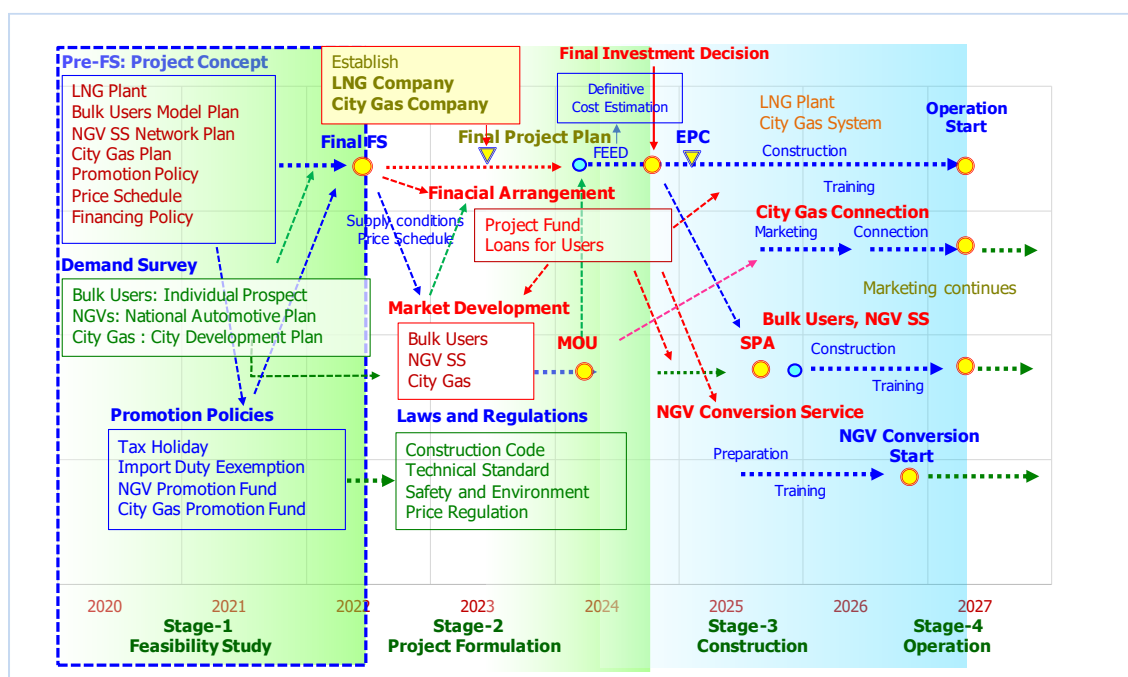
- a. 都市ガス網の展開に適した需要密度の高い地域の燃料ユーザー
- b. バーチャルパイプライン (LNG/CNG) によるガスの直接配送の対象となる独立立地の大型ユーザーや工業団地など
- c. 天然ガス自動車や農村電化などの新しいガス需要

一方、需要密度の希薄な地域の潜在的なガスユーザーに対しては、小ロットでの配送が便利で経済的という点で、LPG を供給することになる。第 5 章で議論するように LPG の需

要は早晚数十万トン規模へと大幅に伸びると予想される。LPG は輸入に頼ることになるが、タンザニア国内への供給増加と内陸国向けの通過分も合わせ、国際級の大規模な LPG 輸入、配送システムを整える必要がある。このような事情を踏まえ、LPG の供給計画も同時に作成しておく必要がある。また、肥料や大型 LNG などのガス産業で使用する原料ガスについては別途検討するものとする。

天然ガス利用のグランドデザインと需要見通しが出来上がると、以下のような段取りで供給側の準備を進めることになる。

- LNG 供給総合計画**：LNG サプライチェーン、すなわちパイプライン、LNG/CNG プラント、輸送、サテライト、都市ガスシステムのすべてをカバーし、そのコストと料金を定めるしっかりした政策に裏付けされたもの。
- 直送大口需要家向け LNG 供給計画**：重油を使用している大口ユーザー向けを含め、設備、コスト、技術サービス、資金面の支援等を含むモデルプラン。
- 都市ガス展開計画**：ガスグリッド建設計画に加え、需要家別料金体系、技術サービス、供給者とユーザーの両方への資金支援策などを含む。
- 自動車向け天然ガス供給計画**：NGV 導入政策、NGV ユーザーのコストの見込み、技術サービス、資金面の支援などを含む。



出所：調査団

図 1.8-3 DNGPP のロードマップ

1.8.5 主な課題

DNGPP 計画は全体としては成立しうる計画だと考えられるが、一連の計画を確定するためには下記のような点を明らかにしなければならない。

- a. 計画の規模が LNG プラントと都市ガス部門の採算に大きく影響するため、確度の高い需要見通しを立てることが必要である。このため、総合エネルギー計画を策定し、検討を進めるためのガイドラインとして、将来のエネルギー構造と天然ガスと LPG の役割を明確にすることが必要である。
- b. 現在重油やペトロコックスを使用している大口需要家へのガス供給も検討課題の一つである。これらの安価な燃料を追い出すには、上記で議論したよりもかなり安い競争価格を提案することが必要である。このような大口需要家の獲得は、LNG プラント部門を中心に規模の経済を実現することに鑑み、本件の可否について慎重な検討を進めることが必要である。
- c. 天然ガスを導入するには、消費者が設備や機器、自動車などをガス転換するための技術サービスを市場で提供する必要がある。適切な政策や法規を設定し、このような裾野産業を育成するための事業環境を整えなければならない。
- d. 需要が小さい場合、都市ガス部門の採算には疑問符がつく。また、小規模消費者にとっては初期に発生する接続費、機器や自動車にかかる費用が問題である。このような問題を解決するために適切な政策を策定する必要がある。
- e. 天然ガス自動車の導入は環境対策や外貨節約面で大きな効果が期待されるが、世界的な EV 化の潮流を鑑み、今後の自動車政策を慎重に判断する必要がある。

実行可能なプロジェクトを組み上げるには、広く各省庁や関係者の協力を得て総合的なプランを策定することが必要である。

1.9 今後の取り組み

タンザニアにおける天然ガスの開発利用の進展は遅い。その背景には次のようなおぼろげな不安があるように思える。

- 1) 火力発電や LNG 事業を進めると、30 年後にはガスが無くなってしまう。
- 2) 世界がネットゼロ社会への移行を目指しているとき、化石燃料の消費を増やすのはいかなものか。

第 1 に、タンザニアにおける天然ガス探鉱はまだ初期段階にあり、先行諸国の歴史に見られるように⁴、今後の探鉱による資源量の増加が期待できる。地質ポテンシャルは大きく、ガス需要を創出すれば活発なプレーヤーが登場し、資源ベースの拡大を実現できるだろう。

第 2 に、タンザニアのエネルギー消費は我が国の 2% に満たず、その大宗を在来型の薪炭が占めている。この状態から供給安定性に欠ける再生可能エネルギーを軸に一気に経済の

⁴ BP 統計によれば、マレーシアの天然ガス埋蔵量は LNG 輸出開始直前の 1983 年に 19.7Tcf であったが、その後 2020 年までに 63Tcf のガスを生産したうえで、2020 年の埋蔵量は 32Tcf であった。これには、現在評価作業中の 10Tcf 以上と目されるガス資源は含まれていない。

近代化を図るのは不可能である。まず、環境にやさしい天然ガスを最大限利用してエネルギーインフラを拡充し、そのうえで将来バイオガスの投入やメタネーション、水素ネットワークの構築等による脱炭素化を目指すのが現実的な選択であろう。

タンザニアでは、2020 年 1 月に開催したシンポジウムで調査結果の報告を行って以降、以下のように重要な進展が幾つかみられた。

- a. Ntorya と Mambakofi でかなり大規模なガスの発見があった。どちらも陸上ガス田で、既存のパイプラインにも近い。
- b. 2020 年 9 月に電力システムマスタープラン 2020 年版（PSMP 2020 Update）が発表された。この計画ではドドマ（600MW-2033 年稼働）とバガモヨ（300MW-2040 年稼働）の二か所のガス火力建設計画が計上された。
- c. 2021 年 5 月にケニアとの間でダルエスサラームからモンバサまでのパイプライン建設の合意書が調印された。
- d. 2022 年 1 月、IOC との LNG 交渉における政府側テクニカル・アドバイザーとして国際的にも著名な Baker Botts 社が指名された。これにより LNG プロジェクトの具体的な進展が期待される。

上記のような進展があった結果、既存のパイプラインがドドマとモンバサまで延長される見通しとなり、天然ガス供給のバックボーンとなるパイプライン体系が大きく変更となることが確実となった。一方、本調査では天然ガスの潜在需要についていくつかの調査を実施したが、対象は 11 州にとどまっており、将来の天然ガス需要のグランドデザインを描くには残りの州についても情報収集を実施することが必要と考えられる。このため調査団としては第 1.7.4 節で説明したロードマップに沿って Framework Study を実施し、上記のような新しい展開も織り込んで天然ガス開発総合計画（National Gas Development Plan）を策定することを推奨する。このような手順を踏んで天然ガス資源の有効活用を実現することにより、日常生活や経済の近代化を図り、外貨の流出、温暖化ガスの排出、森林資源枯渇などを抑制して、タンザニア国の発展に資することができると期待する。

第2章 世界のガス市場の動向

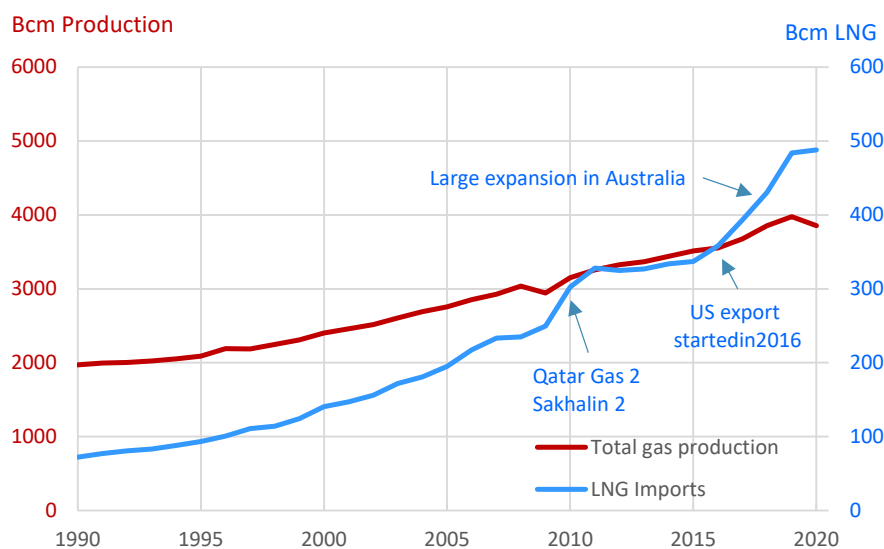
本章では、2.1～2.3 節でコロナ前の 2019 年に作成した展望をそのまま記載し、2.4 節のコロナ後の分析と比較できるようにした。

2.1 LNG 需給の長期見通し

2.1.1 概要

ここ 20 年の間に世界の LNG 市場は大きく変容した。1997 年に 1.1 億トンを上回る程度だった LNG 需要は、2018 年に 3.14 億トンに達した。他の化石燃料と比べて LNG 市場の歴史は浅いが、昨今はその形を変えながら進化を続けている。

最近の LNG 市場の拡大局面ではこれまでにない変化がみられた。まず、2009 年から 2011 年の間に世界の LNG 供給能力は劇的に増加した。また、2011 年 3 月に福島第一原発の事故が発生して日本の原子力発電所が全面停止に追い込まれると、電力会社はその穴埋めのため LNG の確保に奔走した。この時、長期契約を前提とした従来型の LNG 取引形態では、需要と供給の急速かつ大幅な拡大や、プレーヤーの地理的な拡散などの状況変化にうまく対応できなかった。その後の LNG 取引では、スポット取引、短期契約、裁定取引、イクイティ調達、ポートフォリオ取引などの新しい取引形態が全世界で広く普及するようになった。



出所：Compiled by IEEJ based on data from BP Statistical Review of World Energy 2018, BP

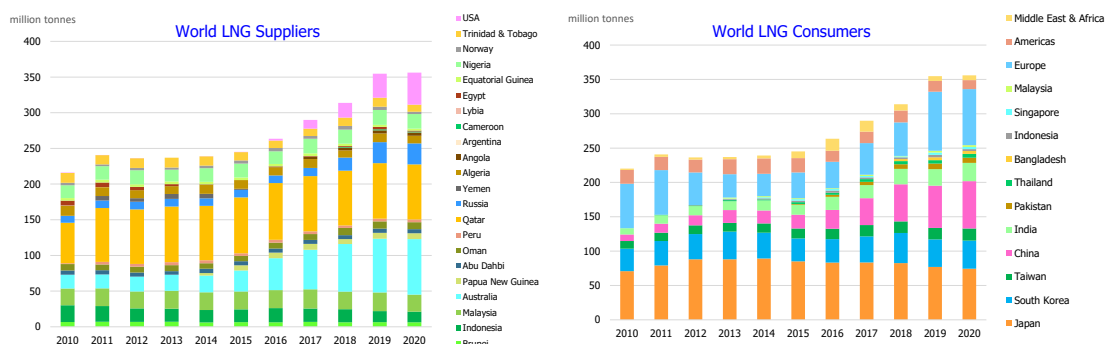
図 2.1-1 世界の LNG、天然ガス生産量：改訂版

2018 年以降、世界の LNG 供給能力の大幅な増加や中国などの新興 LNG 輸入国の増加に伴い、取引形態はますます多様化している。最近の LNG 市場では、オーストラリアと米国という二つの生産国が存在感を増している。オーストラリアでは Ichthys プロジェクトと

Prelude プロジェクトが 2018-2019 年に操業を開始し、大規模プロジェクト立ち上げの波はほぼ終わりを迎えた。米国産 LNG は基本的に仕向地制限がなく、LNG 市場に柔軟性と流動性をもたらし、量的な影響だけでなく質的な変化も引き起こすと予想される。一方、新興輸入国からの引き合いは、日本や韓国などの伝統的輸入国に比べて価格に敏感で、短期やスポットでの調達を志向する傾向が強い。多くの新興国では国産ガスの供給やパイプラインガスによる輸入があったり、発電分野では国産炭や再生可能エネルギーとも競合するなど、LNG 以外の多様な供給オプションが存在する。そのため、LNG は、「ベースロード」用のエネルギーというより、「需給調整」用のエネルギーとみなされている。このように LNG 市場では需要の質が変化し、LNG 生産者はさらなる供給面の柔軟性を求められている。

2.1.2 主な生産者と消費者

主要な LNG の生産者、消費者はどのような国だろうか。図 2.1-2 に、世界の LNG 供給国と消費国を示した。供給サイドではカタールが最大のサプライヤーで、それにオーストラリアとマレーシアが続いている。地域別に見ると、東南アジアの伝統的なサプライヤーのシェアは低下し、中東とオーストラリアのシェアが一貫して増加している。需要サイドでは、日本が 30 年以上にわたって最大の消費国となっているが、近年では中国の需要が急速に拡大し、2017 年には韓国を上回って世界第 2 位の LNG 消費国となった。



出所： Compiled by IEEJ based on data from LNG Industry in the World various editions, GIIGNL

図 2.1-2 世界の LNG 供給国および消費国：改訂版

2.1.3 国際 LNG 市場における主要な動向

(1) 中国の需要

今後、中国が国際 LNG 市場を形成する主要プレーヤーの一員となることに疑いの余地はない。2017 - 2018 年には、中国は日本に次ぐ世界第二位の LNG 輸入国で、国際 LNG 市場では既に大きな存在となっている。一方、中国の一次エネルギー供給に占める LNG のシェアはまだ極めて小さい。2018 年の天然ガス総需要に占める LNG のシェアは 27% だった⁵。

⁵ NDRC, 貿易統計データに基づく

また、天然ガスは一次エネルギー供給量のわずか 7%を占めるに過ぎなかった⁶。このため、中国の一次エネルギー供給量に占める LNG 供給のシェアはわずか 1.5%に止まっている。見方を変えれば、中国の LNG 需要は、今後極めて大きく拡大する可能性を秘めているといえよう。

今後の中国の LNG 需要は、様々な要素の影響を受ける。最も大きな要素は、同国のマクロ経済である。中国では、天然ガスは主に発電部門と工業部門で利用されている。これらの分野は、家庭部門や商業部門よりも経済活動の影響を多く受けるため、マクロ経済の動向は、中国の天然ガス需要により大きな影響を与える。また、エネルギー政策も重要な要素である。2016 年と 2017 年に中国では LNG 輸入が急増したが、これは大気汚染の深刻化に対処するため石炭消費制限策が強行されたことに起因するものであった。さらに、中国国内での天然ガス開発は、今後、難易度が高い非在来型天然ガス資源に重点が移るため、国産天然ガスの開発ペースや規模の見通しについては、不確実性が高くなっている。

(2) ASEAN 市場

ASEAN 諸国は LNG の主要輸出国であったが、国内で天然ガスの生産減とエネルギー需要の増加が起こり、インドネシア、マレーシア、シンガポール、タイは LNG の輸入を開始した。ASEAN 諸国は 2030 年に入っても天然ガスの純輸出国であり続けると見込まれるが、LNG の輸入量は増加する見通しである。ASEAN 諸国の LNG 事情の詳細は、最近の状況も織り込み、第 2.4 節で説明する。

(3) インドと南アジア諸国の需要成長

南アジアでも将来 LNG の需要増加が見込まれる。インドでの LNG の最大消費者は製油所で、肥料産業や産業用の需要家がこれに続く。これらの消費者はいずれも輸入 LNG 以外のエネルギー供給源も持っているため、価格に非常に敏感である。LNG は発電用にも使用されているが、補助金政策の下で電力料金が規制されているため、発電分野で選好される燃料となるには程遠い状態にある。

このほか、パキスタン、バングラデシュ、スリランカ等の南アジアの国々における LNG 需要の動向も近年大きな注目を集めている。南アジア諸国の LNG 事情の詳細は、最近の状況も織り込み、第 2.4 節で説明する。

(4) カタールの拡張

カタールは、世界の LNG 需給に大きな影響を与える LNG 供給者である。同国は、2005 年以降、液化能力の拡張を一時停止していたが、2017 年 4 月、モラトリウムを解除し、2024 年までに生産能力を現行の 7,700 万トン/年から 1.1 億トン/年に拡張する計画を発表した。今回の生産能力の拡張によって、カタールの世界 LNG 市場における存在や影響力はさらに強固なものとなるだろう。この拡張プロジェクトは、既存液化トレインのデボトルネッキングと新規液化トレインの建設のパッケージで、2018 年 5 月に、日本の千代田化工建設が基

⁶ BP Statistical Review of World Energy 2019.

本設計（FEED）を受注した。カタルー拡張プロジェクトの最近の状況については第 2.4 節で説明する。

(5) 米国の LNG 供給の急増

米国は、世界で最も古い LNG 供給国の 1 つである。1969 年に始まったアラスカからの LNG 輸出は、アジアにおける初期の LNG 市場開発に大きく貢献した。近年、天然ガスの資源量と生産量の大幅な拡大に支えられ、2016 年 2 月には本土 48 州から初の LNG 輸出が始まった。米国の液化能力は、2020 年には約 6,000 万トン/年に達する見込みである。

米国の LNG 供給は、世界の LNG 市場における物理的な需給バランスと取引形態の両方に大きな変化をもたらす可能性が高い。米国の LNG 生産能力は 2017 年末に 1,800 万トンに達し、世界市場に新たな供給ソースを提供するとともに 2014 年以来の供給過剰に拍車をかけるところとなった。米国での液化能力の拡大は 2020 年代に入っても続く見通しである。米国産 LNG の特徴は取引の柔軟性である。伝統的な LNG 供給と異なり、仕向け地制限がなく、市況に応じて誰にでも転売することができる。この柔軟性は、LNG のスポット取引を活性化し、より透明なベンチマークを育成して、これまで主流であった原油価格リンクの価格設定方式を変える可能性がある。無論、価格決定方式の変更には時間がかかるだろうが、米国産 LNG は確実に LNG 市場の構造変化を引き起こすものと見込まれる。

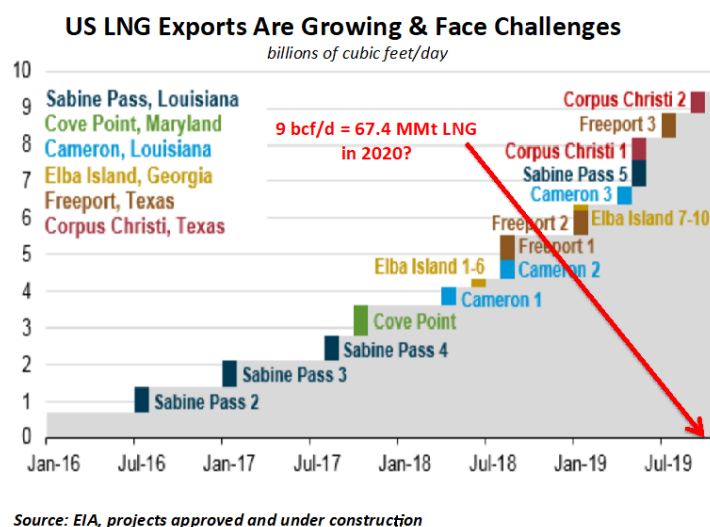
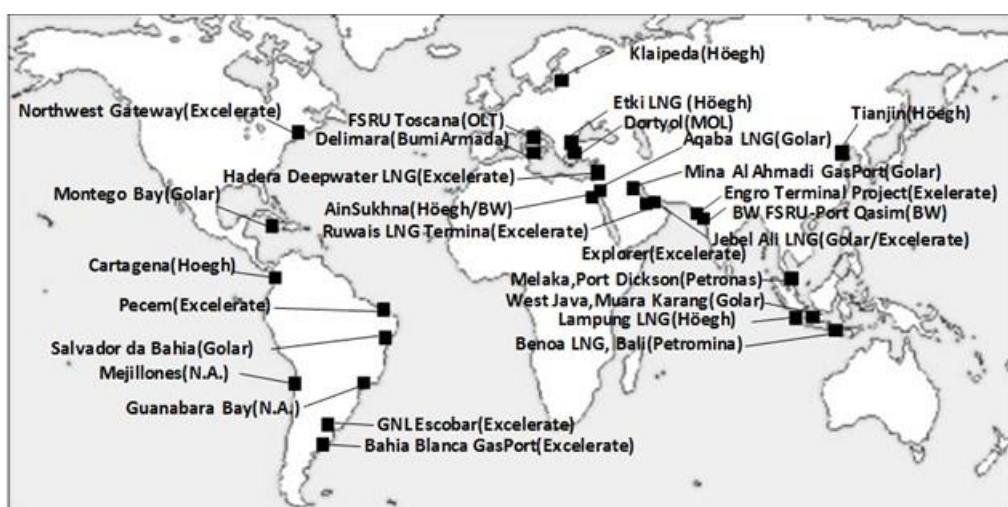


図 2.1-3 米国 LNG 輸出能力の見通し

(6) 浮体式技術の採用

浮体式液化設備および再ガス化技術は、国際 LNG 市場の拡大に大きく寄与している。浮体構造に液化装置を備えた浮体型 LNG プラント（Floating LNG）と、浮体型構造に LNG の気化装置を備えた浮体型再ガス化装置（FSRU: Floating Storage and Regasification Unit）は、近年 LNG の生産拡大や普及に大きく貢献している。最近の状況については第 2.4 節で説明する。

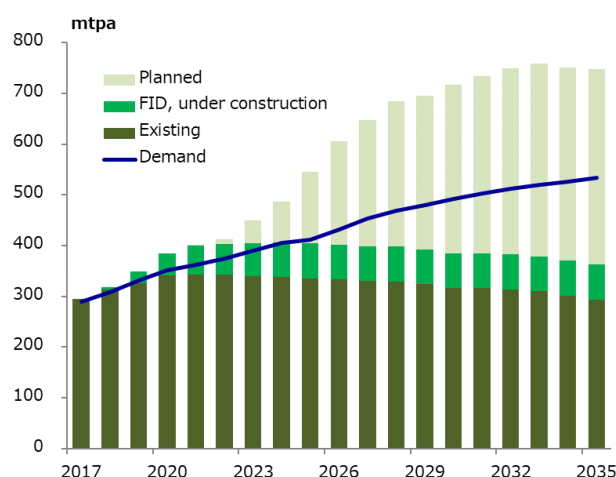


出所：Compiled by IEEJ based on data from Energy Balances of the World, IEA

図 2.1-4 世界の FSRU プロジェクト

2.1.4 LNG の長期需給バランス

上記の所見と日本エネルギー経済研究所（IEEJ）⁷の世界エネルギー見通しに基づく LNG の長期需給見通しを図 2.1-5 に示す。LNG 需要は、既存および将来の LNG 輸入国における天然ガス需要、天然ガス生産、およびパイプライン貿易などを検討して、IEEJ が推計したものである。世界の LNG 需要は、2020 年に 3 億 5,000 万トンを超え、2030 年に 5 億トンを超える予想されている。LNG 供給能力は、既存の液化能力に最終投資決定（FID）後の建設中のもの、FID を予定している計画中の生産能力を加えて推計している。既存設備と FID を実施し建設中の設備の合計値は 2020 年には約 4 億トンに達し、その後は 2030 年にかけて徐々に減少していく。



出所：IEEJ Analysis

図 2.1-5 2030 年までの長期の LNG の需給バランス

⁷ The Institute of Energy Economics, Japan, *IEEJ Outlook 2018* (October 2017)

2020 年代半ばまでは既存案件と FID 済み案件の合計値が需要を上回り、供給過剰が短期的・中期的に継続することを示唆している。しかし、2020 年代半ば以降は需要が上記合計値を超え、新規プロジェクトが計画どおりに実現しないことがあれば、市場は逼迫する可能性がある。2016 年、2017 年には、国際的な石油・天然ガス価格の低下により、それぞれ 2 件、1 件の FID しか実現しなかった。その後、2018 年は 3 件、年間 2100 万トン、2019 年は 6 月までに 3 件、3300 万トンの FID が発表されており、さらに近々投資決定をめざす案件が多数見込まれる。計画された液化プロジェクトのタイムリーな FID と迅速なプロジェクトの実現が強く求められる。

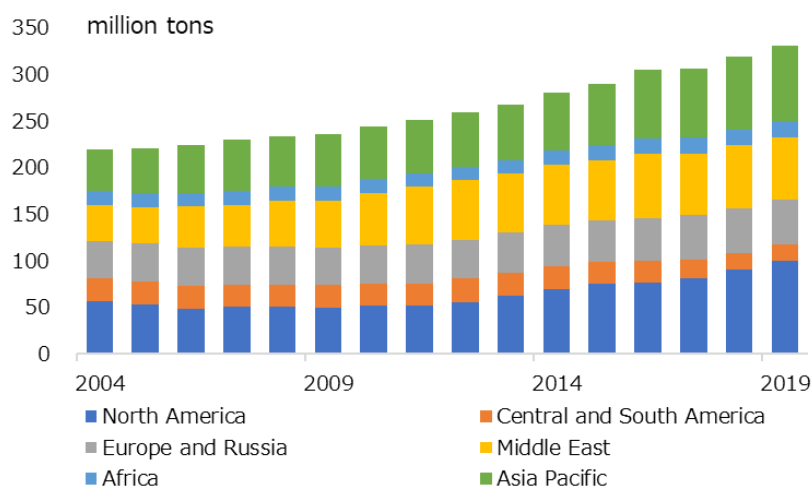
2.2 LPG 市場の長期見通し

2.2.1 世界の LPG 需給

LPG は石油系ガスで、主にプロパンとブタンで構成され、常温の下で加圧により液化される。主にメタンで構成される LNG とは根本的に性状が異なる。LPG は油田やガス田のガス処理プラントや製油所で生産され、LNG に比べると加圧や冷却によって容易に液化でき、取り扱いも容易である。主に民生部門や石油化学の原料として使われ、液状で輸送、保管される。

(1) 世界の LPG 供給

世界の LPG 供給の 6 割強が油田・ガス田から直接生産されるもので、残りの 4 割弱が石油精製の過程で生産されるものである。2019 年の世界の LPG 供給は、3 億 3,100 万トンで、地域別では北米が最大の生産地域（約 1 億トン）で、次いでアジア太平洋（8,100 万トン）、中東（6,600 万トン）、欧州・ロシア（4,800 万トン）となっている。北米の生産量は、シェール革命によって 2010 年の初頭から急激な成長を遂げた。これは、シェール革命によって増産されるタイトオイルのほとんどが軽質で、多くの LPG 留分を含んでいるためである。

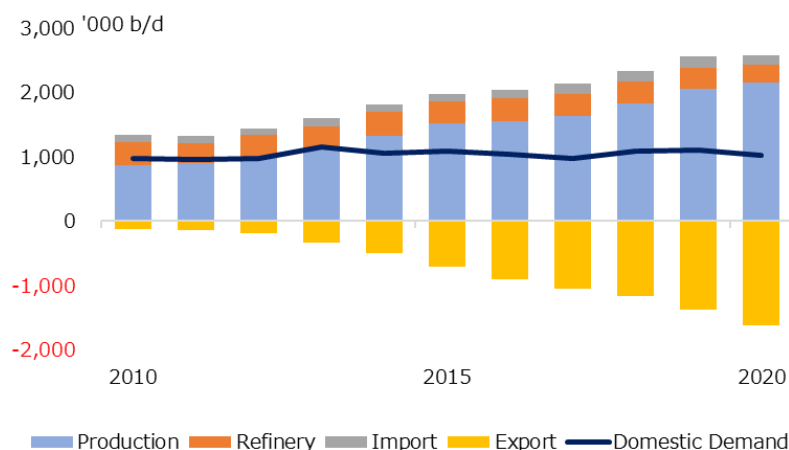


出所：Argus Consulting Services, Statistical Review of Global LP Gas 2020（要許諾）

図 2.2-1 世界の LPG 生産の推移

アジア太平洋では、中国と豪州の生産量が多い。中国の生産は、油田・ガス田からの生産と製油所での生産の両方が見られる。豪州のLPG生産のほとんどは、LNGプラントでの随伴製品である。中東のLPGはサウジアラビア、イラン、カタールの油田・ガス田で生産されている。

主要LPG生産国の中でも近年は米国が世界の供給増に最も寄与してきた。図2.2-2に示すように米国のLPG生産の大部分を占めるのは油田・ガス田からの生産（Production）分である。ここでは増産が進む軽質タイトオイルに随伴して生産されるLPG留分の貢献が特に大きい。米国のLPG国内需要は、2012年以来ほぼ横ばいで推移してきたため、生産量の増加分は輸出に回されてきた。2015-2016年の生産量は国内の石油、ガス価格の下落のためやや失速したが、2017年には回復し、上昇傾向にある。2020年はコロナ禍による国内需要の低迷と油価下落の影響もあり国内生産の伸びが鈍化しているが、それでも前年比では増産となっており、その分輸出量がさらに増加している。



出所：U.S. Energy Information Administration

図 2.2-2 米国のLPG供給

(2) 世界のLPG需要

世界のLPG需要は図2.2-3に示すように2006年から2019年にかけては堅調に増加している。最も需要増加率が大きかったのはアジア太平洋地域で、同期間で約1.6倍に増加した。中でも中国とインドのLPG需要の増加は著しく、これらの国々では主に民生部門における需要が拡大した。中国では、プロパンがナフサなどと比べて相対的に安価であったこともあり、プロパン脱水素（PHD）プラントなど石油化学原料としてのプロパン需要も増加してきた。一方、中東地域においても石油化学プラント向けの需要が増加していたが、近年はその需要の伸びがやや鈍化している。

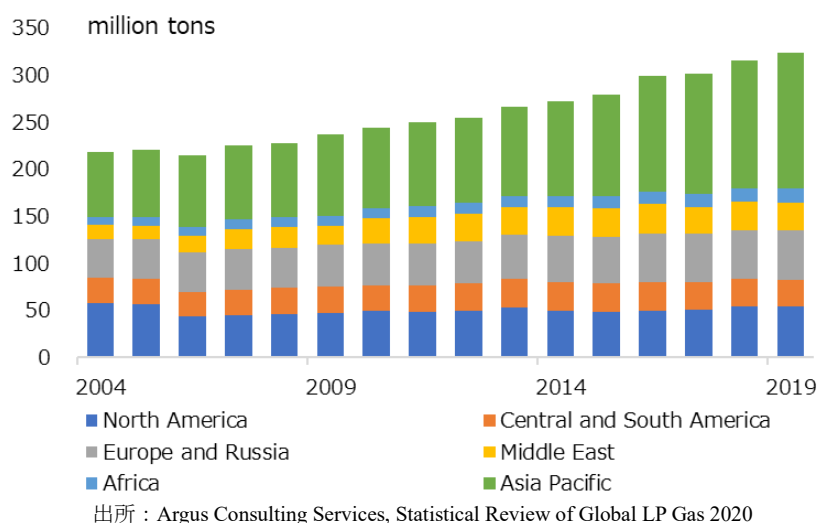


図 2.2-3 世界の LPG 需要推移

2.2.2 世界の LPG 価格

図 2.2-4 に示すように世界の LPG 価格は原油価格と概ね同じ動きをしている。これは、サウジアラビアによって設定される LPG のターム契約価格（Contract price: CP）が、世界の原油価格を基に決定されており、他の LPG 輸出業者も市場シェアの大きいサウジアラビアの価格に従って価格を設定しているためである。2010 年代に入り、米国産 LPG の供給が増加し始めた際には、アジアの LPG 価格が原油価格の動きとデカップリング（相関関係が低下）するのではないかとみられていた。実際に 2013 年から 2014 年ごろは米国内でのシェールガス・オイル増産に伴う LPG 生産量の増加によって、米国産の LPG 価格（Mont Belvieu）は、原油価格と比べても非常に低い水準で推移してきたが、近年は輸出の増加に伴う最低効果もあってか、原油価格やサウジアラビアの CP 価格と収斂する傾向を示している。

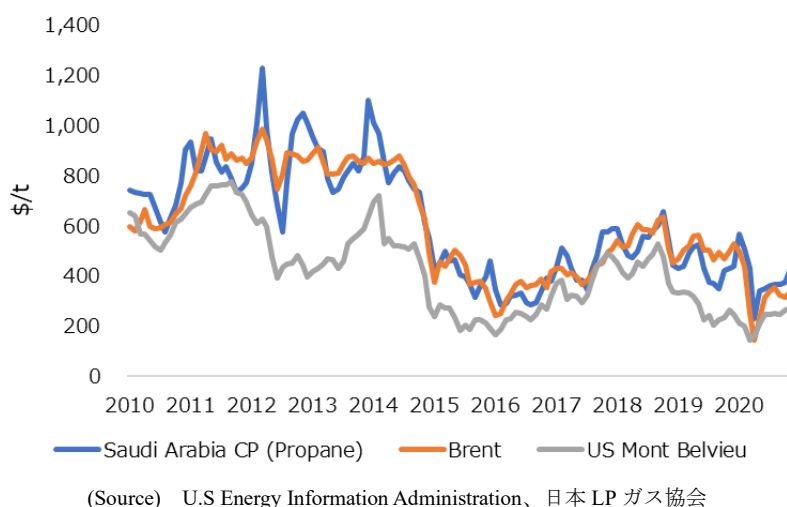


図 2.2-4 LPG 価格と原油価格の推移

LPG 価格の中でも、ブタンの価格はプロパンの価格よりも高カロリーのため、常に高く設定される。また、ブタンはガソリンへのブレンド材や石油化学原料のナフサの代替として使われることがあるため、プロパンに比べて、原油価格もしくは石油製品価格の影響を受けやすい。プロパンもプロピレンなどの一部の石油化学製品の原料として使われるが、主要な用途は民生用の燃料であり、石油製品需要との関係は相対的に低い。

2.2.3 長期 LPG 見通し

(1) 需要

需要サイドを見ると、需要の伸びが確実視されるのはアジア太平洋や中東であろう。これらの地域における安定した経済成長によるエネルギー需要の増加は、LPG の需要にも確実にプラスの影響を及ぼす。民生用としての LPG は、導管網などの巨額の投資を必要とせず、薪などのバイオマスよりもクリーンで使いやすいため、魅力的なエネルギーである。所得が向上すれば、人々は従来のバイオマスから LPG のようなクリーンで使い勝手のよいエネルギーを好むようになるだろう。

主要な LPG 市場の中で、中国は市場の需給バランスを決める重要なポジションを占めている。過去の経験を踏まえても、中国では今後民生用の需要が LPG 需要の大部分を占めると思われる。2019 年時点で、中国の家庭のエネルギー需要の 23%がバイオマスによって賄われており、今後は特にこの分野での LPG 需要増が期待される。加えて、中国には石油化学の原料としての LPG 需要もある。ブタンはエチレンクラッカーの原料として好まれているが、プロパンもプロパンから水素を分離してプロピレンを製造するプロパン脱水素プラントの原料としても利用される。ICIS⁸ によると 2017 年 6 月時点で、8 つのプロパン脱水素プラントが稼働している。

インドでも民生部門の需要増が期待されている一方、石油化学産業が小さいため中国ほどその需要は伸びないだろう。2021 年 9 月時点では、国内の LPG 価格は政府によって規制されているが、この規制政策の動向も他のエネルギーに対する LPG の競争力に影響を及ぼすだろう。

中東に関しては、アジアの新興国と比べて人口が少ないこと、気候が温暖なことなどから LPG の需要増には限りがありそうに見えるが、この地域の人口増加が著しいこと、石油化学産業の新設、拡張計画などを考えると、今後 LPG の需要は大幅な増加が期待できる。

部門別に見ると民生部門が LPG 利用の主要部門といえる。LPG はナフサなどの他の石油製品や石油系原料と代替することが可能なため石油化学産業での LPG 需要は民生需要と違い価格に左右される。

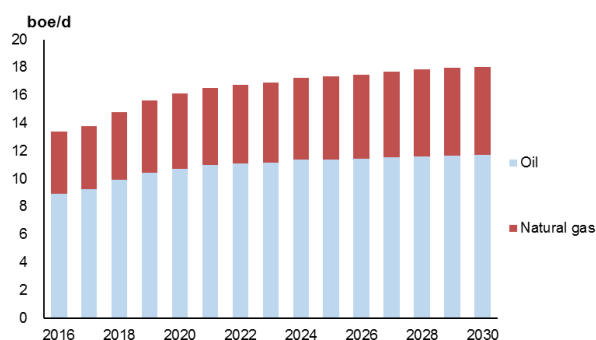
国際 LPG 市場の需給バランスは、短中期的に柔軟になると期待されており、余剰の LPG は石油化学産業で使われることになる。世界の LPG 需要は 2030 年頃には 3.5-4 億トンに成

⁸ “No new China PDH projects coming on stream in 2017-2018,” ICIS News (6 June 2017) (<https://www.icis.com/resources/news/2017/06/06/10112939/no-new-china-pdh-projects-coming-on-stream-in-2017-2018/>) accessed on 26 April 2018.

長すると予想される。今後の LPG 需要に影響を与える要因としては、原油価格、石油製品価格、新興国のマクロ経済、石油化学産業の原料需要などが考えられる。近年関心の高まる脱炭素化社会への移行については、今後の LPG 需要拡大の多くは上述の通り民生需要における伝統的バイオマスからの転換や石油化学原料になると予想されるが、これらの分野においては再エネへの一足飛びでの転換が難しいこともあり、脱炭素化社会への移行は今後の新興国を中心とした LPG の需要増加には、それほど大きな影響をもたらさないのではないかと考えられる。

(2) 供給

供給サイドでは、北米、特に米国が将来の成長を担っている。シェール革命に支えられたこの地域の増産は、2020 年以降は減速が予想されるものの、米国は引き続き 2030 年まで世界最大の LPG 供給者であり続けるだろう。2018 年 9 月に、カナダ発の LNG プロジェクト（LNG Canada）の FID がなされたが、こうした一連の LNG のプロジェクトが実現した場合は、天然ガスの増産に伴い、LPG の生産量も増加するだろう。



出所：U. S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2018

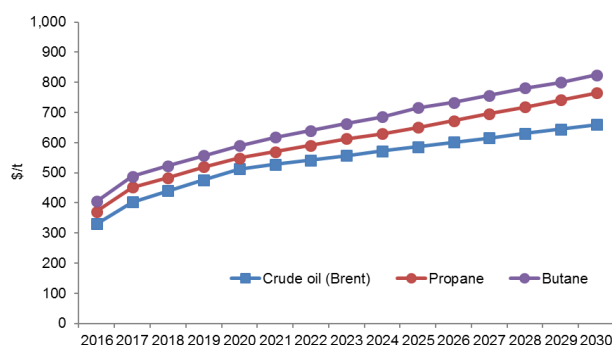
図 2.2-5 米国の石油・ガス生産見通し

世界第二位の供給地域である中東も、今後数十年は世界の LPG 市場に大きな影響を与え続けるだろう。中東では、石油・ガスの生産能力の拡張により新たな LPG 供給能力が追加される。特にカタールでは LNG 液化能力が年間 7700 万トンから 1.1 億トンへ拡張されるのに伴い、LPG 供給能力も大きく増加する。ロシアの LPG 生産も天然ガスの増産に伴い増加が予想される一方、アジア太平洋とヨーロッパでの生産は減少する見通しである。

(3) 価格

LPG 価格は、少なくとも 2030 年までは原油価格リンクが継続されるだろう。当面は米国と中東の増産が著しく、需要の伸びを上回るため、市場全体のバランスは 2020 年代半ばまでは供給過剰となることが予想されている。2020 年代半ば以降は、米国での増産がひと段落し、需要の伸びが供給に追いつくことで、市場は徐々にバランスする見通しである。したがって、LPG 価格は、2020 年代前半までは、原油価格に比べて比較的安い水準を維持することが予想される。しかし、これは供給余剰がブタンよりも大きいプロパンの場合にのみ該当する。プロパンはブタンに比べて石油化学分野で消費されにくいため供給余剰になりや

すい。原油価格に対する LPG の相対価格は、2020 年代後半以降に改善する見込みである。



出所：U. S. Energy Information Administration web-site

図 2.2-6 中東からのプロパン・ブタンの価格予測(FOB)

2.2.4 インドの LPG 導入促進策

21 世紀の初頭から、多くの新興国は調理用燃料のクリーン化を推し進めてきた。特にブラジル、インドネシア、中国、インドは在来型の煙が発生する燃料から LPG への転換を成功裏に進めてきた。本項では、これらの国の中でインドの LPG 促進政策に焦点を当てて、その歴史と現在の状況を分析する。

(1) インドにおける LPG 促進の背景

IEA の「Energy Access Outlook 2017」によると、インドではクリーンな調理用燃料にアクセスできない人口が 2015 年時点で 8 億 3,400 万人（総人口の 64%）存在する。インドの 2011 年のセンサスでは、地方部の 86%、都市部の 23% の家庭が、薪・農業残渣・乾燥牛糞といった在来型のバイオマス燃料を調理用燃料として使用している。これらの燃料は利用するのに不便だけでなく発生する煙が室内を汚染し、特に女性、子供の健康に影響を与える。さらに、これらの燃料を集める重労働を女性や子供が担っており、このことが子供から学校に行く機会を奪っている。

(2) LPG 促進策

インド政府（連邦政府）は調理用燃料を在来型のバイオマス燃料からクリーンな LPG に転換させることを促進してきた。しかし、LPG は高価であることから、インド政府は家庭で使用される調理用 LPG（Domestic LPG）に補助金を適用している。

LPG 補助金に加えて、石油・天然ガス省は以下のように、特に貧困家庭を対象としてクリーンな調理用燃料促進策を展開している。

a. 石油部門の Vision 2015（2009 年）

2009 年に発表された Vision 2015 では、2015 年までに新規に 5,500 万件の LPG 供給を行うことにより、クリーンな調理用燃料にアクセスできる人口のカバー率を 50% から 70% に引き上げることを目標としていた。これにより、LPG 顧客の総数は 1 億

6,000 万人に達することになるが、都市部では既に普及していることから、新規 LPG 顧客の多くは地方部になる。Vision 2015 では、LPG の普及率が依然として低い地域に焦点を当てていた。

b. Rajiv Gandhi Gramin LPG Vitaran Yojana (RGGLV) (2009 年)

Vision 2015 の目的を達成するために、2009 年に小規模な LPG 配送業者の設立を促進させる RGGLV スキームが開始された。

c. RGGLV に基づいて、貧困ライン以下の家庭に対して新規に LPG を導入する際の 1 回限りの財政支援 (2010 年)

RGGLV スキームのもとで、2010 年、貧困ライン以下 (Below Poverty Line, BPL) というカードを保有している家庭に対し、新規に LPG を導入する際に 1 回限りの財政支援を行うスキームが開始された。このスキームでは、公営の石油マーケティング会社からの基金を財源として、保証金と圧力調整器のコストが対象とされた。基金は RGGLV の目的を達成するために、主要な石油会社 6 社が拠出する Corporate Social Responsibility (CSR) Fund を元に創設された。

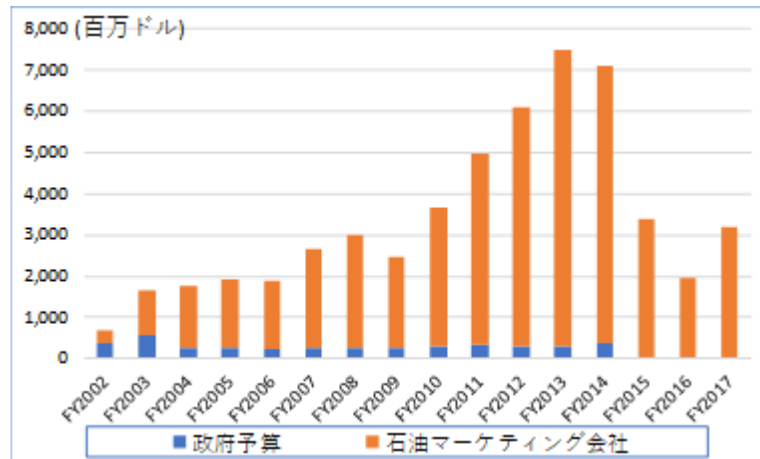
d. Pradhan Mantri Ujjwala Yojana (PMUY) (2016 年)

特に地方部の貧困家庭にクリーンな調理用燃料を提供するために、インド政府は 2016 年に貧困ライン以下の家庭の女性 8,000 件に LPG を無料で導入できるようにする PMUY プログラムを開始した。

(3) LPG 補助金

従来、インド政府は石油製品の価格を管理していたが、第一次石油危機を契機に価格管理の対象外とする石油製品を増やしてきた。2002 年から、インド政府は sensitive 石油製品と呼ばれる自動車用ガソリン、軽油、Public Distribution System (PDS : 配給制度対象の) 灯油、家庭用 LPG の 4 種を価格管理の対象としてきた。PDS 灯油と家庭用 LPG は公式な価格管理対象製品である一方、自動車用ガソリンと軽油は国営の石油マーケティング会社 3 社 (Indian Oil, IOC、Bharat Petroleum, BPCL および Hindustan Petroleum, HPCL) への行政指導により価格が管理されていた。しかし、自動車用ガソリンと軽油の価格管理は既に公式には撤廃されており、現在でも価格管理が行われているのは PDS 灯油と家庭用 LPG の 2 種だけである。

家庭用 LPG 補助金は政府の予算と国営石油マーケティング会社でシェアされていた。図 2.2-7 に家庭用 LPG (14.2kg ボンベ) の補助金額の推移を示す。政府予算による補助金スキームは 2015 年 3 月をもって終了した。これ以降、インド政府は補助金の削減を進めており、家庭用 LPG の補助金額は減少傾向にある。



出所; Petroleum Planning & Analysis Cell および日本エネルギー経済研究所推計

図 2.2-7 インドの家庭用 LPG 補助金額の推移

(4) LPG 補助金の問題点

LPG 補助金はターゲットを絞った補助金ではなく、家庭用 LPG 全般に適用される補助金であるため、すべての LPG 消費者が恩恵を受けることができる。この結果、LPG 補助金の多くが実際には富裕層や中間層の上位クラスに流れている。調査報告書「Report of The Expert Group to Advise on Pricing Methodology of Diesel, Domestic LPG and PDS Kerosene」によると、家庭用 LPG 補助金のわずか 0.07%しか貧困層に届かず、52.6%が富裕層に流れていた。

2010 年、政府の委員会が sensitive 石油製品の価格政策の大幅な改革を提言した。LPG に関しては定期的な LPG 価格の引き上げが提言された。連邦政府予算は政府の意図を汲んで、2012 年度のトータルの補助金額（石油製品だけではなく化成肥料や食料も対象）を GDP の 2%を下回る水準に設定し、その後の 3 カ年度は GDP の 1.75%に減額して設定した。

2012 年、石油・天然ガス省は、政府としては世帯当たりの補助金付きボンベの本数に上限を設定することを検討していると発表した。

2013 年、Direct Benefit Transfer of LPG (DBTL) または PAHAL (Pratyaksh Hanstantrit Labh) スキームが開始された。このスキームでは消費者が個々の ID とリンクした Aadhaar カードを使って LPG ボンベを購入した後、現金補助金が直接、顧客の銀行口座に振り込まれる。DBTL は世界最大の Direct Benefit スキームとしてギネス認定された。DBTL は幽霊口座、複数口座、無効口座の発見に寄与した。DBTL は補助金付き LPG の悪転用を削減し、LPG ビジネスを通常の状態にすることに寄与した。

政府はさらなる補助金削減に乗り出しており、税前収入が 100 万ルピー（約 15,000 ドル）を超える家庭は LPG 補助金の恩恵を受けられないようにした。

2015 年、石油・天然ガス省は、自主的に LPG 補助金をギブアップする「GiveItUp」キャンペーンを開始した。石油・天然ガス省によると、1,000 万人以上の消費者が自主的に補助

金をギブアップした。

インド政府は補助金全般の削減を進める一方、貧困家庭に対しては PMUY に代表される補助金やインセンティブを提供して LPG の利用を促進している。しかし、初めて LPG ボンベを購入したものの、その後は在来型のバイオマス燃料に戻った多くの消費者が存在することが報告されている。理由は LPG の価格が高いことであり、88%の家庭が月々の出費に大きな影響を与えるとして LPG の使用を止めた。低所得者層にとって、LPG 価格が高いことが依然として LPG の継続的な利用の障害となっている。

2.3 長期価格シナリオ：コロナ前の予測

経済的評価を行う上で、重要なのは国際石油・ガス価格の前提であり、この価格シナリオの設定はプロジェクトの実行の可否を決定する重要な要素となる。

2018 年に世界エネルギー展望を作成以降、新型コロナウイルスの流行で世界のエネルギー市場は深刻な影響を受けることになった。本節では、参考までにコロナ以前の予測を残しておく。コロナ後の展望については次節で議論する。

2.3.1 天然ガス価格見通し

2014 年夏以降、原油と天然ガスの価格は米国シェール革命の影響を受けて急落した。その後、世界的な石油需要の増加と OPEC と非 OPEC の協調減産によって 2017 年以降、油価は回復に転じた。米国の指標ガス価格である Henry Hub 価格が引き続き低位で推移しているのに対し、現在でも原油価格にリンクしている長期契約が主流の LNG 価格は油価の回復によって上昇に転じることとなった。

世界のガス市場では、アジアが今後の需要増加の中心になると期待されている。欧州市場は、ロシア、アフリカ、中東、米国などの供給先から広く輸入可能という有利な市場環境にあるが、世界各地で多くの新規 LNG プロジェクトが実現し、特にアジア太平洋市場では今後スポット取引が活発化するなどの状況に押されて、アジアと欧州市場の価格差は徐々に縮まると予想される。上記の分析に基づき、以下のように天然ガス価格シナリオを設定した。

表 2.3-1 天然ガス価格シナリオ（2018）

	Reference case			Low price case			Domestic gas	
	Japan LNG CIF \$/MMbtu	Europe NBP \$/MMbtu	US Henry Hub \$/MMbtu	Japan LNG CIF \$/MMbtu	Europe NBP \$/MMbtu	US Henry Hub \$/MMbtu	Starting price	
2017	8.1	5.8	3.0	8.1	5.8	3.0	4.0	3.0
2020	10.4	7.5	3.5	8.9	7.1	3.3	4.3	3.2
2030	10.5	8.2	4.2	9.9	7.8	3.8	5.3	4.0
2040	10.7	8.8	5.0	9.9	7.8	3.9	6.4	4.8
2050	10.8	8.9	5.2	9.9	7.9	4.0	7.8	5.9

出所：IEEJ Analysis

2.3.2 原油価格見通し

2014 年以降の原油価格は、米国のシェール革命の影響を大きく受けている。原油価格は 2014 年 12 月に \$35/bbl まで下落した後徐々に回復し、2018 年 10 月には \$70/bbl にまで回復した。原油価格が 2017 年以降の低い水準から回復したため、生産は再び成長段階に戻った。加えて、高性能な水圧破碎技術が在来型油田にも多く適用され、こちらも生産量の回復が見込まれる。

需要サイドでは、主に非 OECD 各国で見られた世界の経済成長に支えられ石油消費量は堅調に推移していた。電気自動車が多く注目を集めたが、その進展は顕著な需要減少を起こすほど大きなものにはなっていない。本調査では世界の石油需要の増加は少なくとも 2040 年までは続くものと予想している。ここでは世界の石油需要がピークに達したあと、需要減少のために原油価格が大幅に下落するとは考えていない。

上記の分析から、調査団は以下の原油価格シナリオを適用した。

表 2.3-2 原油価格シナリオ（NPS 価格想定は追記予定）

	IEA 2018 Ref \$/bbl	Low \$/bbl	IEA2018 NPS \$/bbl	EIA2018 Ref \$/bbl
2017	54	54.0	54.0	54.0
2020	80.0	75.0		70.0
2025	88.0	78.0		85.7
2030	95.0	80.0		92.8
2035	106.0	80.0		99.9
2040	115.0	80.0		106.1
2045	120.0	80.0		110.0
2050	125.0	80.0		113.6

出所：World Energy Outlook 2018, IEA; Annual Energy Outlook 2018, EIA; IEEJ Analysis

2.4 新型コロナウイルス後の世界

新型コロナウイルスの流行にともない、世界のスポット市場における石油、ガス価格は激しい上下動をみせた。これは新規稼働の LNG プラントでの技術的トラブルの発生や、2021 年の厳冬、2020 年第二四半期のコロナ流行による需要減少、2021 年第三四半期にはコロナの流行が落ち着いたために需要がリバウンドしたことなど、一時的な出来事が重なったことによる。

コロナは 2022 年か、遅くとも 2023 年には終息するだろう。その後、エネルギー市場は通常の軌道に戻るだろう。シェール革命のおかげで石油、ガス資源は豊富にある。化石燃料の需要はネットゼロ社会の構築に向けた取り組みの加速に伴い、抑えめの推移になるだろう。この結果、長期エネルギー価格は以前の予測と比べて控えめな上昇傾向にとどまる。以下では、世界の LNG 需給や関連する事項について現時点での見通しを説明するが、2022 年冬以降コロナへの挑戦がどのように展開するのか、様々な不確実性を抱えていることをご理解いただきたい。

2.4.1 LNG 市場・需給

2020 年には、コロナウイルスの流行によって世界中で経済活動が大きく減速し、エネルギー市場で需要ショックが起きた。世界中でワクチン接種が進んだおかげで、経済活動は 2021 年夏以降回復に向かい、世界の LNG 市場は再びバランスを取り戻しつつある。

コロナによる需要ショックが起こるまでは、世界の LNG 市場では多くの LNG プロジェクトが次々と商業運転に入り、供給は急拡大していた。加えて、特に中国とインドを中心にアジアの LNG 需要が急拡大し、市場での取引は著しい伸びを見せていた。

世界的な LNG 取引ブームにより、LNG 産業は取引の柔軟性を巡って新たな段階に入った。特に、新興の LNG 輸入者は量的柔軟性拡大への要望が強く、伝統的なビジネスモデルでは新規市場参入者のニーズに十分に対応することができなくなった。スポット取引や短期契約、裁定取引、エクイティリフティング、ポートフォリオトレーディング等の新しい取引形態が世界中の取引で広がっている。加えて、仕向け地制限のない米国の LNG 輸出は柔軟性や流動性の点で市場取引の新分野を創り出している。

(1) 国際 LNG 市場における注目点

世界の LNG 市場で短中期的に注目されるのは以下のような点であろう。消費面でのトピックスとしてはアジア市場の発展、供給面のトピックスとしては、ここ数年オーストラリアや米国で LNG 供給の大幅増加が起きたが、これ以降もさらにカタールや米国で新規の LNG 供給が出てくるのかどうか、技術面のトピックスとしては FSRU（浮体式貯蔵・再ガス化ユニット）の急速な拡大などが挙げられよう。

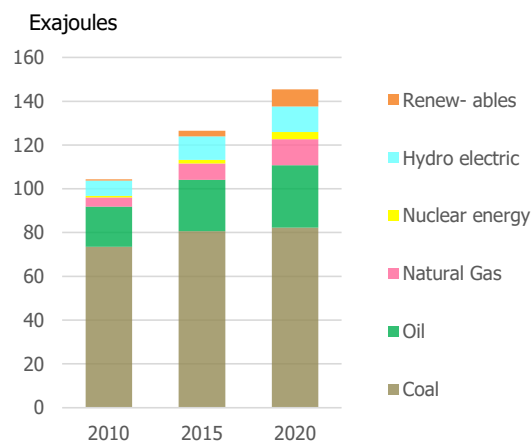
a. 中国

中国は 2006 年に LNG 輸入を開始した。2017 年の LNG 輸入量は 4,000 万トン（40MT）で前年比 47%増となり、韓国（39MT）を抜いて日本に次ぐ世界 2 位の LNG 輸入国になった。2020 年には、中国の LNG 輸入量は 68.91MT になり、世界全体の輸入（356.1MT）の 19.44%を占め、日本の 20.9%に次いでいる⁹。中国は 2021 年に日本を追い越す見込みである。

2020 年、LNG は国内の全天然ガス消費量の 28%を占めたが、一次エネルギー消費のうち天然ガスの占める割合はわずか 8.2%でしかなかった。世界市場が拡大傾向にあるにもかかわらず、LNG 供給は国内エネルギー消費のわずか 2.3%だった。2020 年 10 月、習近平政権は 2060 年を目標として温室効果ガス排出量実質ゼロ社会の実現を目指すことを宣言した。この宣言は中国の LNG 輸入量が今後大幅に増加する可能性を示唆している。

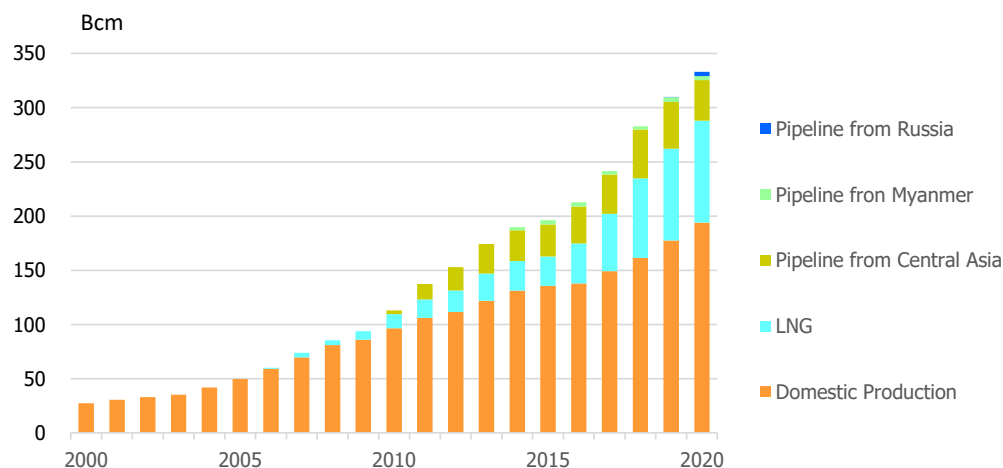
⁹ GIIGNL LNG Industry Annual Report 2021.

中国はコロナウイルスの影響を最初に受けた国である。2020 年 2 月のガス消費量は前年比 9%減となり、産業部門が最も大きな打撃を受けた。民生部門・商業部門向けの都市ガスが寄与してガス需要は 3 月から徐々に回復に向かい、8 月には増加が加速した。中国は 2017 年に大気汚染対策のため石炭からガスへの転換プログラムに着手したが、ガス消費が急増して深刻な供給不足を引き起こした。この苦い経験から、2019 年 12 月に国家石油天然気管網集团有限公司（国家管網集団：Pipechina）を設立した。これは Sinopec や Petrochina の保有するパイプラインや貯蔵施設、LNG 施設などを統合するもので、中国の石油ガス産業の最大の改革のひとつとなった。同社は設備統合によるガス供給能力の強化を図るとともにガス価格の抑制を目指すとしており、これによって国内ガス需要の成長はさらに加速するものと見込まれる。ガス市場での最大のユーザーは産業部門と発電部門だが、発電部門のガス使用量は規制を受けており、産業部門の燃料転換と民生部門・商業部門向けの都市ガスが 2019 年のガス消費量増加の半分以上を占めている。



Source: BP Statistical Review of World Energy

図 2.4-1 中国の燃料別一時エネルギー消費量



出所: BP Statistical Review of the World 2013 and 2020

図 2.4-2 中国のガス供給資源

中国の LNG 輸入には、国産ガスと輸入パイプラインガスの両方が影響を与えている。中国には世界最大のシェールガス資源（未確認回収可能資源量 1,115Tcf）があり、世界の資源量の 15%を占めているが、開発条件が厳しいといわれる。中国国家能源局はシェールガス開発を国の戦略的最先端産業と位置づけ、補助金の支給と税の減免を行っている。2018 年のシェールガス生産量は 10.8bcm で、国内ガス生産量の 6.7%に達した。今後、2030-35 年に

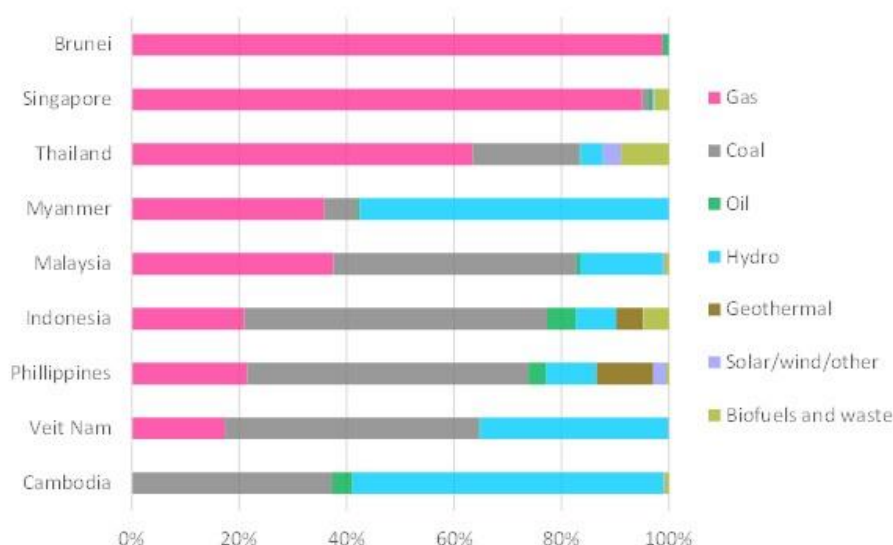
は 65bcm に達すると期待されている¹⁰。

中国はトルクメニスタン、カザフスタン、ウズベキスタン、ミャンマー、ロシアからパイプラインによるガスを輸入している。2019 年 12 月にロシア東シベリア地区（Kovykta、Chayandín）からの輸入が始まり、「シベリアの力」パイプライン（東ルート）経由で年間最大 38bcm のガスを輸入している。現在、両国間では「シベリアの力 2」パイプライン（西ルート）の建設も議論されている。

b. ASEAN 諸国

ASEAN（東南アジア諸国連合）諸国はかつて LNG の主要輸出地域であった。しかし、2011 年以降、タイ、インドネシア、シンガポール、マレーシアでは国内のエネルギー需要が増加する一方、国産ガスの生産量が減退し、LNG の輸入を開始した。ASEAN 全体でみると 2030 年まではガス輸出地域であり続けるものの、域内での LNG 輸入は今後さらに増加すると見込まれる。

ASEAN 諸国の主要 LNG 消費部門は発電部門と産業部門である。以下の図 2.4-3 に示すように、多くの ASEAN 諸国では伝統的に天然ガスが主要電源である。電力需要の増加が続くとともにクリーン燃料志向の高まりもあり、国内生産量が減少に向うなかで、天然ガスは今後とも発電量増加を賄うための好ましい選択肢のひとつとみなされている。



注: IEA のエネルギーバランスデータベースにラオスのデータは含まれていない

出所: IEEJ based on data from Energy Balances of the World 2020 edition, IEA より編集

図 2.4-3 2018 年の ASEAN 主要国の電力構成

他の地域と同様、ASEAN でも 2020 年のガス消費量はコロナウイルスの流行により減少

¹⁰ Jiemian news, “中国页岩气高峰年产量或达 650 亿方，成为天然气产量增长主力 [China’s shale gas peaked 65 bcm, becoming major gas production growth],” 2019, <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1643338954532135876&wfr=spider&for=pc>.

し、2019 年の 166.2bcm から 2020 年は 155.7bcm に落ち込んだが、この間の LNG 輸入量は 20.7bcm から 23.0bcm に増加した¹¹。

インドネシアでは、主要消費部門でコロナの影響によるガス需要の減少が起き、2020 年は前年比 5.7%減となった。しかし、島嶼部の 52 ヶ所のディーゼル発電プラント、合計発電量 3.69GW、を LNG 発電に転換する政府計画が進められており、これによるガス需要の回復が見込まれる。インドネシアはガス利用率を 2025 年には 22%に、2050 年には 24%にする計画を掲げている¹²。

インドネシアは 2000 年代中期まで世界最大級の LNG 供給国であったが、2012 年には ASEAN 諸国で 2 番目に LNG 受入インフラを導入した。これは需要の中心地と天然ガス資源採掘地が地理的に離れていることに起因している。天然ガス需要の大半はスマトラ島やジャワ島など国の西部にあるのに対し、天然ガスの開発は東部地域に移行している。2020 年末時点でインドネシアでは 3 つの LNG 液化プラントと 5 つの LNG 受入ターミナルが稼働している。国内では 2 つの LNG プラントの追加が計画されている。さらに陸域のアバディで液化能力 9.5MTPA のプラントを 2027 年に運開する計画が進んでいる。

シンガポールではエネルギー供給の太宗は化石燃料の輸入が占め、国産資源はない。シンガポールはパイプラインによる天然ガスの輸入を 1992 年にマレーシアから、2001 年にインドネシアから開始した。その後両国ではガス田の枯渇と需要増加が生じ、ガス輸出量は大幅に減少した。このような背景と LNG 貿易ハブ設立を目指す強い意向のもとに、シンガポールは 2013 年に受入能力 6MTPA の自前の LNG 輸入ターミナルを建設した¹³。アジアの LNG 市場のハブになることを目指し、シンガポールは LNG の先物市場を立ち上げ、LNG バンカリング導入のために LNG 施設を積極的に拡大した。今では、ターミナル受入能力は 2 倍の 11MTPA に拡大している¹⁴。2020 年第一四半期の国内ガス需要は前年比 8%の増加を記録したが、その後は急落し、通年では 0.1%の増加にとどまった。

マレーシアは、インドネシアと同様に、天然ガス資源の賦存地域と需要地が地理的に離れていて LNG 輸入を開始せざるを得なかった国である。需要の中心地は首都クアラルンプールのあるマレー半島で、資源の中心地は東マレーシアのサラワク（ボルネオ島）であり、両者は東シナ海を挟んで 1,000km 離れている。西マレーシア市場には半島沖合のガス田から PGU（半島ガス利用計画）パイプライン経由でガスが供給されている。21 世紀に入ってから以降、西地区のガス生産は減少傾向を見せ始め、一方でガス需要は増加した。マレーシアは世界の主要 LNG 生産国のひとつだが、西マレーシア市場向けに代替供給源を見つけなければならなくなった。サラワクからマレー半島へのパイプライン敷設は困難なため、マレーシアは LNG 輸入ターミナルの建設を決定し、2013 年に LNG 輸入を開始した。2019 年末にはマ

¹¹ BP Statistical Review of World Energy

¹² LNG Producer-Consumer Conference 2020.

¹³ EMA, “Energy Market Authority,” 2017, https://www.ema.gov.sg/cmsmedia/Publications_and_Statistics/Publications/EMA%20AR%202016_17.pdf.

¹⁴ SLNG, “Singapore LNG Corporation,” 2018, https://www.slng.com.sg/website/binarystream_processor.aspx?T=0aZ8WbC4HVaz9he8XUSVtg%3d%3d&C=xY7y73A%2b0juirt16ZD912g%3d%3d&PK=DwkwGpflZ0%3d&K=D5566A&SC=1.

ラッカとジョホール州ペンゲランの 2 ヶ所で受入能力 7.3MTPA の輸入ターミナルが稼働した。マレーシアは 2020 年に 257 万トンの LNG を輸入したが、PIPC 社（Pengerang Integrated Petroleum Complex）がジョホール州で製油所と石油化学プラントの段階的な建設を予定しており、輸入は今後大幅に増加すると予想されている。

フィリピンの天然ガス生産は 2014 年にピークを記録して以降減少している。JICA/IEEJ チームが 2008 年に実施した Energy Master Plan 調査では、代替ガス供給源として LNG の輸入を提言した。マランパヤガス田の PS 契約は 2024 年に終了し、その直後に生産は停止する見込みである。このガス田からはマニラ郊外のバタンガスにある 3 つの発電所にガスが供給されており、フィリピンで最も人口の多いルソン島の電力需要の 30%を賄っている。事業の決定が遅くなったが、LNG は唯一の現実的な選択肢であり、フィリピンは最終的に 2023 年から LNG 輸入を開始することを決定した。近い将来、天然ガス生産が最盛期を過ぎるミャンマーでも同様の問題が生じるだろう。ミャンマーでは天然ガス供給インフラが既に展開され、操業中なので、LNG の導入は比較的容易に実現できるだろう。

ASEAN 諸国はバーチャルパイプラインによる小規模 LNG 輸送ネットワークの有望な市場と期待されている。インドネシアやフィリピンなどの島嶼国では、伝統的に多くの島で石油製品が発電用に使用されている。老朽化し、発電効率の悪い石油火力発電所を、発電効率の良い天然ガスシステムに換装することが望ましい。これを可能にするには、需要を集約したり新たに創出したりすることによって十分な地場需要を確保するとともに、ロジスティクスの最適化や低金利資金の手当てなどによってコストのハードルを引き下げることが必要である。

c. インドと南アジア

南アジアは世界のエネルギー需要増加を主導する有力な市場のひとつである。インドでは肥料産業と石油精製業が天然ガスの最大の消費者だが、これらのプラントでは他のエネルギーも利用可能なので、需要は価格変動に対して非常に敏感である。LNG は発電にも使用されているが、補助金政策の下で電力料金が規制されているため、輸入 LNG はここ 2 年の低価格傾向にもかかわらず選好度の高い燃料となっていない。中国とは違い、インドではパイプライン輸入はない。トルクメニスタンやイランからの国際パイプライン建設計画が提案され、いくつかの建設開始も発表されている。しかし、通過地域の深刻な治安問題と地政学的な問題のため計画は進展しておらず、近い将来実現することもないだろう。

インドの LNG 需要は価格弾力性が高く、世界の LNG 市場価格の動きを反映して激しく不規則に変動する。様々な価格規制があるため、インドの LNG バイヤーは長期契約の締結や市場価格が高止まりの時期の LNG 調達には消極的だ。インフラの整備がもうひとつの課題である。内陸州へのパイプライン網が整備されていないため、LNG の大半は受入ターミナル付近の沿岸部で利用されている。内陸部向けのパイプライン網が整備され、安定利用を促すエネルギー価格政策が打ち出されれば、相当規模の新規需要が出てくるだろう。

インドではコロナ禍に直面した 3 月から 5 月にかけて強力なロックダウンが実施された。ガス消費量は第二四半期に前年比 14%減の大幅な減少を記録した。需要は 7 月までにコロ

ナ前のレベルまで徐々に回復した。2020 年は最初の 8 ヶ月のガス消費量は前年比 1.8%減少となったが、その後はやや回復し、通年では 0.3%の微増を記録した。都市ガス需要は低迷しており、2020 年 8 月には前年比 30%の減少を記録した。コロナの影響を受けて、ジャイガルの FSRU ターミナルの試運転は 2021 年の第一四半期に、コチーマンガロール転送パイプラインの全線開通は 2022 年に延期された。

その他の南アジア諸国（パキスタン、バングラデシュ、スリランカ）の LNG 市場も近年かなりの注目を集めている。この地域には大きな LNG の潜在需要が存在する。パキスタンの LNG 輸入量は 2016 年にわずか 270 万トンだったが 2020 年には 1,060 万トンを記録し、今後も需要はさらに増加を続けるだろう。バングラデシュは国内天然ガス生産の低迷と需要増加による深刻なエネルギー不足に対処するため、2018 年に LNG 輸入を開始した。

国内のエネルギー需要が今後も増加を続けると見込まれることに加え、南アジア各国には 2 つの共通する特徴がある。ひとつは、図 2.4-4 に示すように、電力部門が石油製品に大きく依存していることである。各国の発電用燃料の大半は重油や軽油で、その価格は国際市場にリンクしている。LNG の環境面でのメリットをきちんと評価すれば、市場価格がここ 2 年非常に低い水準にある LNG は石油製品と比べても経済的に有利であることが理解されるだろう。

もうひとつ、パキスタンとバングラデシュでは、ともに国内で天然ガス生産が行われている。ただし、その将来は決して明るくはない。パキスタンの天然ガス生産量は 2012 年がピークで、その後はゆっくり減少している。バングラデシュでは、国内生産量は増加しているものの、需要の急増に全く追いつかず、生産がいつまで成長を続けるのかも不透明である。両国とも追加のガス供給源を探す必要がある。両国とも天然ガスインフラは備わっているので、LNG の導入は容易な選択肢であろう。

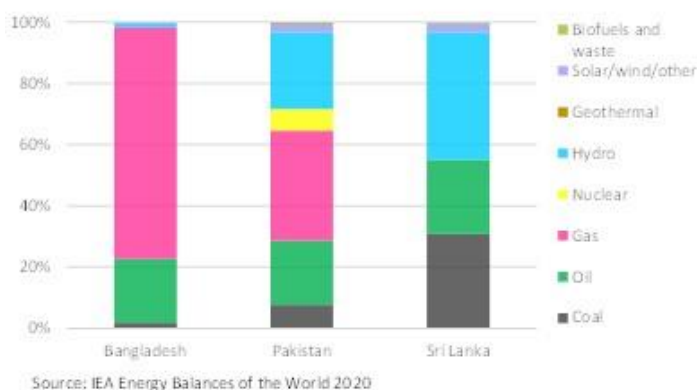


図 2.4-4 2018 年のバングラデシュ、パキスタン、スリランカの電力構成

インドと同様、バングラデシュでは 2020 年 4 月にガス需要が前年比 3 分の 1 もの下落を記録したが、同 6 月末にはロックダウン前の約 95%のレベルにまで急速に回復した。2020 年のガス需要はわずか 1.9%の減少にすぎなかった。また、2 つのガスパイプラインが完成したので、2020 年の最初の 9 か月の LNG 輸入量は 24%増加し、再ガス化設備の利用率も向上した。

パキスタンでは 2020 年 4 月に実施されたコロナ対策規制により、一日あたりのガス消費

量が 50%まで急落した。2020 年第一、第二四半期の LNG 輸入量はそれぞれ前年比 2%減、29%減となり、第三四半期でも回復は鈍く、最終的には通年で 10%の減少を記録した。パキスタンは 8 月に半年ぶりに LNG のスポットカーゴを調達した。同国政府は最近国内 2 ヶ所の LNG 輸入ターミナルについて未利用能力へのサードパーティアクセスを認める決定を行っており、今後はスポット市場からの調達が増加すると見込まれている。

d. カタール拡張

豊富な天然ガス資源と世界最大の液化能力を誇るカタールは世界の LNG 市場で重要な役割を演じている。2017 年、カタールはガス生産のモラトリウムを解除するとともに、LNG 生産能力を現在の 77MTPA から 2027 年に 126MTPA へと拡張する計画を発表した。カタールはこの計画のもつ環境面の持続可能性向上を強調している。プラント増設では CCS（二酸化炭素回収・貯留）により CO₂ 排出量を大幅に抑える設計とした。また、建設段階の運搬車輦で CNG を使用する。QP（カタール・ペトロリアム）は LNG トレインへの電力供給向けに世界クラスのソーラー発電所を建設する予定である。この拡張計画では既存トレインのデボトルネッキングと新規トレインの建設を一括して行う予定である。2021 年 1 月に日本の千代田化工が 1 兆円に上るこれらの契約の受注を発表した。

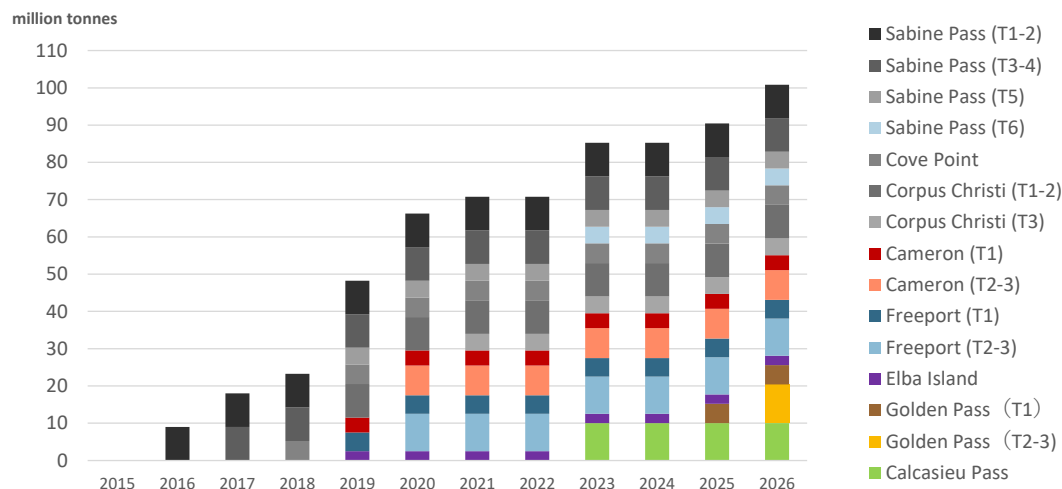
カタールの拡張計画は他の比較的成本の高い新規プロジェクトにも影響するだろう。もちろん、世界の LNG 需要の増加は大きく、カタール拡張を超えて新規プロジェクトへのタイムリーな投資を続けることが必要である。カタールの拡張や新規案件の予想外の遅延があれば 2020 年代においても供給逼迫が起りかねない。カタール拡張計画の規模は極めて大きく、その進捗は今後も注視する必要がある。

e. 米国の LNG 供給

米国は世界で最古参の LNG サプライヤーのひとりである。1969 年にアラスカからの LNG 輸出を開始し、日本の LNG 市場開拓に大きく貢献した。半世紀が過ぎ、2010 年以降急速に広がったシェールガス革命により天然ガスの資源量は大きく拡大したが、それによって業界の不安材料はガス不足から供給過剰へと振り替わった。現在、米国では巨大 LNG プロジェクトが次々に立ち上っている。2016 年 2 月、米国はハワイとアラスカを除く本土 48 州からでは初めてとなる LNG 輸出を開始した。2017 年には、1957 年以来初めて天然ガスの輸出総量が輸入量を上回った。

2021 年、米国は液化能力 69.1MTPA を保有する世界第 3 位の LNG 輸出国となり、世界の LNG 輸出量の 10%を占めるようになった。現在、6 施設 15 トレインが稼働している。米国は 2024 年にはオーストラリアやカタールを抜いて世界最大の LNG 輸出国になると見込まれている。

米国 LNG の大きな特徴は取引条件の柔軟性である。伝統的な LNG 供給とは異なり、目的地規制がなく第三者に再販することができる。このためスポット取引を促進し、石油連動の価格設定を変更してよりふさわしいベンチマークを作ることができよう。時間が掛かるとしても、米国产 LNG は確実に LNG 市場の構造的変化をもたらすだろう。



出所: Compiled by IEEJ based on publicly available information

図 2.4-5 2015-2026 年の米国のプロジェクト別 LNG 生産展望

コロナウイルス流行による需要ショックは米国の LNG 生産に大きな影響を与え、2020 年 6 月から 8 月にかけてアジアやヨーロッパ向けの LNG カーゴが 100 件以上キャンセルされた。米国では 2025 年までに Driftwood LNG, Port Arthur LNG, Golden Pass LNG, Calcasieu Pass LNG, Plaquemines LNG, Magnolia LNG, Jordan Cove LNG and Rio Grande LNG などの巨大プロジェクトが建設され、合計能力 160MTPA にのぼる LNG プロジェクトの「第二波」が来るとされていた。しかし、現在の LNG 市場を見渡すと、これらのプロジェクトの中には資金調達や長期供給契約など FID を達成する条件を満たせるかどうか懸念が残るものがある。現在までのところ、Golden Pass LNG と Calcasieu Pass LNG の 2 プロジェクトのみが FID を達成し、建設開始している。他の液化プロジェクトの大半は LNG 価格の低迷と不確実な経済成長に直面して遅れ気味である。

f. 浮体型 LNG

LNG 市場では浮体型液化・再ガス化技術が広がりを見せている。2018 年に Petronas が世界最初の FLNG を進水させて以降、2021 年 2 月時点ではマレーシア、カメルーン、オーストラリアで計 5 つの FLNG プロジェクトが操業している。さらに 2022 年にはモザンビークで Coral South FLNG (3.4MTPA) が、2023 年にはモーリタニアで Tortue/Ahmeyim FLNG (2.5MTPA) の 2 つのプロジェクトが稼働予定である。

浮体型技術の最大の利点は土地が不要なことで、施設建設の際に長期間を要する用地取得や土木工事が不要である。建設作業は最小限に収まり、時間を節約できるうえに現場での設備建設にかかる人件費も最小限に抑えることができる。欠点は資本費 (CAPEX) 支出が初期に集中すること、能力拡張ができないこと、海象、気象条件に左右される操業面の脆弱性などである。操業費 (OPEX) は従来型の陸上受入ターミナルより高い。また、受入能力は拡張できない。LNG 需要が安定して成長する国では、陸上の受入ターミナルの方が長期

的な視点では望ましい。しかし FSRU は資本費が陸上施設の約半額と非常に低いことと導入までの期間が大抵は 1 年以内と短いことが利点となり、途上国で歓迎されている。資金面で制約の多い途上国にとって、初期費用の低さは非常に魅力的である。

FSRU の抱えるこれらの問題は中古 LNG タンカーの利用、リース契約の採用、現場経験での学習による効率化などによってある程度解決できるだろう。世界では、2020 年 10 月時点で 38 隻の FSRU が操業中で、56 隻分のプロジェクトが建設中または計画段階にある。FSRU は LNG 導入のハードルを大幅に引き下げ、多数の国の LNG へのアクセスを可能にしている。

表 2.4-1 世界で操業中の FSRU/FSU プロジェクト

Country	Project	Receiving capacity (1,000 tonnes per year)	Starting year
Jamaica	Montego Bay (FSU)	1,100	2016
	Old Harbour (FSRU)	3,600	2019
Bahrain	Bahrain LNG (FSU)	6,100	2020
Jordan	Aqaba LNG (FSRU)	3,800	2015
UAE	Jebel Ali (FSRU)	6,000	2015
	Ruwais (FSRU)	3,800	2016
Columbia	Cartagena (FSRU)	4,000	2016
Brazil	Guanabara Bay (FSRU)	1,840	2008
	Sergipe (FSRU)	5,500	2019
	Pecem (FSRU)	3,800	2009
	Bahia (FSRU)	6,000	2014
Egypt	Sumed (FSRU)	5,700	2015
Israel	Hadera Deepwater LNG (FSRU)	3,500	2013
Kuwait	Mina Al Ahmadi GasPort (FSRU)	5,800	2009
China	Tianjin offshore (FSRU)	3,210	2018
Malaysia	Sungai Udang (RGTSU), Melaka (FSU)	3,800	2013
	Pengerang (RGTP), Johor (FSU)	3,500	2017
Indonesia	Nusantara (FSRU)	3,000	2012
	Lampung LNG (FSRU)	2,900	2014
	Benoa (FSRU) (Small Scale)	4	2016
Pakistan	Port Qasim Karachi (FSRU)	4,800	2015
	Port Qasim GasPort (FSRU)	5,000	2017
Bangladesh	Moheshkhali (FSRU)	3,800	2018
	Summit LNG (FSRU)	3,500	2019
Lithuania	Klaipeda (FSRU)	2,900	2014
Russia	Kaliningrad (FSRU)	2,000	2019
UK	Teesside Trafigura (FSRU)	N.A.	2007
Italy	Toscana (FSRU)	2,800	2013
Turkey	Etki LNG (FSRU)	5,700	2016
	Dortyol (FSRU)	4,100	2018

Source: Compiled by IEEJ based on publicly available information

表 2.4-2 建設中 / 計画段階の FSRU/FSU プロジェクト

Country	Project	Receiving capacity (1,000 tonnes per year)	Starting year
Uruguay	GNL del Plata	2,500	planning stage
Brazil	Açu Port LNG	5,700	2020 (planning stage)
	Suape Golar Power (project title not identified)	N.A.	2021 (planning stage)
	Barcarena Vila do Conde	N.A.	2022 (planning stage)
Chile	Mejillones/Offshore	1,640	planning stage
	Penco Lirquén LNG	4,000	planning stage
	Bahia Chascos	N.A.	planning stage
Ecuador	Baja Alto	N.A.	planning stage
Ghana	project title not announced yet	N.A.	planning stage
	Quantum Powe	3,400	planning stage
	Tema	2,000	2020 (planning stage)
Cote d'Ivoire	Ivory Coast	3,000	2023 (planning stage)
Benin	Maria Gléta	N.A.	2021 (planning stage)
Kenya	Monbasa	1,300	planning stage
Senegal	project title not identified	N.A.	planning stage
Taiwan	Keelung Offshore	900	2025-2032 (planning stage)
China	Hong Kong/Offshore	N.A.	2021 (planning stage)
Thailand	project title not announced yet	5,000	2024 (planning stage)
Indonesia	West Java, Cilacap	1,200	planning stage
Australia	Crib Point LNG	6,000	2022 (planning stage)
	Port Kembla Gas Terminal	3,700	2022 (planning stage)
	Newcastle LNG	N.A.	2022 (planning stage)
	Geelong LNG	N.A.	planning stage
	Outer Harbor LNG	N.A.	2021 (planning stage)
The Philippines	Batangas	5,000	2022 (planning stage)
	Batangas	4,000	planning stage
	Cebu, project title not announced yet	N.A.	2022 (planning stage)
Viet Name	Thai Binh	200~500	2026-2030 (planning stage)
	Bac Lieu	N.A.	2024 (planning stage)
Pakistan	Port Qasim/Offshore (project title not announced yet)	4,500	planning stage
India	Jafrabad	5,000	2020 (planning stage)
	Kolkata	1,000	2020 (planning stage)
	East coast	5,000	2022 (planning stage)
	Karikal	1,000~3,000	2021 (planning stage)
Sri Lanka	Kerawalapitiya	350	planning stage
	Kerawalapitiya	2,500~2,700	planning stage
	Hambantota(FSU)	1,000	2021 (planning stage)
Myanmar	Kanbauk	N.A.	2024 (planning stage)
	Mee Laung Gaing	N.A.	2024 (planning stage)
Latvia	Skulte LNG terminal(FRU)	N.A.	planning stage
Poland	Gdansk	3,700	2026 (planning stage)
Germany	Wilhelmshaven	7,300	2022 (planning stage)
UK	Port Meridian	5,000	2021 (planning stage)
Ireland	Port of Cork (project title not announced yet)	3,000	planning stage
Croatia	Krk island LNG	1,900	2021 (planning stage)
Albania	Eagle LNG	5,880	planning stage
Greece	Alexandroupolis	4,500	2023 (planning stage)
Ukraine	Yuzhnyi	N.A.	planning stage
Ukraine	First Gas	N.A.	planning stage
Turkey	Gulf of Saros (project title not announced yet)	N.A.	planning stage
El Salvador	Port of Acajutla (project title not announced yet)	N.A.	2021 (planning stage)
Cyprus	Vassilikos	740	2022 (planning stage)

出所: Compiled by IEEJ based on publicly available information

(2) 長期 LNG 需給見通し

図 2.4-6 に IEEJ による 2020 年版の LNG 長期需給展望を示す¹⁵。新型コロナウイルスの LNG 需要への影響は 2020 年～2021 年でみる限り軽微にとどまっている。LNG 価格の低下、大気環境や気候変動への関心の高まりなどの様々な要因があって、長期トレンドは堅調に

¹⁵ The Institute of Energy Economics, Japan, *IEEJ Outlook 2021*

推移すると見込まれる。世界の LNG 需要は 2020 年に+0.6%に減じたものの、速やかに長期トレンドに復する。その後は 2030 年に 4.93 億トン、2040 年には 6.38 億トンに到達すると見込まれる。とはいえ、2021 年冬以降のコロナウイルスの展開次第で、さらなる見直しが必要になる可能性もある。

LNG 供給は既存の液化能力に建設中のプロジェクト、プロジェクトの最終投資決定(FID)済のものと今後 FID が期待される計画を積み上げて推定した。これらのプロジェクトの合計は 2033 年に 8 億 1,300 万トンでピークを迎え、その後は少しずつ減少して 2040 年には 8 億 600 万トンになる。

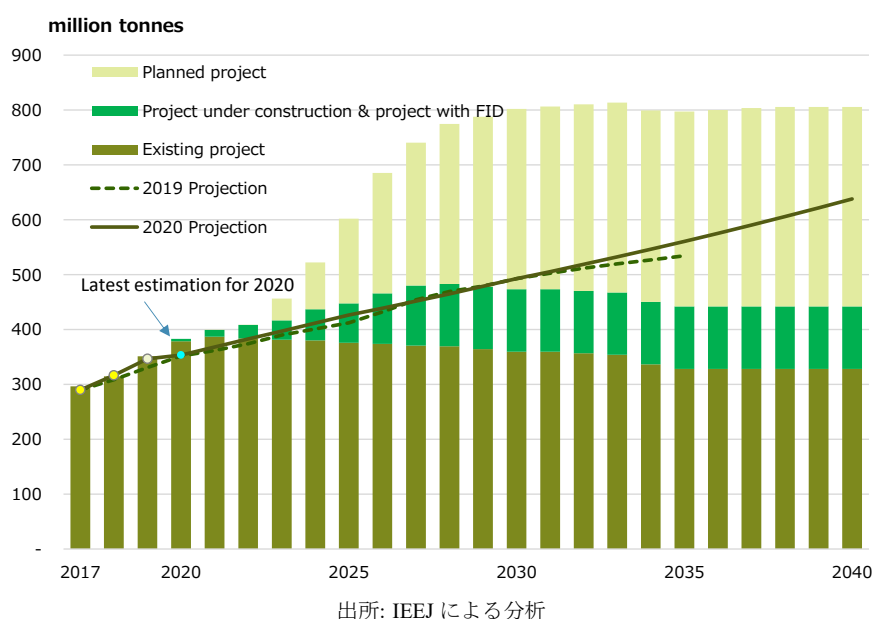
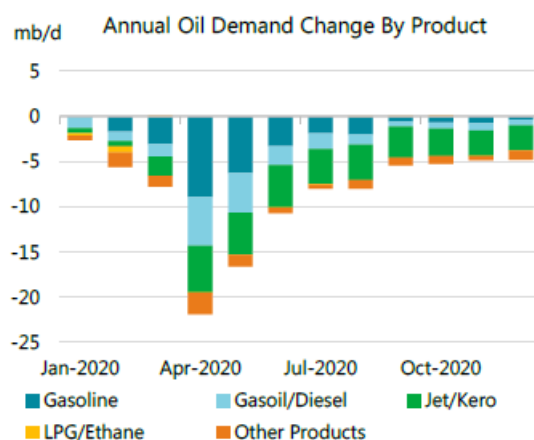


図 2.4-6 LNG 需給の長期展望：コロナ後 2017-2040 年

2020 年末時点での世界全体の液化能力は 452.9MTPA だが、同年の確定済み液化量の数字はコロナの影響で 2008 年以降最低の合計 3.25MTPA に下落した。ロックダウンとサプライチェーン問題によってプラント建設が停滞し、経済環境が不確定なため各企業の潜在的な液化プロジェクトの FID が遅れることになった。このような遅れやネガティブな環境にもかかわらず、現在建設中の Calcasieu Pass (10 MTPA)、Golden Pass (15.6 MTPA)は事業を進めており、ともに予定通り操業開始する見込みである。Calcasieu Pass LNG は 2022 年に操業開始予定で、Golden Pass LNG は 2024 年に最初の 3 トレインが商業運転を開始する予定である。コロナの流行がいつまで続くか、今なお不透明である。確定済み液化能力は 2029 年までは予想される需要を上回り、中期的に供給過剰状態が続くと思われる。しかし、2029 年には需要が確定計画による供給を追い越すと見込まれる。ここに示した計画能力が全部は実現しないということになると、これよりも早く市場はタイト化する可能性がある。

2.4.2 LPG 市場・需給

新型コロナウイルスによる LPG 需要への影響は、比較的小さい水準にとどまっている。ウイルスの感染拡大が始まった当初は、LPG の需要についても、景気の影響を受けやすい石油化学原料需要を中心に大きく需要が減少するとみられていたが、実際には、需要はほとんど前年同期の水準から減少しなかった。国際エネルギー機関によれば、2020 年に入ってから、ほぼすべての石油製品で需要の減少がみられており、特に都市封鎖によってヒト・モノの移動需要の減少したことによって、ガソリン、軽油、ジェット燃料の需要が大きく減っているものの、LPG（エタン含む）の需要は前年同期比ではほとんど変わっていない（図 2.4-7）。¹⁶



出所：国際エネルギー機関

注：2020 年 8 月以降は予測による数字

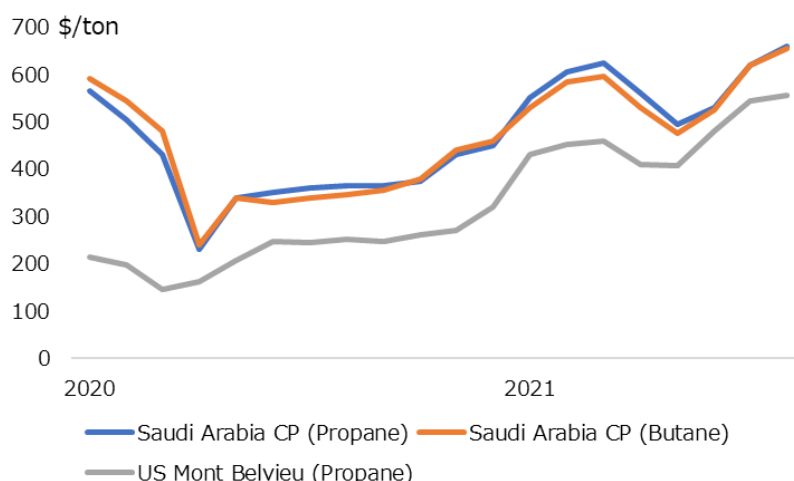
図 2.4-7 製品別の石油需要増減

コロナの需要への影響が最も大きかった 2020 年の第二四半期の LPG の需要動向を地域別にみると、まず OECD 諸国の LPG 需要については、2019 年の同期とほぼ同水準であった。OECD 地域において LPG の需要が他の石油製品のように減少しなかった理由としては、i) 都市封鎖によって多くの人が在宅生活時間を増やしたため、家庭用の需要が増加したこと、ii) 新型コロナウイルスへの対応において、食料品などの包装や不織布のマスク、そのほか医療衛生用具向けの石油化学原料需要が増加したことなどが挙げられる。中国においては、2020 年 3 月の LPG 需要は減少したものの、4 月からはほぼ前年同期と同様の水準を回復しており、石油化学部門を中心に堅調な需要がみられている。特に 2020 年の後半には、2 基のプロパン脱水素化プロピレン製造装置が稼働を開始し、同年末にかけて石油化学原料用の需要が増加したことが考えられる。インドについても、2020 年第二四半期の LPG 需要は前年同期比で増加となったが、これはインド政府がコロナ対策として無料で家庭用の LPG シリンダの供給を始めたことが大きく効いている。総じて、世界の LPG 需要はコロナの影響を受けてはいるものの、全体としては、石油製品の中でも最も好調な状態を維持しているといつてよい。

¹⁶ The International Energy Agency, *Monthly Oil Market Report* (September 2020). (<https://www.iea.org/reports/oil-market-report-september-2020>)

このように、需要面での新型コロナウイルスの影響は限定的であったが、アジアの LPG 価格は大きく下落した。米国の指標価格である Mont Belvieu における積み出し（FOB）価格は、もともとコロナ感染拡大前より低位で推移していたこともあり、その下落幅も小さく、2020 年全体を通して大きな価格変動は見られないが、アジアの代表的価格であるサウジアラビア積みの CP（Contract Price）は、2020 年 2 月から 4 月にかけてほぼ半分の水準まで落ち込んだ（図 2.4-8）。需要面での影響がさほど大きくなかったにもかかわらず、CP が大きく下落した理由としては、CP が、LPG の石油製品との相対的な競争力を維持する目的で、原油価格の水準を参照しながら設定されていることに起因すると考えられる。ただこの下落した CP であるが、その後原油価格の回復に伴い、上昇に転じ、2021 年の春時点では、コロナの影響を受けていない 2019 年の同時期の価格を上回る水準にまで上昇している。

2021 年夏以降は、国際天然ガス市場のタイト化を反映して、LPG 価格は上昇を続けている。



出所: RIM Intelligence; U.S. Energy Information Administration、日本 LP ガス協会

図 2.4-8 2020 年における LPG 価格

長期的には、世界の LPG 需要は現在の堅調な状態を維持し、コロナ前に想定されていた需要増加ペースに沿った形で推移すると考えられる。当初から予想されていた新興国における伝統的バイオマス燃料からの転換需要が新型コロナウイルスの感染拡大によって大きな影響を受けることは考えにくい。むしろアフターコロナの世界において、人々の在宅時間が長くなることで家庭用 LPG 需要にはプラスの影響が及ぶことも考えられる。石油化学原料需要については、近年廃プラスチックの問題が大きくクローズアップされており、先進国においては、そうしたプラスチック離れが石油化学原料需要をある程度抑制する可能性もあるが、多様な工業製品に用いられている石油化学製品を、抜本的に別の素材によって代替することは技術的にも経済的にも困難である。したがって、今後も石油化学製品の需要、ひいてはその原料となる LPG を始めとする石油製品需要は、少なくとも新興国においては、堅調に伸びていくと考えられる。

2.4.3 原油・LNG 価格への影響

2020 年初頭より世界的な拡大を見せている新型コロナウイルスは、世界経済に甚大な影響をもたらしている。国際石油・天然ガス市場もその例外ではなく、代表的な指標価格はいずれも需要急減の影響を受けて大きく下落したものの、2021 年 9 月にはコロナ前の水準を上回るまで回復し、さらに高騰を続けている。ワクチンの開発などによって、2022 年になれば世界はウイルスの影響を克服し、以前のような経済活動を取り戻して、石油・天然ガス需要もコロナ以前の水準に回復し、価格も堅調に推移する可能性が高いと考えられる。本節では世界の石油・天然ガス価格に対する短期的なコロナの影響を観察し、コロナ後の世界における石油・天然ガスのベンチマーク価格の見通しを説明する。

1) 新型コロナウイルスの短期的な影響

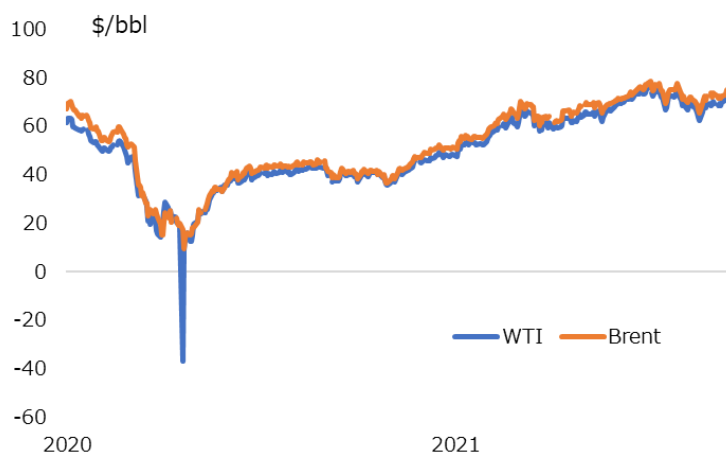
石油価格

新型コロナウイルスの影響は、国際石油市場において特に顕著に見られている。国際原油市場における代表的な指標価格である Brent 原油の価格は、2020 年初の 60 バレル/ドル台の水準から 2020 年 4 月には 10 ドル台にまで落ち込んだ。この原油価格の急落には、サウジアラビアとロシアとの間における協調減産に向けた協議が決裂し、2020 年 3 月に両者を含む主要産油国が自国のシェアを守るための「価格戦争」状態に突入したことも影響している。それとまさに時を同じくして、コロナウイルスの影響により欧米諸国を中心に都市封鎖やそれに準じる厳格な感染予防対策がとられ、世界の石油需要が大きく減退したため、この産油国間の価格戦争は最悪のタイミングで起こったことになる。

国際エネルギー機関によると、2020 年第二四半期（4～6 月）の世界の石油需要は前年同期に比べて 1,640 万バレル/日減少したが、これは瞬間風速的な数字とは言え、過去 16 年間の世界の石油需要増加分に相当し、過去に類を見ない規模の減少となった。こうしたコロナウイルスの影響による需要の急減が、同時に進行していた産油国間の価格戦争と相まった結果、上述のような国際価格の急落が発生したのであった。また、国際原油市場におけるもう一つの代表的な指標価格である WTI（West Texas Intermediate）原油の先物市場においては、価格がマイナスになるという事態まで生じた。これは WTI 原油先物をロング（買い）のポジションで持っていた投資家が、決済日が近づき、そのポジションの引き取り手（先物原油の受け渡し相手）を探さなければならなくなったときに、契約上の引き渡し場所となっている米国南部オクラホマ州クッシングにおけるタンクの容量が買い占められており、先物のロングポジションの持ち手がタンクのリース料も負担する形で、その先物原油を売らざるを得なかった（タンクのリース料金が原油の販売価格を上回った）という特殊な事情による。コロナウイルスによる需要の急減と米国内の原油在庫の急速な積み上がりは、こうした過去には見られなかった「珍事」の発生ももたらした。

国際原油価格は 4 月に底を打った後回復基調に戻ったが、これは主として供給面での調整効果、特に OPEC および主要非 OPEC 産油国（OPEC プラス）による協調減産の効果が大きかった。これらの産油国は、上述の通り 3 月時点では自国の販売シェアを維持すべく価格の引き下げ競争に明け暮れていたものの、すぐに現下で進みつつある需要の急減が未曾有

の水準のものであること、従ってこのような状況下において産油国は価格戦争を行うような余裕はないことを認識し、4月には合計で970万b/dの協調減産を行うことに合意した。この合意形成の背景には、国内に石油生産者の支持者を抱えるトランプ大統領が、油価の引き上げを図るべく、ロシアのプーチン大統領やサウジアラビアのムハンマド皇太子など主要産油国の首脳に直接電話をかけ、協調減産合意を早期にまとめるよう働きかけを行ったことも寄与したとされている。このOPECプラスによる協調減産に加えて、その枠組みには参加していなかったノルウェーも自主的に25万b/dの減産を行った。また米国では、原油価格の低下により生産停止を余儀なくされた油田の生産量が200万b/dを上回った。これらの一連の減産が、未曾有の需要急減下において、在庫の積み上がりを抑制し、需給バランスを改善させることで、2020年6月には40ドル/Bblと、油価を以前のレベルに戻すことに大きく貢献した。



出所: U.S. Energy Information Administration

図 2.4-9 世界の原油価格の推移（2020 年 1 月～2021 年 9 月）

ベンチマーク価格は40ドル/Bblに戻り、OPECプラスの減産による世界的な在庫の減少も手伝って40ドル/Bbl付近で推移する状態がしばらく続いた¹⁷。マクロ経済の刺激をもくろむ金融緩和とコロナワクチンの早期浸透への期待の高まりを反映して、油価は12月には50ドル/Bblに上昇し、2021年6月には60ドル/Bblに上昇した。OPECプラスはその後減産政策を維持し、油価は上昇を続けて、2021年10月には80ドル/Bblに到達した。

消費国における都市封鎖解除後の需要の回復も需給バランスの改善に寄与している。2020年第二四半期に前年同期比で1,640万b/dもの需要の減少を見た世界の石油需要は、徐々にコロナ以前の水準を回復し、コロナ前と比べておよそ580万b/d程度までその減少幅が狭まった。コロナの需要面での影響は2022年にまで残り続けることが予想されるが、このまま順調にワクチン接種のペースが進んでいけば2023年にはコロナ前の需要水準を回復する可能性が高い。

¹⁷ 需要の回復に対応して、OPECプラスは2020年8月から生産量を200万バレル/日に増産し、2021年1月にはさらに50万バレル/日の増産に合意した。

天然ガス価格

世界の LNG 需要が潤沢な供給と価格低迷を映して増加基調にあったさなか、新型コロナウイルスの流行により世界のエネルギー市場は史上最大級の需要ショックに見舞われ、深刻な打撃を受けた。アジア市場のスポット LNG 価格（JKM 価格）は 2020 年 4 月に 1.825 ドル/MMBtu まで急落した。2020 年は航空機用燃料需要の急減で石油需要は前年比 8-10% もの減少を記録し、世界の LNG 需要についても初夏には前年比 3-4% 程度の減少が取り沙汰されていた。しかし、LNG 需要は比較的堅調に推移し、年末にかけては世界の LNG の半分以上を消費している北東アジア市場（日本、韓国、中国）が寒波に見舞われた。2020 年の LNG 需要は最終的に前年比 0.6% 程度の増加を記録した。

LNG スポット価格は 8 月頃から上向きとなり、その後急上昇に転じて 2021 年 1 月には 31 ドル/MMBtu もの高値に達した。これはいくつかの事象が同時に起こってしまったためである。オーストラリア、アメリカ、カタール、マレーシア、ノルウェー、ナイジェリアなどでプラント立ち上げ時の初期トラブル、ハリケーンの来襲や事故などにより 20 基近いプラントがシャットダウンした。増加の著しい米国メキシコ湾からアジア市場向けの LNG がパナマ運河の混雑で立ち往生した。ついには寒波まで襲来した。コロナの影響を受けて、プラントの修復工事は遅れている。しかし、これらの事象は一時的なもので、正常に戻れば LNG 市場も沈静化に向かうはずだ。事実、JKM スポット価格は 2021 年 2 月初旬には 8.4 ドルにまで下がっている¹⁸。一方、国際天然ガス市場においては、需要面でのインパクトは石油市場に比べて小さかったものの、価格水準自体は原油市場と同様に大きく下落した。需要面での影響が石油に比べて小さかったのは、都市封鎖が石油を主に利用する人やモノの移動を直接制限するものであったのに対し、ガスが多く用いられる発電部門や家庭部門においては、需要への影響が比較的小規模にとどまったことによる。

しかし、石油需要に比べて需要の減少幅が相対的に小さかったとはいえ、コロナウイルスは主に産業部門や商業部門で天然ガスの需要にも大きな影響を及ぼした。コロナウイルス流行前の世界天然ガス市場の需給バランスは既に緩和状態にあったが、コロナの影響はこのバランスをさらに悪化させた。低水準で推移していた米国およびヨーロッパの指標価格はさらに値を下げ、2 月と 4 月には共に 100 万 Btu あたり 2 ドル以下の水準にまで落ち込んだ（図 2-4.10）。アジア向けの LNG スポット価格も 4 月には 2 ドル以下という歴史的な低水準にまで下落し、完全にコスト割れの状態に陥った。

2021 年夏には、しかし、ヨーロッパのガス価格は厳冬後の在庫減少予想を反映して上昇し始め、秋になると歴史的なレベルの高値に到達した。このグラフには記載していないが、LNG のスポット価格もこの動きを追っている。ガス価格は 7 月には 15 ドル/MMBtu を超え、メキシコ湾を強力なハリケーンが直撃したことを受けて 9 月には 25 ドル/MMBtu 近くまで上昇した。長期契約を主体とする JLC（日本着 LNG CIF）も、8 月には 10 ドル/MMBtu を超えた。しかし、この現象は一時的なもので、欧州ではロシアの Nordstream 2 パイプラインが

¹⁸ 石油天然ガス資源機構「天然ガス・LNG 価格動向」2021 年 1 月 <https://oilgas-info.jogmec.go.jp/nglng/1007905/1008948.html#link01>

稼働開始予定であり、米国でも新規 LNG プラントが立ち上がる 2022 年春には収束に向かうと予想される。

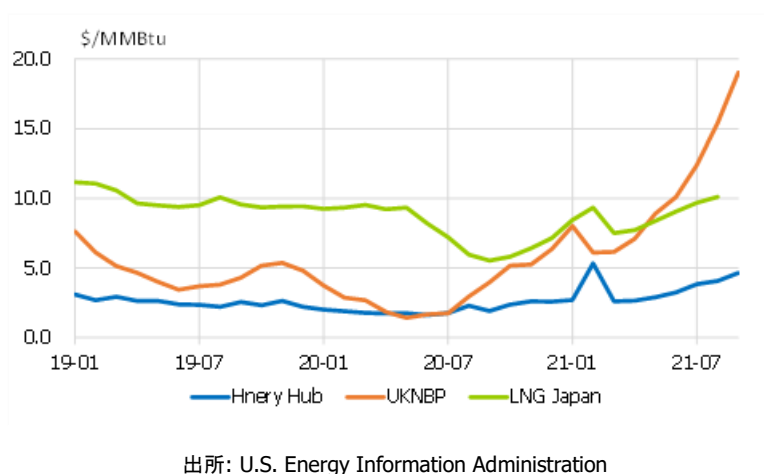


図 2.4-10 世界の天然ガス価格の推移（2020 年 1 月以降）

2）長期的な原油・LNG 価格水準への影響

過去の感染症の歴史が示すように、世界はいずれ新型コロナウイルスを克服し、経済活動はコロナ以前の状態に復するだろう。エネルギー需要も増加基調に戻るだろう。一方、温室効果ガス実質ゼロ社会に向けた運動が世界中で勢いを得ており、再生可能エネルギーの導入と省エネの推進が強く後押しされている。短期的には価格の乱高下が生じているが、世界の石油ガス価格は長期的には緩やかな上昇トレンドに落ち着くものと予想される。

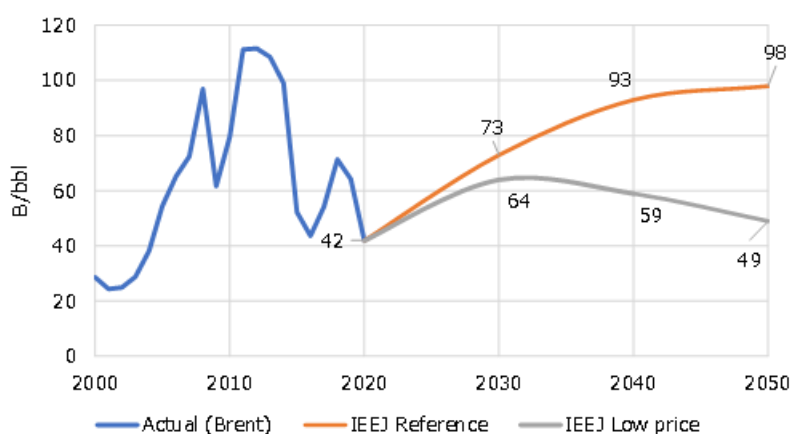


図 2.4-11 長期原油価格の見通し

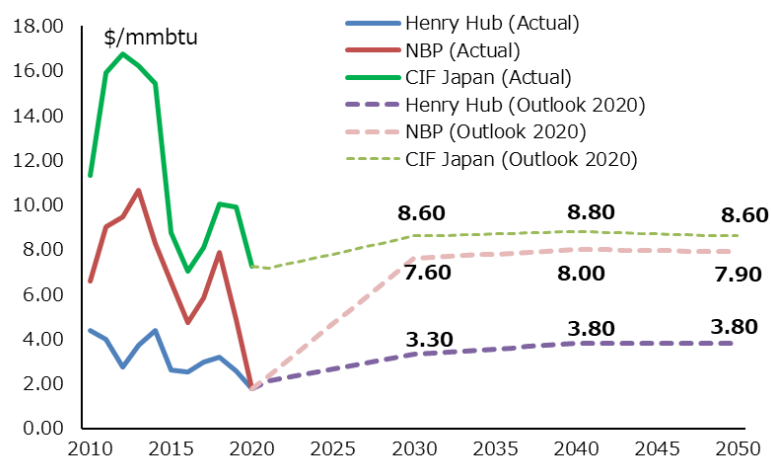
原油の需給バランスについていえば、世界の石油需要の増加が続けば、原油の供給源もより高コストの供給源へと移行する。例えば、米国のシェールオイルについても、低コストで生産できるいわゆるスイートスポットと呼ばれる生産地域からの供給には限りがあり、い

ずれ同じシェール資源の中でもより生産コストが高い供給源へと主力の生産地域が移行していくことが予想されている。さらに、今後長期的にみれば、相対的に供給コストが低い生産地域は OPEC 産油国やロシアなど OPEC と協調減産を行っている国々に集中しており、今後はこれらの地域からの生産シェアが徐々に高まっていく。その中では、仮に OPEC プラスによる協調減産枠組みが今後も維持されるとすると、原油価格が大きく下落した際には協調減産がなされることで、長期的に原油価格が低迷するという事態は考えにくい。こうした需給要因を踏まえた、今後の長期的な原油価格の見通しを図 2.4-11 に示す。原油価格は 2030 年には 70 ドル以上の水準にまで上昇し、その後は 2050 年にかけて緩やかに上昇を続けていくと考えられる。

表 2.4-3 原油価格の見通し

	IEEJ2021 Ref \$/bbl	Low \$/bbl	IEA2021 STEPS \$/bbl	EIA2021 Ref \$/bbl
2020	42	42	42	42
2030	73	64		73
2040	93	59		87
2050	98	49		95

一方、技術が進展し再生可能エネルギーへの移行が急速に進んだ場合、石油需要と価格は 2030 年代にピークを迎え、減少を始める。低価格シナリオも同じ傾向で展開される。しかし、2050 年には石油需要の 4 分の 3 が新規油田から供給されなければならないことに留意する必要がある¹⁹。将来、新規油田からの石油が 50 ドル/Bbl を下回る価格で供給できるかどうかは注意深く検討すべき課題である。



出所：日本エネルギー経済研究所

図 2.4-12 天然ガス価格の長期見通し

¹⁹ IEA World Energy Outlook 2020.

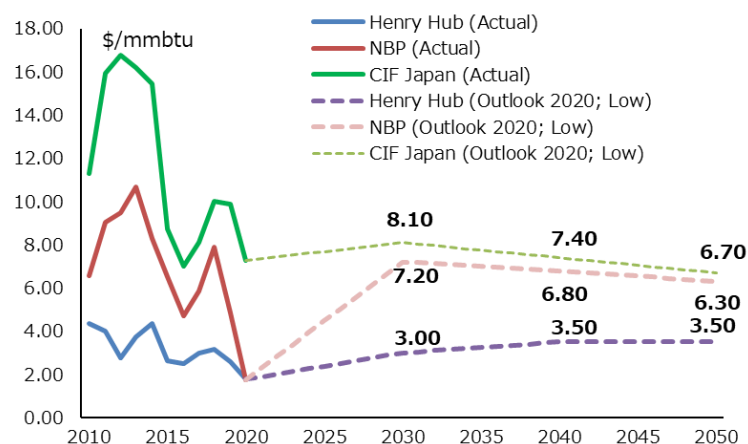
世界経済がコロナ前の状態を回復すれば、天然ガス需要も回復するだろう。天然ガスの有する利点、すなわち豊富な資源量や化石燃料の中では最もクリーンであるという性質、実際の利用時における便利さ（着火が容易・発電燃料として効率が高いなど）は、コロナの影響を受けても変わることはない。天然ガスは優位性のあるエネルギー源として選択される可能性が高いが、しかし、ネットゼロ社会へ向けての掛け声が高まるなか、天然ガス需要の伸びはこれまでの予測より緩やかになるだろう。一方、シェール革命のおかげで天然ガス資源はたっぷりある。天然ガス価格は以前の予測よりも穏やかな水準に落ち着くだろう。図 2.4-12 に示すように、アジアやヨーロッパの天然ガス輸入市場での天然ガス価格は 2050 年まで 10 ドル/MMBtu 以下の水準を続けると予想される。

地域別にみると、潤沢なシェールガス資源や充実した国内の供給インフラを有する米国の天然ガス価格は今後も世界のガス価格の中でも最も低い水準を維持すると考えられる。但し、近年主流である 2 ドル台という価格水準は持続可能ではなく、生産コストの上昇や輸出用の LNG 原料を含む需要の増大によって上昇していく。他方、アジアの LNG 価格（日本到着価格）についても、コロナウイルスの影響によって足元の水準は大きく下落することが予想されるものの、長期的には、アジアの他の国々の需要拡大の影響もあり、百万 BTU あたり 8 ドル台の水準に戻ると考えられる。また、国際的な LNG 市場の流動性の向上と地域間の裁定取引の活発化により、地域間でのガス価格の格差は今後縮小に向かっていく。

上記の原油・天然ガスの価格見通しは、コロナ後の世界において実現する可能性が最も高いいわゆる「基準ケース」であるが、その他にも昨今のエネルギー環境情勢を踏まえると、もう一つの「低価格ケース」についても検討しておく必要がある。例えば、近年低炭素社会の実現に向けた取り組みはますます活発さを増しており、現時点で想定されているよりも早く再生可能エネルギーや原子力、水素を始めとするゼロカーボンエネルギーの導入が進む可能性がある。そうした動きの中では、今後電気自動車や燃料電池自動車といった次世代型自動車の導入が進み、航空機燃料や船舶用燃料などにはバイオ燃料の導入が進むことで、石油需要も想定通りに増加しない可能性がある。そうしたシナリオにおいては、国際的な原油価格は、2030 年までは上昇するものの、その後は需要の減退により、2050 年にかけて価格が下落していくケースも考えられる（図 2-4.11）。

この低価格シナリオは天然ガス市場にも当てはまる。天然ガスについても、これまでは化石燃料の中では最も低炭素であるとの性質が評価されてきたものの、近年天然ガスもやはり化石燃料の一つであるとの認識が、欧州を中心に強まってきている。その中では、天然ガスの利用についても他のゼロカーボンエネルギーによる代替が積極的になされていくというシナリオは必ずしも非現実的なものではなくなっている。そうしたシナリオの下では、図 2-4.13 に示すように、長期的には天然ガス価格は 2030 年でピークを打ち、その後下落していくという可能性も否定できない。

しかしながら、上記の価格設定では、アジア市場に供給される安価なガスの大半は LNG になるはずなので、天然ガスの井戸元価格は 3 ドル以下ということになる。このような価格で供給可能な新規資源を見出すことは至難の業であろう。



出所：日本エネルギー経済研究所

図 2.4-13 天然ガス価格の長期見通し（低価格ケース）

上記のシナリオ設定では、リファレンス・ケースにおいてさえも、価格見通しはこれまでのものよりも大幅に引き下げられている。現在市場は急騰しているものの、資源の供給基盤は十分あり、冬を過ぎれば市場は落ち着くだろうという話である。しかしながら、市場の潮目は何がきっかけになって変わるかわからない。

上記で説明したような需要面の動態に対し、供給面での対応はややタイムラグが生じる可能性がある。国際エネルギー機関によれば、新型コロナウイルスの影響によって、2020年の世界の石油天然ガス部門に対する投資額は前年比で3分の1程度も減少するとみられており²⁰、多くの天然ガスやLNGの供給能力の増強投資もキャンセルないしは延期される可能性が高い。こうした投資の停滞は将来の供給能力の水準に影響を及ぼすことで、需要が大きく増加した場合には需給逼迫の要因となりうる。さらに、近年世界的な気候変動対策への関心の高まりによって、化石燃料の中では最もクリーンな天然ガスであってもその開発投資への融資には慎重な姿勢を見せる金融機関が欧州系の銀行を中心に多くみられるようになってきた。そうした金融機関によるグリーン志向の高まりも将来の供給能力を抑制する要因となりうる。こうした要因によって、長期的にみると需要の伸びに対し供給の伸びが追いつかないという事態も考えられ、そうした事態は言うまでもなく価格に対しては上昇圧力として作用する。

さらに、東南アジアでは新規電源の確保に問題が起きている。炭素排出量削減を目指す国際的な声の高まりに押されて、過去3年間に日本と韓国は石炭火力発電所建設への公的資金協力を次々とキャンセルした。2021年になると、中国もこれに同調した。このため、東南アジアや南アジアでは電力需要の堅実な成長が続いているが、50件近くの石炭火力発電所建設計画が座礁してしまった。いまや各国で電力計画が大混乱に陥っている。再生可能エネルギーは水力発電、バッテリー、送電網等への巨額の投資を行わなければ電力供給のバツ

²⁰ International Energy Agency, “The Covid-19 crisis is causing the biggest fall in global energy investment in history,” 27 May 2020. (<https://www.iea.org/news/the-covid-19-crisis-is-causing-the-biggest-fall-in-global-energy-investment-in-history>)

クボーンとはなり得ないため、目前の問題の解決策は天然ガスということになるだろう。これにより LNG の価格は中期的にも押し上げられる可能性がある。

なお、上記の価格設定は実質価格ベースだということにも留意する必要があり、名目価格はかなり上昇するものと見込まれる。このような市場の脆弱性を念頭に置いて、価格変動に対しフレキシブルに適応できるレジリエンスの高いシステムを構築することが大切であろう。

2.4.4 石油製品の価格見通し

GTL、DME および MTG プロジェクトの経済的評価のためには、石油製品の価格をアウトプットする必要がある。そこで、原油価格との相関性を以下のように予測した。

国際市場における石油製品間の格差を評価するために、過去 10 年間の石油製品の輸入価格と原油価格を比較し、その価格差を算出した。比較データにはシンガポールにおけるスポット製品価格（LPG に関しては日本の通関価格）を採用した。表 2.4-4 に原油価格に対する石油製品の価格比を示す。卸価格については、原油価格の変動に基づき計算された上記の輸入価格に加え、製品輸入業者および販売業者のマージンとして 20%を計上した価格を想定した。本調査では、上記のように計算した価格を石油製品の製油所渡し卸売価格として適用する。

表 2.4-4 石油製品の価格比

	Brent \$/MMBtu	Gasoline \$/MMBtu	Naphtha \$/MMBtu	Kerosene \$/MMBtu	Gas Oil \$/MMBtu	LPG \$/MMBtu
Historical Price	14.2	18.6	15.6	17.3	17.2	15.0
Import Price	100%	131%	110%	122%	121%	106%
Wholesale Price, +20%		157%	132%	146%	145%	127%
Wholesale Price, +20%		22.3	18.7	20.8	20.6	18.0

第3章 日本でのガス利用

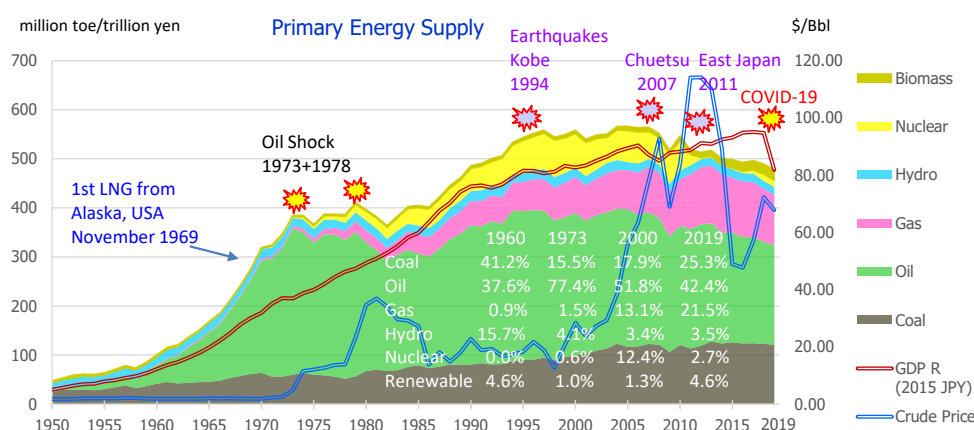
日本でのガスの導入は 20 世紀中盤に非常に低いレベルから始まった。国内資源に乏しく、ガスの利用は輸入 LNG によって発展し、やがて世界最大の LNG 輸入国になった。ガスの導入を進めるうえでの論点や解決策を理解するため、本章では日本におけるガス導入の歴史や、日本のガス利用パターン、ガス供給システム、ガス導入促進政策について概説する。

3.1 日本のガス利用の歴史

日本の戦後復興の過程では、急速なエネルギー消費量の増加によりあちこちの工業開発地区で深刻な大気汚染が生じた。大気環境への関心は、1964 年の東京オリンピックの際の「東京に青空を取り戻そう」運動を契機に高まり、汚染物質への厳しい排出規制が実施されるようになった。これは日本が輸入 LNG によるガス転換政策を進める強い動機になり、1970 年代のオイルショックによってエネルギー安全保証問題に直面したことが、これをさらに加速する要因となった。

日本で LNG が必要とされたため、1970 年代以降日本企業の強い主導のもとに、日本を目的地とした LNG 開発計画が東南アジア、オーストラリア、中東で積極的に進められた。程なくして日本は世界最大の LNG 輸入国となった。

1990 年代には、世界的な LNG 市場自由化の流れが日本にも上陸し、それまで規制されていた都市ガス市場は徐々に産業部門、商業部門に拡大していった。2000 年代中盤には中国やインドなど新興国の急速な需要増を反映して石油価格は高騰し、LNG は市場でも競争力を増した。LNG ブームの最中に 2 つの巨大地震が日本を襲い、2011 年には日本の原子力発電所が稼働停止した。これによる電力不足を補うために、LNG は極めて重要な役割を果たした。このような背景のもと、2019 年には天然ガスは一次エネルギー供給の 20%以上を占めることになった。



出所：JICA Team

図 3.1-1 日本の一次エネルギー供給

3.1.1 LNG の導入

日本の天然ガス資源は乏しく、初期には天然ガスの産地付近でごく少量が利用されていただけである。東京や大阪などの大都市では、主に家庭用の調理や給湯用の燃料に石炭ベースの都市ガスが供給され、小都市や地方では薪や木炭が使用されていた。産業用燃料や暖房目的では工場やビルで石炭や石油が使用された。

LNG による大量の天然ガス供給は早くも 1957 年にアメリカの企業から提案されている。1960 年には東京ガスが都市ガス会社としてこれを採用することを決定した。これは毒性の石炭ガス（一酸化炭素+水素）による死亡事故が多く、混雑の激しい都市部では発熱量の低いガスでは配送能力の改善に問題があったからである。しかし、同社の需要規模は提案された 1.3MTPA の LNG プロジェクトを事業化するにはあまりに小さすぎた。東京ガスは東京電力にプロジェクトへの参加を要請した。

戦後の復興期には、重工業やエネルギー多消費産業を中心とする経済発展を支えるため、日本の燃料消費量はうなぎのぼりに増加した。中東産の安価で豊富な高硫黄重油が広く使われるようになった。メジャーズ（国際石油資本）が新規に発見した大規模油田の開発を積極的に進めていたからである。これは都市部や工業地帯の大気環境の深刻な悪化を招き、高度経済成長を支えた工業地帯の発展が脅かされる結果となった。東京地区では、都知事が 1964 年のオリンピックに青空をもたらす運動に熱心で、非常に厳しい規制を設定し、新しい発電所で使用できる燃料は硫黄分 0.1%以下のもののみとした。電力需要の急増対策に追われていた東京電力は 1965 年に硫黄分ゼロの LNG を使用する新発電所計画を進めることとし、東京ガスの申し出を受け入れた。こうして、アラスカから供給を受ける形で日本最初の LNG プロジェクトが 1969 年に始動した。

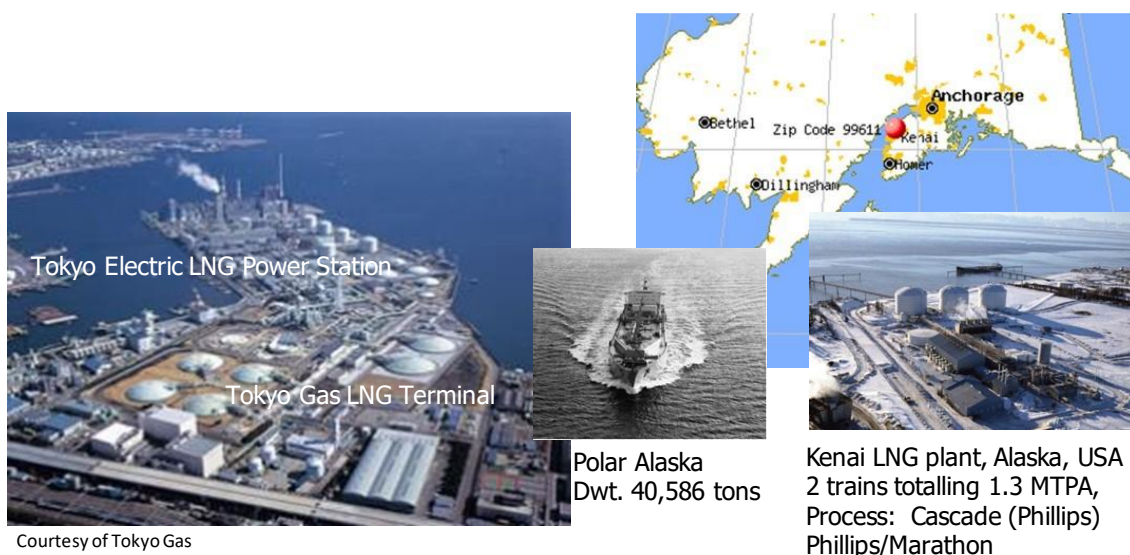


図 3.1-2 最初の日本向け LNG プロジェクト

3.1.2 オイルショックによる代替エネルギーの促進

日本の石油産業は大気汚染対策に熱心に取り組み、需要増に対応するために東南アジアからの低硫黄原油の導入や需要増のために脱硫プラント建設を行っていたが、これとは別の大問題が発生した。1973年10月17日、第6次中東戦争が勃発し、OPECが敵対国に対する石油の禁輸措置を宣言した。この政策が実行されれば、石油ベースの製造部門は麻痺してしまう。人々は石油買い占めに殺到した。日本では日用品の大半が商品棚から消えた。アメリカでは、人々が燃料タンクにまだ半分以上残っているのに、給油のためにガソリンスタンドに長蛇の列を作った。

このような状況のもと、ヘンリー・キッシンジャー米 국무長官は OECD 各国に連携して対応にあたるよう提案した。1974年に石油の低廉安定供給確保を目的として、OECDの機関として国際エネルギー機関（IEA）が設立された。IEA メンバー諸国は以下の事項を実行することに合意した。

- a) 石油の備蓄
- b) 石油火力発電所の建設禁止

これに呼応して、日本政府も以下の事項の促進を目的とするエネルギー政策を次々と打ち出した。

- a) 石油備蓄
- b) 代替エネルギー：LNG、原子力、再生可能エネルギー
- c) エネルギー管理と効率
- d) エネルギー技術の開発

- ・ サンシャイン計画：新しいエネルギーによる技術開発
- ・ ムーンライト計画：エネルギー効率の改善

日本政府はあらゆる部門で強力な政策と規制を実施して代替エネルギー導入を推進し、天然ガスと原子力が新時代を担う中核的エネルギーとされた。重厚長大から軽薄短小への産業構造の転換やエネルギー効率改善を目指す技術・設備の導入によりエネルギー効率の改善も同様に進んだ。総エネルギー消費量の増加はほぼ止まり、LNG 輸入が急速に進んだ。

急速なガス導入の過程では、新規 LNG プロジェクトの立ち上げを可能とするための基礎需要を確保するため、ガスと電力を組み合わせる原則が維持された。大都市のガス会社に加えて、小都市のガス会社でも同様に LNG 転換が進んだ。これらの都市ガス会社は石炭ガス製造設備の老朽化問題を抱えていて、旧式技術による製造所の改修よりも LNG の導入を選択した。LNG への切り替えには安定した LNG 輸入の基盤を提供できる大きな力を持ったビ



出所：石油連盟

図 3.1-3 石油備蓄基地

ジネスパートナーが必要である。初期段階では、都市ガス会社の事業の範囲は公共事業としての責任を求めるため厳しく制限されていた。それゆえ、20 世紀を通じて LNG における電力用のシェアは 70%強を維持した。

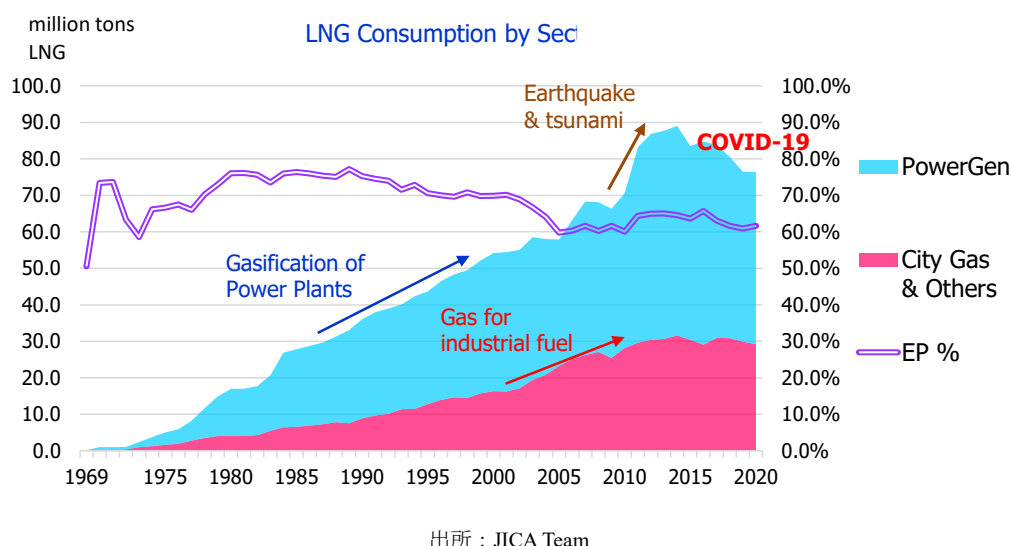
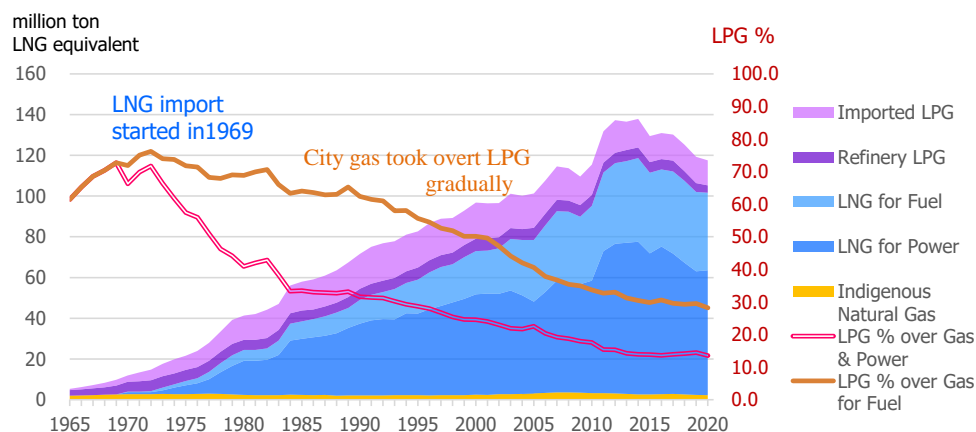


図 3.1-4 日本の部門別天然ガス消費量

20 世紀末には自由化と市場化が世界的傾向となり、事業拡張によって都市ガス産業基盤が強化されるにつれ、日本では都市ガスの事業規制が徐々に自由化されていった。交渉により決定した価格による大規模ユーザー向けガス供給が 1990 年に解禁され、この政策は順次小規模消費者にも広がっていった。LNG 消費量のうち都市ガスの占める割合は着実に増加した。そのような中で、2011 年に東日本大震災が起これ、日本の原子力発電所は全面停止となった。このための電力供給不足を補うため、発電部門での LNG 使用量は急増した。

3.1.3 LNG によるガスの導入

日本では、1950 年に LPG による全国的なガスの導入が始まった。天然ガスを生産していない地方では、調理用燃料は薪や木炭が普通で、最初は灯油に置き換わったが、しばらくして LPG が導入され、人々は臭気のないガスに殺到した。LPG は在来型燃料から急速に置き換わり、浸透していった。LNG の輸入が開始すると、ガス導入の波は LPG から LNG に移行した。



出所：JICA Team

図 3.1-5 日本のガス燃料供給

LPG の見かけ上のシェアは急速に低下したが、これは発電用 LNG 供給が増加したためである。都市ガス供給システムの開発には大量の投資と時間が必要で、LNG 導入後約 20 年間は全ガス体燃料供給に占める LPG の比率は 70% 付近を維持していた。日本では 1990 年台中盤に 3.3 節で述べるように新しいコンセプトの小規模施設による LNG ベースの都市ガスシステムが地方の小都市で急速に発展し、その頃から LPG のシェアの減少が始まった。

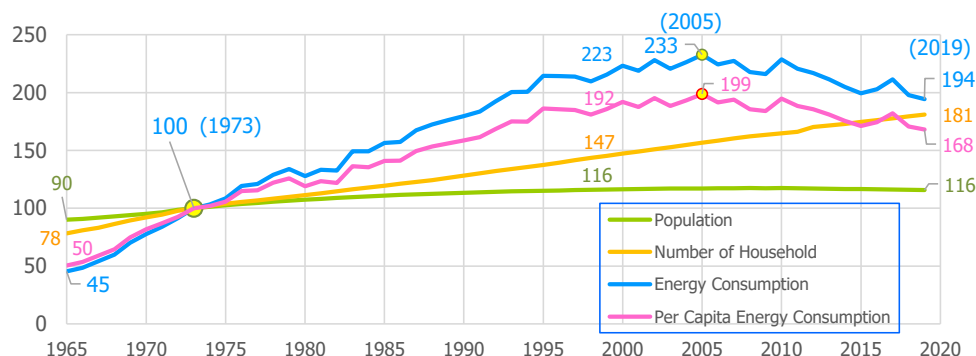
上記の経験から、我々は以下のことを学ぶことができる。

- 人々は調理に用いる燃料として、煙たく毒性のある在来型燃料よりもガス燃料を 선호する
- LPG は初期段階においてガスの迅速な普及の選択肢になる
- 都市ガスシステムの普及には膨大な初期投資とある程度の時間を要する
- 最終的には、手間のかからない配管網によるガスシステムが使用可能になれば、これが選好される
- 電力や産業での大規模なガス消費は社会的要請と経済性によって決まる

3.2 日本における家庭用エネルギーの利用形態と普及パターン

日本の家庭部門における 1 人あたりのエネルギー消費量は、1973 年の第一次石油危機までは高い伸びを示した。1979 年の第二次石油危機以降は伸び率が鈍化したものの、核家族化や単身者の増加による世帯数の増加や、家電機器の普及・保有台数の増加、生活水準の向上などにより 1990 年代前半まで堅調な伸びを示した。その後、1995 年から 2010 年まではほぼ横ばいに推移を続けた。一方で、トップランナー制度の効果による省エネルギー機器の普及や、住宅の断熱性能の向上、省エネ意識の高まりなどにより、2010 年以降は世帯数が増加する中でもエネルギー消費量は減少傾向に転じ、2019 年には 2005 年のピーク時に比

べ 17%減少した。

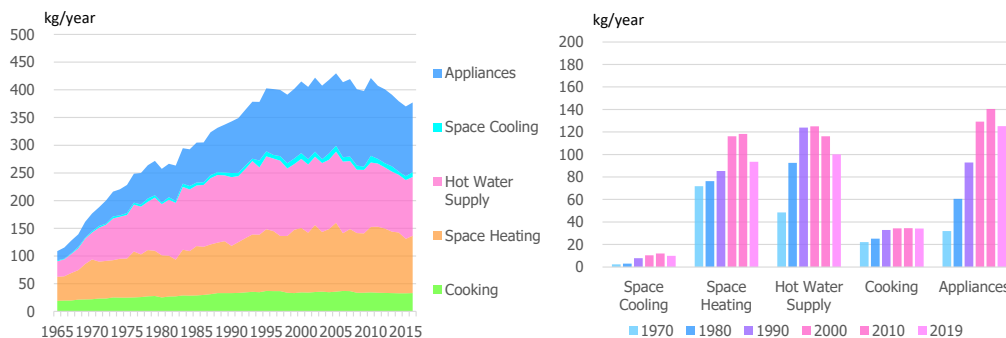


出所：EDMC「エネルギー・経済統計要覧」より IEEJ 作成

図 3.2-1 家庭部門エネルギー消費量、人口、世帯数の推移

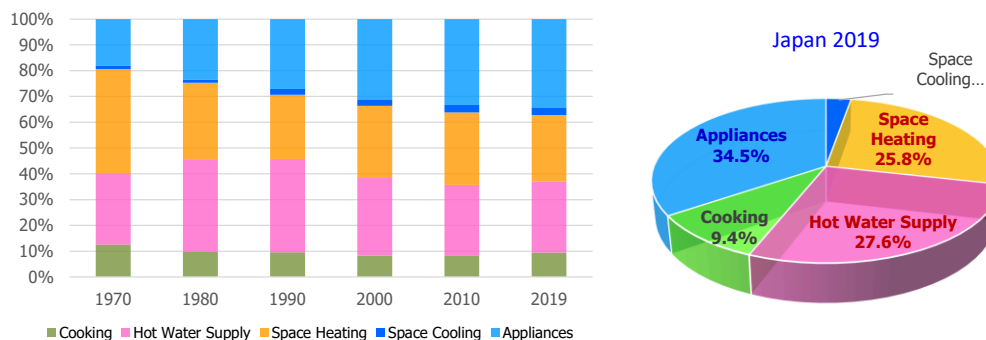
次に家庭部門の用途別 エネルギー消費量の推移を見てみる。1965 年の 1 人あたりのエネルギー消費量は約 109kg(石油換算)で、給湯用、暖房用がそれぞれ 3 割以上を占めていた。世帯数の増加や生活水準の向上などにより全用途でエネルギー消費量は順調に増加を続け、2005 年にはピークの 430kg(石油換算)に達した。その後は、省エネルギー効果により減少傾向に転じ、2019 年には 363kg(石油換算)となった。

中でも著しい需要成長を遂げたのは動力・照明他用途であり、1965 年に 20%程度であったシェアは、電化製品の普及などによって 2019 年には最大の 34.5%となった。また、冷房用需要はエアコンの普及により増大したが、エアコンの効率向上により増加量はわずかにとどまっている。これに対して、暖房用需要は 2000 年代半ばまで安定して成長を続けてきたが、住宅の断熱性能の向上や機器の性能向上に伴い大きく減少し、2019 年にはシェアは 25.8%まで減少した。また、給湯用需要は 1990 年代半ばまでは最も大きな成長を続けてきたが、高効率給湯機器の普及や節約意識の高まりにより減少に転じ、1990 年には 34.6%まで成長していたシェアは、2019 年には 27.6%まで低下した。一方で、調理用需要は他需要が増減する中でもほぼ横ばいに推移しており、1965 年に 16%であったシェアは、全体のエネルギー消費量増加に伴い 2019 年には 9.4%まで低下した。



出所：EDMC「エネルギー・経済統計要覧」より IEEJ 作成

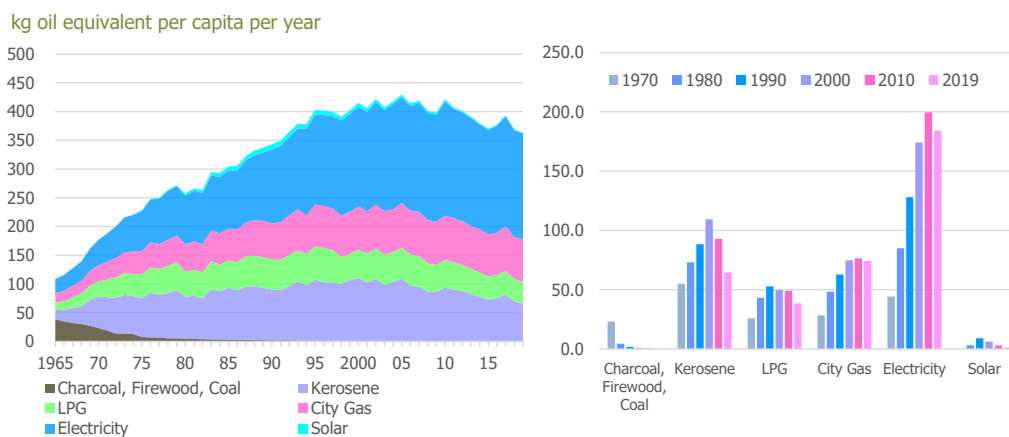
図 3.2-2 家庭部門用途別エネルギー消費量の推移



出所：EDMC「エネルギー・経済統計要覧」より IEEJ 作成

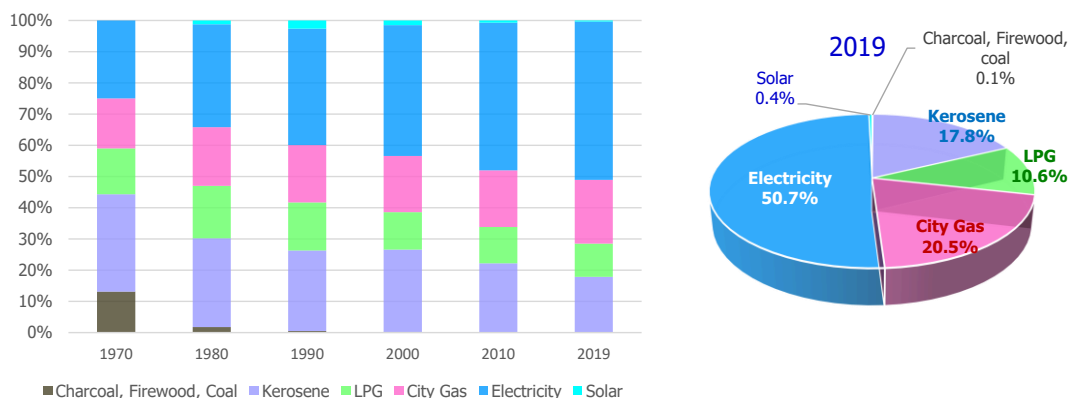
図 3.2-3 家庭部門用途別シェアの推移

エネルギー源別に見ると、1965 年には家庭用エネルギー消費の 3 分の 1 以上を木炭、薪、石炭が占めていた。図 3.2-4 に示すように、10 年後の 1975 年までにその大半が電力、灯油、ガス(都市ガス、LPG)などの他燃料に置き換わり、これらの在来型燃料は急速に減少した。その後、電力、灯油、ガスの消費は全体的に増加を続けてきた。中でも電力需要は、動力・照明他の用途での需要増加、CO₂ 冷媒ヒートポンプ型給湯器やエアコンの普及による暖房用、冷房用、給湯用需要の転換などにより大きく増加を続け、2019 年のシェアは全体の 50.7%となった。



出所：EDMC「エネルギー・経済統計要覧」より IEEJ 作成

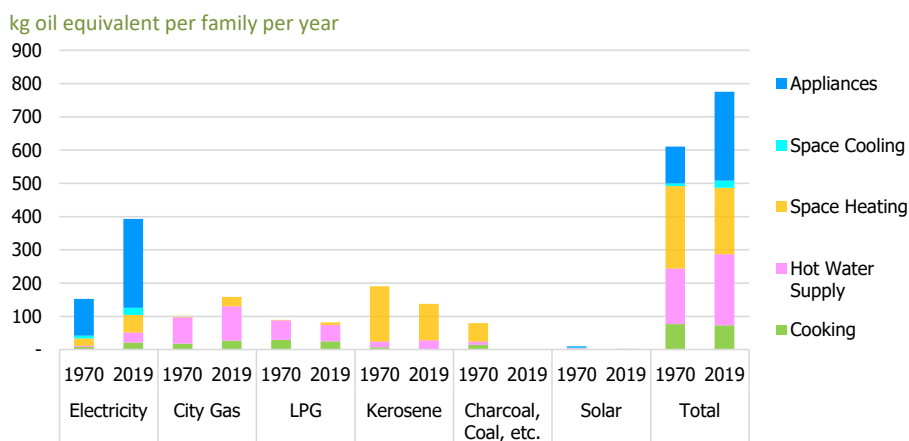
図 3.2-4 家庭部門エネルギー源別エネルギー消費量の推移



出所：EDMC「エネルギー・経済統計要覧」より IEEJ 作成

図 3.2-5 家庭部門エネルギー源別シェアの推移

一方で、灯油は 2000 年代半ばまでは大きく消費を拡大したものの、主用途である暖房用需要の減少、他燃料への転換に伴い消費量が大幅に低下し、2019 年のシェアは 17.8% となった。また、ガスの消費は主用途である給湯用需要の増加に伴い増加を続けてきた。特に都市ガスに関しては、LPG や灯油からの燃料転換や温水暖房の普及による暖房用需要の増加により、給湯需要が低下した 1990 年以降も消費量は増加を続けた。しかし、オール電化への移行や機器の高効率化などの影響から成長は鈍化し、2005 年以降は減少傾向へ転じた。こうした理由からガスのシェアは約 30% でほぼ横ばいに推移しており、その内訳として都市ガス比率が増加、LPG 比率が減少した。また、石油危機後に給湯需要向けの新エネルギーとして注目された太陽熱は、1990 年以降減少傾向にある。

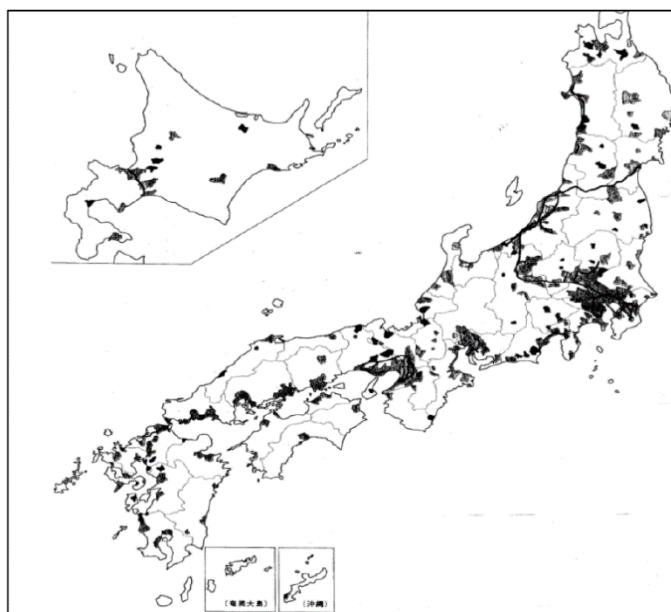


出所：EDMC「エネルギー・経済統計要覧」より IEEJ 作成

図 3.2-6 家庭用エネルギー源別用途別消費量の変化

3.3 天然ガス供給（輸送）システム

日本は国土の約 70%が森林に覆われており、居住可能地は国土の約 30%に過ぎない。また、ガス事業者の都市ガス供給区域は、図 3.3-1 に示すように国土のわずか 5.5%である。都市ガスは 203 社のガス事業者により供給されているが、表 3.3-1 に示すように総売上げの 8 割以上が上位 10 社で占められている。すなわち、地方には多くの小規模な都市ガス会社があるわけで、現在ではそのほとんどが LNG を原料として使用している。日本ではこれらの小規模事業への対応のため、過去 20 年にわたり LNG の小規模配送システムが展開されてきた。



出所：資源エネルギー庁作成資料（第 1 回天然ガスシフト基盤整備
専門委員会配付資料）

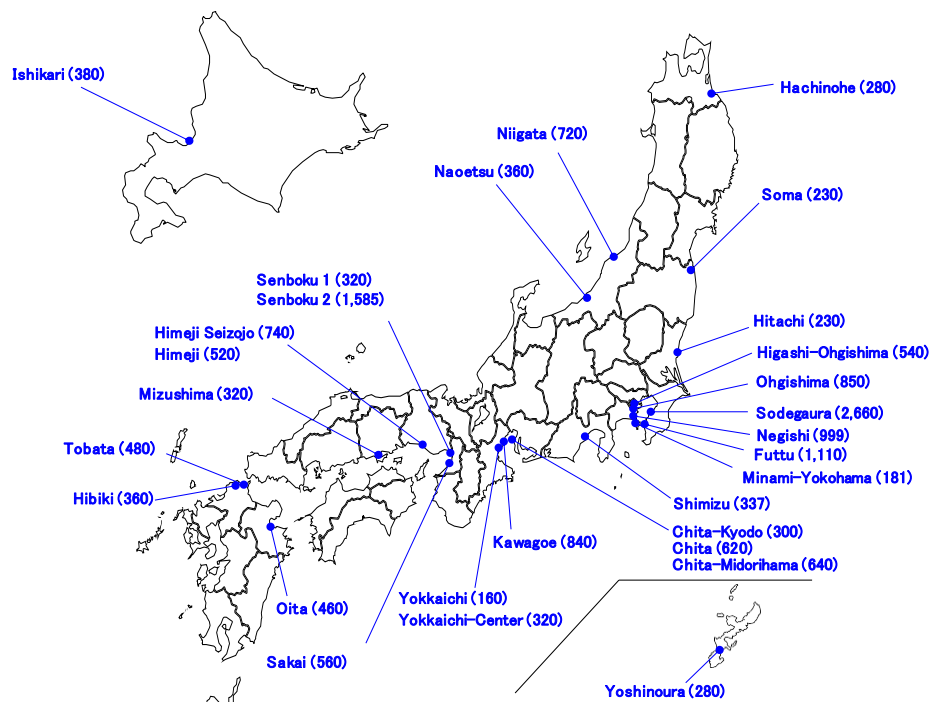
図 3.3-1 都市ガス事業の供給区域の現状

表 3.3-1 日本のガス事業上位 10 社（2017 年 3 月時点）

	Company	Sales Volume (1,000 MJ)	No. of Customer	No. of Employee
1	Tokyo Gas	595,532,460	11,388,965	8,135
2	Osaka Gas	367,797,649	7,310,123	5,680
3	Toho Gas	164,946,095	2,410,543	2,886
4	Otaki Gas	36,796,273	169,034	266
5	Shizuoka Gas	36,379,415	318,296	645
6	Saibu Gas	35,586,452	1,098,398	1,325
7	Keiyo Gas	30,169,523	917,680	849
8	Hokkaido Gas	24,832,890	565,947	914
9	Hiroshima Gas	19,697,850	409,881	637
10	Hokuriku Gas	14,226,414	371,770	412
	Others	232,084,410	5,176,363	10,340
	Total	1,558,049,431	30,137,000	32,089

出所：ガス事業便覧、平成 29 年度版、日本ガス協会

日本の天然ガスのほとんどは海外から輸入されている。そのため各地に LNG 受入ターミナルが建設された。日本の LNG 受入ターミナルは、図 3.3-2 に示すように 29 箇所あり、タンクの総容量は 1,738 万 kl に達する。日本の場合は、夏と冬の気温差が大きく、冬のガス需要の増大にあわせるためにタンク容量が大きくなっている。

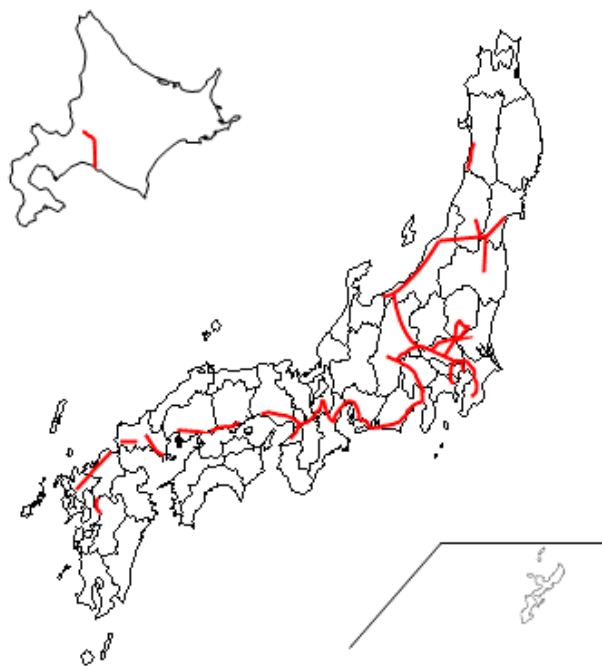


出所：調査団調べ

図 3.3-2 日本の LNG 受入ターミナル

3.3.1 天然ガスパイプライン

日本の天然ガスパイプラインは 1950 年代後半に敷設が始まり、既存の主要天然ガスパイプラインは総延長約 5,000 km に達している。総延長の約半分の 2,600 km が 2000 年までに敷設された。これに加えて 2026 年までにさらに増設する計画（約 350 km）もある。図 3.3-3 は日本のガスパイプラインの現状を示している。パイプの口径は、50-750 mm と様々だが、主流は 600 mm である。



出所：調査団調べ

図 3.3-3 日本の主要天然ガスパイプライン

3.3.2 トラック輸送

LNG 受入ターミナルから遠隔地への輸送手段として主要なものはトラックによる LNG 輸送である。LNG 出荷施設で LNG をタンクに充填し、トラックで遠隔地の LNG 受入設備（サテライトと呼んでいる）まで輸送する。タンク容量は、最小クラスでは 7 トン、日本で最も多いのが 14 トン、最大クラスでは 15.7 トンで、15.7 トントラックが国内の道路交通法で走行可能な最大クラスである。タンクへの積み下ろし時間はそれぞれ 1 時間程度である。日本では、運転手が 1 日に最大運転できる時間を 8～9 時間程度に設定している輸送会社が多い。そのため、積み下ろし時間なども含めると運転手 1 名で配送できる距離は、およそ 200 km 圏内である。タンクを含めたトラックの全量は 17 m、全幅 2.5 m で、旋回半径を考えると通行可能道路幅は 7.5 m 必要になる。価格は一般的に、牽引自動車（トラクター）が 1,500 万円、タンクが 5,500 万円程度である。トラクターの燃料は軽油で、燃費は 2-3 km/ℓ である。



出所：北海道ガス

図 3.3-4 14 トン LNG トラック

表 3.3-2 主な LNG トラック仕様

積載量 (t)	全長 (m)	全幅 (m)	全高 (m)	必要道路幅
8.0	11.95	2.49	3.28	6.4
10.5	15.48	2.49	3.44	7.0
14.8	16.48	2.49	3.38	7.5
15.1	16.98	2.49	3.38	7.7
15.7	16.98	2.49	3.39	7.8

出所：東北天然ガス (<http://www.tng-gas.co.jp/lng.html>)

3.3.3 鉄道輸送

LNG の陸上輸送形態としては、トラック輸送に加えて鉄道輸送も選択肢として存在する。鉄道輸送とは、図 3.3-5 に示すような専用タンクコンテナを用いて、LNG 出荷基地から出荷基地最寄り駅間をトラック輸送、出荷基地最寄り駅からサテライト基地最寄り駅間を鉄道輸送し、サテライト基地最寄り駅からサテライト基地間をトラック輸送するものである（図 3.3-6）。出荷基地及び需要地近傍のサテライト基地において鉄道の引き込み線が存在すれば鉄道での一貫輸送も可能であるが、引き込み線整備コストが障壁となり、日本では鉄道とトラックを併用して輸送している。尚、トラックから鉄道車両へのコンテナ積み替えは、図 3.3-7 に示すようにトップリフターという大型昇降機で行われる。

日本では、2000 年に石油資源開発が 30 フィート規格のタンクコンテナを用いた LNG 鉄道輸送を実用化させた。鉄道台車 1 両に 30 フィート規格のタンクコンテナを 2 台搭載することができる。その後、2002 年には LNG 積荷量は 13.5 トンまで搭載できる 40 フィート規格のタンクコンテナをトラックで輸送する方式も採用され、鉄道車両 20 両分で計算すると 1 回あたりの輸送能力は 540 トンとなる。輸送中の二酸化炭素排出量がトラック輸送に比べて少なく、環境負荷が低いこともこの輸送方式の特長である。



出所：JAPEX

図 3.3-5 LNG タンクコンテナ



出所：JAPEX (<https://www.japex.co.jp/business/japan/lng.html>)

図 3.3-6 LNG タンクコンテナ鉄道輸送の概念図



出所：JAPEX

図 3.3-7 トップリフターによるコンテナ載せ替え

3.3.4 内航船輸送

海外から LNG を直接受け入れるには需要が小さな地区では、大型 LNG 基地（一次基地）から内航船を用いて二次基地に LNG を輸送する方法がある。国際的な LNG 輸送は、一般的にタンク容量が 125,000～260,000m³（最大 LNG 搭載量：5.6～11.7 万トン）の大型タンカーで行なわれる一方で、日本では、2003 年より内航船による LNG 輸送が開始され、現在 6

隻の LNG 内航船が利用されている。LNG 積載量は 2,500-3,500m³（1,100-1,600 トン）級である。2,500 m³ 内航船への LNG の積み込み時間は約 10 時間、積み下ろし時間は約 9 時間である。内航船の燃料は C 重油で、燃料消費量は約 23 リットル/マイルである。図 3.3-8 は北海道ガスが使用している内航船ノース・パイオニア（2,500 m³）である。



出所：北海道ガス

図 3.3-8 内航 LNG 船 NORTH PIONEER

表 3.3-3 NORTH PIONEER（ノース・パイオニア）概要

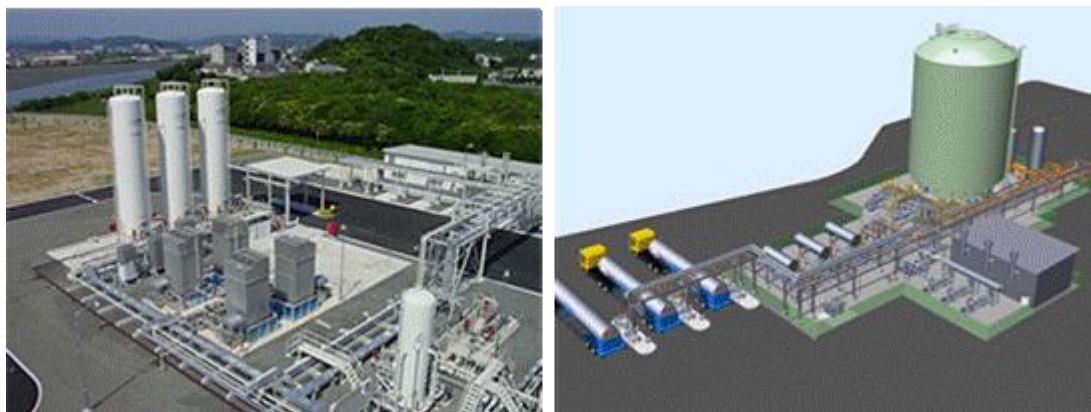
Length	89.2 m
Width	15.3 m
Draught	4.3 m
Gross tonnage	3,056 ton
Tank capacity	2,500m ³ (1,000 ton)
Speed	13.3 knot

出所：北海道ガス

3.3.5 LNG サテライト基地

図 3.3-9 に LNG サテライト基地の設備配置図を示す。パイプラインが延伸されていない遠隔地で LNG を使用するには、LNG サテライト基地を設置し、LNG を貯蔵する必要がある。LNG サテライト基地は LNG 受入基地からの二次受入を行う供給基地であり、サテライト（衛星）のように点在して設置されることからサテライト基地と呼ばれている。サテライト基地は、主に LNG 貯槽と LNG 気化器で構成されており、設置スペースも 400m²程度と本格的な LNG 基地（一次基地）と比べると非常に小さいスペースに設置することが可能である。なお、内航船を受け入れる二次基地もサテライト基地同様の役割・設備を有するが、

サテライト基地に比べて規模は大きく、かつ内航船が着岸するための栈橋等の設備が必要となる。



出所：東京ガスエンジニアリング (<http://www.tge.co.jp/service/lng/satellite/>)

図 3.3-9 LNG サテライト基地の設備配置図

表 3.3-4 に LNG 使用量とサテライト設備仕様を示す。ここでの仕様では、年間 LNG 需要が 1,000～8,000 トンを想定している。年間 1,000 トンの LNG 需要は、約 7,600 世帯へのガス供給に匹敵する（ガス消費量 160m³/年・世帯で計算）。需要規模により設置する基数を選択することになる。

建設費用は、サテライト基地の仕様、立地条件等で異なるが、日本で 2002 年と 2015 年に完成した 2 つのサテライト基地の仕様と建設費用を表 3.3-5 に示す。また、内航船二次基地についても同様に表 3.3-6 に示す。

表 3.3-4 LNG 使用量とサテライト設備仕様

			Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5
年間LNG使用規模		トン/年	8,000	6,000	4,000	2,000	1,000
LNG貯槽	容量	k1/基	125	100	70	70	40
	設置数	基	4	3	2	1	1
LNG気化器	能力	トン/時	1.2	1.0	0.5	0.3	0.2
	設置数	基	2	2	2	2	2
送ガス圧力		MPa	0.15-0.20				
備蓄量		日	5.0	5.4	3.8	3.8	4.3
設置スペース		m×m	24x17	24x17	18x22	16x16	15x15

出所：エア・ウォーター (<http://www.awi.co.jp/business/energy/equipment/lngsatellite.html>)

表 3.3-5 サテライト基地建設の仕様と建設コスト

			A社	B社
完成年			2002	2015
LNG貯槽	容量	kl/基	150	100
	設置数	基	2	2
LNG気化器	能力	トン/時	1.0	6.0
	設置数	基	5	3
建設コスト		百万円	530	1,300
		千ドル	4240	10,833

出所：調査団調べ

表 3.3-6 内航船二次基地建設の仕様と建設コスト

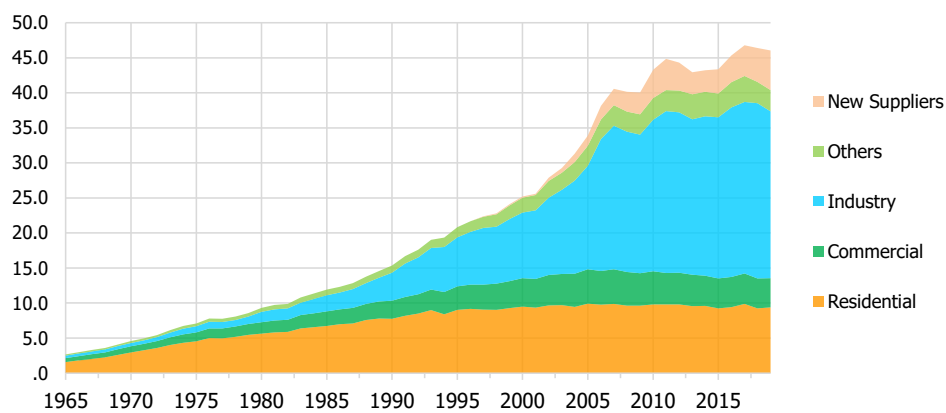
			A社	B社
完成年			2005	2015
LNG貯槽	容量	kl/基	5,000	12,000
	設置数	基	1	1
LNG気化器	能力	トン/時	2.0	2.85
	設置数	基	3	6
建設コスト		百万円	10,000	6,000
		千ドル	91,000	50,000

出所：調査団調べ

3.4 天然ガス普及促進対策の推移

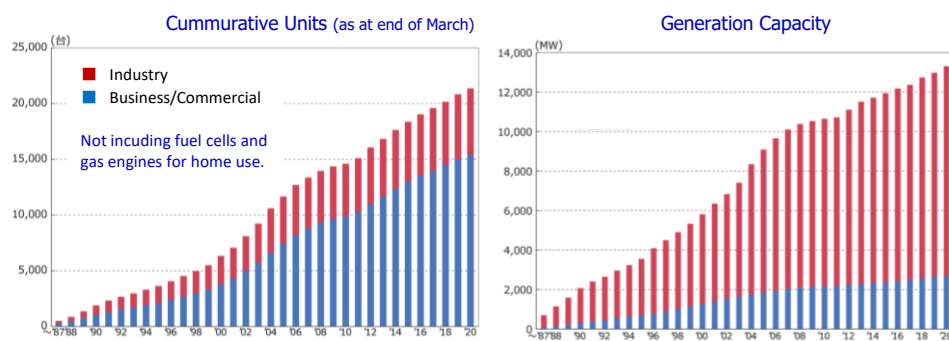
日本の都市ガスの販売量は、最終エネルギー消費の伸びを上回るペースで堅調に成長を続けてきた。中でも産業用向けのガス販売量は、天然ガスのクリーン性や取り扱いの容易性に加え、省エネルギー設備の減価償却に対する優遇税制 など後押しとなり、1980 年以降成長率が高まった。さらに、エネルギー使用合理化事業者支援補助金 や、エネルギー多消費設備天然ガス化推進補助金 などの導入により、コージェネレーション・システムの普及や、他燃料(石炭、石油製品)からの燃料転換が促進され、1990 年代半ば以降は産業用向けの天然ガス販売拡大はさらに加速した。これらの補助金制度や税制優遇の後押しもあり、表 3.4-1 に示すように、1980 年度は 16%であった産業用向けのシェアは、2019 年度には 58%まで拡大している。

特に産業用コージェネレーション・システムは多量のガスを消費する設備であり、この設備の導入促進は日本のガス需要拡大に大きく貢献したといえるだろう。また、2009 年から家庭用燃料電池向けの補助金も導入されており、この補助金の後押しもあって、販売開始からの累積販売台数は 33 万台となったが、近年では売り上げが鈍化し、この補助金は 2020 年度で打ち切られた。



出所：日本ガス協会、「ガス事業便覧」

図 3.4-1 用途別都市ガス販売量の推移



出所：日本ガス協会、「ガス事業便覧」

図 3.4-2 産業・商業用コジェネレーション・システムの推移

天然ガスの普及促進に関連する、2020 年度の主な補助金制度および優遇税制を以下に示す。

【補助金制度】

(1) 天然ガスの環境調和等に資する利用促進事業費補助金

執行団体：都市ガス振興センター

補助資格：災害時にも対応可能な天然ガス利用設備の導入及び天然ガステーション設備の機能維持・強化を行う者に補助金を交付する。

補助率：1/2 以内(上限 2.4 億円/年)

対象設備：コジェネ、ガス冷暖房、ボイラーなど

(2) エネルギー使用合理化等事業者支援事業

執行団体：環境共創イニシアチブ

補助資格：省エネルギー効果が高く、費用対効果が優れていると見込まれる設備・システムの導入を支援するもの(天然ガスに限定しない)。

補助率：工場・事業者単位 1/3 以内(上限 15 億円/年度)、設備単位 1/3 以内(上限 3,000 万円/事業)

対象設備：コジェネ、ガス冷暖房、ボイラーなど

【優遇税制】

(1) コジェネレーションに係る課税標準の特例措置

一定要件を満たすコジェネレーションを導入した場合、同設備に係る固定資産税について、課税標準を最初の 3 年間、課税標準となるべき価格の 5/6 に軽減するもの。

第4章 天然ガス利用マスタープランのアップデート

本章では、2016 年後半に公表された天然ガス利用マスタープラン（NGUMP）のファイナルドラフトで計画されている天然ガスプロジェクトの状況について情報のレビューとアップデートを行う。すなわち、タンザニアの天然ガス供給の基礎を構築する上で主要な要因となる上流部門のガス田開発、電力システムマスタープラン（PSMP）2020 下での電力供給計画、LNG などのガス産業の状況をレビューする。

4.1 天然ガス資源とガス田の開発

タンザニアの天然ガス田は大きく 2 つのグループに分かれる。ひとつは既に生産が始まっている陸上および浅海ガス田、もうひとつは探鉱、評価段階にある深海ガス田である。ソングソングガス田とダルエスサラームを結ぶパイプラインに加えて、ムトワラからダルエスサラームへの新しい幹線パイプラインも 2015 年夏に完成した。これにはムナジベイのガス田からのパイプラインでガスが供給されている。この 36 インチのパイプラインの容量は 784MMcfd (約 0.3Tcf/年) で、加圧により 1,002MMcfd まで容量を引き上げることが出来る。ダルエスサラームの都市部とパイプライン沿線の地方にガスを供給するうえで、今後 10 年から 20 年は十分な能力があると考えられる。2025 年以前の天然ガス供給は陸上および浅海ガス田からのみとなるが、需要立ち上がり段階初期のガス供給には十分対応可能と考えられる。

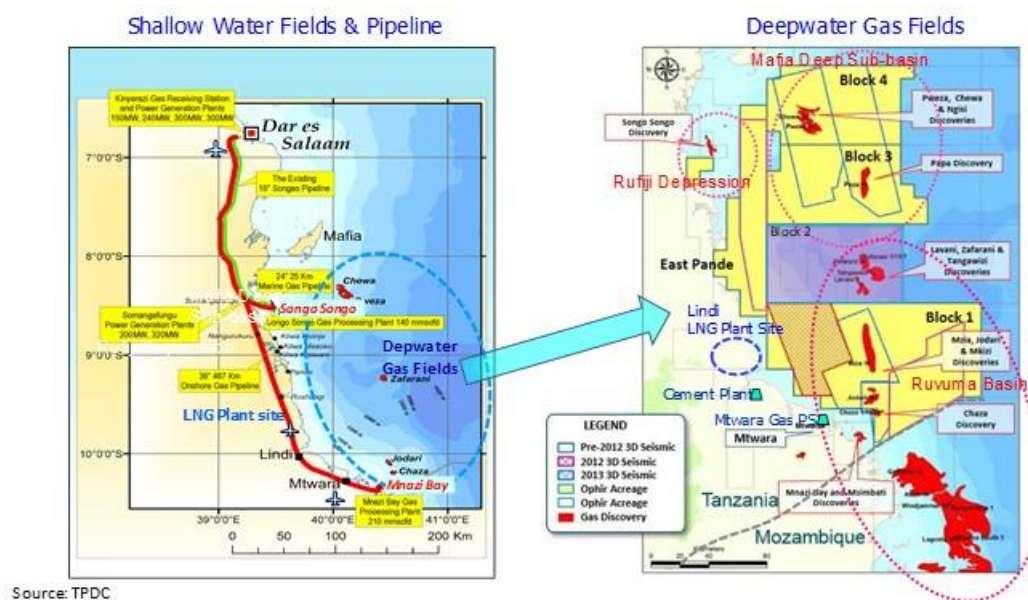


図 4.1-1 タンザニアのガス田とパイプライン

深海ガス田は大規模 LNG プロジェクトとの組み合わせで共同開発されることになるだろう。タンザニア政府と国際石油会社はプロジェクトの枠組みを設定する Host Government

Agreement (HGA) について交渉を進めているが、4.3 節で説明するように、LNG プロジェクトの生産開始は 2027 年以降になる見通しである。

TPDC によれば、2018 年末のタンザニアの天然ガス資源量は 57.547Tcf であった。その内訳を表 4.1-1 に示す。回収率を 70% と仮定すれば、陸上/浅海ガス田の可採埋蔵量は 7Tcf、大水深ガス田は 33Tcf となる。

表 4.1-1 タンザニアの天然ガス資源量

Category	Gas fields	End of 2018		
		Proven Reserve	Resource GIP	Recovery of 70%
		P50	P50	
Land/Shallow Water		Tcf	Tcf	Tcf
	Songo Songo	0.729	2.500	1.75
	Mnazi-Bay	0.482	5.000	3.50
	Kiliwani North		0.070	0.05
	Mkuranga		0.200	0.14
	Ntorya		0.466	0.33
	Mambakofi		2.170	1.52
	Sub-total		10.406	7.28
Deep Water	Block-1		14.200	9.94
	Block-2		25.400	17.78
	Block-3		2.000	1.40
	Block-4		5.530	3.87
	Sub-total		47.130	32.991
Total			57.536	40.275

出所：TPDC

ここに挙げた陸上/浅海ガス田の可採埋蔵量の定義には一貫性がないことにご注意いただきたい。石油会社の Web サイトで報告されている Songo songo と Mnazi Bay の資源量評価には厳しいルールと規制に従って集計されたガス埋蔵量のみが記載されている。一方 Ntorya と Mambakofi は社内の推定によるものである。TPDC による上記の評価は、期待見込み値や試掘がまだ始まっていない構造のものも含まれている。この様に一貫性に欠ける点はあるが、「今後プロスペクトやリードが試掘され一定の成功率を挙げればこれくらいの数字なる」という目安を示す数字だとお考えいただきたい。

陸上/浅海ガス田は低コストで比較的簡単に開発できるため、初期段階の国内天然ガス市場に供給を行う資源ベースになるとみなすことができる。これらのガス田の探鉱、開発、生産の現況を以下に示す。タンザニアにおける石油探鉱はまだ初期段階にあり、以下に議論するように大きな可能性が期待されている。当面の課題は、これらの発見に応えるべき有効需要を作り出し、さらなる発見につながるような石油探鉱を促進することであろう。

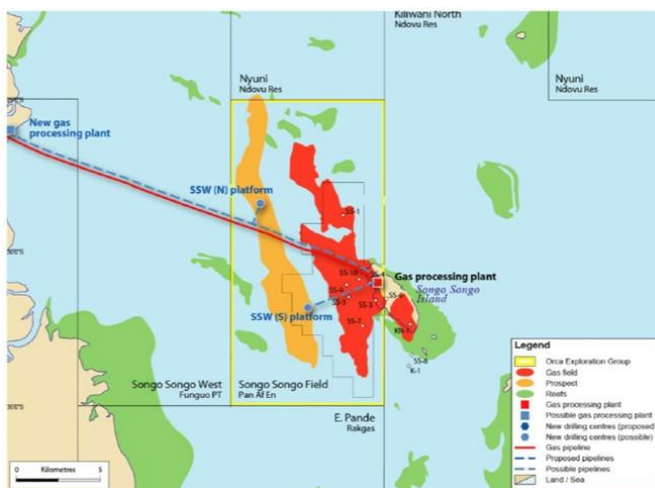
4.1.1 Songo Songo と Kiliwani North

1) 現況

Songo Songo ガス田は 1974 年、Agip (Africa) (現 ENI) によって発見された。しかし、

Agip はこの発見の商業化は難しいと判断して撤退した。1995 年、タンザニア国政府は安定した低コストの電力を供給することを目的として、Songo Songo ガス田の開発を進める方針を打ち出した。

2001 年、世界銀行は Songo Songo ガス田開発/ガス火力発電プロジェクトを支援する旨の最終決定を行った。プロジェクトは、上流から下流までの各分野をカバーする海外および国内企業のコンソーシアムにより着手された。ガス田は ORCA Exploration 社傘下の PanAfrican Energy Tanzania 社が開発し、2004 年 6 月に生産開始した。日産量は一時 61MMcfd にまで増加したが、電力需要の伸びが低迷したことから生産量は減少に転じ、2016-2017 年では 40MMcfd 程度になっている²¹。

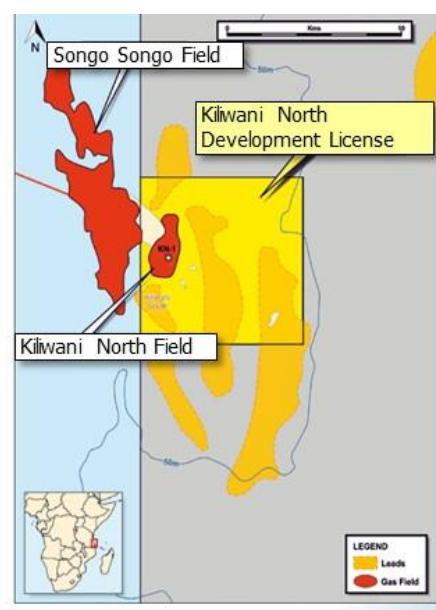


出所：ORCA Exploration Group

図 4.1-2 Songo Songo Gas Field

Songo Songo ガス田は現在生産中の Songo Songo メイン (SS)、ガスが確認されているがまだ生産に移行していない Songo Songo North (SSN)、ガスが存在する可能性は高いがまだ確認されていない Songo Songo West (SSW) から成る。Songo Songo ガス田の産ガス層は上部白亜紀の砂岩層で、平均回収率は 75-80%である。

Songo Songo ガス田の外側にある Kiliwani North は Ndovu Resources (Aminex / Solo Oil) が開発し、2016 年 4 月に生産を開始した。しかし、ガス生産は 2017 年中頃に 1MMcfd へと急激に減少した。報道によると Ndovu は坑井改修を検討していたが、その結果は不明である。同社は、2017 年に「今回の出来事は不運であったが、ガス田の南東部地区は有望で将来探鉱を行う考えだ」と説明している。²²



Source: Aminex

図 4.1-3 Nyuni Area leads

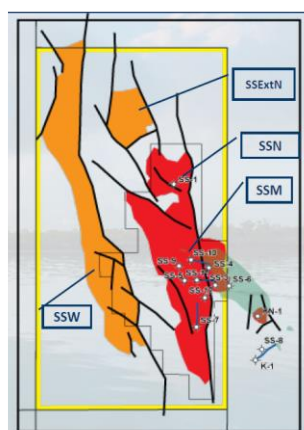
²¹ Orca Exploration Group Presentation August 2017 (incorporating Q2 2017 results)

²² Aminex, Annual Report & Accounts 2017

2) ガス資源量

Songo Songo ガス田 (SS+SSN+SSW) の原始埋蔵量 (GIIP) は現在、2.5Tcf と推定されている。これに対し、オペレーターの ORCA Energy は表 4.1-2 のような推定を行っている²³。このうち SSN Extension と SSW は今後の試掘によりガスの存在を確認しなければならない。

表 4.1-2 Songo Songo の天然ガス資源量



Conventional Natural Gas Reserves and Resources

Reserves		1P	2P	
	SS Main	203	229	
Resources		Low	Best	High
Contingent	SSM-N	250	297	346
Prospective	SSW+SSN-Ext	118	611	1,437
	Sub-Total	368	908	1,783
Total		571	1,340	2,215

Note: Total for Best is 1P+2P+Contingent +Prospective

Source: ORCA Energy Inc, "A Sustainable Tanzanian Natural Gas Business", Corporate presentation, June 29, 2021

3) 今後の探鉱と開発計画

ムトワラからダルエスサラームへ至る新規ガスパイプラインの建設と同時に、Songo Songo ガス田からの支線が建設された。Songo Songo メイン (SS) には現在 11 坑の生産井がある。PanAfrican Energy Tanzania 社は生産量を現行の 80-90MMcfd から 2018 年には 180MMcfd へ増やすため、減退した生産井の改修と、1 坑の生産井の掘削を計画している。²⁴この生産量は、現行のガス販売契約が終了する 2026 年まで維持できるとしている。しかし、その後急激に減退が始まる。場合によっては予想より早く減退が始まる懸念もあることから、同社は追加の地震探鉱と評価井の掘削により、ガスの存在が確認されている SSN の評価を行うことを計画している。PanAfrican 社によれば、SSN では 2019 年から 70MMcfd の生産が可能である。これによって Songo Songo ガス田のピーク生産量は 260MMcfd に達するが、このピーク生産量も 2026 年には減退が始まる。

このため、PanAfrican 社は SSW の生産ポテンシャル評価の実施を計画している。同社によると、SSW は地質的には SS と同様な構造である。しかしながら、SSW ではこれまで試掘井が掘削されておらず、ガスの集積を左右する重要な要因であるガス・水境界面深度や断層などが全く不明である。もし地質条件が良好とわかれば、1Tcf の原始埋蔵量は期待できる。反対に地質条件が悪ければ、Songo Songo West ガス田の原始埋蔵量は半減するとしている。この追加探鉱を実施し、投資に対する収益を確保するため、PanAfrican 社は現在の PSA の延長が必要だと述べている。Songo Songo 地区と比べ、Nyuni 鉱区での追加探鉱は、今のところ、将来の可能性という域を出ない。

²³ ORCA Energy Group Inc., A Sustainable Tanzanian Natural Gas Business Corporate Presentation June 29, 2021

²⁴ ORCA Exploration Group Inc., 2017 Annual Report

4.1.2 Mnazi Bay ガス田

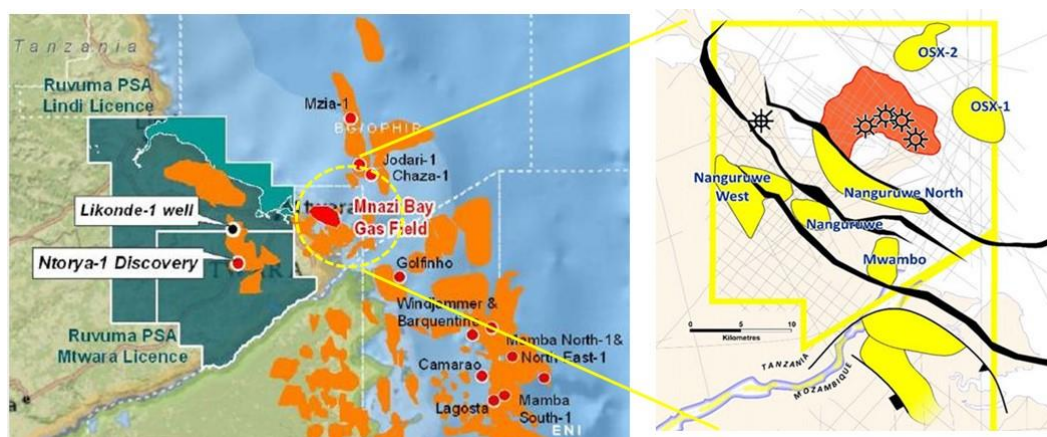
1) 現況

Mnazi Bay ガス田はタンザニア最南部、モザンビークと国境を分かち Ruvuma 川の河口に位置する。本ガス田は 1982 年、Agip が発見したが、Songo Songo ガス田と同様、その後 Agip は開発から撤退した。

2002 年、カルガリーに本拠地を置く Artumas グループがタンザニア政府に対し、Mnazi Bay ガス田開発/ガス火力発電プロジェクトを提案した。2005 年、Mnazi Bay1 号井を仕上げなおし、生産テストが実施された。その後 2007 年に、Maurel & Prom Exploration Production Tanzania 社 (M&P 社、オペレーター)、Wentworth Resources 社 (旧 Artumas グループ。2010 年に名称変更)、タンザニア石油公社から成るコンソーシアムによって生産が開始された。しかしながら Mnazi Bay ガス田があるムトワラにはガスの需要は無く、ガスの生産量は 2015 年まで 2MMcfd 程度とごく限られていた。このガス資源を利用するため、Mnazi Bay からダルエスサラームへとガスを輸送する天然ガスインフラプロジェクトが立ち上げられ、新規に建設された Madimba ガス処理プラント経由の幹線パイプラインが建設された。2015 年夏にダルエスサラームまでのパイプラインが完成し、Mnazi Bay のガス生産量は増加したが、2020 年末現在では目標としていた 210MMcfd (年間 70Bcf) に届かない 103MMcfd の生産量にとどまっている。

2) ガス資源量

パートナーの Wentworth 社は、Mnazi Bay 鉱区の期待可採資源量 (P50) を 1,512Bcf と推定している²⁵。一方、Mnazi Bay ガス田の GIIP は 5Tcf と発表されているが、これは今までに確認された全プロスペクトとリードを合計した楽観的な予想の可能性が高い。Mnazi Bay を除いたこれらのプロスペクトとリードはまだ評価のための試掘が行われていない。



出所：TPDC, Wentworth

図 4.1-4 Mnazi Bay と隣接するガス田

²⁵ RPS Energy Canada/Wentworth Resources Limited, “Mnazi Bay Reserves and Mnazi Bay and Mozambique Prospective Resources as at 31 May 2018”

3) 追加探鉱計画

Mnazi Bay ガス田の開発に加えて、オペレーターは近隣のプロスペクトに対して地震探鉱と G&G スタディを実施済みである。同社は陸上プロスペクトだけでなく海上プロスペクトについても試掘を計画し、追加のガスが利用可能になったときのガス販売契約について TPDC との交渉を始めている。試掘に成功した場合、新規ガス田は新しい集ガスシステムに繋ぎこむことになる。現時点では、交渉結果は不明である。

4.1.3 Ntorya

Ntorya ガスコンデンセート田²⁶は 2011 年 11 月に Mtwara の奥地で Ndovu Resources (Animex/Solo Oil) によって発見された。同ガス田は Mnazi Bay ガス田のある炭化水素の豊富な Ruvuma Basin に位置すると考えられている。発見された Ntorya のさらなる評価と将来の開発井の位置を特定するため 2014 年 5 月に 2 次元地震探鉱を実施した後、2016 年 12 月に Ntorya-2 評価井が掘削され、深度 2,795m の位置で 51m の砂岩貯留層を掘り当てた。

2017 年 4 月に Aminex はガス資源予測量の増加を発表した。同社の年次報告書によると、Ntorya の原始埋蔵量 (GIIP) の中位値は 466Bcf、リスク評価前の GIIP 資源量は 1.3tcf とされている。同社は、この数値は Ntorya の評価対象地区のみのもので、周囲や隣接鉱区の期待値は含まないとしている。図 4.1-4 および 4.1-5 のように、同鉱区には複数の大きなリードが確認されている。

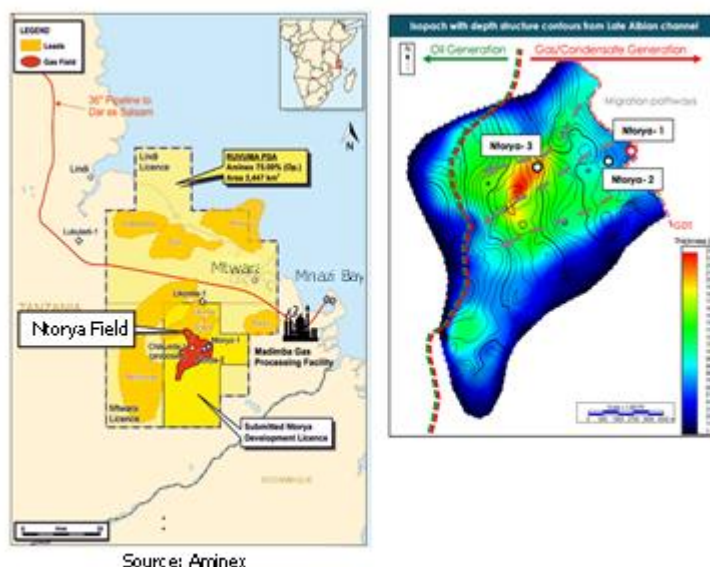


図 4.1-5 Ntorya Gas field

Aminex 社の直近の Ruvuma Operation Update は「既存の 2

D 震探の再解釈による APT 社の再マッピングと社内検討の結果、Ntorya 構造のリスク評価後の天然ガス原始埋蔵量 (GIIP) の中央値は構造の張り出し部分を勘案すると 3,024Bcf (リスク評価前では 8,236Bcf) で、リスク評価後の丹念ガス可採資源量は 1,990Bcf (リスク評価前 5,419Bcf) と見込まれる。」と報告している²⁷。すでに生産中の Mnazi Bay ガス田に加え、Ruvuma Basin の陸上部分は次の時代を担うガス供給センターとなる可能性が高い。

²⁶ Ntorya-1 発見井は深度 3,150m まで掘削され、3.5m のガス層が発見された。テストにより最大 20.1 百万 cfd の天然ガスと API 53°、139 バレル/日のコンデンセートが生産された。

²⁷ <http://admin.aminex-plc.com/uploadfiles/211022%20Ruvuma%20Operations%20Update.pdf>

4.1.4 Mambakofi

2016 年 2 月、Dodsai Hydrocarbons and Power Tanzania Limited 社は Ruvu Basin 鉦区の試掘井で大規模なガスを発見したと発表した。ダルエスサラームの約 50km 西にある Mlandizi の近くでこの Mambakofi-1 井が掘削された。2016 年 6 月には専門誌が「試掘の結果、Ruvu Basin の試掘井があるブロックの予想資源量は現在のところは 2.7Tcf、最終的には 3.8Tcf のポテンシャルがあり、同国で発見された陸上ガス田の中で最大のものだ」とオペレーターは云っている。この構造は同鉦区で掘削が予定されている Mtini-1 号井までつながっている可能性がある。なお、鉦区の西側でごく最近掘られた Mbuyu-1 井でも厚いガス層が確認されたが、テストはされなかった。おそらく貯留層がタイトだったのだろう」と報じている。²⁸



図 4.1-6 Ruvu Basin 発見井の位置

Dodsai 社は 2021 年に Ruvu 鉦区で 481km² の三次元震探を実施し、有望な結果が出つつあると報告されている。同社は「これまでに 3 坑の試掘と 2,139km の二次元震探を実施し、5Tcf に及ぶガスの発見が期待されている。同社は 2021 年 12 月中に 3D 震探の初期評価を終え、2022 年初頭から次の探鉦作業をスタートさせる計画である。」²⁹この地域で巨大な埋蔵量が確認されれば、国内の天然ガス開発計画（DNGPP）において重要な資源を提供できる基盤になると考えられる。また、この地域で需要が十分に確保されなかった場合、ガス田の商業開発は困難になるだろう。このような背景から、Ruvu Basin の評価結果がどのような展開を見せるかは本調査の重要項目として詳しく観察する必要がある。

これらの陸上、浅海部のガス田に加えて、大水深ガス田も現在交渉中の LNG プロジェクトにゴーサインが出れば開発が開始されるだろう。これらのガス田の生産開始は陸上や浅海ガス田に比べてかなり遅くなると思われるが、ガス供給システムの中長期的な展開に資するものと考えられる。

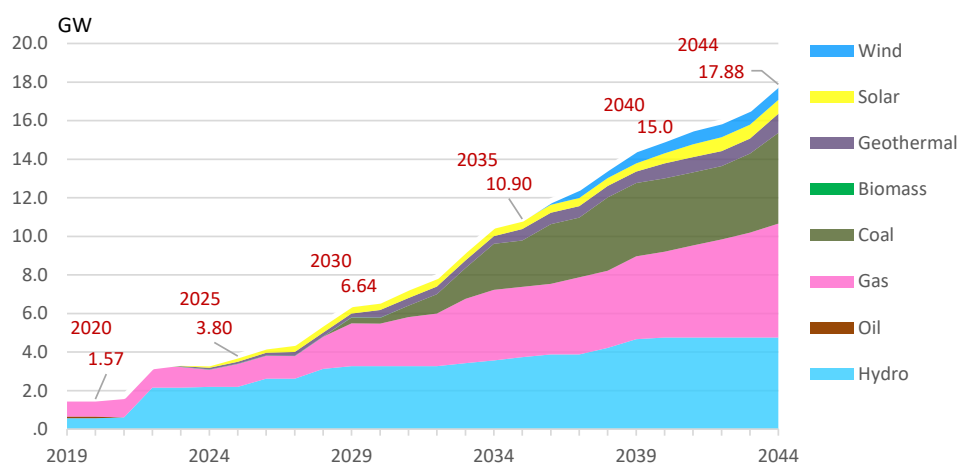
²⁸ GEOExPro, “Tanzania: Largest Onshore Discovery” June 2016

²⁹ Oil News Kenya, “TANZANIA: Dodsai Resources Completes 3D seismic on its Ruvu Basin”, Nov 09, 2021

4.2 電源開発計画とガス火力の展望

電力システムマスタープラン 2020 年更新版（PSMP 2020 Update）が 2020 年 9 月に発表された。同計画では 2044 までの発電所と送電線の建設計画がすべて計上されている。この 2016 年版の見直し作業は 2020 年の 2 月～9 月に実施された。さらに、2025 年版では全面的な見直しを実施するべく、2023 年にはその作業に着手するよう提案されている。

PSMP 2020 Update では、全プロジェクトの立地点と運開時期がリストされている。電源別電源計画を図 4.2-1 に示す。2020 年から 2044 年の間に系統に連携する発電容量は 157 万 kW から 1,790 万 kW へと 11.4 倍に拡大する。目前の最大のイベントは同国最大の Julius Nyerere 水力発電所が 2022 年に運転開始することである。発電能力は 211.5 万 kW で、完成すると 2020 年末で 156.5 万 kW であった同国の発電能力は倍増する。水力発電は 2030 年代初頭まで同国で最大の電源となる。



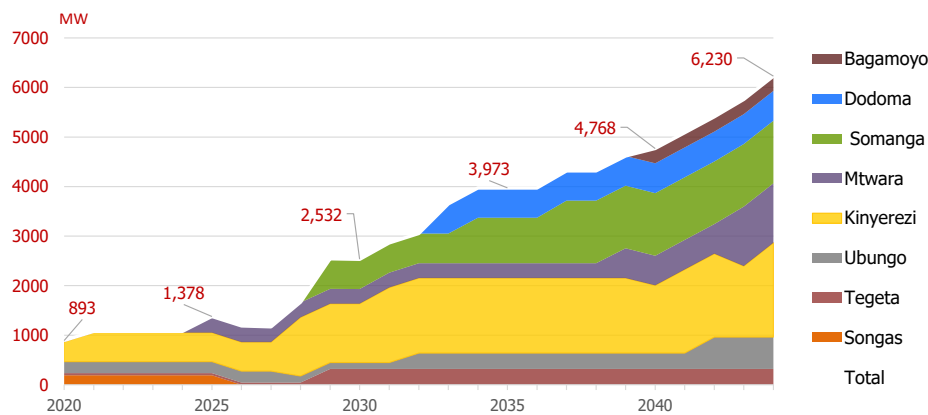
出所: エネルギー省、「PSMP 2020 Update」

図 4.2-1 電源計画（系統連携分）：PSMP 2020 Update

電力需要の大幅増加に対応するうえで、水力に加え、ガス火力と石炭火力が重要な役割を担うとされている。ガス火力の発電能力は 2030 年までに 250 万 kW に達し、2040 年代初頭には 600 万 kW を超える。また、石炭火力の発電能力は 2040 年には 470 万 kW に到達するとされている。

なかでも、ガス火力計画見直しの特徴点は下記の点である。

- 1) 短中期の建設計画は最新の計画に更新された。
- 2) 全てのプロジェクトの名前/地点が明記された。
- 3) 既存パイプライン以遠での 2 ヶ所のガス火力、ドドマ火力（60 万 kW、2033 年運開）とバガモヨ火力（30 万 W、2040 年運開）、が新たに計上された。



出所: エネルギー省、「PSMP 2020 Update」

図 4.2-2 ガス火力開発計画: PSMP 2020 Update

表 4.2-1 ガス火力開発計画の見直し

Year	Plant	Type	PSMP 2016		Year	Plant	Type	PSMP 2020	
			Retire	Addition				Retire	Addition
			MW	MW				MW	MW
2017	Kinyerezi I Extension	CCGT		185	2021	Kinyerezi I ext	SC		185
2018	Kinyerezi II	CCGT		240	2024	Songas (Retire)	SC	-189	
2019	Somanga Fungu I	GT		210	2025	Mtwara I	CCGT		300
	Kinyerezi III Phase 1	CCGT		246	2027	Mtwara (Retire)	GE	-18	
2020	Somanga Fungu I Steam Add-on	ST		110	2028	Kinyerezi III	CCGT		600
	Kinyerezi III Phase 2 Add-on	CC		123	2029	Ubungo I (Retire)	GE	-102	
2022	Somanga	CCGT		240	2029	Somanga Fungu TANESCO	CCGT		600
2023	Mtwara	CCGT		300		Tegeta (Retire)	GE	-45	
2024	Songas 1,	SC	-42			Tegeta New	CCGT		320
	Somanga (PPP)	CCGT		300	2030	Mtwara Additional (Retire)	GE	-4	
	Bagamoyo (Zinga)	CCGT		200		Somanga (Retire)	GE	-8	
2025	Future CGT 1	CCGT		440	2031	Kinyerezi IV	CCGT		330
	Songas II	SC	-120		2032	Ubungo I New	CCGT		320
2026	Songas III	SC	-40			Ubungo II (Retire)	SC	-129	
2027	Mtwara (Retire)	GE	-18		2033	Dodoma	CCGT		600
2028	Future CGT 1 Add-on	CCGT		110	2034	Somanga Fungu PPP	CCGT		320
2029	Future CGT 1 Add-on	CCGT		220	2037	Somanga Mtama	CCGT		345
2031	Future CGT 1 Add-on	CCGT		220	2039	Mtwara II	CCGT		300
2032	Future CGT 3	CCGT		940	2040	Bagamoyo	CCGT		300
2033	Future CGT 3 Add-on	CCGT		530		Kinyerezi I (Retire)	SC	-150	
2034	Future CGT 1 Add-on	CCGT		110	2041	Kinyerezi I New	CCGT		320
	Future CGT 1 Add-on	CCGT		470	2042	Ubungo New	SC		320
2035	Future CGT 1 Add-on	CCGT		1,410	2043	Mtwara III	CCGT		600
2036	Future CGT 1 Add-on	CCGT		470		Kinyerezi II (Retire)	CCGT	-248	
2037	Future CGT 1 Add-on	CCGT		470	2044	Kinyerezi II New	CCGT		470
2038	Future CGT 1 Add-on	CCGT		470					
2039	Future CGT 1 Add-on	CCGT		940					
2040	Future CGT 1 Add-on	CCGT		470					
Total			-220	9,424	Total			-893	6,230

出所: エネルギー省、「PSMP 2020 Update」

上記の 3) は、ガス消費量の大きさからみて新設される 2 ヶ所の火力にはパイプラインで燃料ガスが供給されると見込まれる点で、DNGPP にとっても重要である。エネルギー省によればドドマ火力のガス消費量は 89.55 MMscfd、LNG 換算で年間 671,200 トン、バガモヨ

火力のガス消費量は 44.78 MMscfd、LNG 換算 335,600 トンである。バガモヨ火力の消費量はドドマに比べると小さいが、ダルエスサラームの Tegeta ガスターミナルから 40km ほどと近く、パイプラインが選ばれるだろう。タンザニアのガス供給システムの構造を考える上で、この決定は大きな影響を持つものである。

水力発電能力は JNHPP の完成後も拡大を続け、2044 年には倍以上の 470 万 kW に到達するとされている。

表 4.2-2 水力発電開発計画: PSMP 2020 Update

Year	Location	Capacity	Year	Location	Capacity
		MW			MW
2021	Rusumo(80MW)*	27	2034	Mnyera Taveta	145
	Muronqo/Kikaqati – (14MW)*	7	2035	Sonqwe Sofre (163,3MW)	81.6
2022	Julius Nyerere	2115	0	Iringa (Nqinayo)	52
2024	Malagarasi	49.5	0	Iringa (Ibosa)	36
2025	Andoya (Retire)	-1	0	Tulila (Retire)	-5
	Matembwe (Retire)	-0.95	2036	Mnyera Kwanini	143.9
2026	Kakono	87	2038	Ikondo Mnyera	340
	Rumakali	222	2039	Mnyera Kisingo	119.8
	Upper Kihansi	120	0	Mnyera Ruaha	60.3
2027	Mwenga (Retire)	-4	0	Mnyera Pumbwe	122.9
2028	Kikonge	300	0	Iringa Kilolo	150
	Songwe Manolo (180.2MW)*	90.1	2040	Sonqwe Bupiqu (34MW) *	17
	Masigira	118	0	Mbarali	38.5
2029	Mnyera Mnyera	137.4	0	Njombe	32
2031	Yovi (Retire)	-0.95	2041	Uwemba (Retire)	-0.84
2033	Mpanga	160	Net Increase Total		4,759

出所: エネルギー省、「PSMP 2020 Update」

既に老朽化が進み、効率も悪い小規模石油火力 9 発電所 8.88 万 kW はすべて 2021 年に廃止される。

もう一つ重要な計画は同国南西の内陸部に賦存する石炭資源を開発し、石炭火力を展開する計画である。これらの地域の石炭埋蔵量は現在 12 億トンと推定されている。現在の生産量は年間約 70 万トンで³⁰、1,200km 離れたタンガのセメント産業にもトラック輸送で販売されている。山元地域での発電向け需要が開拓されれば石炭産業が大きく発展するとともに地域の電化も進むだろう。現在既に生産を開始している Mchuchuma、Ngaka、Kiwira に加え、Njombe、Mbeya、Rukwa の各州で新規炭鉱が立ち上がる計画である。2044 年の石炭火力の発電能力は合計で 470 万 kW になる計画である。

³⁰ IEA World Energy Balances 2021 によると 2019 年の石炭生産は 439 ktoe (712,000 tons at 6,162 kcal/kg) であった。

表 4.2-3 石炭火力開発計画: PSMP 2020 Update

Year	Location	Fuel	Technology	Capacity
				MW
2029	Mbeya I	Coal	Steam	300
2031	Mchuchuma I	Coal	Steam	300
2032	Kiwira I	Coal	Steam	200
	Ngaka I	Coal	Steam	200
2033	Mbeya II	Coal	Steam	600
2034	Kiwira II	Coal	Steam	200
	Rungwe	Coal	Steam	600
2036	Rukwa II	Coal	Steam	300
	Nqaka II	Coal	Steam	400
2038	Mchuchuma II	Coal	Steam	400
	Kiwira III	Coal	Steam	300
2043	Mchuchuma III	Coal	Steam	300
2044	Rukwa II	Coal	Steam	600
	Total			4,700

出所: エネルギー省、「PSMP 2020 Update」

表 4.2-4 再生可能エネルギー電源開発計画: PSMP 2020

Type	Year	Location	Capacity	Type	Year	Location	Capacity
			MW				MW
Solar	2023	Singida	150	Geothermal	2023	Songwe	5
	2024	Dodoma I	55			Ngozi (wellhead) & Ngozi I	30
	2027	Shinyanga I (Kishapu)	150		2024	Kjeio – Mbaka	60
	2031	Dodma II	60		2026	Ngozi II	40
	2040	Manyoni	100		2027	Natron	60
	2041	Shinyanga II	150			Luhoi	5
	2042	Same Kilimanjaro	50		2030	Geothermal Phase I	195
		Total	715		2035	Geothermal Phase II	200
Wind	2025	Singida I	100		2040	Geothermal Phase III	185
	2036	Singida II	100		2044	Geothermal Phase IV	215
	2037	Makambako	300			Total	995
	2039	Singida III	200	Biomass	2030	TANWAT (Retire)	-1.5
	2041	Njombe I	100		2031	TPC (Retire)	-9.0
		Total	800			Total	-10.5
					Grand Total	Addition	2,510
						Retire	-10.5
						Net	2,500

出所: エネルギー省、「PSMP 2020 Update」

再生可能エネルギー電源についても積極的な導入が計画されている。太陽光発電と風力発電は資源の豊富な内陸部高地に計画されている。また、アフリカ東部地溝帯沿いに地熱発電が計画されている。現在タンザニアには 10 ヶ所のバイオマス火力がある。バガス、木材残渣、サイザル麻やココナツの残渣などを使用しており、総発電能力は 10.5 万 kW である。このうち木材残渣を使っている TANWAT（アカシアからタンニン生産）とバガスを使っている TPC（砂糖工場）は系統に連携されているが、発電設備の使用年限が来るため 2030 年以降相次いで停止するとされている。しかし、これらの工場ではバイオマス燃料がその後も出てくるであろうから、発電設備が更新されるものと思われる。

PSMP 2020 Update では水力、ガス火力、石炭火力を基盤とし、再生可能エネルギーも積極的に導入するというタンザニアの電力発展計画のグランドデザインが示された。今後、このように10倍以上もの電源開発を進めていく途上には様々な不確実性が待ち構えているだろう。この作業を滞りなく進めていくため、折に触れて計画の調整を進めていくことが必要になり、天然ガスの需要見通しもその都度見直しされることになるだろう。

4.3 NGUMP プロジェクトの展望

JICA 調査チームは天然ガス利用マスタープラン（NGUMP）への提言として、以下の活動計画を提案した。

即時の活動

1) LNG プロジェクト

商業条件を確定するための枠組み協定の設定、LNG プロジェクトの事業主体の創設、LNG プロジェクトの事業計画と販売・引き取り方針の策定、LNG 販売活動の開始

2) ガス田開発

現在判明している全ガス田を網羅した最適ガス田開発計画の策定。総合計画を立てることで将来どれだけの天然ガスが利用可能かの目安が得られる。

3) 先行プロジェクト

肥料プロジェクト、メタノール・アンモニア・肥料の合同生産プロジェクトへの投資家の勧誘と、プロジェクトの確定

4) 浅海ガス田

早期プロジェクト用の原料ガスを確保するための浅海プロスペクトの評価の実施

中長期の活動

1) ガス産業開発計画

ガスベースの燃料プロジェクトおよび化学プロジェクトの開発のための包括的な計画の研究

2) 全国ガス導入計画

様々な部門の経済やパイロット・プロジェクト用のガス配送計画の研究

3) インフラと人材の開発

天然ガス利用の促進を支えるインフラ構築や人材開発計画の策定

4) 定期的な評価

多くの要因がまだ未成熟の状態にあるため、ここでは作業計画の方向性のみを示す。マスタープランとロードマップは定期的に見直しを行い、新しい情報や決定、関連事項の展開などを取り入れて深掘りと更新を行うことが必要である。

現在、上記の活動の進捗はまだ初期段階である。LNG プロジェクトについて、2017 年からタンザニア政府チームと国際石油会社（IOC）との間でプロジェクトの枠組みの重要事項の決定に向けて Host Government Agreement（HGA）の交渉中である。先行プロジェクトに関しては、調査チームはタンザニア政府が世界クラスの肥料プラント建設について関係者と交渉を進めているが、まだ最終合意には至っていないと理解している。これらのプロジェクトの見通しは不確実で、活動は本来のスケジュールよりも遅れている。

現在の進捗状況を考えると、図 4.3-1 に示すように LNG プロジェクトは 2027 年以降の運転開始となりそうである。図では 2019 年にセットされている HGA の重要事項が近々合意されたとした場合、プレ FEED の完成までに 1 年、FEED の作成や最終投資決定（FID）前に必要なその他の重要事項の準備までにさらに 2 年を要する。LNG プラントの建設は FID 後から 5 年必要である。

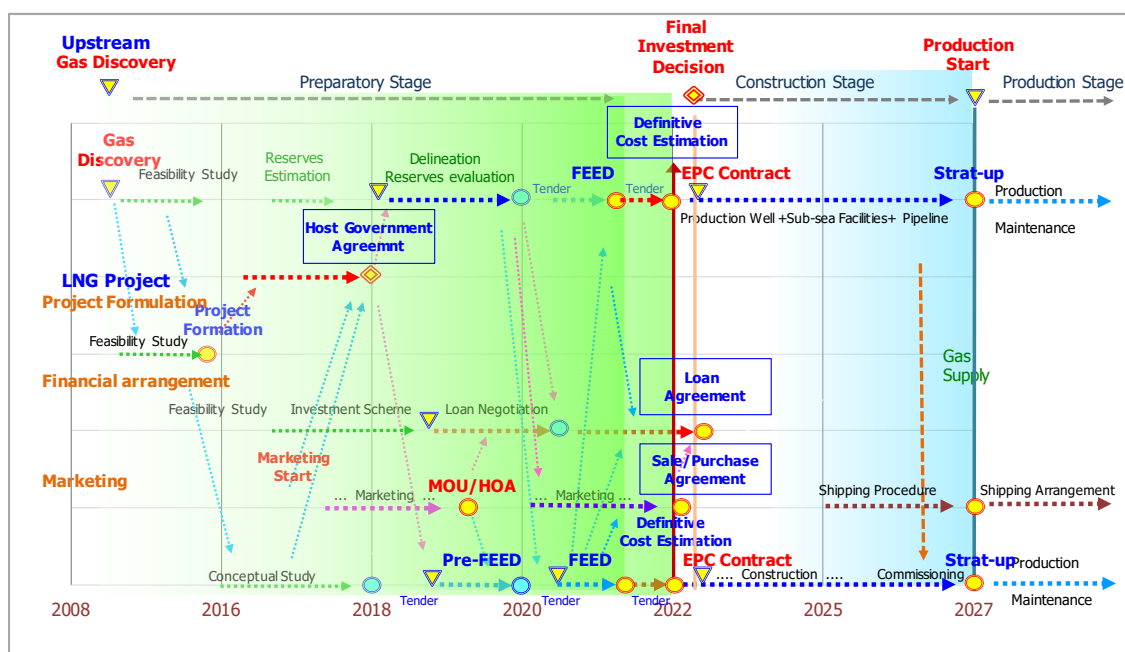


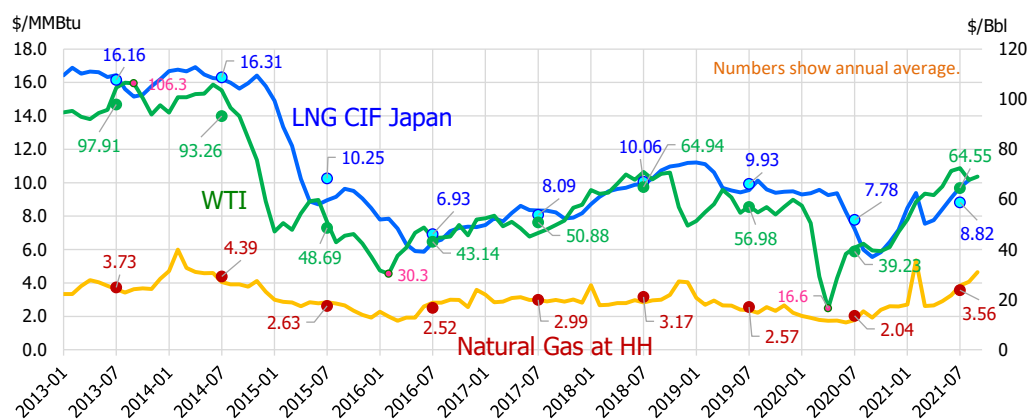
図 4.3-1 LNG プロジェクトの活動計画：修正版

4.4 前提のアップデートによる NGUMP プロジェクトの経済分析改訂版

4.4.1 価格シナリオ

天然ガス利用マスタープラン調査では、2015 年に当時のエネルギー市場動向を考慮して想定した価格シナリオを用いてプロジェクトの経済分析を行った。図 4.4-1 に見られるように、WTI 表示の原油価格は、2014 年中頃の 100 ドル/バレルから 2016 年 2 月には 30 ドル/バレル以下へと、ごく短期間で大幅に下落した。この急落後に底を打ち、価格はやや反発して、2019 年末には約 60 ドル/バレル付近を前後していた。その後コロナウィルスの流行により、図 4.4-1 に示すように原油価格は 2020 年 4 月には 16.60 ドルに急落した。第 2 章で述べたように、今後、原油価格は徐々に上昇し、2050 年は 100 ドル/Bbl に到達すると見込まれる。

図 4.4-1 に示すように、LNG の日本到着価格は、長期契約の石油価格リンク条項に沿って緩やかに変動しながら、原油価格の動向を約 6 か月のタイムラグで追っている。増加の続くスポット取引や短期取引では、この傾向はもっと早く、直接的に現れる。



出所：IEEJ, USEIA. Dots show averages for year.

図 4.4-1 近年の主要エネルギー価格の動向

2021 年価格シナリオ

第 2 章で述べた 2021 年の評価をもとに更新した IEEJ の価格シナリオを、原油については図 4.4-2 に、天然ガスについては図 4.4-3 に示す。2015 年のシナリオと比較すると、2015-2016 年に経験した 2 度の下落や米国のシェールオイル、シェールガスの過剰生産、コロナウィルスの流行を考慮して価格見通しを大幅に引き下げた。長期的には、非在来型石油の堅調で豊富な供給や再生可能エネルギー、電動自動車（EV）の急成長による化石燃料需要の緩慢な増加、世界的な温室効果ガス排出量正味ゼロ社会への動き等を反映し、石油価格は穏やかな上昇傾向をとると考えられる。

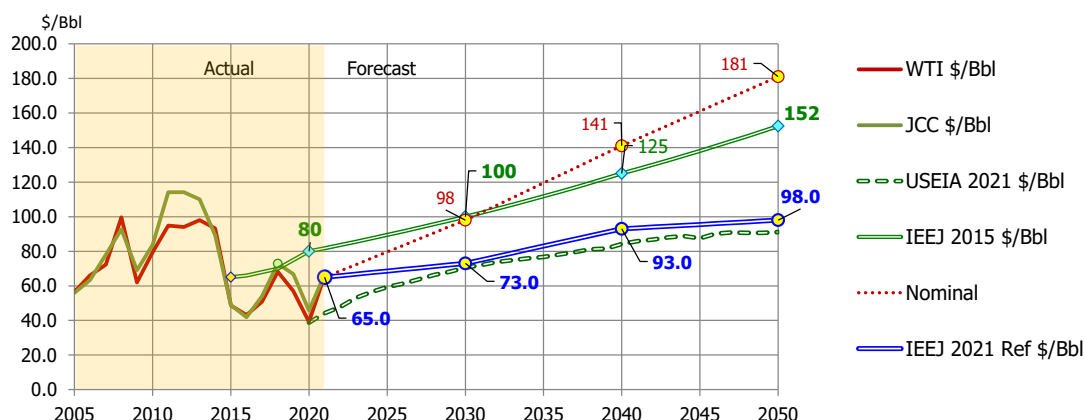


図 4.4-2 原油価格シナリオ

天然ガス価格も大幅に下方修正し、プロジェクト期間を通じてほぼ横ばいとした。2021 年後半、天然ガスおよび LNG のスポット価格は冬を控えてヨーロッパのガス在庫が極端に低下していること反映し、飛躍的に上昇した。しかし、現下のエネルギー価格の乱高下は、ロシアの 2 大ガス幹線、トルコストリームとノルドストリーム 2 のフル稼働によって、早晚収まるだろう。長期的には、シェール革命による天然ガスの大増産や、米国やカナダからの LNG 輸出が世界の天然ガス市場に圧力をかけ続けることで、天然ガスの実質価格はわずかな変動にとどまるだろう。

このような背景から、FSRU による LNG 輸入が急速に拡大していることに見られるように、世界のガス輸入市場はこれまでの予想よりも急速に拡大する可能性がある。一方で、ネットゼロ社会を目指す世界的な声の高まりもあって、化石エネルギー開発投資は縮小傾向にある。コロナ後の世界ガス市場拡大のスピードを見極めるには、いま少し市場動向を見守る必要がある。

上記に加え、リファレンス・ケースの肥料の市場価格は 1 トンあたり 350 ドルに維持し、メタノールの市場価格は同 400 ドルから 350 ドルに下方修正した。FOB 価格を計算する上で、肥料では 10%、メタノールでは 15%の海上運賃を差し引いた。2020 年第四四半期までの尿素市場は動きが鈍く、価格は中東 FOB 価格で 1 トンあたり 250 ドルを下回る数字にとどまる不振が続いていた。しかし 2021 年第一四半期に市場価格は大幅に回復し、2021 年 7 月には 400 ドルを超えた。アジア市場のメタノール価格は肥料と同様に動きが鈍く、近年では 1 トンあたり 300 ドルを下回っていたが、2021 年第一四半期には復調し、2021 年 5 月末では同 360 ドルであった。

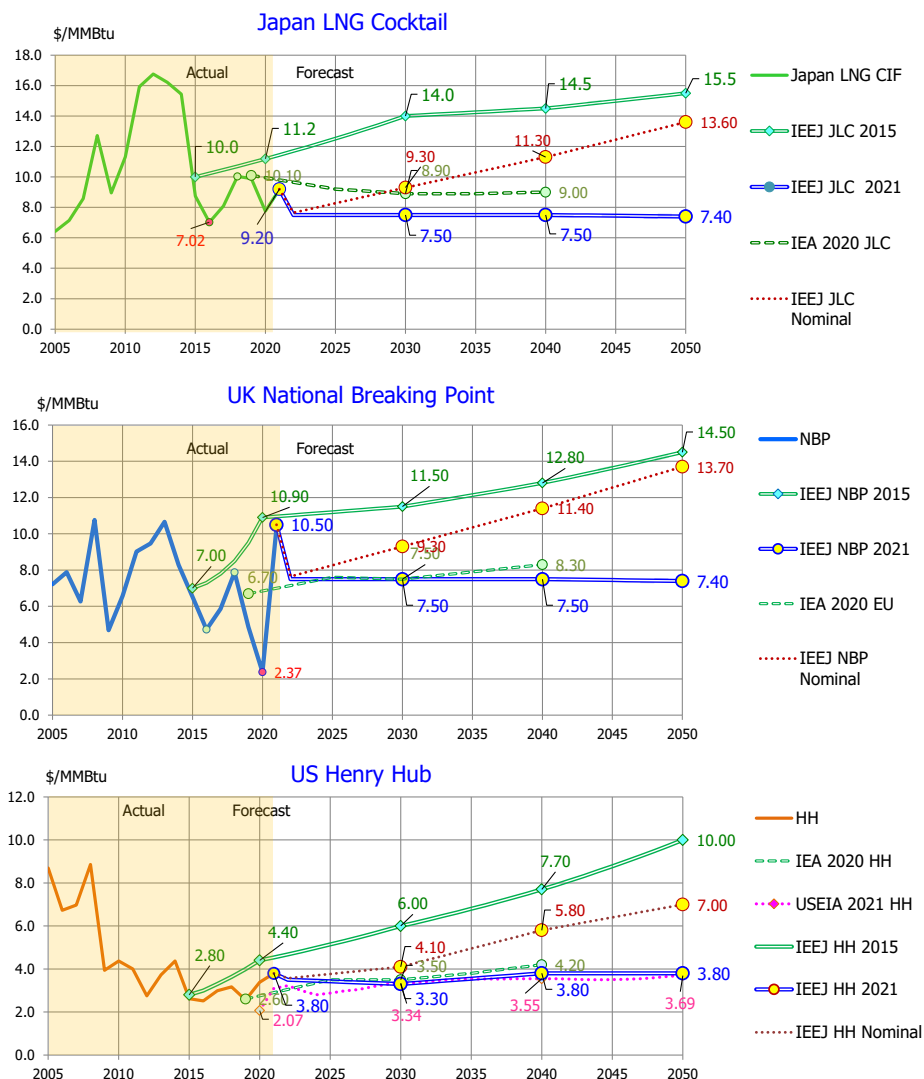


図 4.4-3 天然ガス価格シナリオ

4.4.2 プロジェクトの経済性

上記の新価格シナリオを適用してプロジェクトの経済性を計算した。プロジェクト評価に一番影響する価格の下方修正で、LNG プロジェクトの経済性は大幅に悪化している。以前は実質価格ベースの分析のみを行ったが、このような背景から、ここではインフレを計算に入れた追加ケースを考慮する。この手法は一般的なプロジェクトの経済性評価で用いられるものだが、インフレ率をどのようにセットするかは意見が分かれることが多い。

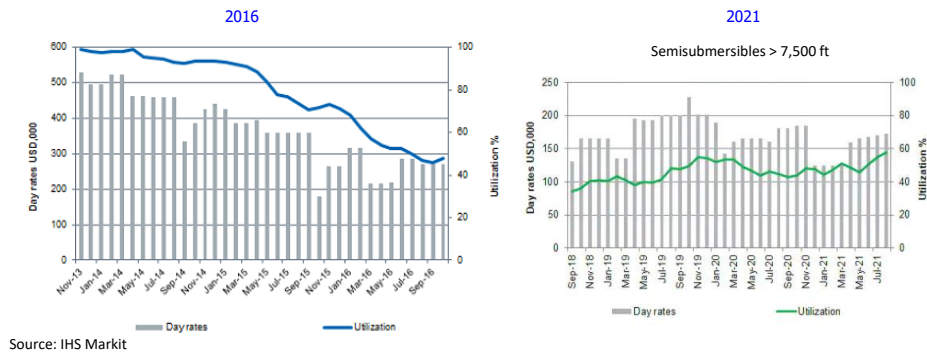


図 4.4-4 掘削リグのデイレート

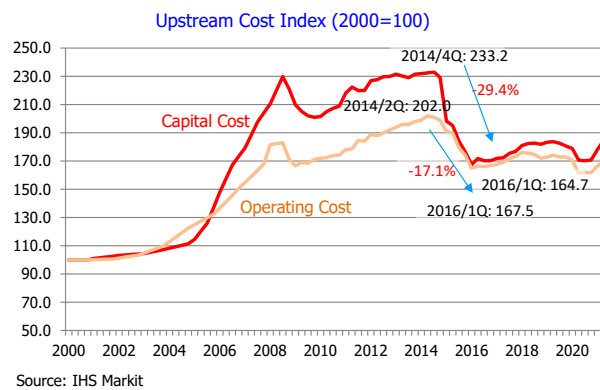


図 4.4-5 上流部門のコスト指標

一方、ここではエネルギー価格の下落が建設に与える影響も併せて考える必要がある。2015 年以降、掘削リグの稼働率とリグのデイレートはブーム時の半分以上に急落しており、石油企業の予算カットもあり、彼らは急速に仕事を失われるところとなった。

IHS CERA の分析によると、上流部門の資本コストと操業コストは 2014 年以降大幅に下落している。これらの観察から、ガスをベースとする産業の建設コストもかなり下がっていると考えるのも良いだろう。このように、今回新規の詳細な評価は行っていないが、20%のコスト低下が起きた場合のケースを試算した。これらのプロジェクトの経済性再計算結果を表 4.4-1 に示す。

表 4.4-1 ガスベース産業のプロジェクトの経済性

	LNG			Fertilizer		Methanol	GTL	DME	MTG	Gas Field
	5.0 MTPA			Ammonia	Urea	3,000t/d	15,000bpd	250ktpa	230ktpa	3 gas fields to feed a 5 MTPA LNG plant
Nameplate Capacity				2,300 t/d	4,000t/d	3,000t/d	15,000bpd	250ktpa	230ktpa	
Production	tons			tons	tons	tons	barrels	tons	tons	
Annual (330days/year)	5,000,000			759,000	1,320,000	990,000	4,950,000	250,000	230,000	
Daily	15,152			2,300	4,000	3,000	15,000	4	697	
Trains	2	3	4		1	1	2	3	1	4
Gas Consumption (25 years: Tcf)	13.16	20.34	23.68	→	0.65	0.81	2.17	2.65	0.29	31.68
Investment Amount (\$ billion)	13.40	17.71	24.62	→	1.34	0.90	4.24	6.22	0.38	30.57
Project IRR					(\$300/t)	(\$350/t)				
OLD PRICE	11.4%	12.4%	12.2%		13.1%	13.6%	12.3%	12.7%	11.6%	10.7%
NEW PRICE	8.9%	9.1%	9.4%		9.7%	9.1%	10.3%	12.0%	7.5%	8.8%
CAPEX · OPEX 80%	11.2%	11.2%	11.9%		11.5%	12.5%	12.8%	15.1%	10.5%	10.4%
Pre-Tax	13.9%	13.8%	14.6%		15.1%	15.2%	15.5%	15.3%	12.7%	10.8%

改訂版シナリオでは原油価格を比較的高めに設定する一方でガス価格はかなり下方修正したため、経済性の変化にムラが生じている。LNG では、今後数年間にアメリカ、オーストラリア、カタールで大幅な生産能力増強が見込まれるため、需給バランスは不安定に転じるだろう。ここでは、このような見通しをもとに価格シナリオを設定した。

事業環境は時々刻々変化するので、信頼度の高い納得のいく標準価格シナリオを設定するのは至難の業である。同様に、直近 10 年でプラント建設コストは大幅に膨張しており、LNG プラントブームが過ぎた後にはかなり低迷するのか、あるいはこのままブームが続くのか、などを反映してさらなる変化があるだろう。確度の高い費用見積もりを行うには、現地の条件なども加味した掘り下げた分析が必要である。

上記のような流れで資本費が 20%下落するとすれば、税引き前の経済性は、ばらつきはあるものの適正で良好な範囲に入ってくる。つまり、プロジェクトの経済性は国の視点で見れば実現可能なレベルにあるわけで、国家の支援のもとでプロジェクトの事業性を確保するような法律制度や資金調達の枠組みを適切に設定することが求められる。また、生産物の大部分は世界市場で販売されることに留意しなければならない。各プロジェクトに対し適正な条件設定を行うには、国際市場の動向を注意深く観察する必要がある。

4.4.3 今後の取り組み

上記の分析から、天然ガス利用マスタープランについての提言はこれまで通りとするが、ガスを基盤とする産業を開拓するための投資の確保、あるいは新規投資家の勧誘を目指して強力な政治行動をとることが必要である。特に、LNG は長期交渉を必要とするが、だからといってタンザニアはこれを諦めるような贅沢を云ってはいられない。LNG は大規模な深海ガス田資源を有効活用する唯一の方法である。世界では多くの先行プロジェクトが撤退を決め、タンザニアのガスプロジェクトは順番待ちリストの中で少し上にあがったといえる。タンザニアは自国の LNG を販売するという確固たる一貫性のある政策をできるだけ早く確立し、このチャンスを捉えるべきである。それを実行する上で最も重要なのは、国際的な事業基準に適合し、世界の金融機関の目にもバンカブルと映る投資の枠組みを用意することとである。

多くの要因がまだ固まっていないので、ここに示した評価は新しい発展を織り込んで定期的にアップデートし、深掘りし、見直しを行っていくことが必要である。

第5章 国内のエネルギー・ガス需要展望

タンザニアでの天然ガス普及促進を検討する基礎として、本章では同国の長期エネルギー動向を議論する。まず、2018年に行った最初の分析を第5.1節で説明する。その後、2020年に新型コロナウイルスの流行が発生したので、ポストコロナのエネルギー動向分析を第5.2節で説明する。この見直しによると、エネルギー需要の成長は従来の見通しに比べ2年程度遅れると見込まれる。第5.3節と第5.4節では地方のエネルギー需要のマクロ分析を行う。第5.5節では、2018年に実施した地方のエネルギー需要実態調査および2021年に実施した市場調査の結果を織り込み、本調査の対象地域について、より詳しい分析を行う。

5.1 全国エネルギー需要見通し

5.1.1 モデルの構造と主な前提条件

1) モデルの構造

エネルギー需要予測では、エネルギーバランス表の構造を基礎に、IEEJの開発したモデル作成用ソフト「Simple E」を用いて構築したモデルを使用する（図5.1-1）。最初に、人口やGDP成長等の社会経済要素についての仮定や予測をもとに、各部門の最終エネルギー消費を推計する。そこから、エネルギーの利用可能量、価格、便益や利便性、その他の要素を考慮してエネルギー源ごとの最終エネルギー需要を算定する。次に、上記で算出された最終エネルギー需要をもとに、発電効率や製油所での燃料消費等の変換部門での転換効率を考慮して一次エネルギー供給量を算出する。本調査の目的に鑑み、今回は最終エネルギー需要の予測のみを取り上げる。

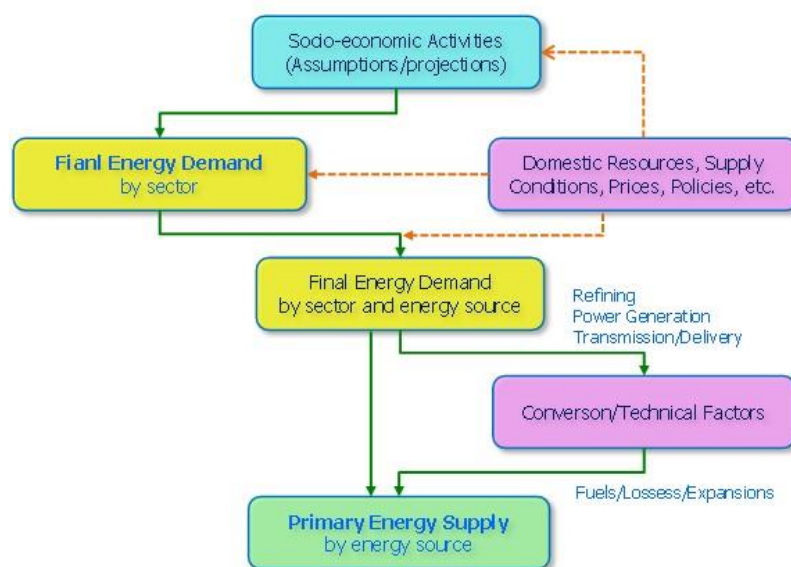


図 5.1-1 エネルギー需要モデルのフローチャート

エネルギー需要モデルは、図 5.1-2 に示すように経済ブロックとエネルギー需要ブロックの 2 つの主要ブロックで構成されている。経済ブロックでは、経済指標、人口統計、エネルギー価格、技術的要素、資源利用可能性、発展計画、政策、法律、規制などエネルギー需要に影響を与える様々な要素の将来のレベルを、仮定を置いたり、計算により想定する。次に、これらの主要項目についての将来見通しをエネルギー需要ブロックに投入して、エネルギー需要見通しを推定する。モデルで計算される主要アウトプットを図 5.1-2 の右側の箱に記す。



図 5.1-2 エネルギー需要モデルの主要要素とアウトプット

このモデルは過去の統計を用いた計量経済分析、技術的関係の評価、効率改善、資源のアーベイラビリティ、開発計画、政策や規制などについての諸研究など、様々な分析手法を取り入れて構築されている。様々な要素の関係はモデル上の方程式によって数学的に統合され、シミュレーションにより一貫性のある結果が生み出されるよう設計されている。モデルは今後の研究や観察の結果を反映するよう、折にふれて修正、更新することが望ましい。

2) 主な前提条件

(1) 人口

タンザニアの人口は、今後 10 年、2000 年～2015 年の平均と同じ年率約 2.7%の安定成長を続けると想定する。人口増加は経済成長が進むにつれ都市化と生活の近代化によって徐々に減速に向かうだろう。2015 年に 4,880 万人であった人口は 30 年後の 2045 年には約 2 倍の 9,300 万人に、2050 年には約 1 億人に増加すると想定する。

表 5.1-1 人口成長の推定

		2000	2015	2025	2035	2045	2050	2015 ⇒2050
Population	million	32.54	49.36	66.07	82.20	97.05	103.53	
AAGR	1990→	2.9%	2.8%	3.0%	2.2%	1.7%	1.3%	2.1%

タンザニアの都市化率はまだ低い、今後の経済成長過程において都市化が重要な役割を果たすことになるだろう。人々が都市に移動してライフスタイルが近代化するに従って、燃料は加速度的に近代型エネルギーに置き換わり、電化製品の使用により電気の使用量が増加するだろう。

2019 年のタンザニアの都市化率は 34.5%で、2040 年には 50%、2050 年には 55%に上昇すると想定する。この都市化曲線は都市化率が 2100 年には最終的に 70%に到達するものとして想定した。これはおおむね東南アジア諸国で標準的に観測される数字である。このシナリオでは、地方人口は 2060 年頃にピークを記録し、その後は徐々に減少に向かう。一方、都市人口は引き続き成長を続ける形になる。

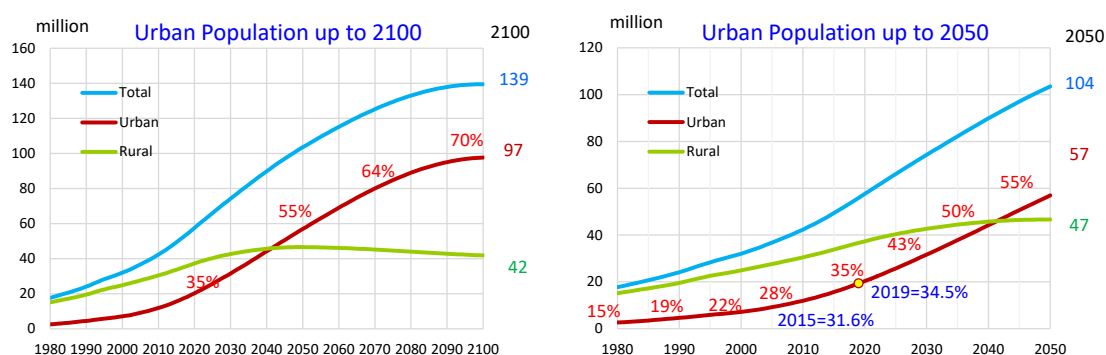


図 5.1-3 都市化率

(2) GDP：コロナ以前の見通し

タンザニアの実質 GDP³¹⁾は 2000 年から 2015 年にかけて年平均 6.5%の安定した成長を記録している。1995 年に NEEC (National Economic Empowerment Council)が発表した「The Tanzania Development Vision (TDV) 2025」³²⁾によると、政府は 2025 年までに経済成長率を年率 8%以上に上昇させ、高レベルの人材開発が進む中所得国にすることを目標としている。最終的には、2025 年までに生産性の低い農業中心の経済から準工業化した経済に転換することで、一人あたり所得を最低 3,000 米ドルに到達させることが目標である。生産性が高く、競争力のある力強い経済基盤は、適切なレベルの物理的なインフラ整備を前提として成り立つものである。様々な計画で想定されている経済成長の政府予想を、表 5.1.2 にまとめた。

³¹⁾ IMF: The real GDP in 2010 US Dollar.

³²⁾ Planning Commission, “The Tanzania Development Vision 2025”, 1995

表 5.1-2 経済成長に関する各種の政府計画

Sources	Prospects of GDP Growth Rates
Vision 2025	30 years later, Tanzania becomes a middle developed country with per capita GDP at \$3,000. GDP growth rate shall be more than 8% to reach the goal.
Long Term Perspective Plan 2011/12-2025/26	2010-2015 Infrastructure and energy 2015-2020 Natural gas based industry and agro industry 2020-2025 Manufacturing, service and export
Five Year Development Plan 2012-17	The growth rate was 7% for 2000-2010. Then, at least 10% is required for 2012-2025

これらの諸計画を勘案の上、標準ケースのシナリオでは実質 GDP 成長率が現在の年率 6.5%を 2025 年まで維持するという IMF の想定³³を採用する。その後は主に人口増加率の減速を反映して経済成長率も微減に転じ、2050 年までの全期間の平均年間成長率 (AAGR) は 6.1%になると想定する。長期経済成長を検討するにあたり、コブ・ダグラスの生産関数によれば、経済成長率は資本形成、労働人口、全要素生産性の成長率の合計である³⁴。標準ケースでは、資本形成と全要素生産性（全経済成長率から人口増加率を引いたもの）の成長率の合計は現在のおおよそ年率 4%ペースが維持されるものとする。これは、発展途上国ではもともと先進国とのギャップを背景にかなりの成長ポテンシャルあるはずとして、健全な資本形成や人材開発が一定のペースで維持されるとした場合の、中庸な想定だと考える。

表 5.1-3 部門別 GDP 成長率

	Agriculture	Mining	Manufacturing	Construction	Services	GDP
	%	%	%	%	%	%
2010-2015	3.1	7.0	6.2	14.1	8.0	6.8
2015-2020	7.1	12.0	8.8	10.0	8.4	6.8
2020-2030	5.8	8.2	6.4	8.0	6.2	6.4
2030-2040	5.5	6.1	6.1	4.3	6.8	6.1
2040-2050	5.2	5.8	5.8	4.0	6.3	5.8
2015-2050	5.7	7.4	6.5	6.1	6.7	6.2

³³ IMF, “world Economic Outlook 2016”

³⁴ A Cobb-Douglas production function is usually used to define long term economic growth as

$$Y=A(t)K^{\alpha}L^{\beta}$$

Where Y = total output (GDP), K = capital input, L = labour input, $A(t)$ = total factor productivity, α = output elasticity of capital, β = output elasticity of labour, and, assuming a constant returns to scale, $\alpha + \beta = 1$. Then, γ , the growth rate of $A(t)$, represents the speed of improvement in the productivity. Thus, the GDP growth rate equals to $\alpha + \beta + \gamma$.

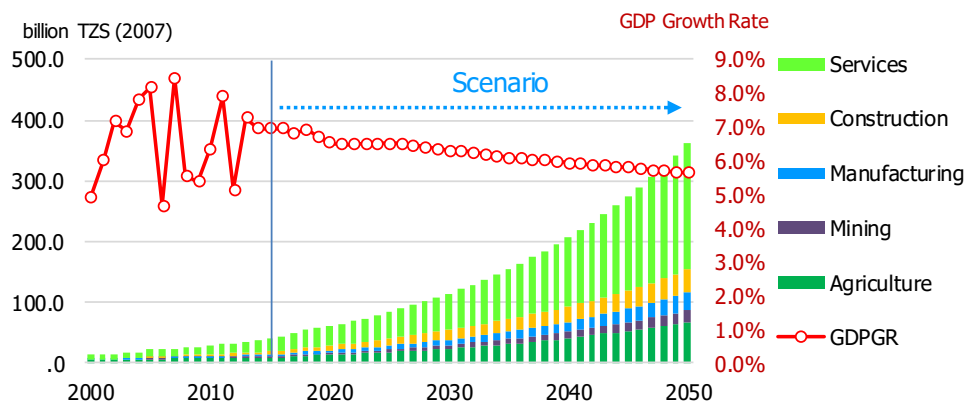
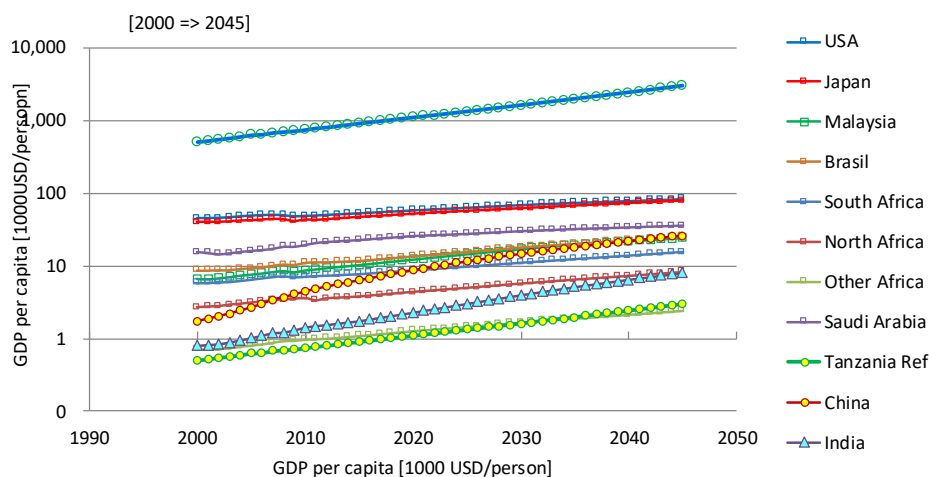


図 5.1-4 部門別 GDP 成長率

部門別の経済成長の内訳を表 5.1-3 および図 5.1-4 に示す。部門間では、サービス部門が経済成長の進む過程で主要な役割を演じる一方、シェアは比較的低いながら鉱業や製造業も堅実な成長を見せる。ガスを基盤とする大規模産業が導入された場合、この青写真は大幅に変わることになる。

一人当たり GDP は 2030 年には 1,600 米ドル、2040 年には 2,400 米ドル、2050 年には 3,700 米ドルに達する。名目 GDP は 2025 年頃に 3,000 ドルを超え、2040 年には 10,000 ドルに到達する。図 5.1-5 に世界の主要国とタンザニアの成長の経路を示す。タンザニア経済は 2030 年頃に現在のインドの水準を追い越し、2045 年には現在の中国の水準に到達する。いずれ大規模な工業化と都市化が起これ、生活の質が改善されることになるだろうとの想定である。



Source: "Asia/World Energy Outlook 2017", IEEJ is referred for the countries other than Tanzania.

図 5.1-5 一人あたり GDP の国際比較

(3) エネルギー価格

コロナ前のエネルギー価格シナリオはコロナ後の見通しについて述べる次節の表で示す。

5.1.2 最終エネルギー消費：コロナ以前の見通し

コロナ前の各部門の予測の結果を以下の図 5.1-6、表 5.1-4,5 に整理した。タンザニアの最終エネルギー消費量は 2016 年には 8,347ktoe で、2030 年には 15,569ktoe に、2040 年には 24,003ktoe に、2050 年には 37,381ktoe に増加すると計算されている。対象期間全体での年平均増加率は 4.5%である。都市化と近代化を反映して、燃料の消費量は 3.3 倍増で年平均増加率は 3.6%、電力消費量は 17 倍増で年平均増加率は 8.7%になる。対象期間の終盤で人口増加率と経済成長率はやや減速するが、エネルギー消費量の伸び率は工業化の進展による近代的な家庭用、オフィス用の電化製品の普及が進むために近代型エネルギーの消費が刺激されることを受けて高い水準にとどまるであろう。

表 5.1-4 最終エネルギー消費量：エネルギー源別

	Actual		Forecast				Average Groth Rate					
	2000	2016	2020	2030	2040	2050	2000→ 2016	2016→ 2020	2020→ 2030	2030→ 2040	2040→ 2050	2016→ 2050
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%
Coal	109	359	424	796	1,062	1,270	7.7	4.2	6.5	2.9	1.8	3.8
Natural Gas	0	146	288	691	1,151	2,034		18.5	9.1	5.2	5.9	8.0
LPG	3	121	363	1,348	3,648	4,940	26.0	31.6	14.0	10.5	3.1	11.5
Oil	711	2,651	3,337	5,645	9,495	14,950	8.6	5.9	5.4	5.3	4.6	5.2
Primary Biofuels	2,555	2,901	2,489	2,122	1,027	711	0.8	-3.8	-1.6	-7.0	-3.6	-4.1
Charcoal	376	1,458	1,975	2,296	1,574	1,292	8.8	7.9	1.5	-3.7	-2.0	-0.4
Combustible Fuel Total	3,754	7,636	8,876	12,898	17,957	25,197	4.5	3.8	3.8	3.4	3.4	3.6
Electricity	162	616	866	2,287	5,340	11,159	8.7	8.9	10.2	8.8	7.6	8.9
Solar	0	95	159	384	706	1,025		13.9	9.2	6.3	3.8	7.3
Electricity total	162	710	1,026	2,671	6,047	12,184	9.7	9.6	10.0	8.5	7.3	8.7
(GWh)	1,885	8,261	11,927	31,058	70,310	141,673	9.7	9.6				8.7
Heat	0	0	0	0	0	0						
Total	3,916	8,347	9,901	15,569	24,003	37,381	4.8	4.4	4.6	4.4	4.5	4.5
(Composition)												
Coal	2.8	4.3	4.3	5.1	4.4	3.4						
Natural Gas	0.0	1.8	2.9	4.4	4.8	5.4						
LPG	0.1	1.4	3.7	8.7	15.2	13.2						
Oil	18.2	31.8	33.7	36.3	39.6	40.0						
Primary Biofuels	65.2	34.8	25.1	13.6	4.3	1.9						
Charcoal	9.6	17.5	20.0	14.7	6.6	3.5						
Combustible Fuel Total	95.9	91.5	89.6	82.8	74.8	67.4						
Electricity	4.1	7.4	8.8	14.7	22.2	29.9						
Solar	0.0	1.1	1.6	2.5	2.9	2.7						
Heat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0						

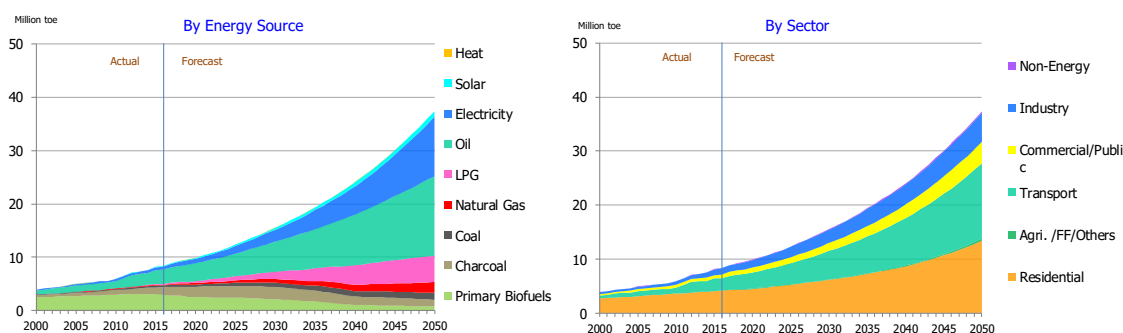


図 5.1-6 最終エネルギー消費量：総合

燃料源のうち、ガソリンや軽油などの石油製品の消費量は近代化や電化の進行を反映して急速に伸び、近代的な電化製品の普及を受けて電気の消費量も急増する。一次バイオマスの使用は、最初は緩やかに減少し、後半になると天然ガスや LPG などの近代的燃料への代替が進み、急速に減少する。この予測では、都市ガスの供給は 2025 年に開始して年率 10%

で成長すると想定したが、このシナリオは説得力があり実行可能なものかどうかを検討しておく必要がある。輸入 LPG はその補完燃料と位置づけられる。もし国産天然ガスを家庭や企業向けにもっと多く供給できるならば、その分輸入 LPG を減らすことができる。

表 5.1-5 最終エネルギー需要：部門別

	Actual		Forecast				Average Groth Rate					
	2000	2016	2020	2030	2040	2050	2000→ 2016	2016→ 2020	2020→ 2030	2030→ 2040	2040→ 2050	2016→ 2050
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%
Industry	371	1,154	1,424	2,492	3,758	5,361	7.4	5.4	5.8	4.2	3.6	4.6
Transport	479	2,297	3,030	5,223	8,794	13,915	10.3	7.2	5.6	5.3	4.7	5.4
Commercial/Public	290	656	847	1,487	2,442	4,005	5.2	6.6	5.8	5.1	5.1	5.5
Residential	2,747	4,168	4,505	6,179	8,649	13,420	2.6	2.0	3.2	3.4	4.5	3.5
Agri. /FF/Others	12	23	33	75	166	351	4.0	9.1	8.7	8.2	7.8	8.3
Non-Energy	17	49	63	112	195	329	6.8	6.4	6.0	5.7	5.4	5.8
Total	3,916	8,347	9,901	15,569	24,003	37,381	4.8	4.4	4.6	4.4	4.5	4.5
(Composition)												
Industry	9.5	13.8	14.4	16.0	15.7	14.3						
Transport	12.2	27.5	30.6	33.5	36.6	37.2						
Commercial/Public	7.4	7.9	8.6	9.6	10.2	10.7						
Residential	70.1	49.9	45.5	39.7	36.0	35.9						
Agri. /FF/Others	0.3	0.3	0.3	0.5	0.7	0.9						
Non-Energy	0.4	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9						
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0						

この部門におけるエネルギー見通しについては次節で検討する。

5.2 新型コロナ後のエネルギー需要展望

2018 年に作成した長期エネルギー需要展望を上記に説明したが、その後世界のエネルギー市場はコロナウイルスの蔓延と世界的なエネルギー価格の暴落という 2 つの深刻な危機に見舞われた。2020 年第一四半期に始まったコロナの感染拡大は世界経済を麻痺させ、エネルギー需要を大幅に押し下げた。世界の石油価格は米国のシェールオイル大増産による供給過剰を反映して既に停滞気味であったが、コロナが引き金となって 4 月には価格の暴落が生じた。

コロナウイルスの流行は、より強力な変異株の出現と、ワクチン接種の遅れのために長期化する可能性がある。世界はまだコロナとの戦いの真ただ中にある。いくつかの経済圏では回復の兆しも見えるが、堅調で力強いものではない。一方で、一部の国では厳冬やエネルギー投資への消極姿勢などを反映して、2021 年第一四半期にエネルギー価格が反転した。いずれの要素も高い不確実性を抱えているが、以下では前回の需要展望を見直し、コロナ後の長期エネルギー見通しを試算する。

5.2.1 主要前提条件の変化

タンザニア経済に与えるコロナの短期的影響の評価については一般的なものとして IMF やアフリカ開発銀行 (AfDB) によるものがある。表 5.2-1 に示すように、IMF は 2020 年 4 月版の世界エネルギー展望の見通しを 2021 年 4 月には下方修正した。AfDB が 2020 年 7 月に発表した比較的穏やかな影響の見込みは 12 月に下方修正されている。

本報告書作成の時点では、世界経済は世界中に拡大した供給システムに分断が生じ、苦しんでいる。特に、部品や半導体の製造、港湾荷役、航空貨物は各国でのコロナの蔓延により深刻な影響を受けている。観光業の回復はまだ先になるだろう。この状況にあるので、ここ

では IMF が 2021 年 4 月に策定したシナリオ、最新のシナリオの中では最も低い予測値を採用する。今後タンザニアの経済成長率は徐々に回復に向かい、2025 年には年率 6%前後成長の長期ベースシナリオに回復するものとする。このシナリオでは、2030 年の GDP が以前のシナリオ対比で 15%の減少または 2 年程度の遅れとなる。

表 5.2-1 コロナ後の経済展望

Projections		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		%	%	%	%	%	%	%
IMF	2017.04	6.5	6.5	6.5	6.5			
	2020.04	6.3	2.0	4.6				
	2020.10	7.0	1.9	3.6	6.1	6.5	6.6	6.7
	2021.04	7.0	1.0	2.7	4.7	5.1	5.5	5.5
AfDB	2020.07	6.8	3.6	5.5				
	2020.12	6.8	2.1	4.1	5.8			
IEEJ	2018.10	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
	2021.08	7.0	1.0	2.7	4.7	5.1	5.5	5.5

Source: African Development Bank, IMF, Study Team

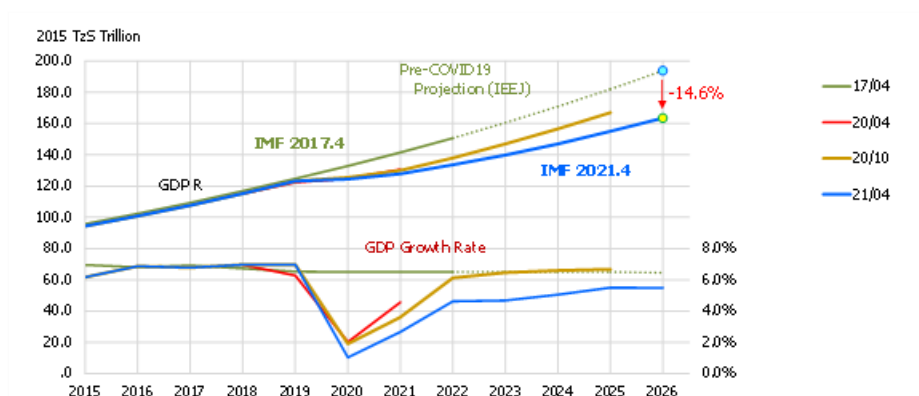


図 5.2-1 コロナ後の経済見通し

世界のエネルギー市場はコロナとシェールオイル・シェールガスの過剰生産によりダブルの影響を受けていた。しかし、図 5.2-2 および 5.2-3 に示すように、2021 年の第一四半期にエネルギー価格はリバウンドした。第二、第三四半期には、原油価格は堅調に推移し、天然ガス価格はさらなる急騰を示している。この原因としては、2021 年の厳冬によるヨーロッパのガス備蓄量の減少、バイデン政権下の米国におけるシェールオイル、シェールガスへの投資マインドの減退、LNG プラントでのトラブルやノルドストリーム 2 の開業の遅れなどが挙げられる。

2.4 節で述べたように、世界の実質石油価格は現在のレベルから緩やかな上昇にとどまるものの、名目石油価格では 2030 年に 100 ドル/バレルに達すると推定される。現在、石油市場は堅調に推移しているが、世界のアナリストはどのような価格シナリオを設定すべきか、まだ混乱状態にある。石油価格の動向は今後コロナがどの程度の早さで抑制されるか、またシェールオイル生産がどの程度まで回復するかに影響されることになろう。

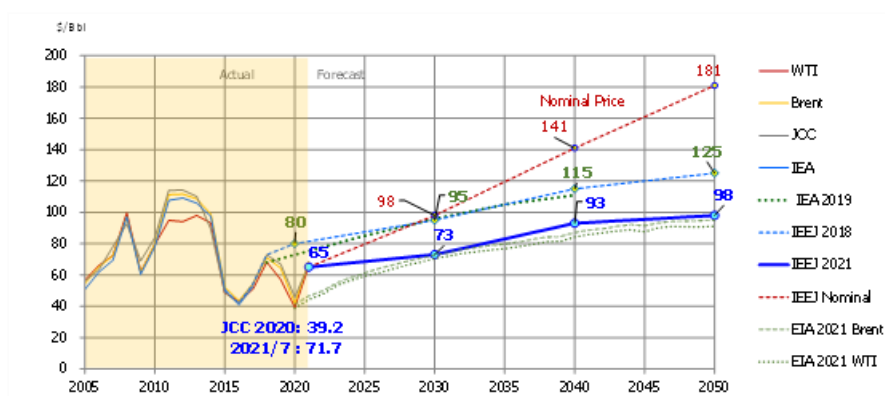


図 5.2-2 石油価格シナリオ

現在市場は急騰しているが、天然ガス価格は原油よりもさらに長期にわたって停滞すると推測される。厳冬による在庫の減少や LNG プラントのトラブルなどの一時的な事象は最終的には収まると考えられる。市場には米国のシェールオイル増産時の随伴ガスやロシアの巨大プロジェクトによる増産分など、大量の供給が押し寄せるだろう。米国では、LNG 輸出プラントに原料ガスを供給するため、イーグルフォード堆積盆地やその他の天然ガス生産地点とメキシコ湾を繋ぐ新規パイプラインが最近建設されたが、それでも井戸元で大量のガスがフレアされている。ロシアはノルドストリーム 2 やトルクストリームなどのパイプライン、ヤマル半島の新規 LNG プラントによって天然ガスの輸出を増やす姿勢をとっている。カタールは LNG 生産能力の拡張を決定し、世界最大の生産国であり続ける。再生可能エネルギーへの転換の加速と相まって、ヨーロッパのガス市場ではガス供給者にとって厳しい戦いが続くであろう。

環境問題への関心の高まりに基づく石炭からガスへの転換に加え、石油製品との価格差拡大が起こった結果、石油製品から天然ガスへのエネルギーシフトが世界中で加速している。一方、天然ガスも化石燃料であり、ネットゼロ社会の議論では例外扱いは許されなくなっている。この点については注意深く観察する必要がある。結局、天然ガス価格は長期の実質価格では現在のレベルを維持し、名目価格はコンスタントな上昇を続けると見込まれる。

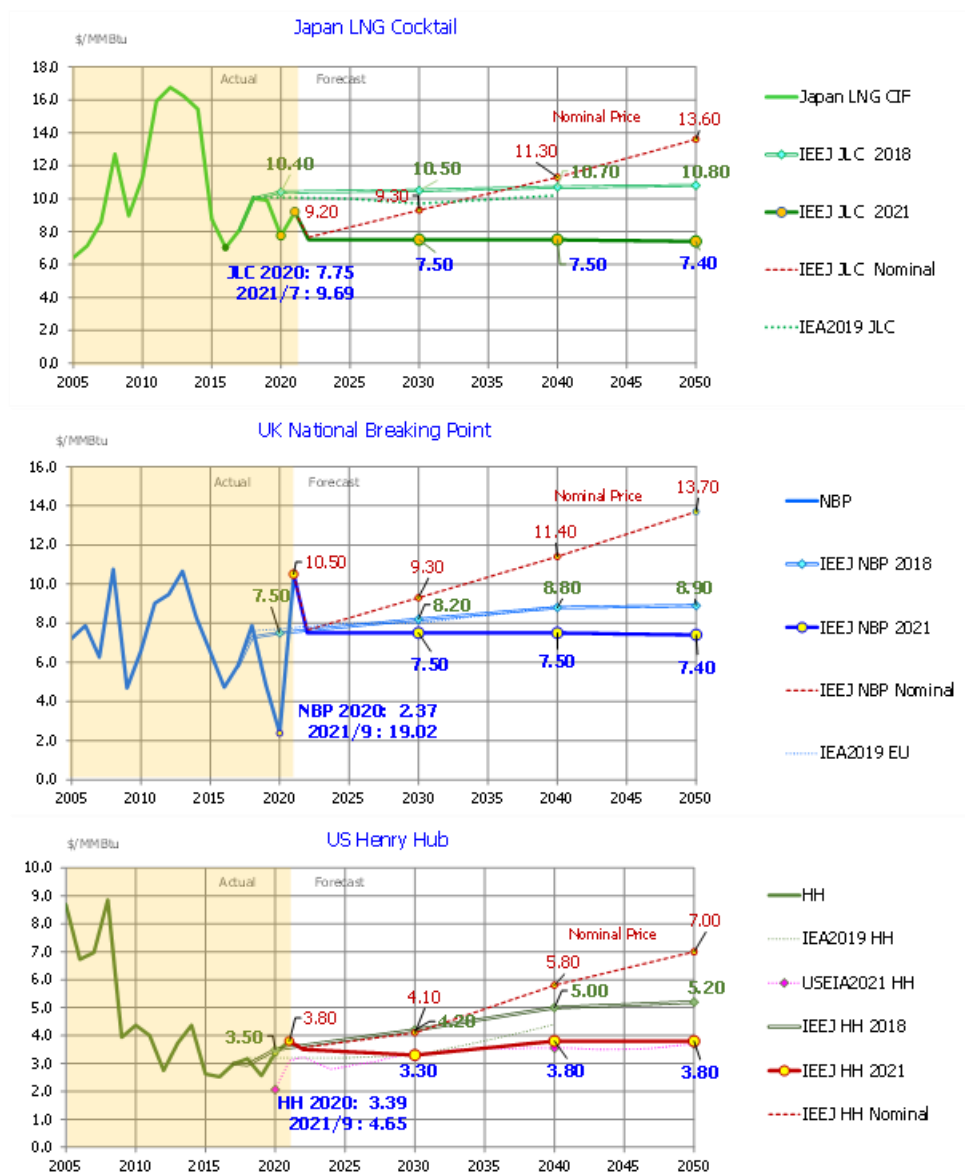


図 5.2-3 ガス価格シナリオ

5.2.2 ポストコロナのエネルギー展望³⁵

エネルギー需要予測では、基本的にはこれまでの節で述べたものと同じエネルギー発展シナリオを適用する。その結果、経済活動の減速のため、2020 年以降のエネルギー需要の伸びは、経済成長がベースシナリオのレベルに戻る 2023 年頃まで低迷することになる。

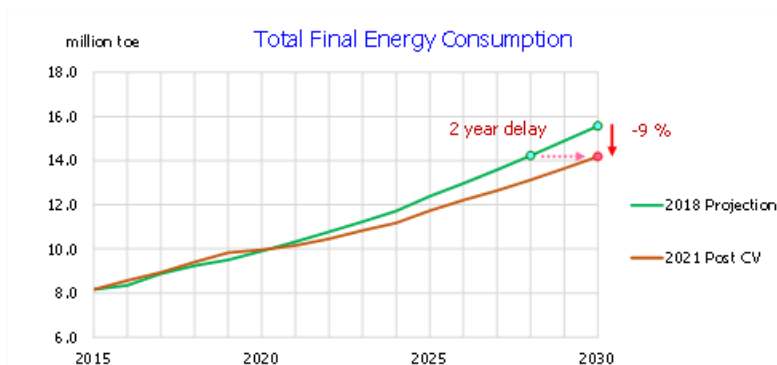


図 5.2-4 エネルギー展望：コロナ前後

コロナ前の予測と比較して、コロナ後の予測では 2030 年のエネルギー需要は約 7%の減少、あるいは 2 年遅れの数値になる。しかし、同じ発展シナリオを採用しているため、基本的なエネルギートレンドに大きな違いはない。この予測では天然ガスマスタープランで述べたガス化学産業や NGV による需要の増加は考慮していない。今後タンザニアにおいてこれらの政策が実施リストに載るようになれば、長期エネルギー見通しは大きく異なるものになる。

表 5.2-2 でこれらの予測結果を比較した。経済成長の減速により工業化や経済の近代化が遅れることになる。コロナ後の世界ではエネルギー総需要は縮小し、一次バイオマスや木炭などの在来型のエネルギーからの転換は減速する。理論上は、エネルギー源の中では電力需要が一番大きな影響を受ける。言うまでもなく、ガス燃料や電気などのクリーンで使い勝手のいいエネルギー源を導入したいという基本的なトレンドは継続する。社会的な要請が強ければ、近代化の減速はもっとささやかなものになる可能性もある。

³⁵Appendix D に説明するように、タンザニアについては信頼できるエネルギーデータがないため、エネルギー省は 2019 年に国家統計局（NBS）と共同で国内エネルギーデータを確立する活動を開始した。しかし、本再検討の時点においては、新規エネルギーデータはまだ利用できる状況になかった。このため、IEA 統計には不確かで疑わしい点が多いものの、Appendix D で説明するものとはほぼ同様の修正を施して適用した。

2020 年版の IEA 統計は、2018 年版と比較すると産業部門での固形バイオマスの消費量が 60%まで減少しているが、それでもまだ高すぎると思われる。商業・業務部門では燃料の消費が報告されていないが、これも現実的ではない。少し見回しただけでも、レストランやホテル、学校、病院等では食事が提供される。家庭部門では 2018 年度版より 20-30%減少しているものの、在来型燃料の高い消費が報告されている。ガソリンと軽油の消費量は自動車の所有台数が急増しているにもかかわらず 2014 年から停滞している。エネルギー省によりもっと現実的なエネルギーデータが確率されることを望むところである。

表 5.2-2 コロナ前後のエネルギー展望の比較：産業別

	Industry	Transport	Commercial /Public	Residential	Agri. /FF/Others	Non-Energy	Total
Pre-COVID	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2020	1,441	2,894	850	4,750	27	62	10,024
2030	2,501	5,337	1,472	6,106	56	114	15,585
2040	3,870	8,992	2,484	8,362	103	207	24,018
2050	5,535	13,634	3,936	12,541	181	357	36,184
Post-COVID							
2020	1,407	2,836	812	4,817	26	62	9,960
2030	2,208	4,736	1,263	5,839	43	98	14,188
2040	3,365	8,521	2,036	7,453	78	170	21,624
2050	4,803	14,629	3,269	10,348	139	290	33,477
Change	%	%	%	%	%	%	%
2020	-2.3	-2.0	-4.5	1.4	-3.3	-1.1	-0.6
2030	-11.7	-11.3	-14.2	-4.4	-22.5	-13.7	-9.0
2040	-13.0	-5.2	-18.0	-10.9	-23.7	-17.9	-10.0
2050	-13.2	7.3	-17.0	-17.5	-23.2	-18.8	-7.5

表 5.2-3 コロナ前後のエネルギー展望の比較：エネルギー源別

	Coal	Natural Gas	LPG	Oil	Primary Biofuels	Charcoal	Combustible Fuel Total	Electricity	Solar	Heat	Total
Pre-COVID	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
2020	427	201	220	3,261	2,904	1,947	8,960	964	100	0	10,024
2030	793	525	838	5,820	2,516	2,375	12,866	2,346	373	0	15,585
2040	1,160	943	2,952	9,633	1,776	1,500	17,963	5,374	680	0	24,018
2050	1,458	1,764	4,734	14,362	669	1,222	24,209	11,018	957	0	36,184
Post-COVID											
2020	463	191	169	3,206	2,962	1,961	8,951	908	100	0	9,960
2030	773	485	580	5,197	2,732	2,269	12,035	1,854	299	0	14,188
2040	1,100	889	2,467	9,170	2,016	1,393	17,035	4,074	514	0	21,624
2050	1,374	1,739	4,173	15,447	642	1,147	24,523	8,244	711	0	33,477
Change	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
2020	8.3	-5.0	-23.0	-1.7	2.0	0.7	-0.1	-5.8	-0.2	-	-0.6
2030	-2.5	-7.5	-30.8	-10.7	8.6	-4.5	-6.5	-21.0	-19.9	-	-9.0
2040	-5.2	-5.7	-16.4	-4.8	13.5	-7.2	-5.2	-24.2	-24.4	-	-10.0
2050	-5.7	-1.4	-11.8	7.6	-4.1	-6.1	1.3	-25.2	-25.7	-	-7.5

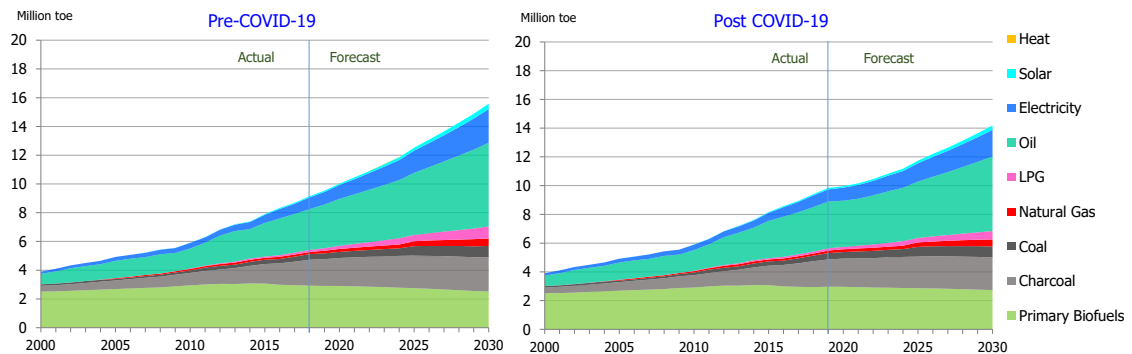


図 5.2-5 中期のエネルギー展望との比較

コロナの影響を織り込んだ改訂後のシナリオでは、タンザニアの最終エネルギー消費は2020年の9,960 ktoe から、2030年には14,188 ktoe、2040年は21,624 ktoe、2050年には33,477 ktoe に成長する。表 5.2-4 に示すように、在来型エネルギーの消費は2020年代は高いまま推移するが、2030年以降になると石油や天然ガス、電力などの近代型エネルギーにシフトしていく。

表 5.2-4 コロナ後のエネルギー別最終エネルギー消費

	Actual		Forecast				Average Growth Rate					
	2000	2015	2020	2030	2040	2050	2000→2015	2015→2020	2020→2030	2030→2040	2040→2050	2020→2050
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%
Coal	109	294	463	773	1,100	1,374	6.8	9.5	5.3	3.6	2.2	3.7
Natural Gas	0	138	191	485	889	1,739		6.6	9.8	6.3	6.9	7.6
LPG	3	80	169	580	2,467	4,173	24.5	16.2	13.1	15.6	5.4	11.3
Oil	721	2,594	3,206	5,197	9,170	15,447	8.9	4.3	4.9	5.8	5.4	5.4
Primary Biofuels	2,515	3,072	2,962	2,732	2,016	642	1.3	-0.7	-0.8	-3.0	-10.8	-5.0
Charcoal	398	1,364	1,961	2,269	1,393	1,147	8.6	7.5	1.5	-4.8	-1.9	-1.8
Combustible Fuel Total	3,746	7,543	8,951	12,035	17,035	24,523	4.8	3.5	3.0	3.5	3.7	3.4
Electricity	162	567	908	1,854	4,074	8,244	8.7	9.9	7.4	8.2	7.3	7.6
Solar	0	53	100	299	514	711		13.7	11.5	5.6	3.3	6.7
Electricity total	162	620	1,008	2,153	4,589	8,954	9.4	10.2	7.9	7.9	6.9	7.6
(GWh)	1,885	7,211	11,726	25,032	53,356	104,120	9.4	10.2				7.6
Heat	0	0	0	0	0	0						
Total	3,908	8,163	9,960	14,188	21,624	33,477	5.0	4.1	3.6	4.3	4.5	4.1
(Composition)												
Coal	2.8	3.6	4.6	5.4	5.1	4.1						
Natural Gas	0.0	1.7	1.9	3.4	4.1	5.2						
LPG	0.1	1.0	1.7	4.1	11.4	12.5						
Oil	18.4	31.8	32.2	36.6	42.4	46.1						
Primary Biofuels	64.3	37.6	29.7	19.3	9.3	1.9						
Charcoal	10.2	16.7	19.7	16.0	6.4	3.4						
Combustible Fuel Total	95.9	92.4	89.9	84.8	78.8	73.3						
Electricity	4.1	7.0	9.1	13.1	18.8	24.6						
Solar	0.0	0.6	1.0	2.1	2.4	2.1						
Heat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0						

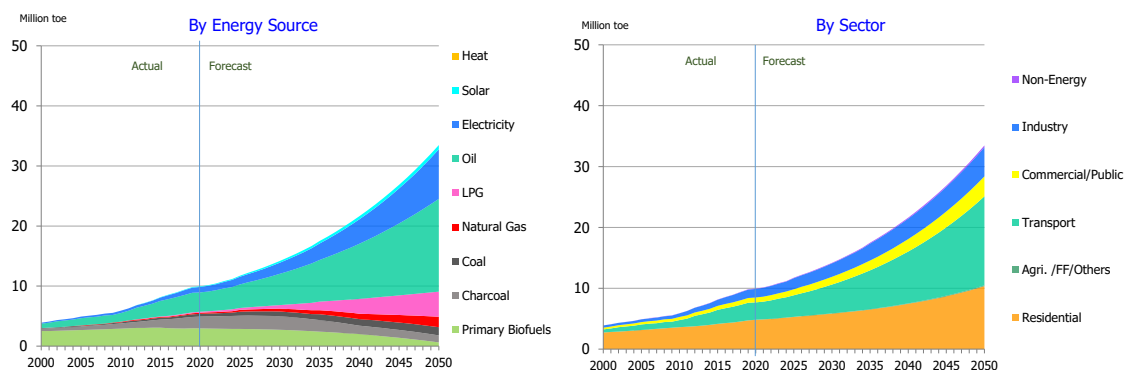


図 5.2-6 コロナ後の最終エネルギー消費

部門別では、輸送部門のエネルギー消費の伸びが速く、商業、民生、産業の各部門がそれに続く。家庭部門のエネルギー消費は低位で推移するが、これは薪や木炭などの在来型エネルギーが比較的クリーンで熱効率のよいガス燃料（天然ガスやLPG）に置き換わるため、2020年から2050年の間での増加は7%程度にとどまる。一方、家庭部門の電力消費は日常生活の近代化に合わせて急速に増加し、2020年から2050年の間に年平均8.8%伸び、12.6倍に達する。

自動車の急速な成長は石油系燃料の爆発的な消費拡大を招き、この部門の需要は2020年

から 2050 年の間に 5.2 倍に増加するだろう。このため石油製品の輸入による大量の外貨流出を招き、国家の経済成長を脅かすことになる。これに対応するために、後述のように天然ガス自動車 (NGV) の導入を検討すべきと考えらる。これにより国家に大きな利益をもたらすものと期待されるが、これには関係機関の広範囲に及ぶ協力によるエネルギー・輸送政策の策定が必要である。

表 5.2-5 最終エネルギー消費：コロナ後

	Actual		Forecast				Average Growth Rate					
	2000	2015	2020	2030	2040	2050	2000→ 2015	2015→ 2020	2020→ 2030	2030→ 2040	2040→ 2050	2020→ 2050
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%
Industry	369	1,004	1,407	2,208	3,365	4,803	6.9	7.0	4.6	4.3	3.6	4.2
Transport	479	2,307	2,836	4,736	8,521	14,629	11.0	4.2	5.3	6.0	5.6	5.6
Commercial/Public	287	648	812	1,263	2,036	3,269	5.6	4.6	4.5	4.9	4.8	4.8
Residential	2,733	4,135	4,817	5,839	7,453	10,348	2.8	3.1	1.9	2.5	3.3	2.6
Agri. /FF/Others	22	22	26	43	78	139	0.0	3.2	5.3	6.1	5.9	5.8
Non-Energy	17	47	62	98	170	290	7.0	5.6	4.8	5.6	5.5	5.3
Total	3,908	8,163	9,960	14,188	21,624	33,477	5.0	4.1	3.6	4.3	4.5	4.1
(Composition)												
Industry	9.5	12.3	14.1	15.6	15.6	14.3						
Transport	12.3	28.3	28.5	33.4	39.4	43.7						
Commercial/Public	7.4	7.9	8.2	8.9	9.4	9.8						
Residential	69.9	50.7	48.4	41.2	34.5	30.9						
Agri. /FF/Others	0.6	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4						
Non-Energy	0.4	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9						
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0						

近代文明はエネルギー消費の増加を伴って成長し、工業化と生活水準の向上をもたらしてきた。薪や木炭のような在来型燃料のみでは経済成長は不可能である。一方、石油やガス、電力などの近代型エネルギーを用いるには大規模な供給および利用インフラの展開が必要である。例えば、天然ガス需要は都市ガス供給プロジェクトを 2025 年に年間 5 万トンで開始し、毎年 10% で成長するものとして想定している。適切な天然ガス供給システムが開発されない場合は、潜在需要にそって単純に LPG の輸入が起こるだけである。タンザニアでは、エネルギー需要は小規模で市場の密度は低い。それゆえ、国産の天然ガスを利用するにはこのような市場に対応する望ましい供給インフラとして、後述するようなバーチャルパイプラインシステムや LNG 回廊などの建設を考えることが望まれる。

5.2.3 部門別最終エネルギー消費

本項では、最終エネルギー需要を各部門の特徴や成長ポテンシャルを基に分析し、想定する。需要想定は、主に以下のような理由により、シナリオ分析によって行う。

- Appendix D で議論するように、タンザニアでは信頼の置ける歴史的データが存在せず、仮想のデータを用いざるをえない。
- タンザニアはまだ経済成長の初期段階にある。今後数十年でタンザニア社会では都市化と現代化が大幅に進み、タンザニアの人々は過去とは大きく異なる世界に踏み出すことになるだろう。それゆえ、過去の経験や歴史的データを基にした分析ではうまく作用しないだろう。

このような背景から、エネルギーの発展経路についてここに設定したシナリオが説得力

があり、望ましく、かつ実行可能なものであるかどうかを議論し、評価することが重要である。以下では、最初に部門別の予測を行い、それを組み立てて全体展望とする。

1) 産業部門

産業部門は鉄鋼、セメント、一般産業の3つのサブ部門に分けて分析する。

現在タンザニアにはコイルなどの原材料を輸入して加工する鉄製品工場がいくつか存在する。これらの工場は一般産業に分類されるもので、溶鉱炉や電炉で粗鋼を生産するいわゆる製鉄所とは明らかにエネルギー消費のパターンが異なる。ここでは後者のような製鉄産業としてリンガガに33万トン/年の能力を持つスポンジ鉄工場と45MWの自家発電所が建設され、2025年から操業が開始すると想定する。さらに、第2プラントが10年後に開業すると想定する。

今後数十年にわたるタンザニアの経済建設段階において、セメント工場は重要な役割を担う。既存のガスパイプライン沿いのセメント工場は天然ガスを使用し、他のものは主に石炭を使用すると想定する。

一般産業については、Appendix D で検討したように、2016年の産業部門の一次バイオマスおよび木炭消費量は、エネルギー効率による調整を加える前の段階でそれぞれ77ktoe および24ktoe と想定した。これは地方エネルギー需要実態調査の結果を反映したもので、一次バイオマスおよび木炭の消費量はそれぞれ燃料総消費量の10%、5%に相当する。これにはMoshiの砂糖工場における月間250トンのバガス消費量も含まれる。薪と木炭の消費量はこの比率を当てはめて推計した。このほか、イリンガに生産能力60,000tpaの製紙工場があり、燃料消費量は年間20ktoe程度と推定され、これを加算する。バイオマスを用いた工場としてはこれ以上の規模のものは見当たらず、この国では地方の鍛冶屋やベーカリーなどの小規模産業が消費するバイオマスや木炭として100ktoeを計上すれば十分だろう。

結果として、タンザニアの産業部門における燃料消費量は、一人あたり石油換算17kgと推定される。これは大雑把に見るとフィリピンの3分の1ほどの値で、タンザニアの一人あたりGDPもフィリピンの約30%で、ほぼ符合する。他の燃料や電気を含めたエネルギー総消費量については、製造部門の成長に伴いエネルギー原単位が改善されるとの前提を置いて想定している。産業部門の近代化が進展するにつれて、一次バイオマスのシェアは減少し、電気や近代型エネルギーに置き換わる。石油製品は輸入品であるが天然ガスは国産のものが利用可能である。このため、今後の工業化進展の過程では天然ガスが重要な役割を担うことになるだろう。ガスパイプラインから遠く離れた地域では、軽工業用燃料としてLPGが主流になると思われる。

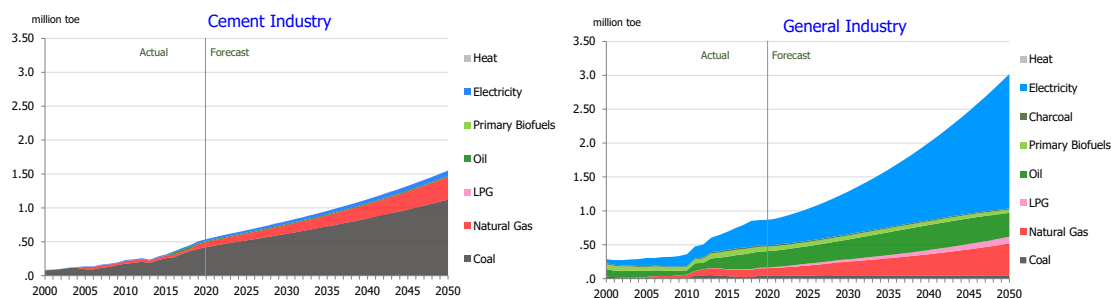


図 5.2-7 セメント産業および一般産業のエネルギー需要

産業部門のエネルギー需要予測の結果を図 5.2-8 および表 5.2-6 に示す。この予測では肥料工場やメタノール工場のようなガスを原料とする産業の工場建設は特に取り上げていない。このような工場の建設が決定すれば、そこで使用するエネルギーおよび原料ガスは、上記の想定に上乗せして計上することになる。

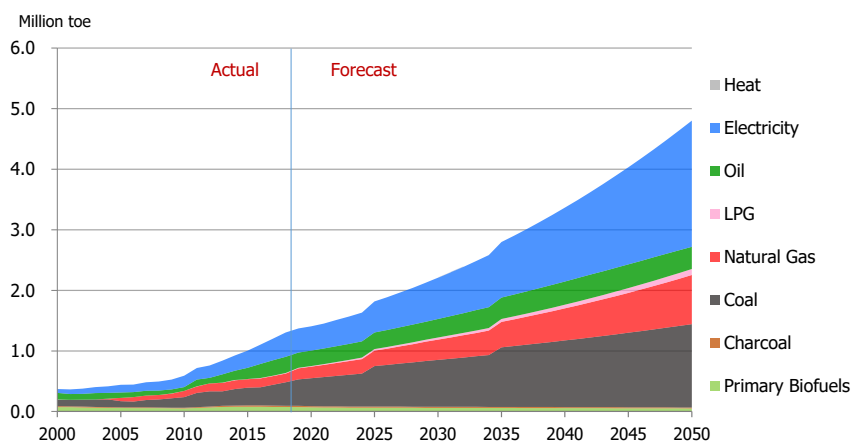


図 5.2-8 最終エネルギー消費量：産業部門

産業部門のエネルギー消費量は 2020 年の 1,407ktoe から 2030 年には 2,208ktoe に、2050 年にはその 2 倍以上の 4,803ktoe に増加すると予測される。薪は地方で少量だけ使用され、工業化は主に天然ガス、石炭、電気によって進められるだろう。工業化によるエネルギー消費量の急速な拡大に対応するため、エネルギー供給インフラの建設が実現のための重要な鍵になると考えるべきである。

表 5.2-6 最終エネルギー需要：産業部門

	Actual		Forecast				Average Groth Rate					
	2000	2015	2020	2030	2040	2050	2000→ 2015	2015→ 2020	2020→ 2030	2030→ 2040	2040→ 2050	2020→ 2050
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%
Coal	109	294	463	773	1,100	1,374	5.7	25.3	5.3	3.6	2.2	4.9
Natural Gas	0	138	190	334	529	813		17.4	5.8	4.7	4.4	5.7
LPG	0	4	9	35	60	100	20.0	50.8	14.4	5.6	5.2	10.6
Oil	109	186	256	306	385	366	3.0	17.2	1.8	2.3	-0.5	2.1
Primary Biofuels	73	79	67	60	56	50	0.4	-7.5	-1.2	-0.7	-1.0	-1.4
Charcoal	15	21	21	18	17	15	1.9	-1.8	-1.2	-0.7	-1.0	-1.0
Combustible Fuel Total	307	723	1,006	1,527	2,147	2,719	4.9	18.0	4.3	3.5	2.4	4.2
Electricity	63	281	402	681	1,218	2,084	8.7	19.6	5.4	6.0	5.5	6.5
Heat	0	0	0	0	0	0						
Total	369	1,004	1,407	2,208	3,365	4,803	5.7	18.4	4.6	4.3	3.6	5.0
(Composition)												
Coal	29.5	29.3	32.9	35.0	32.7	28.6						
Natural Gas	0.0	13.8	13.5	15.1	15.7	16.9						
LPG	0.0	0.4	0.6	1.6	1.8	2.1						
Oil	29.5	18.5	18.2	13.9	11.4	7.6						
Primary Biofuels	19.8	7.9	4.8	2.7	1.7	1.0						
Combustible Fuel Total	83.0	72.0	71.5	69.1	63.8	56.6						
Electricity	17.0	28.0	28.5	30.9	36.2	43.4						
Heat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0						

2) 輸送部門

タンザニアでは道路交通が支配的である。航空業、鉄道業、海運業は小規模のものがあるが、統計ではそれらの部門のエネルギー消費量が計上されていない。いずれ正確な統計情報を収集、整理すべきであるが、とりあえず本調査ではこれらの部門は無視する。

経済成長と可処分所得の増加によってモータリゼーションが進むものとして道路車両の見通しを想定した。まず、オートバイの普及が急速に進むだろう。乗用車もこれを追って増加し、2050 年以前にオートバイを追い抜くと考えられる。この予測は自動車の普及率が低い極く初期段階のデータをもとにしているので、多くの不確定性を含むものである。人々が今後どのようなライフスタイルを選ぶのか、また、鉄道や航空などの他の近代輸送システムがどのように発展するのか、など今後の近代化の進み方を反映して、普及率曲線は上にも下にも大幅に振れる可能性がある。

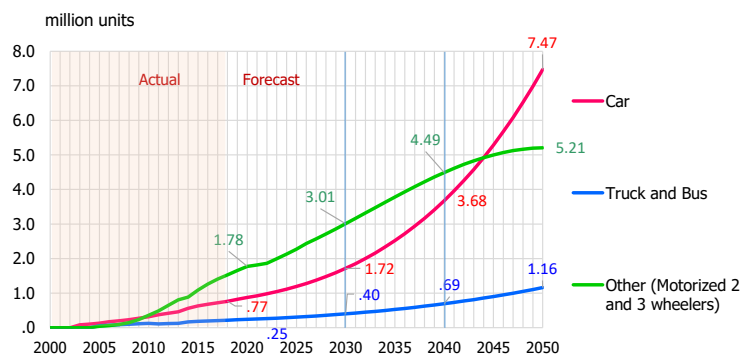


図 5.2-9 道路車両の台数

今後も燃費の改善が着実に進むと想定し、自動車用燃料需要を図 5.2-10 および表 5.2-7 に示すように想定する。

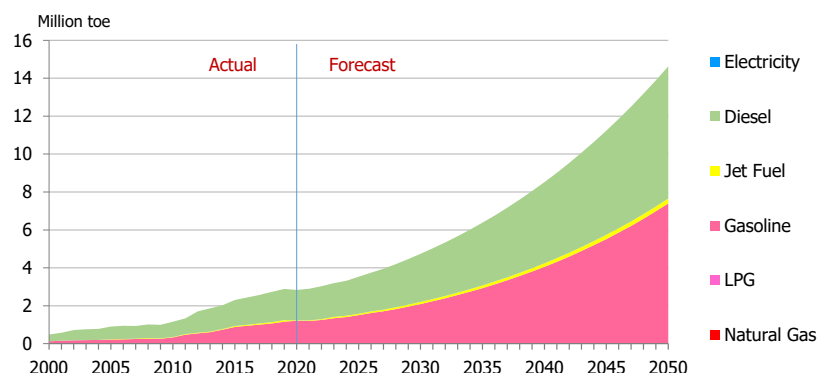


図 5.2-10 燃料需要：輸送部門

ダルエスサラームでは少量の CNG 車が実験的に運用されているが、ここではそのさらなる利用拡大は考慮しない。しかし、ガス燃料車は世界中で幅広く利用されており、台数は現在も増え続けている。CNG は小型自動車で使用されており、LNG はトラックやバスなどの大型車両で使用されている。ガスベースの輸送プログラムを実施するには、ガス供給システム構築を実現できるだけの基礎需要を提供する一定数のガス自動車を用意する必要がある。このような政策が一貫性をもって実施されれば、タンザニアでは自動車のガス転換推進のきっかけになるだろう。

ここに示す予測はエネルギー・運輸政策を考えるための基本的なアイデアを提供するものと云えよう。道路輸送燃料の需要は 2016 年は 2,297ktoe であった。これは 2030 年には倍以上に増加し、2050 年より前に 10,000 ktoe を上回るだろう。次の 10 年では 20%、その後の 10 年では 10%と燃費の急速な改善を想定しているにもかかわらず、需要の増加は加速する。一般的な電化製品の普及が進んだ後、どのタイミングになるかには議論の余地があるものの、モータリゼーションは所得の増加よりも急速に進み始めるだろう。

表 5.2-7 燃料需要：輸送部門

	Actual		Forecast				Average Groth Rate					
	2000	2015	2020	2030	2040	2050	2000→2015	2015→2020	2020→2030	2030→2040	2040→2050	2020→2050
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%
Natural Gas	0	0	0	0	0	0						
LPG	0	0	0	0	0	0						
Gasoline	129	885	1,205	2,092	4,056	7,398	13.7	6.4	5.7	6.8	6.2	6.2
Jet Fuel	0	51	26	108	181	254		-12.4	15.2	5.3	3.4	7.8
Diesel	350	1,371	1,604	2,536	4,284	6,977	9.5	3.2	4.7	5.4	5.0	5.0
Electricity	0	0	0	0	0	0						
Total	479	2,307	2,836	4,736	8,521	14,629	11.0	4.2	5.3	6.0	5.6	5.6
(Composition)												
Natural Gas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
LPG	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
Gasoline	26.9	38.4	42.5	44.2	47.6	50.6						
Jet Fuel	0.0	2.2	0.9	2.3	2.1	1.7						
Diesel	73.1	59.4	56.6	53.5	50.3	47.7						
Electricity	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0						

3) 商業、サービス部門

タンザニアの商業、サービス部門のエネルギー消費量はあまりよく把握されていない。一般的に、この部門ではエネルギーは照明、調理、給湯、暖房、空調などに用いられる。REDS

の調査結果をもとに、この部門のエネルギー消費は都市居住者一人あたり 20kg と仮定した。

TANESCO の統計をもとに計算すると 2016 年の全国平均の電化率は 20.8%であった。地方エネルギー需要実態調査によると、2018 年の対象都市の平均電化率は 27.4%であった。地方部には非電化地域があることを考えると、この推定値は全国平均と比較して妥当なものだと考えられる。

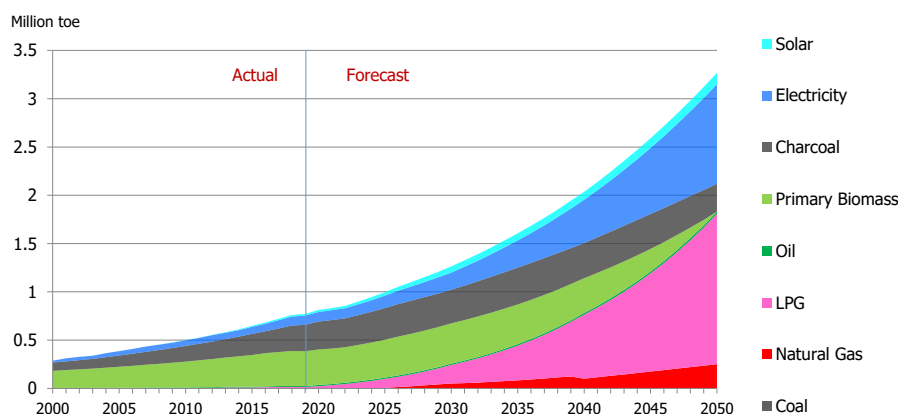


図 5.2-11 最終エネルギー需要：商業、サービス部門

タンザニアには寒冷な気候はまずないと考えられるため、商業、サービス部門での燃料は主に調理に用いられていると考えられる。日本の経験からすると、この分野の燃料消費は人々の所得が増加して外食する機会が増えることでわずかな変化が起こるくらいのものである。燃料消費の内訳については次のように想定する。

地方エネルギー需要実態調査によると、2018 年現在では国内で薪が幅広く利用され、燃料総消費量の 50%の数字に上った。しかし、木炭や LPG、天然ガスなどが急速に普及し、薪の使用は減少しやがて終了するだろう。天然ガスによる都市ガス供給が 2025 年に開始し、年率 10%の割合で増加する。また、木炭のシェアはエネルギー効率換算基準で 2016 年の 86%から減少し、2030 年には 40%、2050 年には 10%になると推定する。それでも、木炭の消費量は 2016 年の 214ktoe から 2020 年には 289ktoe へ増加し、350ktoe 超を記録するまで増加を続け、2040 年代中頃に減少に転じると推定される。LPG は木炭や薪に代わって「選ばれる燃料」になるだろう。都市ガス供給システムが大幅に発展するならば、LPG に代って天然ガスがさらに使用されるようになるだろう。

事務所や商業施設の近代化には圧倒的に電気が必要になる。経済成長と都市化の進展によって、電化が一定のレベルに到達するまでは電力需要は急速に伸びて成長速度も加速すると推定する。電力消費量は 2020 年の 100ktoe から 2030 年には 178ktoe に、2040 年には 449ktoe に、2050 年には 1,033ktoe に増加すると推定される。全体の成長率は年 8.1%になる。

この国の地方部には観光施設が沢山あり、太陽光は豊富なので、太陽光発電は幅広く普及している。そこで、2016 年の商業部門の電力消費量の 3 分の 1 程度に相当する電力が太陽光発電で提供されたものと想定する。太陽光発電の使用は今後も増加を続けるが、グリッド

による電気の供給が進むことを受けて、電力消費量全体に占めるシェアは最終的には 10% まで減少するだろう。

商業、サービス部門でのエネルギー総消費量は 2020 年には 812ktoe で、そのうち燃料が 85%を占めると推定した。この部門のエネルギー消費量はプロジェクト期間中に年率 4.8%で急速な成長を続け、2030 年には 1,263ktoe に到達し、2040 年には 2,036ktoe、2050 年には最終的に 3,269ktoe になる。電力のシェアは加速度的に広がり、2016 年の 14.1%から 2030 年には 22.0%に、2050 年には 31.6%になる。

表 5.2-8 最終エネルギー需要：商業、サービス部門

	Actual		Forecast				Average Groth Rate					
	2000	2015	2020	2030	2040	2050	2000→ 2015	2015→ 2020	2020→ 2030	2030→ 2040	2040→ 2050	2020→ 2050
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%
Coal	0	0	0	0	0	0						
Natural Gas	0	0	0	50	100	250		0.0	65.9	7.2	9.6	24.9
LPG	0	8	22	193	665	1,558	24.5	22.6	24.2	13.1	8.9	15.2
Oil	3	8	12	13	16	23	7.1	8.0	0.5	2.6	3.7	2.2
Primary Biomass	179	330	368	417	360	0	4.1	2.2	1.3	-1.5	-100.0	-100.0
Charcoal	85	218	289	348	364	287	6.5	5.8	1.9	0.5	-2.4	-0.0
Combustible Fuel Total	268	564	692	1,021	1,506	2,118	5.1	4.2	4.0	4.0	3.5	3.8
Electricity	20	73	100	178	449	1,033	9.1	6.4	5.9	9.7	8.7	8.1
Solar	0	11	20	64	82	117		13.5	12.4	2.6	3.7	6.1
Electricity Total	2,000	2,015	2,020	2,030	2,040	2,050	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(GWh)	2,000	2,015	2,020	2,030	2,040	2,050	0.0	0.0				0.0
Heat	0	0	0	0	0	0						
Total	287	648	812	1,263	2,036	3,269	5.6	4.6	4.5	4.9	4.8	4.8
(Composition)												
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
Natural Gas	0.0	0.0	0.0	4.0	4.9	7.6						
LPG	0.1	1.2	2.7	15.3	32.7	47.7						
Oil	1.0	1.3	1.5	1.0	0.8	0.7						
Primary Biomass	62.4	50.9	45.3	33.0	17.7	0.0						
Charcoal	29.6	33.6	35.6	27.5	17.9	8.8						
Combustible Fuel Total	93.1	87.0	85.2	80.8	73.9	64.8						
Electricity	6.9	11.3	12.3	14.1	22.0	31.6						
Solar	0.0	1.6	2.4	5.0	4.0	3.6						
Electricity Total	6.9	13.0	14.8	19.2	26.1	35.2						
Heat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0						

4) 家庭部門

タンザニアではこれまで家庭の照明や調理で使用するエネルギー消費量に関する調査が複数実施されているが、家庭部門のエネルギー消費量を国家エネルギー統計の一部門として整理するような一貫性のある統計は編集されていない。それゆえ、下記に想定するような大胆な仮定を置いたシナリオを考慮する。

Appendix D に述べるように、家庭での一人あたり燃料消費量は 2016 年には 67kgoe と推定する (図 5.1-2)。これは調理に大量の薪を用いているとする IEA の統計 (312kgoe と推定) に比べて大幅に低い。次にみかけ上のエネルギー消費量を計算するため、燃料ごとのエネルギー効率の違いを考慮し、非効率な竈で使用する薪では 25%、木炭では使用後に消火できないため 35%、高機能のレンジで使用するガスなどの近代燃料では 50%と想定する。さらに以下のように仮定する。

- 調理に用いる燃料消費量は日本に近いレベルの 25kgoe にとどまるものとする。
2016 年に 12kgoe と推定された給湯用燃料消費量は個人消費の増加を反映して上昇すると推定される。

- b. エネルギー効率は年間 0.5%向上するものとする。
- c. 薪の使用比率は 2018 年は都市部では 15%、地方では 45%で、2030 年には都市部では 10%、2040 年には 5%に減少し、地方では 30%、2040 年には 20%、2050 年には 10%に減少する。
- d. 2018 年の木炭の使用比率は都市部では 80%、地方では 40%で、都市部では 2030 年には 30%、2040 年には 10%に減少する。一方、地方では 2030 年には 50%に増加し、その後は 2040 年に 30%、2050 年に 20%へと減少に転じると考える。
- e. 残りの燃料は天然ガスと LPG で供給され、2025 年には都市ガス供給が 50ktoe の規模で開始し、その後は年間比率 10%で増加する。

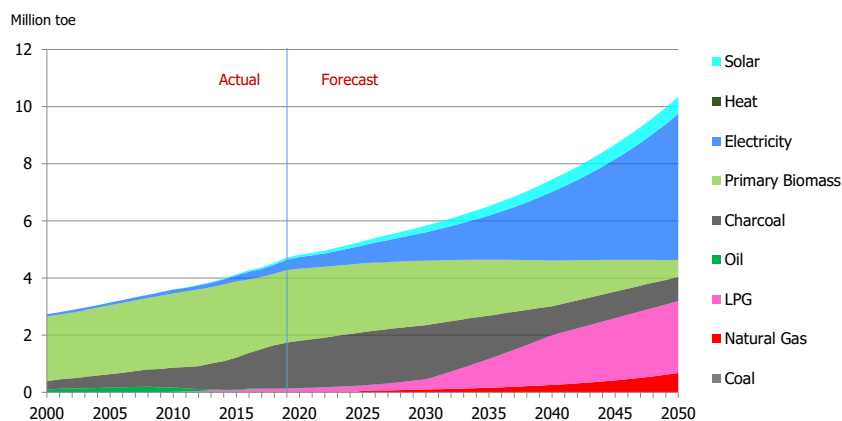


図 5.2-12 最終エネルギー需要：家庭部門

Energy Access Situation Survey 2016 (EASS 2016)によると、電気の接続率は都市部では 65.3%で、地方では 16.9%、本土総合では 32.8%であった。この数字が以下のように改善すると想定する。

- a. 都市部：2020 年には 70%、2030 年には 90%、2040 年には 100%
- b. 地方：2020 年には 20%、2030 年には 50%、2040 年には 80%、2050 年には 100%

家庭の照明と動力用電力はグリッドからと太陽光発電で供給される。再充電可能なバッテリーが国内で幅広く使用されている。しかし、これは系統電力や太陽光発電によって再充電されていると推定されるため、ここでは別の電源として計上はしないこととする。EASS 2016 によると、2016 年の照明用電源のうち太陽光とその他の電源のシェアは都市部では 3.6%、地方では 65.4%であった。この数字は今後以下のように展開すると考える。

- a. 都市部：2050 年には都市生活者も環境負荷の少ない電源をある程度は選択するものとして、やや減少して 2.5%になるものとする。
- b. 地方部：2020 年には 70%に減少し、2030 年には 40%、2040 年には 30%、2050 年には 20%になる。

同様に、かつて先進国で観察されたように電化が進み、経済成長の初期段階では電力需要は一人あたり個人消費に対し弾性値 1.3 程度に加速していくと推定する。家計部門が電化製品普及の後期段階に入れば需要増加率は徐々に減速するが、絶対量での年間増加量はさら

に加速する。電力消費量全体では 2020 年の 406ktoe から 2030 年には 994ktoe に増加し、2040 年には 2,407ktoe、2050 年には 5,126ktoe となる。全計画期間中に電力需要は 13 倍になり、平均年成長率は 8.8%になる。

上記の想定に基づくエネルギー需要を総合したものを図 5.2-19 および表 5.2-9 に示す。家庭部門のエネルギー消費量は 2020 年の 4,817ktoe から 2030 年には 5,839ktoe に、2050 年には 10,348ktoe に増加する。電化が進むにつれてエネルギー消費量は増加し、特に電気の消費量増加は加速する。これは多くの国で電化製品の普及過程でみられた現象である。燃料の中でも薪の使用量はコンスタントに減少するが、木炭の使用量は近代型エネルギーの供給が充分でない都市部への移動が起こるため当面はある程度増加し、2030 年頃になると LPG や都市ガスの普及を受けて減少に転じるとみられる。

表 5.2-9 最終エネルギー需要：家庭部門

	Actual		Forecast				Average Groth Rate					
	2000	2015	2020	2030	2040	2050	2000→ 2015	2015→ 2020	2020→ 2030	2030→ 2040	2040→ 2050	2020→ 2050
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%
Coal	0	0	0	0	0	0						
Natural Gas	0	0	0	101	261	677				10.0	10.0	
LPG	3	68	138	352	1,742	2,516	24.5	15.2	9.8	17.4	3.7	10.2
Oil	91	24	15	0	0	0	-8.5	-8.8	-100.0			-100.0
Primary Biomass	2,262	2,663	2,526	2,255	1,600	592	1.1	-1.1	-1.1	-3.4	-9.5	-4.7
Charcoal	298	1,125	1,651	1,903	1,011	845	9.3	8.0	1.4	-6.1	-1.8	-2.2
Combustible Fuel Total	2,654	3,880	4,330	4,610	4,614	4,629	2.6	2.2	0.6	0.0	0.0	0.2
Electricity	79	213	406	994	2,407	5,126	6.8	13.8	9.4	9.3	7.9	8.8
Solar	0	42	80	235	432	593		13.8	11.3	6.3	3.2	6.9
Electricity Total	2,000	2,015	2,020	2,030	2,040	2,050	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(GWh)	2,000	2,015	2,020	2,030	2,040	2,050	0.0	0.0				0.0
Heat	0	0	0	0	0	0						
Total	3,605	4,135	4,817	5,839	7,453	10,348	0.9	3.1	1.9	2.5	3.3	2.6
(Composition)												
Coal	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
Natural Gas	0.0	0.0	0.0	1.7	3.5	6.5						
LPG	0.1	1.6	2.9	6.0	23.4	24.3						
Oil	2.5	0.6	0.3	0.0	0.0	0.0						
Primary Biomass	62.8	64.4	52.4	38.6	21.5	5.7						
Charcoal	8.3	27.2	34.3	32.6	13.6	8.2						
Combustible Fuel Total	73.6	93.8	89.9	78.9	61.9	44.7						
Electricity	2.2	5.2	8.4	17.0	32.3	49.5						
Solar	0.0	1.0	1.7	4.0	5.8	5.7						
Electricity Total	2.2	6.2	10.1	21.1	38.1	55.3						
Heat	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0						
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0						

5) その他

農林業部門ではエネルギー統計の誤った扱いが起こりがちで、タンザニアの IEA 統計についても同様である。たとえば 2000 年以降の統計期間では一次バイオマスの一人あたり消費量（国の人口から計算）が石油換算 16.5kg のまま一定とされている。おそらく田園地方では毎年ある程度の量の草木や農業廃棄物が焼却されているのが事実であろう。しかし、これは農林業活動のために特別にエネルギーを消費したというのでなければ、「ごみの焼却処分」と考えるべきである。少なくとも、都市人口はこのような推計の母数として用いるべきではない。堆肥と灰は肥料として用いられるが、草木の処分はエネルギーとして用いられているわけではない。よって、IEA 統計に一次バイオマス消費量として記載されている数字は切り捨て、自動車、機械、船舶の運転に用いられる少量の石油製品を取り上げる。これらは牛馬の利用から徐々に置き換えられるものだろう。ここでは、図 5.2-13 に示すように、この数字（石油消費）が農業部門の GDP 見通しに沿って増加するものと想定する。

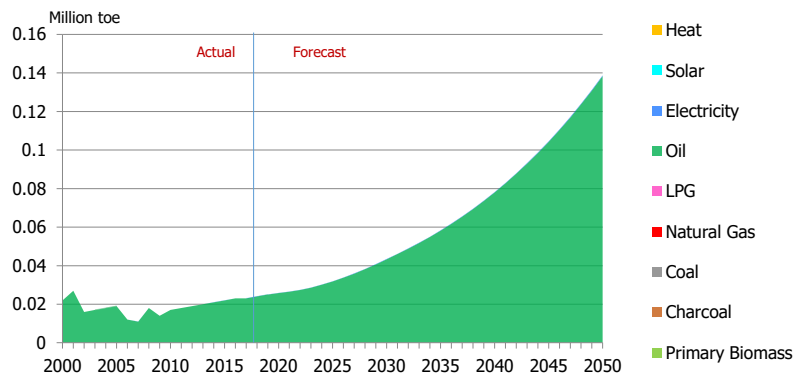


図 5.2-13 最終エネルギー消費量：農業、その他部門。

5.3 地域別エネルギー需要のマクロ分析

NGUMP の最終原稿では、全国的なガスパイプライン網の建設が提案されており、そのようなシステムの建設計画を策定するため、DNGPP 調査を実施している。全国エネルギー需要の見通しについては、第 5.1 項で分析したが、パイプライン計画の基本構想を設定するには、将来のガス需要の地域分布を知ることが必要である。

NGUMP では、3 フェーズに分けた全国パイプライン網の建設が提案されている。そのフェーズ I では、次の 3 ルートのパイプラインの建設が計画されている。

- ダルエスサラームからドドマ経由、ムワンザまで
- ダルエスサラームからタンガ経由、アルーシャまで
- ムトワラからンジョンベまで

現実的な建設スケジュールを考えると、このフェーズ I 計画はこれらの都市をグループ分けして次の 3 段階に分けて建設することになる。

グループ A：モロゴロ、ドドマ、タンガ、モシ、アルーシャ

グループ B：タボラ、ムワンザ

グループ C：ムトワラからンジョンベに至る沿線地区



図 5.3-1 NGUMP パイプライン計画

本調査では、第 1 次アプローチとして上記のフェーズ I、グループ A の都市を対象として取り上げる。しかしながら、人口密度はそれほど高くなく、経済活動もエネルギーを多量に消費するレベルには達していない。NGUMP では、パイプラインの建設が提唱されているが、地域需要はパイプラインを成立させるには小さすぎる可能性がある。したがって、ガス導入

の初期段階においては、これに代わり鉄道やトラックを使ってガスを配送する方法を検討する必要がある。このような手法はバーチャルパイプラインとして近年開発されたものである。その技術的側面については、第7章で議論する。

上記のようなガス配送システムの設定する基礎情報として、以下では地域別エネルギー需要傾向を下記のような手順で分析する。

第5.3節：全国全州のエネルギー需要見通しのマクロ分析

第5.4節：対象地域の天然ガス需要見通し

第5.5節：2018年に実施した地方エネルギー消費実態調査にもとづくフェーズⅠ、グループA都市の期待される天然ガス需要

第5.6節：グーグルマップによる潜在ガス需要の読み取り

第5.7節：2021年に実施したエネルギー市場調査に基づくガスの潜在需要の推定

また、自動車用燃料向けのガス需要については第6章で論じる。

5.3.1 地域別経済動向

1) 地域別人口

前節の人口予測結果を基に、各地域の人口実績データのトレンドによってそれぞれの人口を推計した。推計は歴史データによる自然推移に沿ったもので、政策を考慮した操作は行っていない。各地域の人口は、2016～2020年の間、年平均増加率2.6%前後で拡大している。特にダルエスサラームの経済開発及びドドマの首都建設により、この両都市に多くの人口が移入することが過去のトレンドからも見られ、この両地域については2020～2030年の間の人口増加率はそれぞれ2.8%と3.0%と、高い伸び率で拡大すると想定した。一方、経済開発が比較的進んでいる地域、例えばムトワラ州、アルーシャ州とキリマンジャロ州の人口増加率は、2040～2050年には1.1%まで低下する。

次に各地域の都市化率をみると、2016年時点ですでに都市化率が進んでいる地域は、ダルエスサラームに加えてプワニ州（62.1%）、ムベヤ州（55.5%）、ザンジバル³⁶（48.9%）、モロゴロ州（41.6%）などである。但し、ドドマ州（17.4%）、カゲラ州（13.9%）、マラ州（13.7%）、シンギダ州（13.2%）などの地域は西部の内陸に位置し、主要インフラへのアクセスが困難なため、経済開発が遅れている。これらの地域の都市化率は低く、今後の経済開発によって地域格差がさらに広がる可能性がある。プワニ州とモロゴロ州はダルエスサラームに隣接しており、ダルエスサラームの経済開発の波及効果を受けて、都市化率は他の地域よりも比較的高い。

³⁶ ザンジバルは合計5区

表 5.3-1 地域別人口予測

州	実績 (万人)	予測 (万人)				年平均増加率 (%)			
	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	189.1	205.0	247.8	288.1	320.7	2.0	1.9	1.5	1.1
ダルエスサラーム	546.5	617.7	812.7	1,010.5	1,189.6	3.1	2.8	2.2	1.6
ドドマ	226.5	258.7	347.5	438.4	522.0	3.4	3.0	2.4	1.8
イリンガ+ンジョンベ	171.0	183.6	217.2	247.9	271.4	1.8	1.7	1.3	0.9
カゲラ	279.0	308.6	389.3	468.7	537.7	2.6	2.3	1.9	1.4
キゴマ	234.2	262.0	337.9	414.0	481.6	2.8	2.6	2.0	1.5
キリマンジャロ	175.9	192.1	236.0	278.0	313.2	2.2	2.1	1.7	1.2
リンディ	89.8	97.2	117.2	135.9	151.1	2.0	1.9	1.5	1.1
マニャラ	161.8	181.7	236.0	290.7	339.7	2.9	2.7	2.1	1.6
マラ	192.4	212.6	267.5	321.3	368.0	2.5	2.3	1.9	1.4
ムベヤ+ソングウェ	322.6	357.4	451.8	544.9	626.0	2.6	2.4	1.9	1.4
モロゴロ	243.7	269.4	339.0	407.5	466.8	2.5	2.3	1.9	1.4
ムトワラ	133.5	145.3	177.1	207.3	232.3	2.1	2.0	1.6	1.1
ムワンザ+ゲイタ	505.5	566.2	731.7	897.7	1,045.8	2.9	2.6	2.1	1.5
ブワニ	119.8	132.0	165.2	197.6	225.5	2.5	2.3	1.8	1.3
ルクワ+カタヴィ	178.5	199.2	255.9	312.6	362.8	2.8	2.5	2.0	1.5
ルヴマ	149.9	165.3	207.2	248.3	283.7	2.5	2.3	1.8	1.3
シニャンガ+シミュ	337.2	371.4	464.1	554.6	632.4	2.4	2.3	1.8	1.3
シンギダ	150.4	165.9	207.8	248.8	284.2	2.5	2.3	1.8	1.3
タボラ	257.6	287.3	368.2	448.8	520.1	2.8	2.5	2.0	1.5
タンガ	223.6	245.5	304.9	362.5	411.5	2.4	2.2	1.7	1.3
タンザニア(本土)	4,888.4	5,424.2	6,881.8	8,324.0	9,585.9	2.6	2.4	1.9	1.4
ザンジバル合計	146.7	164.3	212.1	260.0	302.6	2.9	2.6	2.1	1.5
タンザニア合計	5,035.1	5,588.5	7,093.9	8,584.0	9,888.6	2.6	2.4	1.9	1.4

出所：2016 年：国家統計局、予測：JICA チーム

また、今後各地域における都市化の進展が民生部門と商業部門のエネルギー消費構造に大きく影響を与えることになるだろう。多くの人口が都市に集中することにより、一次バイオマス燃料から近代型エネルギーへの移行が進行する。都市化が進む地域では電力、LPG、都市ガス、石油などの供給インフラ整備が進めば、エネルギー消費効率が大きく改善されるであろう。

表 5.3-2 地域別人口の都市化率

州	実績 (%)	予測 (%)			
	2016	2020	2030	2040	2050
アルーシャ	38.6	41.3	48.9	54.2	58.0
ダルエスサラーム	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
ドドマ	17.4	19.9	23.6	30.2	37.4
イリンガ+ンジョンベ	33.6	35.9	43.8	50.7	55.4
カゲラ	13.9	18.9	22.3	28.1	35.2
キゴマ	28.0	30.9	38.2	46.1	52.3
キリマンジャロ	23.7	26.1	33.0	40.5	48.2
リンディ	18.1	20.2	24.2	30.9	38.2
マニャラ	18.1	20.2	24.2	30.9	38.2
マラ	13.7	18.9	22.3	28.1	35.2
ムベヤ+ソングウェ	55.5	56.9	60.4	63.6	66.4
モロゴロ	41.6	44.6	51.3	55.8	59.4
ムトワラ	31.8	34.4	42.2	49.5	54.6
ムワンザ+ゲイタ	38.9	42.2	49.5	54.6	58.4
ブワニ	62.1	63.3	66.2	68.7	70.3
ルクワ+カタヴィ	35.6	38.9	46.8	52.8	56.9
ルヴマ	22.8	25.5	32.3	39.7	47.5
シニャンガ+シミュ	15.9	19.5	23.0	29.5	36.6
シンギダ	13.2	17.4	21.9	27.4	34.4
タボラ	17.4	19.9	23.6	30.2	37.4
タンガ	34.2	37.4	45.4	51.8	56.1
タンザニア(本土)	32.3	35.2	43.0	50.1	55.0
ザンジバル合計	48.9	51.3	55.8	59.4	62.7
タンザニア合計	32.3	35.2	43.0	50.1	55.0

出所：2016 年：国家統計局、予測：JICA チーム

2) 地域経済

各地域の経済発展の推計は、地域別人口推計と同様、政策などによる操作がない前提で過去の歴史データのトレンドにより算出した。各地域の経済成長率は、全国平均の 2016～2020 年の年平均増加率 6.7%前後から 2040～2050 年の同 5.8%前後に至るまでの成長経路に沿う形で展開した。特筆すべきことは、ダルエスサラーム市、ムワンザ州、ムベヤ州の 3 地域の経済規模は、2016 年には 2007 年価格でそれぞれ 7.8 兆 TZS (16.6%)、4.5 兆 TZS (9.4%)、3.4 兆 TZS (7.3%) で、全国 GDP (2007 年価格) の 33.3%を占めている。今後の経済成長においても、この 3 地域が引き続き重要な役割を果たしていくと思われる。

一方、各地域ではその社会経済的な背景を反映した独自の発展戦略がみられる。アルーシャ州とキリマンジャロ州は観光産業が牽引するサービス業の発展が続き、タンガ州では港湾を中心に工業や交易市場の開発が進められ、モロゴロではダルエスサラームの後背地という戦略的位置を利用した農業と工業の高度化が図られている。これらの地域も今後タンザニアの経済発展に重要な貢献をするものと期待できよう。

表 5.3-3 地域別国内総生産額及び年平均増加率（実質 GDP、2007 年価格）

州	実績 (10億TZS)		予測 (10億TZS)				年平均増加率 (%)				
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2016/ 2010	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	1,508	2,163	2,837	5,439	10,082	18,113	6.2	7.0	6.7	6.4	6.0
ダルエスサラーム	5,200	7,822	10,503	21,245	41,342	77,625	7.0	7.6	7.3	6.9	6.5
ドドマ	982	1,344	1,899	4,270	9,025	18,113	5.4	9.0	8.4	7.8	7.2
イリンガ+ンジョンベ	1,631	2,261	2,831	4,803	7,803	12,138	5.6	5.8	5.4	5.0	4.5
カゲラ	1,208	1,818	2,285	3,920	6,456	10,214	7.1	5.9	5.5	5.1	4.7
キゴマ	868	1,334	1,684	2,921	4,872	7,827	7.4	6.0	5.7	5.3	4.9
キリマンジャロ	1,378	2,043	2,570	4,414	7,282	11,541	6.8	5.9	5.6	5.1	4.7
リンディ	596	902	1,187	2,295	4,288	7,763	7.2	7.1	6.8	6.5	6.1
マニャラ	1,027	1,537	1,966	3,537	6,149	10,350	6.9	6.4	6.0	5.7	5.3
マラ	1,122	1,689	2,089	3,418	5,303	7,763	7.1	5.5	5.0	4.5	3.9
ムベヤ+ソングウェ	2,277	3,423	4,436	8,246	14,833	25,875	7.0	6.7	6.4	6.0	5.7
モロゴロ	1,508	2,209	2,890	5,504	10,141	18,113	6.6	7.0	6.7	6.3	6.0
ムトワラ	888	1,242	1,577	2,781	4,728	7,763	5.8	6.2	5.8	5.4	5.1
ムワンザ+ゲイタ	2,834	4,457	6,134	13,082	26,583	51,750	7.8	8.3	7.9	7.3	6.9
プワニ	583	828	1,206	2,862	6,277	12,938	6.0	9.8	9.0	8.2	7.5
ルクワ+カタヴィ	1,046	1,656	2,052	3,372	5,262	7,763	8.0	5.5	5.1	4.6	4.0
ルヴマ	1,141	1,795	2,184	3,401	4,919	6,469	7.8	5.0	4.5	3.8	2.8
シニヤンガ+シミュ	1,877	2,733	3,399	5,654	8,962	13,504	6.5	5.6	5.2	4.7	4.2
シンギダ	634	851	1,047	1,686	2,558	3,627	5.0	5.3	4.9	4.3	3.6
タボラ	1,190	1,748	2,197	3,765	6,191	9,776	6.6	5.9	5.5	5.1	4.7
タンガ	1,438	2,149	2,821	5,419	10,064	18,113	6.9	7.0	6.7	6.4	6.1
タンザニア(本土)	30,934	46,004	59,796	112,031	203,118	357,134	6.8	6.8	6.5	6.1	5.8
ザンジバル合計	742	1,166	1,444	2,372	3,701	5,458	7.8	5.5	5.1	4.5	4.0
タンザニア合計	31,676	47,169	61,239	114,403	206,819	362,592	6.9	6.7	6.4	6.1	5.8

出所：2010 年と 2016 年：国家統計局、予測：JICA チーム

2016 年の一人当たり GDP の実績では、ダルエスサラームが 143 万 TZS（2007 年価格）で、同年では全国 1 位である。2050 年ではダルエスサラームの一人当たり GDP は 4.6 倍の 653 万 TZS へと拡大する。2050 年の予測結果を見ると、ダルエスサラームに次いで一人当たり GDP が高い地域として、プワニ州（574 万 TZS）、アルーシャ市（565 万 TZS）、リンディ州（514 万 TZS）、ムワンザ州（495 万 TZS）などが続く。一方、2016 年における一人当たり GDP の最高と最低の格差は 2.5 倍であったが、2050 年になるとこの格差は 5.1 倍まで拡大する。これは地域間の収入格差が拡大することを意味する。

今まで多くの研究で示されたように、一人当たり GDP のレベルが近代型エネルギーを導入するタイミングに大きく影響することがわかっている。今回の研究もこの考え方を踏襲し、LPG を導入するタイミングは、一人当たり GDP が 100 万 TZS（2007 価格）を超えた時期とすると想定した。2016 年の名目価格に換算すると約 220 万 TZS である。

表 5.3-4 地域別一人当たり GDP（実質 GDP、2007 年価格）

州	実績 (万 TZS/人)		予測 (万 TZS/人)				年平均増加率 (%)				
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2016/ 2010	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	93.5	114.4	138.4	219.5	350.0	564.7	3.4	4.9	4.7	4.8	4.9
ダルエスサラーム	130.4	143.1	170.0	261.4	409.1	652.6	1.6	4.4	4.4	4.6	4.8
ドドマ	48.9	59.3	73.4	122.9	205.9	347.0	3.3	5.5	5.3	5.3	5.4
イリンガ+ンジョンベ	134.7	132.3	154.2	221.1	314.8	447.2	-0.3	3.9	3.7	3.6	3.6
カゲラ	50.9	65.2	74.0	100.7	137.8	190.0	4.2	3.2	3.1	3.2	3.3
キゴマ	42.6	57.0	64.3	86.4	117.7	162.5	5.0	3.1	3.0	3.1	3.3
キリマンジャロ	86.8	116.1	133.7	187.1	261.9	368.5	5.0	3.6	3.4	3.4	3.5
リンディ	70.1	100.5	122.2	195.9	315.5	513.9	6.2	5.0	4.8	4.9	5.0
マニャラ	76.2	95.0	108.2	149.9	211.5	304.7	3.7	3.3	3.3	3.5	3.7
マラ	67.3	87.8	98.2	127.8	165.0	210.9	4.5	2.9	2.7	2.6	2.5
ムベヤ+ソングウェ	88.3	106.1	124.1	182.5	272.2	413.4	3.1	4.0	3.9	4.1	4.3
モロゴロ	70.9	90.6	107.3	162.3	248.9	388.0	4.2	4.3	4.2	4.4	4.5
ムトワラ	71.5	93.1	108.6	157.1	228.0	334.2	4.5	3.9	3.8	3.8	3.9
ムワンザ+ゲイタ	67.6	88.2	108.3	178.8	296.1	494.9	4.5	5.3	5.1	5.2	5.3
プワニ	55.2	69.1	91.3	173.3	317.6	573.7	3.8	7.2	6.6	6.2	6.1
ルクワ+カタヴィ	70.6	92.8	103.0	131.7	168.3	214.0	4.7	2.6	2.5	2.5	2.4
ルヴマ	86.2	119.7	132.1	164.1	198.1	228.0	5.6	2.5	2.2	1.9	1.4
シニャンガ+シミュ	61.4	81.1	91.5	121.8	161.6	213.5	4.7	3.1	2.9	2.9	2.8
シンギダ	48.2	56.6	63.1	81.1	102.8	127.6	2.7	2.8	2.5	2.4	2.2
タボラ	54.7	67.9	76.5	102.3	137.9	187.9	3.7	3.0	2.9	3.0	3.1
タンガ	73.2	96.1	114.9	177.7	277.6	440.2	4.6	4.6	4.5	4.6	4.7
タンザニア(本土)	75.1	94.1	110.2	162.8	244.0	372.6	3.8	4.0	4.0	4.1	4.3
ザンジバル	59.8	79.4	87.9	111.9	142.4	180.3	4.8	2.6	2.4	2.4	2.4
タンザニア合計	74.7	93.7	109.6	161.3	240.9	366.7	3.9	4.0	3.9	4.1	4.3

出所：2010 年と 2016 年：国家統計局、予測：JICA チーム

5.3.2 地域別エネルギー需要見通し

1) 地域別最終エネルギー需要見通し

Appendix D で議論している国内エネルギー消費の見方を適用すると、2016 年のダルエスサラームの最終エネルギー需要量 (2,704 ktoe) の全国合計に占める比率は 32.4%である。ダルエスサラームは国内で最大のエネルギー消費地域で、これは 2050 年まで続くと予想される。2050 年を見ると、最終エネルギー需要量はダルエスサラームでは 16,147 ktoe (43.2%) で、高い順にムワンザ州 2,617 ktoe (7.0%)、アルーシャ州 2,178 ktoe (5.8%)、タンガ州 2,147ktoe (5.7%) と続く。これらの地域はいずれも産業活動が比較的活発な地域である。

特徴的なのはムトワラ州で、ここではエネルギー需要が 2015～2020 年の間年平均 19.0%で拡大する見込みで、その後 10 年間も年平均 5.3%で伸びる見通しである。これは、同州で 2016 年にセメントプラント（年産 60 万トン）が稼働したためで、2017 年にはこのプラントの燃料が天然ガスに切り替えられている。その後については比較的穏やかに需要増加を見込んでいるが、天然ガス幹線パイプラインの通っているムトワラ、リンディの両州では、今後ガスを原料とする産業の開発が進むことになれば、産業部門でのエネルギー消費は全く様相を変えることになるだろう。

表 5.3-5 地域別最終エネルギー需要予測

州	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	231	337	426	792	1,477	2,178	6.1	6.4	6.4	4.0
ダルエスサラーム	1,491	2,704	3,476	6,053	10,292	16,147	6.5	5.7	5.5	4.6
ドドマ	214	260	299	458	674	1,120	3.5	4.3	3.9	5.2
イリンガ+ンジョンベ	152	215	231	318	446	670	1.8	3.3	3.4	4.2
カゲラ	228	278	306	391	496	797	2.4	2.5	2.4	4.9
キゴマ	206	258	285	398	545	889	2.5	3.4	3.2	5.0
キリマンジャロ	179	216	240	364	545	861	2.7	4.2	4.1	4.7
リンディ	89	147	142	205	272	393	-0.8	3.8	2.8	3.8
マニャラ	137	173	189	253	336	551	2.3	2.9	2.9	5.1
マラ	173	197	216	271	334	531	2.3	2.3	2.1	4.8
ムベヤ+ソングウェ	306	449	540	776	1,058	1,623	4.7	3.7	3.1	4.4
モロゴロ	232	287	316	457	639	1,032	2.4	3.8	3.4	4.9
ムトワラ	135	157	316	528	697	952	19.0	5.3	2.8	3.2
ムワンザ+ゲイタ	475	631	722	1,099	1,650	2,617	3.4	4.3	4.1	4.7
ブワニ	121	170	194	294	450	695	3.3	4.2	4.4	4.4
ルクワ+カタヴィ	164	216	238	332	443	701	2.5	3.4	2.9	4.7
ルヴァ	147	172	187	258	356	561	2.1	3.2	3.3	4.6
シニャンガ+シミュ	301	349	379	489	635	1,010	2.1	2.6	2.7	4.7
シンギダ	129	148	162	210	269	426	2.3	2.6	2.5	4.7
タボラ	215	265	288	377	490	797	2.1	2.7	2.7	5.0
タンガ	445	526	534	937	1,465	2,147	0.4	5.8	4.6	3.9
タンザニア(本土)	5,770	8,155	9,686	15,259	23,570	36,698	4.4	4.6	4.4	4.5
ザンジバル合計	158	192	215	310	434	682	2.9	3.7	3.4	4.6
タンザニア合計	5,928	8,347	9,901	15,569	24,003	37,381	4.4	4.6	4.4	4.5

出所：JICA チーム

一方、タンザニア内陸部の西部諸州では人口も少なく経済活動もそれほど活発ではない。エネルギー消費は家計部門が中心で、需要規模も小さい。2050 年の予測結果を見ると西部諸州のエネルギー需要は小規模で、シンギダ州で 426ktoe、マニャラ州で 551ktoe、マラ州で 531ktoe、ルヴァ州で 561ktoe 等となっている。

2) 地域別産業部門エネルギー需要予測

地域別産業部門のエネルギー需要は、いくつかの大胆な仮定を置いて想定した。石炭についてはセメント工場（および生産量）や石灰石採集場の地域分布が考慮されている。天然ガスについては供給可能地域および供給時期（2025 年）を仮定して算出した。産業部門の石油、一次バイオマス、電力については各地域の経済規模などの条件に沿って算出した。LPG は、各地の貯蔵タンクの設置時期が産業部門での消費開始時期の鍵と考えられている。

2016 年の各地域の産業部門のエネルギー消費量を見ると、ダルエスサラームとタンガ州ではそれぞれ 353 ktoe（全国の 30.6%）と 239 ktoe（同 20.7%）が消費されている。この両地域だけでタンザニアの産業部門のエネルギー消費量の 51.3%を占めている。いずれも港湾都市として産業が形成され地域である。同年のその他の地域のエネルギー消費量では、ムワンザ州（61ktoe）とムベヤ州（47ktoe）だけが比較的高い。

今回の 2050 年までの予測結果では、ダルエスサラームとタンガ州では依然として港湾や輸送インフラが有利に利用できる点から産業の拡大が続く。同時に、ムワンザ州、ムベヤ州、ムトワラ州などの地域は、今後産業拡大のポテンシャルがあり、産業部門でのエネルギー需

要量が増えていくと予想される。

表 5.3-6 地域別産業部門エネルギー需要予測

州	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	16	30	33	67	112	177	2.4	7.5	5.3	4.7
ダルエスサラーム	154	353	442	732	1,141	1,706	5.8	5.2	4.5	4.1
ドドマ	10	19	22	57	104	178	4.8	9.7	6.2	5.6
イリンガ+ンジョンベ	17	31	33	50	74	103	1.6	4.1	4.1	3.4
カゲラ	12	25	26	39	58	81	1.4	3.9	4.1	3.4
キゴマ	9	18	20	29	44	63	1.6	4.1	4.3	3.6
キリマンジャロ	14	28	30	58	89	130	1.8	6.6	4.4	3.9
リンディ	6	62	52	95	135	176	-4.3	6.2	3.5	2.7
マニャラ	11	21	23	35	54	80	2.0	4.3	4.6	4.0
マラ	12	23	24	33	46	59	0.9	3.2	3.5	2.6
ムベヤ+ソングウェ	23	47	96	165	243	334	19.6	5.5	4.0	3.2
モロゴロ	16	30	33	62	104	163	2.4	6.5	5.2	4.6
ムトワラ	9	17	164	324	430	524	76.5	7.0	2.9	2.0
ムワンザ+ゲイタ	29	61	71	128	233	396	3.8	6.1	6.2	5.4
ブワニ	6	12	14	30	58	103	5.7	7.5	6.9	6.0
ルクワ+カタヴィ	11	23	23	32	46	60	1.0	3.3	3.5	2.7
ルヴマ	12	25	26	35	47	56	0.8	3.1	3.0	1.9
シニャンガ+シミュ	19	38	40	58	84	114	1.4	3.8	3.8	3.0
シンギダ	7	12	12	18	25	32	1.3	3.7	3.5	2.6
タボラ	12	24	25	37	56	77	1.4	3.9	4.1	3.4
タンガ	224	239	195	384	539	699	-5.0	7.0	3.5	2.6
タンザニア(本土)	628	1,138	1,406	2,467	3,721	5,312	5.4	5.8	4.2	3.6
ザンジバル合計	8	16	17	25	36	49	1.5	3.9	3.7	3.0
タンザニア合計	636	1,154	1,424	2,492	3,758	5,361	5.4	5.8	4.2	3.6

出所：JICA チーム

3) 地域別輸送部門エネルギー需要予測

タンザニアの輸送部門のエネルギー統計には、ガソリンとディーゼルだけしか計上されていない。実際には鉄道、船舶、航空機も動いているが、この分野の燃料消費は確認できる資料がない³⁷。また、自動車に関しては地域別の統計資料がないため、今回の分析では各地域の経済規模（GDP）に燃料消費係数をかける形で算出した。この方法で正確な数字を把握することは困難だが、自動車の利用は国民の所得と経済活動に大きく関わっているため、各地域の輸送用エネルギー消費の規模や傾向を示す指標としては利用できるだろう。

2016年の各地域の輸送用エネルギー需要を見ると、ダルエスサラーム 1,608 ktoe (70.0%)、アルーシャ州 103ktoe (4.5%)、ムワンザ州 81 ktoe (3.5%)、ムベヤ州 74 ktoe (3.2%) など経済活動が活発で、都市化が比較的進んだ地域に集中している。2050 年では、この 4 地域の輸送用エネルギー需要は、それぞれ 9,741 ktoe (70.0%)、626 ktoe (4.5%)、473 ktoe (3.4%)、322ktoe (2.3%) までに拡大し、輸送用エネルギー需要が最も高い地域であり続ける。一方、タンガ州、モロゴロ州、キリマンジャロ州などの輸送エネルギー需要もかなり増大する。

³⁷ 鉄道と船舶は主にディーゼルまたは重油を消費しているため、ディーゼルの消費量に含まれている可能性がある。

なお、輸送用エネルギー需要の分析では、鉄道、航空、船舶などの分野について議論すべき点が多く残っている。また、都市部における CNG 車（タクシーなど）の導入可能性については検討の余地があるといえよう。

表 5.3-7 地域別輸送部門エネルギー需要予測

州	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	51	103	136	235	396	626	7.2	5.6	5.3	4.7
ダルエスサラーム	795	1,608	2,121	3,656	6,156	9,741	7.2	5.6	5.3	4.7
ドドマ	22	45	59	102	171	271	7.2	5.6	5.3	4.7
イリンガ+ンジョンベ	14	24	29	50	80	117	5.5	5.4	4.8	3.9
カゲラ	7	16	26	45	83	147	12.9	5.8	6.3	5.8
キゴマ	11	27	36	68	121	195	7.4	6.5	6.0	4.9
キリマンジャロ	14	29	38	66	111	175	7.2	5.6	5.3	4.7
リンディ	5	7	9	15	27	45	6.9	5.4	6.0	5.3
マニャラ	6	12	16	30	57	100	7.8	6.2	6.6	5.8
マラ	9	11	18	31	57	100	13.2	5.7	6.2	5.8
ムベヤ+ソングウェ	28	74	91	143	220	322	5.2	4.7	4.4	3.9
モロゴロ	11	21	28	49	82	129	7.2	5.6	5.3	4.7
ムトワラ	9	18	22	39	65	98	6.2	5.8	5.2	4.2
ムワンザ+ゲイタ	39	81	106	190	311	473	7.0	5.9	5.1	4.3
ブワニ	11	31	37	57	86	123	4.9	4.4	4.2	3.6
ルクワ+カタヴィ	12	26	35	63	105	160	7.2	6.1	5.2	4.3
ルヴマ	10	14	19	35	63	105	7.4	6.4	6.0	5.3
シニャンガ+シミュ	11	22	32	56	104	180	10.0	5.6	6.4	5.7
シンギダ	5	8	13	24	43	76	11.9	6.4	6.1	5.8
タボラ	9	19	25	46	86	151	8.3	6.0	6.6	5.8
タンガ	35	72	95	163	274	434	7.2	5.6	5.3	4.7
タンザニア(本土)	1,116	2,267	2,993	5,161	8,696	13,768	7.2	5.6	5.4	4.7
ザンジバル合計	19	30	38	62	98	147	6.1	5.1	4.7	4.2
タンザニア合計	1,135	2,297	3,030	5,223	8,794	13,915	7.2	5.6	5.3	4.7

出所：JICA チーム

4) 地域別商業部門エネルギー需要予測

商業部門は、基本的に都市化率や都市人口の増加に比例して拡大している。商業部門のエネルギー需要分析は、都市人口に対して一人当たり平均のエネルギー源別消費原単位を想定し、消費原単位を各地域の都市人口にかけることで算出した。ダルエスサラームでは、公式発表では、都市化率はすでに 100%に達している。ダルエスサラームでは商業部門の一人当たりエネルギー消費原単位が他の地域の平均値よりも高いと思われるが、便宜上ここでは全国平均値を適用した。

ダルエスサラームは、都市化が最も進んだ地域で、2016 年の商業部門のエネルギー需要量は 209 ktoe と推定され、全国の 31.9%を占めている。しかし、各地域の都市化が進むにつれ、ダルエスサラームのシェアは次第に低下し、2050 年には全体の 23.5%に下がる。その代わりに各地域で都市人口が増加し、商業活動が活発化する。特に 2016～2020 年間と 2020～2030 年間は、いずれの地域でも高い伸び率で商業エネルギー需要が増えている。一方、タンザニアでは電力、LPG など近代型エネルギーの供給インフラの整備が遅れている状況の

なか、当面は都市化によるエネルギー供給の大部分を木炭（Charcoal）に依存することになりそうだ。木炭使用増加による健康被害、森林伐採などを防ぐためにも、木炭に代わるエネルギーの供給体制整備を急ぐ必要がある。

表 5.3-8 地域別商業部門エネルギー需要予測

州	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	21	25	37	93	203	323	9.9	9.6	8.1	4.8
ダルエスサラーム	163	209	250	386	572	941	4.5	4.5	4.0	5.1
ドドマ	12	13	19	41	78	138	9.9	7.8	6.7	5.9
イリンガ+ンジョンベ	17	19	25	49	91	142	7.0	6.9	6.3	4.5
カゲラ	8	13	20	34	55	98	12.5	5.3	4.8	5.9
キゴマ	13	21	28	48	72	121	6.9	5.6	4.0	5.4
キリマンジャロ	15	14	20	49	97	167	9.0	9.3	7.2	5.5
リンディ	6	5	7	11	17	30	6.9	5.0	4.6	5.6
マニャラ	7	10	13	21	33	59	7.4	5.3	4.4	6.1
マラ	11	9	14	21	29	53	12.2	4.4	3.4	6.3
ムベヤ+ソングウェ	33	59	70	102	134	210	4.5	3.8	2.8	4.6
モロゴロ	23	33	41	67	92	150	5.7	4.9	3.2	5.0
ムトワラ	11	14	17	28	39	66	5.4	5.3	3.1	5.5
ムワンザ+ゲイタ	45	65	85	151	237	378	7.0	5.9	4.6	4.8
ブワニ	13	25	30	47	72	110	5.0	4.6	4.3	4.4
ルクワ+カタヴィ	14	21	26	41	52	85	6.2	4.7	2.3	5.0
ルヴマ	12	11	16	33	61	101	8.7	7.5	6.4	5.2
シニヤンガ+シミュ	13	18	27	50	91	155	10.7	6.4	6.2	5.5
シンギダ	6	7	11	21	37	64	12.6	6.9	6.0	5.6
タボラ	10	15	20	34	56	100	8.0	5.6	5.0	5.9
タンガ	17	27	41	109	247	392	11.4	10.2	8.5	4.8
タンザニア(本土)	468	632	817	1,437	2,365	3,883	6.6	5.8	5.1	5.1
ザンジバル合計	22	24	30	50	77	122	6.1	5.2	4.5	4.7
タンザニア合計	491	656	847	1,487	2,442	4,005	6.6	5.8	5.1	5.1

出所：JICA チーム

5) 地域別民生部門エネルギー需要予測

民生部門のエネルギー需要量に関する既存データの問題点や部門別のエネルギー需要予測の難しさについては Appendix D 及び第 D.1 節に解説した。ここでは詳しい説明は繰り返さないが、前述の前提や計算方法を基に各地域の民生部門のエネルギー需要を大まかに試算した。一次バイオマス、木炭、石油（主に灯油）、電力などは、都市部および地方の人口一人当たりの消費原単位を算出し、それを係数として各地域の人口にかけている。

LPG では、各地域の受入基地と貯蔵タンクの設置時期に合わせて LPG の供給が始まり、まだ供給が始まっていない地域では一人当たり GDP（2007 年価格）が 100 万 TZS に達した地域から順次 LPG が導入されると想定した。天然ガスについては、既に導入されているダルエスサラームやムトワラ州をはじめ、ドドマ州、モロゴロ州、タンガ州、モシ州、アルーシャ州など、天然ガス供給インフラに近い地域で 2025 年から順次導入されるものと仮定した。

表 5.3-9 地域別民生部門エネルギー需要予測

州	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	142	176	217	392	756	1,030	5.4	6.1	6.8	3.1
ダルエスサラーム	380	534	663	1,279	2,424	3,761	5.6	6.8	6.6	4.5
ドドマ	167	180	193	246	295	481	1.8	2.5	1.8	5.0
イリンガ+ンジョンベ	103	138	139	163	190	290	0.3	1.6	1.5	4.3
カゲラ	196	219	226	258	271	418	0.8	1.3	0.5	4.4
キゴマ	170	187	196	242	289	474	1.2	2.1	1.8	5.1
キリマンジャロ	134	142	148	184	233	363	1.0	2.2	2.4	4.5
リンディ	71	71	72	80	85	128	0.4	1.1	0.6	4.2
マニャラ	112	127	134	159	175	278	1.2	1.7	1.0	4.8
マラ	139	151	155	176	182	282	0.8	1.3	0.3	4.5
ムベヤ+ソングウェ	219	266	278	357	444	723	1.1	2.5	2.2	5.0
モロゴロ	180	199	208	271	345	560	1.2	2.7	2.5	5.0
ムトワラ	104	107	109	131	155	248	0.6	1.8	1.7	4.8
ムワンザ+ゲイタ	356	416	449	612	834	1,302	2.0	3.1	3.1	4.6
ブワニ	90	102	111	157	229	348	2.1	3.5	3.8	4.3
ルクワ+カタヴィ	125	143	150	189	228	372	1.2	2.3	1.9	5.0
ルヴマ	111	119	124	148	173	276	0.9	1.8	1.5	4.8
シニャンガ+シミュ	253	265	272	308	323	500	0.6	1.2	0.5	4.5
シンギダ	109	118	122	140	148	225	0.8	1.4	0.6	4.3
タボラ	180	203	211	246	266	419	0.9	1.6	0.8	4.6
タンガ	166	185	199	273	390	593	1.8	3.2	3.6	4.3
タンザニア(本土)	3,508	4,047	4,377	6,011	8,435	13,073	2.0	3.2	3.4	4.5
ザンジバル合計	107	121	128	168	213	347	1.5	2.8	2.4	5.0
タンザニア合計	3,615	4,168	4,505	6,179	8,649	13,420	2.0	3.2	3.4	4.5

出所：JICA チーム

上記の条件設定を基に各地域の民生用エネルギー需要の予測を行った。2050 年までという長い期間の中で、2つの現象が観察される。①近代型エネルギーの導入が既に進んでいるダルエスサラームとアルーシャ州の民生部門では、エネルギー需要は 2040 年まで毎年 5%以上の高率で拡大する。これは近代化された生活が普及し、電力や都市ガス、LPG などの需要が拡大していくためである。②上記 2 地域以外の地域の民生用エネルギー需要は、所得がまだ家電製品の普及水準に届かない家庭が多く、2020 年頃までは比較的低い伸び率で増加する。それ以降エネルギー消費は徐々に上昇に向かい、2040～2050 年では 3.1～5.1%まで拡大する。これらの地域では、現状、民生用エネルギーの供給源は 8 割以上が一次バイオマスと木炭中心である。森林資源の枯渇は大きな環境問題として差し迫っており、各地域の政府は森林や樹木の伐採に対して厳しい制限措置を取り始めている。この結果、2030 年にかけて一次バイオマスと木炭の供給は抑制される方向に向かい、一方は電気と LPG への移行を促進することになる。今後 2030 年頃にかけて、各地域で民生エネルギーの供給源転換の時期に入り、その後は近代型エネルギー需要の拡大期へとつながると考えられる。

6) 地域別農業部門エネルギー需要予測

過去のデータによれば、農業部門やその他部門のエネルギー需要量は非常に低い。2016 年の消費量は全国で 23 ktoe、その他部門は 49ktoe であった。農業部門のエネルギー需要は主に農業機器や灌漑設備などによるものである。しかし、各地域の農業生産高、農業機器と灌漑設備に関する統計が得られないため、ここでは農村人口を用いて、全国一人当たりのエネ

ルギー消費原単位を算出する。このエネルギー原単位を係数として、各地域の農村人口にかけ、それぞれのエネルギー需要量を推計する。

表 5.3-10 地域別農業部門エネルギー需要予測

州	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	1.9	2.7	3.5	6.3	11.3	21.0	6.6	5.9	6.1	6.4
ダルエスサラーム	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
ドドマ	2.9	4.2	5.8	12.7	26.0	50.5	8.4	8.2	7.5	6.8
イリンガ+ンジョンベ	1.4	2.6	3.4	6.0	10.5	18.8	6.6	5.8	5.8	6.0
カゲラ	3.7	5.3	6.9	14.4	28.6	53.8	6.9	7.6	7.1	6.5
キゴマ	2.9	3.8	5.2	10.1	19.1	35.7	7.6	7.0	6.5	6.5
キリマンジャロ	2.1	3.0	4.0	7.6	14.1	25.1	7.2	6.7	6.4	6.0
リンディ	1.2	1.6	2.2	4.2	8.0	14.4	7.1	7.0	6.5	6.1
マニヤラ	2.0	3.0	4.0	8.5	17.1	32.4	8.1	7.8	7.2	6.6
マラ	2.4	3.7	4.8	9.9	19.6	36.8	6.8	7.6	7.1	6.5
ムベヤ+ソングウェ	3.0	3.6	4.9	9.1	17.2	33.0	7.4	6.5	6.6	6.8
モロゴロ	2.6	3.4	4.4	8.2	15.5	29.6	7.0	6.3	6.6	6.7
ムトワラ	1.6	2.1	2.7	5.0	9.0	16.4	6.9	6.2	6.0	6.2
ムワンザ+ゲイタ	5.2	7.3	9.6	18.3	35.0	67.9	7.3	6.6	6.7	6.9
ブワニ	1.2	1.2	1.6	2.9	5.4	10.6	7.2	6.2	6.4	7.0
ルクワ+カタヴィ	1.9	2.7	3.5	6.7	12.7	24.4	7.2	6.6	6.6	6.8
ルヴマ	1.7	2.6	3.5	6.8	12.8	23.1	7.4	6.9	6.6	6.1
シニャンガ+シミュ	4.6	6.3	8.3	17.0	33.3	61.9	7.1	7.5	6.9	6.4
シンギダ	2.0	2.9	3.8	7.7	15.3	28.8	7.1	7.4	7.1	6.5
タボラ	3.3	4.7	6.4	13.4	26.6	50.3	7.8	7.7	7.1	6.6
タンガ	2.6	3.4	4.5	8.2	15.0	28.1	6.9	6.2	6.3	6.5
タンザニア(本土)	50.2	70.2	93.0	183.0	352.0	662.5	7.3	7.0	6.8	6.5
ザンジバル合計	1.2	1.8	2.4	4.7	9.1	17.7	7.4	6.7	6.8	6.9
タンザニア合計	51.3	72.1	95.4	187.7	361.1	680.1	7.3	7.0	6.8	6.5

出所：JICA チーム

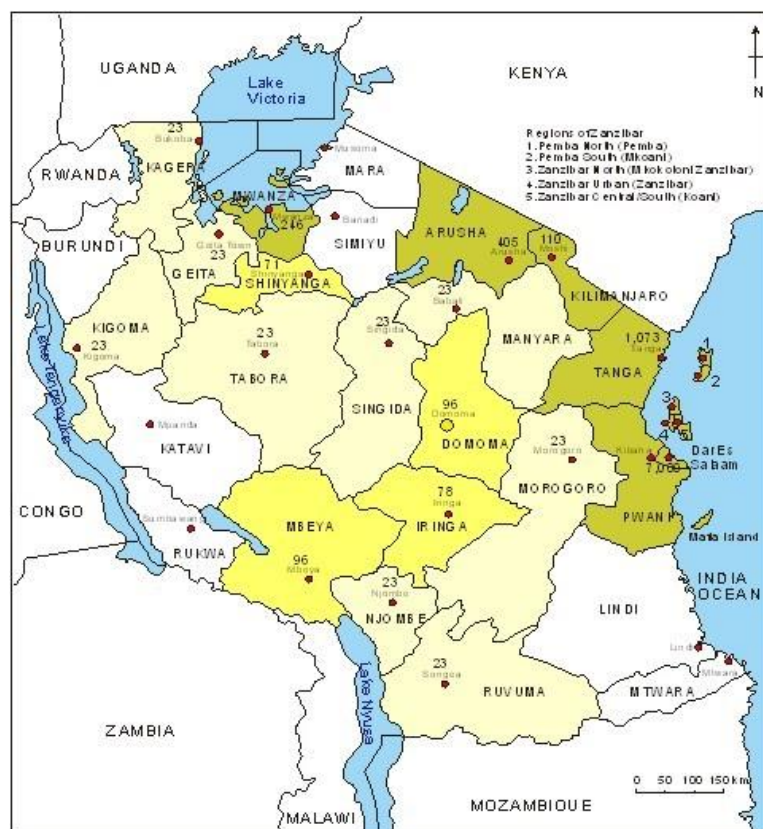
上記の表に示すように、2050 年の予測結果では、農業部門におけるエネルギー需要は主にムワンザ州 (67.9kcal、10.0%)、シニャンガ州 (61.9kcal、9.1%)、カゲラ州 (53.8ktoe、7.9%)、ドドマ州 (50.5ktoe、7.4%) タボラ州 (50.3ktoe、7.4%) など西部の各州である。ダルエスサラームを除けば、農業部門の近代化や機械化が進むにつれて、各地域の農業部門におけるエネルギー需要量は急速に拡大すると考えられる。今回の推計でも、各地域の伸び率は、2020 年までに二桁で増加し、2020～2030 年間では 7.5%以上、2030～2050 年間では 6.5%以上で拡大している。

5.3.3 地域別ガス需要の展望

各地域における部門別最終エネルギー需要見通しを前節で説明した。本節では、各地域のガス需要の展望について考察する。

1) LPG 需要展望

EWURA の資料によると、2017 年 12 月末までにムトワラ州、リンディ州、ルクワ+カタヴィ州、マラ州、シミュ州を除いて、各地域に LPG 貯蔵設備が設置されている。LPG 貯蔵設備はいずれも州都に建設されている。



出所：JICA チーム

図 5.3-2 2016 年 12 月末まで各地域別の LPG 貯蔵設備容量（トン）

これらの都市のうち 10 箇所の市では 23 トンの貯蔵タンクがある。この他にドドマ市では 96 トン、ムベヤ市では 96 トン、イリンガ市では 78 トン、シニャンガ市では 71 トンの貯蔵タンクがある。比較的大きい LPG 貯蔵設備があるのはダルエスサラーム（7,000 トン）、タンガ市（1,073 トン）、アルーシャ市（405 トン）、ムワンザ市（246 トン）、モシ市（110 トン）である。ダルエスサラーム（7,000 トン）、タンガ市（1,073 トン）、アルーシャ市（405 トン）、ムワンザ市（246 トン）、モシ市（110 トン）には比較的大きな LPG 貯蔵施設がある。ダルエスサラームとタンガには受け入れ港があり、LPG 輸入の窓口となっている。アルーシャ市とモシ市では古くからケニアから陸上輸送で輸入されており、最近ではタンガ市からも運んでいる。最近では、Mihan Tanzania Limited 社が 6,000 トンの LPG 施設を、Manjis Logistics Limited 社が 2,800 トンの施設をダルエスサラームのキガムボリ区に建設中で、2019 年初頭に操業開始予定である。2017 年 12 月時点で、全国で 9,382 トンの LPG 貯蔵設備があり、同年の LPG 輸入量は 107,263 トンであったと統計に計上されている。

EWURA によれば、2017 年末には合計 7 社に LPG 小売りのライセンスが発行されている。その内 Oryx Energies Tanzania Limited 社（スイス）の規模が最も大きく、合計 4,710 トンとなっている。アルーシャ市では、4 社の LPG 小売り会社が販売を手掛けており、その内 3 社はケニアから陸送で LPG を輸入している。Lake Gas Limited 社は LPG をタンガからアルーシャに陸送している。

上述の LPG 供給の現状を踏まえて、今後の LPG 需要予測を行った。推計に当たっては、各地域の貯蔵タンクの規模と設置時間にあわせて LPG 供給のタイミングとボリュームを設定し、まだ供給が始まっていない地域については、一人当たり GDP（2007 年価格）が 100 万 TZS に達した地域から順次 LPG が導入されると想定して推計を行った。

2016 年の LPG 消費実績は、LPG 輸入の窓口の 3 都市であるダルエスサラーム 56 ktoe（46.2%）、アルーシャ 25 ktoe（20.6%）、タンガ 8 ktoe（6.9%）が全体の 73.6%を占めている。同年には、17 地域で LPG が導入され、2018 年には 18 地域に LPG が普及した。本予測では、2020 年までに LPG の供給がすべての州で供給されると想定する。この実現には LPG 小売りに必要なインフラが必要であり、各地域の需要は主に都市部を中心に拡大していく。

表 5.3-11 地域別 LPG 貯蔵設備の容量及び所有企業（単位：トン）

州	Oryx Energies Tanzania Limited	Lake Gas Limited	Manjis Gas Limited	Orange Gas Limited	Mihan Gas Tanzania Limited	Acer Petroleum Tanzania Limited	Oilcom Tanzania Limited	合計
ムベヤ	50				46			96
イリンガ	25	30			23			78
シニャンガ	25				46			71
ムワンザ	200				46			246
キリマンジャロ	110							110
ドドマ	50				46			96
アルーシャ		1,105	180	120		50		1,455
モロゴロ					23			23
タンガ					23			23
ルヴマ					23			23
ンジョンベ					23			23
シンギダ					23			23
タボラ					23			23
マニャラ					23			23
ゲイタ					23			23
カゲラ					23			23
キゴマ					23			23
ダルエスサラーム	4,250	750			1,500		500	7,000
合計	4,710	1,885	180	120	1,937	50	500	9,382

出所：EWURA

2050 年になると、主要都市であるダルエスサラーム、アルーシャ、タンガ、ムワンザなどの LPG 需要量は、それぞれ 1,899 ktoe（38.4%）、905 ktoe（18.3%）、469 ktoe（9.5%）、399 ktoe（8.1%）に拡大する。また、森林資源枯渇問題などへの懸念から地方行政は一次バイオマスと木炭の利用抑制政策を実施しており、今後 LPG 需要の普及には高いポテンシャルがあることが観察される。

表 5.3-12 地域別 LPG 需要予測

州	実績(ktoe)		予測(ktoe)				年平均増加率(%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	5	25	71	253	687	905	30.0	13.6	10.5	2.8
ダルエスサラーム	11	56	157	544	1,462	1,899	29.4	13.3	10.4	2.6
ドドマ	0	2	7	28	77	109	33.2	15.0	10.4	3.6
イリンガ+ンジョンベ	0	2	7	30	81	122	37.2	16.3	10.7	4.1
カゲラ	0	1	3	12	33	48	34.3	15.5	10.4	3.8
キゴマ	0	1	3	12	33	48	34.3	15.5	10.4	3.8
キリマンジャロ	0	3	10	42	115	164	33.4	15.1	10.5	3.6
リンディ	0	0	1	6	15	21		14.7	9.8	3.6
マニャラ	0	0	2	7	19	27		14.7	9.9	3.6
マラ	0	0	1	4	9	13		14.7	9.8	3.6
ムベヤ+ソングウェ	0	1	5	22	60	88	35.5	15.8	10.5	3.9
モロゴロ	0	2	6	23	63	87	32.0	14.5	10.4	3.4
ムトワラ	0	0	1	6	15	21		14.7	9.8	3.6
ムワンザ+ゲイタ	2	10	29	108	292	399	31.4	14.2	10.5	3.2
ブワニ	0	4	11	40	106	145	31.1	14.1	10.4	3.2
ルクワ+カタヴィ	0	0	1	5	12	17		15.1	10.0	3.7
ルヴマ	0	1	5	20	56	81	35.4	15.8	10.6	3.9
シニャンガ+シミュ	0	2	5	24	65	98	37.1	16.4	10.5	4.2
シンギダ	0	1	3	12	33	48	34.3	15.5	10.4	3.8
タボラ	0	1	3	12	33	48	34.3	15.5	10.4	3.8
タンガ	2	8	28	117	326	469	35.0	15.5	10.8	3.7
タンザニア(本土)	20	120	358	1,328	3,592	4,858	31.5	14.0	10.5	3.1
ザンジバル	0	1	5	20	56	81	35.4	15.8	10.6	3.9
タンザニア合計	20	121	363	1,348	3,648	4,940	31.6	14.0	10.5	3.1

出所：JICA チーム

2) 天然ガス需要展望

LPG 需要の拡大は市場の需給バランスで決定されるが、天然ガスの場合は導入時に膨大なインフラ建設が求められるため、導入促進には何らかの支援策が必要であろう。現在、ダルエスサラームとムトワラまでは既に幹線パイプラインによる天然ガス供給が実現しており、主にガス火力発電で消費されている。産業部門での天然ガス利用では、主にダルエスサラームやムトワラにあるセメント工場と一部の工場に供給されている。また、ダルエスサラーム市内では民生用都市ガス実証事業が行われており、合計 77 世帯がこの供給システムのもとで都市ガス供給を受けている。その他地域では、ムトワラに新設されたセメント工場が 2017 年から天然ガスに転換したが、これ以外の天然ガス利用事例はまだない。

上記のような現状を踏まえ、今後の天然ガス需要は既設パイプラインの沿線地域と今後開発が期待されるチャリンゼ（Ruvu Basin）ガス田付近で見込まれると仮定した。本試算では、2025 年にドドマ市、モロゴロ市、タンガ市、モシ市、アルーシャ市で天然ガス供給が開始されると想定した。その他西部地域では、天然ガスの普及は輸送コストなどの制約で、LPG がメインなガス源として利用されるだろう。この条件に沿って推計すると、2050 年にはダルエスサラームが依然として最大の天然ガス消費地であり、年間 1,439 ktoe (70.8%) が消費される。天然ガスの供給源に近い地域では、市場での需要が急速に拡大し、2050 年にはムトワラ地方 176ktoe (8.7%)、タンガ地方 106ktoe (5.2%)、アルーシャ地方 97ktoe (4.8%)、ドドマ地方 78 ktoe (3.8%)、キリマンジャロ地方 73ktoe (3.6%)、モロゴロ地方 66ktoe (3.2%)

となる。

表 5.3-13 地域別天然ガス需要予測

州	実績(ktoe)		予測(ktoe)					年平均増加率(%)			
	2010	2016	2020	2025	2030	2040	2050	2025/ 2016	2030/ 2025	2040/ 2030	2050/ 2040
アルーシャ	0	0	0	14	24	47	97		12.5	6.7	7.6
ダルエスサラーム	100	146	245	317	475	807	1,439	9.0	8.5	5.4	6.0
ドドマ	0	0	0	12	20	38	78		10.2	6.7	7.4
イリンガ+ンジョンベ	0	0	0	0	0	0	0				
カゲラ	0	0	0	0	0	0	0				
キゴマ	0	0	0	0	0	0	0				
キリマンジャロ	0	0	0	10	19	35	73		13.7	6.4	7.4
リンディ	0	0	0	0	0	0	0				
マニヤラ	0	0	0	0	0	0	0				
マラ	0	0	0	0	0	0	0				
ムベヤ+ソングウェ	0	0	0	0	0	0	0				
モロゴロ	0	0	0	9	15	31	66		10.9	7.2	7.9
ムトワラ	0	0	43	83	107	139	176		5.4	2.6	2.4
ムワンザ+ゲイタ	0	0	0	0	0	0	0				
ブワニ	0	0	0	0	0	0	0				
ルクワ+カタヴィ	0	0	0	0	0	0	0				
ルヴァ	0	0	0	0	0	0	0				
シニヤンガ+シミュ	0	0	0	0	0	0	0				
シンギダ	0	0	0	0	0	0	0				
タボラ	0	0	0	0	0	0	0				
タンガ	0	0	0	18	30	54	106		10.7	6.2	6.9
タンザニア(本土)	100	146	288	462	691	1,151	2,034	12.2	8.4	5.2	5.9
ザンジバル	0	0	0	0	0	0	0				
タンザニア合計	100	146	288	462	691	1,151	2,034	12.2	8.4	5.2	5.9

出所：JICA チーム

5.4 対象地域のガス需要

本節ではガス化計画の候補地のあるグループ A の 7 都市において、期待されるエネルギーおよびガス需要について概説する。7 都市についての利用可能なデータや様々な仮定に基づいて期待できるガス需要の基準値を理解するための最初のアプローチとしてマクロ分析が行われる。Appendix D で説明するように、我々はこれらの都市に対して地方エネルギー需要実態調査を行った。次節では、調査に基づいたこれらの都市の現実的なエネルギー需要について述べる。

5.4.1 各都市の社会経済概況（プロフィール）

1) ドドマ州（Dodoma Region）

ドドマ州はインド洋の海岸から約 450km 西に進んだタンザニアの中央部に位置する。東西及び南北と結ぶ幹線道路の交差地として輸送の中継地であり、中部地域の農作物の集積地でもある。タンザニア鉄道の中央線はダルエスサラームから 486km でドドマ市と結ばれている。ドドマ市は西部地区への中間地点で、中央線はさらに西のタボラ経由でキゴマやムワンザまで運行されている。

ドドマ州の人口は、国家統計局の推計によると 2012 年以降年平均 2.1%で伸び、2016 年には 227 万人に達している。同年の人口の内訳は都市人口が 39.4 万人、農村人口が 18.7 万

人で、都市化率は17.4%であった。2016年の世帯数は都市部で9.4万世帯、農村部で49.9万世帯である。ドドマ州はタンザニア中部地域の農・畜産品の交易中心地で、製粉や食品加工などの軽工業が多く活動している。2016年のドドマ州の名目GDPは3.0兆TZS（実質GDPは1.34兆TZS、2007年価格）に達し、前年比7.7%の増加を記録した。2016年の一人あたり名目GDPは134TZSである。

表 5.4-1 ドドマ州の基本概要

項目	単位	ドドマ州		ドドマ市	
		2012	2016	2012	2016
人口	人	2,083,588	2,264,508	410,956	446,640
都市人口	人	321,194	394,024	213,636	240,128
農村人口	人	1,762,394	1,870,484	197,320	206,512
世帯数	世帯	453,844	590,106	94,040	100,827
都市	世帯	71,376	90,817	47,475	53,362
農村	世帯	382,468	499,290	46,566	47,465
名目GDP	百万TZS	1,904,068	3,029,944	167,459	209,921
経済成長率	%	5.5	7.7		
一人当たりGDP	TZS/人	913,841	1,338,014	407,486	470,000

出所：National Bureau of Statistics, 2012 Population Census Reports. 2016 estimated.

ドドマ市³⁸ (Dodoma Municipal) は1973年にタンザニアの首都として閣議決定し、ダルエスサラームから首都の行政機能を移転することが決まった。同年首都開発局が設置され、1976年に「ドドマ国家首都マスタープラン」が公表された。1996年2月には立法府がドドマに移ったが、一部の行政機関は長くダルエスサラームにとどまっていた。2017年より行政機関の本格的な移転が始まっている。ドドマ市の人口は、2012年の国勢調査によると41.1万人であった。国家統計局の推計によると2012年から年平均2.1%で増加し、同市の人口は同州全体の19.7%を占めている。2016年には都市部の人口は24万人（53.8%）、農村部の人口は20.8万人（46.2%）で、世帯数は都市部が5.3万世帯、農村部が4.7万世帯である。

2016年のドドマ市の名目GDPは2,099億TZS、一人あたりの数字は47万TZSで、ドドマ地方の約3分の1を占める。ドドマ市の主な経済活動は農業と畜産業に集中していて約75%を占めており、公共サービス事業と軽工業が約25%である。軽工業のうち、食品加工業（採油業、製粉業、ワイン製造業）や木材加工業が注目される。

2) アルーシャ州 (Arusha Region)

アルーシャ州はタンザニアの北東部に位置し、東アフリカ大地溝帯内の標高1,000mを超える高原にある。周辺にはセレンゲティ国立公園、オルドバイ峡谷、メルー山（標高4,655m）、アルーシャ国立公園など、世界的に有名な観光スポットが数多くあり、年間を通じて多くの観光客が訪れている。

2012年センサスによるアルーシャ州の人口は169万人であった。タンザニア国家統計局

³⁸ ドドマは2018年4月26日に市（Municipal→City）に昇格した

は2012年センサスに基づいて2016年の人口を189万人、2012年から年平均2.8%の増加と推計している。このうち都市人口は73.0万人（38.6%）で、農村人口は116万人（61.4%）である。同年の世帯数は46.9万世帯で、うち16.3万世帯は都市部に、30.7万世帯は農村に居住している。農村世帯では世帯当たり家族は4.5人で、比較すると都市部の世帯当たり家族は3.8人である。国家統計局の発表によると、2016年のアルーシャ州の名目GDPは4.9兆TZS（実質GDPは2.2兆TZS、2007年価格）で、一人当たり名目GDPは258万TZSであった。同年のGDPデフレーターを用いて算出すると、アルーシャ州の前年比GDP成長率は7.0%となる。

表 5.4-2 アルーシャ州の基本概要

項目	単位	アルーシャ州		アルーシャ市	
		2012	2016	2012	2016
人口	人	1,694,310	1,890,653	416,442	464,701
都市人口	人	559,122	729,792	416,442	464,701
農村人口	人	1,135,188	1,160,861	0	0
世帯数	世帯	378,825	469,204	103,377	116,175
都市	世帯	124,249	162,694	103,377	116,175
農村	世帯	254,576	306,509	0	0
名目GDP	百万TZS	2,929,003	4,876,972		249,097
経済成長率	%	5.9	7.0		
一人当たりGDP	TZS/人	1,728,729	2,579,517		536,038

出所：National Bureau of Statistics, 2012 Population Census Reports. 2016 estimated.

アルーシャ市（Arusha City）はアルーシャ州の州都である。2016年の人口は46.5万人で、2012年の41.6万人から年平均2.8%で増加した。同市の2016年の世帯数は11.6万世帯で、都市化率は100%に達した。2016年の名目GDPは2,491億TZS、一人あたり名目GDPは53.6万TZSである。

同市は観光都市としてだけでなく、多くの国際会議や会談などがここで行われ、東アフリカ共同体の本部やアフリカ人権裁判所などの国際機関も多く設置されている。市内には、多くの宿泊施設、レストランなどが連なり、サービス業が盛んな町である。アルーシャ市はケニアの首都ナイロビと幹線道路でつながっており、ケニアのモンバサ港、タンザニアのタンガ港と鉄道でつながっている。

3) キリマンジャロ州（Kilimanjaro Region）

キリマンジャロ州はタンザニアの北部の国境近くに位置し、北はケニアに隣接し、西にはアルーシャ州、南にはタンガ州、南西にはマニャラ州に接している。「アフリカの屋根」とも呼ばれるアフリカ最高峰キリマンジャロ山（5,895m）は、州の北部とアルーシャとの州境に位置している。

2012年の人口調査によるキリマンジャロ州の人口は184万人、2016年の推定人口は197万人で、2012年より年平均1.8%で増加している。同州都市部の人口は41.7万人（23.7%）、

農村人口は134.2万人（76.3%）と推計されている。同年の世帯数は49.9万世帯で、11.5万世帯が都市部に、38.4万世帯が農村に分布している。農村世帯の世帯当たり家族数が3.5人に対して、都市の世帯当たり家族数は3.6人であった。

2016年のキリマンジャロ州の名目GDPは4.6兆TZS（実質GDPは2.5兆TZS、2007年価格）、一人当たり名目GDPは261.9万TZSで、前年比のGDP成長率は4.6%であった。キリマンジャロ州の産業は主に農業と観光産業である。農業では、サイザル麻とコーヒーの栽培がメインで、近年ではトウモロコシの栽培も盛んに行われている。

表 5.4-3 キリマンジャロ州の基本概要

項目	単位	キリマンジャロ州		モシ市	
		2012	2016	2012	2016
人口	人	1,640,087	1,759,048	184,292	197,659
都市人口	人	397,375	416,894	184,292	197,659
農村人口	人	1,242,712	1,342,154	0	0
世帯数	世帯	384,867	499,128	45,245	49,415
都市	世帯		115,176	45,245	49,415
農村	世帯		383,952	0	0
名目GDP	百万TZS	2,788,912	4,607,203		
経済成長率	%	3.8	4.6		
一人当たりGDP	TZS/人	1,700,466	2,619,146		

出所：National Bureau of Statistics, 2012 Population Census Reports. 2016 estimated.

モシ市（Moshi City）は、キリマンジャロ州の州都である。2016年の人口は19.8万人で、2012年の18.4万人から年平均1.8%で増加している。2016年の世帯数は4.9万世帯で、都市の規模は比較的小さい。農産地に囲まれたモシ市は周辺の農産物の集積地で、特にトウモロコシ、サイザル麻とコーヒーが主な商品である。なかでも「キリマンジャロ」としてブランド化したコーヒーが有名である。また、キリマンジャロ山への登山客をガイドする観光事業もこの町の重要な産業である。

4) タンガ州（Tanga Region）

タンガ州はタンザニアの北東部に位置し、北部にケニアと接し、東部にはインド洋を臨み、ザンジバル諸島とはペンバ海峡とザンジバル海峡を挟んで接している。キリマンジャロ山を源流とするパンガニ川はタンガ州の中央部を流れ、インド洋へと注ぐ。タンガ州はインド洋熱帯気候に属し、年間平均温度26.3℃で、降雨量は年間平均1,290mmである。

2012年の人口調査結果によるタンガ州の人口は205万人、2016年の人口は224万人と推定され、2012年より年平均2.3%で増加している。都市人口は76.5万人（34.2%）で、農村人口は14.7万人（65.8%）と発表されている。2016年の世帯数は57.2万世帯で、都市部の世帯数は13.2万世帯、農村部の世帯数は43.9万世帯であった。農村世帯では世帯当たり家族数が3.6人に対して、都市の世帯当たり家族数は5.8人となっている。2016年のタンガ州の名目GDPは4.8兆TZS（実質GDPは2.1兆TZS、2007年価格）で、一人当たり名目GDPは217万TZSであった。

タンガ市 (Tanga City) は、タンガ州の州都である。2016 年の人口は 29.9 万人で、2012 年の 27.3 万人から年平均 2.3% で増加している。2016 年の世帯数は 6.8 万世帯と推計され、都市化率は 100% に達している。同年の名目 GDP は 1.16 兆 TZS でタンガ州全体の約 4 分の 1 にのぼり、一人あたり名目 GDP は 390 万 TZS である。

表 5.4-4 タンガ州の基本概要

項目	単位	タンガ州		タンガ市	
		2012	2016	2012	2016
人口	人	2,045,205	2,236,086	273,332	298,842
都市人口	人	440,908	764,741	221,126	298,842
農村人口	人	1,604,297	1,471,345	52,206	0
世帯数	世帯	435,583	572,083	61,141	67,919
都市	世帯	96,708	132,417	49,311	67,919
農村	世帯	338,875	439,666	11,830	0
名目 GDP	百万 TZS	2,884,020	4,845,840	789,899	1,156,181
経済成長率	%	4.0	7.2		
一人あたり GDP	TZS/人	1,410,138	2,167,108	2,889,888	3,868,871

出所：National Bureau of Statistics, 2012 Population Census Reports. 2016 estimated.

タンガ市はインド洋に面した港湾都市で、タンザニア北部の主要農産品であるサイザル麻、コーヒー、紅茶などの輸出港である。かつてのドイツの植民地支配の中心地で、北のモンバサ港と南のダルエスサラーム港と並んで東アフリカ沿岸に位置する重要港湾の一つである。近年では、港湾による物流の便利さがかつて多くの工場が進出している。その中で、Simba セメント（生産能力：年間 100 万トン）やキリマンジャロセメント（生産能力：年間 1 万トン）、タンガ石灰工場などのエネルギー高効率産業が操業されている。また、ウガンダからの原油パイプラインの建設が進められており、2020 年までにタンガからの原油出荷が始まる見込みである。

表 5.4-5 タンガ市の主要な企業

企業名	活動内容
Kilimanjaro Cement	<ul style="list-style-type: none"> ・セメント生産 ・年間1万トン ・燃料：石油コークス、10.8万トン／年
Simba Cement	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料：石炭 ・セメント生産量：3,000トン／日 ・従業員：380人
Tanga Fresh Limited	<ul style="list-style-type: none"> ・ミルク処理量：12.5万リットル／日 ・燃料：LPG、ディーゼル
Pembe Flour Mills Ltd	<ul style="list-style-type: none"> ・精粉工場、原料は輸入 ・小麦粉生産量：110トン／日
Tanga Lime Factory	<ul style="list-style-type: none"> ・石灰加工 ・生産量：400トン／日 ・燃料：石油コークス、64トン／日、電気

出所：2018 年 1 月現地訪問資料により作成

5) モロゴロ州（Morogoro Region）とモロゴロ市

モロゴロ州の人口は、2012 年国勢調査によると 222 万人で、その内訳は都市人口が 63.6 万人（28.7%）、農村人口が 158.2 万人（71.3%）であった。2016 年の人口は、国家統計局の推計では 244 万人で、2012 年以降年平均 2.4%で増加している。同推計によると、モロゴロ州の都市人口は年平均 12.4%で急速に増加して 2016 年には 101 万人（41.6%）に達し、農村人口は年平均 2.6%で減少し 142 万人（58.4%）となった。同年の世帯数は 65.6 万世帯で、その内 20.2 万世帯（30.8%）が都市部、45.4 万世帯（69.2%）が農村部に分布している。

2016 年のモロゴロ州の名目 GDP は 4.98 兆 TZS で、前年比 4.8%で成長したが、2012 年以降の 4 年間では、年平均 13.5%の高度成長が記録されている。農業部門は経済活動の面でモロゴロ州の GDP に大きく寄与している。モロゴロ州では主に米（生産量が国内第 2 位）、トウモロコシなどの食糧を生産し、国内市場に供給している。

表 5.4-6 モロゴロ州の基本概要

項目	単位	モロゴロ州		モロゴロ市	
		2012	2016	2012	2016
人口	人	2,218,492	2,437,431	315,866	347,038
都市人口	人	636,058	1,013,971	305,758	347,038
農村人口	人	1,582,434	1,423,460	10,108	0
世帯数	世帯	506,289	655,833	75,347	86,760
都市	世帯		202,036	73,019	86,760
農村	世帯		453,798	2,328	0
名目 GDP	百万 TZS	3,001,144	4,980,758		
経済成長率	%	4.1	4.8		
一人当たり GDP	TZS/人	1,352,785	2,043,446		

出所：National Bureau of Statistics, 2012 Population Census Reports. 2016 estimated.

州都のモロゴロ市は、ダルエスサラームから西 196km に位置し、ドドマ市（約 260km）に向かう道路と鉄道の間地点にあり、植民地時代に道路と鉄道が整備された。2017 年にダルエスサラームと結ぶ標準軌鉄道新線の建設が始まり、2019 年に完成する予定である。新駅は現市街の郊外に建設される。この鉄道改修工事と並行して 2016 年 5 月に発表された「Tungi Special Economic Zone (SEZ)」では 10,620 エーカーの敷地を用意し、エコ住宅地、輸送ハブ、大学学園と 3 つのテーマのもとに開発計画が進められている。

2012 年の国勢調査によると、モロゴロ市の人口は 31.6 万人、2016 年には 34.7 万人に達し、年平均 2.4%で増加している。モロゴロ市はダルエスサラーム（モロゴロから 260km）からドドマ市（同 196km）へ向かう中間地点に位置するため、戦略性を生かし、工業基地として開発する計画が進められている。現在ある比較的規模が大きい企業は、モロゴロ市にある 2 つのタバコ加工工場とマザヴァ繊維工場である。

表 5.4-7 モロゴロ州の主要な企業

企業名	概要
Mazava Fabrics & production E.A. Ltd.	<ul style="list-style-type: none"> ・スポーツウェアを製造し、米国に輸出する ・年間130万枚 ・従業員：2,500人
Tanzania Tobacco Processing Ltd.	<ul style="list-style-type: none"> ・タバコの葉の中間製品を製造出荷する ・18トン／時 ・従業員：2,000人
Alliance One Tobacco Tanzania Ltd.	・タバコの葉の中間製品および最終製品を製造する

出所：2018 年 1 月 25 日の現地訪問により作成

6) ムベヤ州³⁹ (Mbeya Region)

ムベヤ市とダルエスサラーム市の間は、道路と鉄道（Tanzania & Zambia Railway Authority, TAZARA）で結ばれている。その間の距離はおよそ 826km あり、イリング市とモロゴロ市を通過している。道路と鉄道はムベヤ市からさらに西の内陸へ進み、約 90km 先にあるザンビアとの国境を渡り、ザンビアのカサマ市まで延びている。

ムベヤ州の人口は、2012 年の国勢調査によれば 270.7 万人である。国家統計局の 2016 年の推計によると人口は 32.3 万人で、2012 年から年平均 4.5%で増加している。ムベヤ州はダルエスサラームの次に都市化が進んだ地域で、2016 年のデータでは都市化率が 55.5%に達している。データによれば、2012 年以降農村人口が 5.6%で急速に減少し、一方で都市人口は 18.8%で激増した。しかし、これは自然人口の増減ではない。2016 年 1 月にムベヤ州の西の一部地域が分割されソングウェ州が設立され、この行政区画変更による統計数値の異常が一時的な現象として起きたようだ。同データによると、2016 年の世帯数は 82.6 万世帯で、都市の世帯数は 25.4 万世帯（世帯当たり 7.1 人）、農村は 57.1 万世帯（世帯当たり 2.5 人）となっている。

2016 年のムベヤ州の経済成長率は前年比で 7.0%であった。同州の経済規模は（GDP：7.7 兆 TZS）はダルエスサラームとムワンザ州に次ぎ国内で第 3 位であり、全国 GDP に占める比率は 7.3%である。2012 年以降の 4 年間を見ると、同州の経済は年平均 7.5%と高い水準で拡大している。2016 年のデータから計算すると、同年の一人当たり名目 GDP は 239.3 万 TZS となっており、前年比 7.4%で増加した。ただし、実質成長率は 0.6%である。

ムベヤ州は十分な降雨量と肥沃な土壌に恵まれており、農業と牧畜が最も活発に行われている経済活動である。この州で生産されるトウモロコシ、コメ、バナナ、ジャガイモ、大豆、小麦は、いずれも国内で最も生産量が高く、全国各地に向けて食糧を供給する重要な生産基地であり、また、輸出作物としてコーヒー、紅茶、ココアなどの農作物が多く栽培されている。

安定した飼料供給という好条件に恵まれ、ムベヤ州では畜産も活発に行われている。2012 年の州政府資料によれば、農業部門の GDP 貢献率は約 80%に達している。ムベヤ州には鉾

³⁹ ソングウェ地域は 2016 年 1 月頃にムベヤ州から分割されたが、過去の統計データの分割が行われていないため、本報告の分析作業ではムベヤ州にソングウェ州を含める取り扱いとする。

物資源が豊富に賦存しており、金鉱石、石炭、石灰岩、大理石などの採掘がおこなわれている。鉱工業では中小規模の食品加工と鉱業が中心である。その他ではムベヤセメント（年間生産能力 35 万トン）があり、70 万トンへの能力増強計画が検討されている。

州都のムベヤ市（Mbeya City）はタンザニア南西部に位置し、タンガニーカ湖とマラウイ湖の中間地点に位置している。ザンビアとの国境まで約 90km の道路で結ばれている。都市部は標高 1,700m の溪谷地に位置し、周辺は高山に囲まれている。ムベヤ市は東アフリカ大地溝帯に位置し、付近には 10 数か所の休火山があり、その内標高 2,981m のルングウェ山は国家森林保護区として指定され、キトゥロ国立公園、ルアハ国立公園、ニヤ湖と並んで有名な観光地である。この地域は亜熱帯高地気候に分類され、6 月から 10 月までは乾燥して気温が低く、11 月から翌年の 5 月までは降雨期で湿度が高く、平均温度は 27℃まで上がる。国家統計局の 2012 年の国勢調査によると、ムベヤ市の人口は 38.5 万人で、2016 年には 42.5 万人となっている。この 4 年間の人口増加率は年平均 2.5%であった。同年の世帯数は 10.9 万世帯であった。ムベヤ市ではコカコーラの製造工場や SBC Tanzania Ltd 社（飲料）が操業している。

表 5.4-8 ムベヤ州の基本概要

項目	単位	ムベヤ州*		ムベヤ市	
		2012	2016	2012	2016
人口	人	2,707,410	3,226,465	385,279	424,623
都市人口	人	898,112	1,791,777	385,279	424,623
農村人口	人	1,809,298	1,434,687	0	0
世帯数	世帯	635,047	825,523	89,602	108,878
都市	世帯		254,115	89,602	108,878
農村	世帯		571,407	0	0
名目 GDP	百万 TZS	4,500,842	7,720,143		
経済成長率	%	5.6	7.0		
一人当たり GDP	TZS/人	1,662,416	2,392,756		

注：*ソングウェ州を含む。

出所：National Bureau of Statistics, 2012 Population Census Reports. 2016 estimated.

表 5.4-9 ムベヤ州の主要企業

企業名	場所	事業内容
鉱業		
Kibo Mining PLC	イリム	炭鉱
Kiwira Coal Mine Ltd.	キヴィラ	炭鉱
Kabulo Coal Mine	ソングウェ	炭鉱
Mbeya Cement Co. Ltd. (Lafarge)	ソングウェ	石灰岩
DEMCO	サザ	金鉱
Consolidated Mines Ltd.	ソングウェ	大理石
Mans Minig Co.	サンガンビ	金鉱
食品加工企業		
SBC Tanzania Ltd. (Pepsi)	ムベヤ市	飲料
Coca-Cola Kwanza Limited (CCK)	ムベヤ市	飲料
Mbozi Coffee Curing Ltd.	ムボジ	食品加工
Tukuyu Tea Co.	トゥクユ	食品加工

出所：各種資料による作成。

7) ムワンザ州 (Mwanza Region)

ムワンザ州は、タンザニアの北西部に位置し、北にはアフリカ最大の湖ヴィクトリア湖に面している。ウガンダの首都カンパラ市とケニアのキスム市と水路で結ばれており、陸上輸送では鉄道と道路でダルエスサラームと結ばれている。

ムワンザ州の人口は、2012 年国勢調査によると、277 万人であった。その内都市人口は 92.4 万人 (33.3%)、農村人口は 185 万人 (66.7%) であった。2016 年の人口は国家統計局の推計では 312 万人で、2012 年以降年平均 3.0%で増加している。同推計によると、2016 年のムワンザ州の都市人口は年平均 12.3%で増加し、同年の都市人口は 147 万人 (47.0%) になり、農村人口は年平均 2.7%で減少し、165.5 万人 (53.0%) となっている。同年の世帯数は 63.0 万世帯で、その内 24.3 万世帯 (38.5%) が都市部、38.7 万世帯 (61.5%) が農村部に分布している。2016 年のムワンザ州の名目 GDP は、10.1 兆 TZS (実質 4.46 兆 TZS、2007 年価格) に達し、前年比 11.4%成長した。農業と漁業部門はムワンザ州の GDP に大きく寄与している経済活動である。特にヴィクトリア湖におけるナイルパーチ漁とその一連の加工・輸出産業はこの地域の基幹産業となっている。農産品では綿花の栽培が盛んに行われ、重要な輸出品目の一つである。

ムワンザ市⁴⁰ (Mwanza City) は、ムワンザ州の州都である。2012 年の人口は国勢調査で 70.6 万人となっており、国家統計局は 2016 年の人口数を 79.6 万人と発表し、2012 年以降年平均 3.0%で増加したとしている。2016 年の世帯数は 16.9 万世帯と推計されている。ムワンザ市は、ダルエスサラームに次いで国内で 2 番目に大きな都市であり、タンザニア鉄道中央線及び国道でダルエスサラームと結ばれている。

表 5.4-10 ムワンザ州の基本概要

項目	単位	ムワンザ州*		ムワンザ市	
		2012	2016	2012	2016
人口	人	2,772,509	3,122,992	706,453	795,758
都市人口	人	924,221	1,467,806	706,453	795,758
農村人口	人	1,848,288	1,655,186	0	0
世帯数	世帯	486,184	630,094	144,174	169,310
都市	世帯		242,659	75,263	87,106
農村	世帯		387,434	0	0
名目 GDP	百万 TZS	5,619,758	10,050,581		
経済成長率	%	6.4	11.4		
一人当たり GDP	TZS/人	2,026,958	3,218,254		

注：*ゲイタ州を含む。

出所：国家統計局、2012 年は国勢調査、2016 年は予測値である。

⁴⁰ ムワンザ市は主にニャマガナ区 (Nyamagana District) とイレメラ区 (Ilemela District) で構成される。

5.4.2 都市別エネルギー・ガス需要見通し

1) ドドマ州

2016 年のドドマ州の最終エネルギー需要量は、260 ktoe と推計した。同州の最終エネルギー需要は、2016～2020 年間では年平均 3.5%で増加し、その後 10 年毎に年平均 4.3%、3.9%、5.2%で伸び率を上げ、2050 年には 1,120 ktoe となる。2016 年の部門別需要量を見ると、民生（69.0%）、運輸（17.2%）、産業（7.2%）、商業（5.1%）、農業（1.6%）と続く。2050 年部門別のエネルギー需要構成比は、運輸部門のシェアが 17.2%から 24.2%、産業部門は 7.2%から 15.9%、商業部門は 5.1%から 12.3%、農業部門は 1.6%から 4.5%に拡大するのに対し、民生部門は 69.0%から 43.0%に減少する。

表 5.4-11 ドドマ州の部門別最終エネルギー需要予測

部門	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
産業	10	19	22	57	104	178	4.8	9.7	6.2	5.6
運輸	22	45	59	102	171	271	7.2	5.6	5.3	4.7
商業	12	13	19	41	78	138	9.9	7.8	6.7	5.9
民生	167	180	193	246	295	481	1.8	2.5	1.8	5.0
農業	3	4	6	13	26	50	8.4	8.2	7.5	6.8
合計	214	260	299	458	674	1,120	3.5	4.3	3.9	5.2
構成比 (%)										
産業	4.7	7.2	7.5	12.4	15.4	15.9				
運輸	10.3	17.2	19.7	22.2	25.4	24.2				
商業	5.6	5.1	6.4	8.9	11.5	12.3				
民生	78.0	69.0	64.4	53.7	43.8	43.0				
農業	1.3	1.6	1.9	2.8	3.9	4.5				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

2016 年のエネルギー源別需要を見ると、一次バイオマスの全エネルギー需要量に占める比率は 49.7%（128 ktoe）に達し、木炭（Charcoal）の 21.5%（55 ktoe）を含むと 71.2%のエネルギー供給がバイオマスによって支えられている。しかし 2015 年以降は LPG が導入され、2025 年に天然ガスが導入されることで、近代型エネルギーの利用率が高まり、エネルギー供給源の多様性が進むと予想される。

表 5.4-12 ドドマ州のエネルギー源別最終エネルギー需要の見通し

エネルギー源	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
石炭	0	0	0	0	0	0				
天然ガス	0	0	0	20	38	78			6.7	7.4
LPG	0	2	7	28	77	109		15.0	10.4	3.6
石油	32	55	71	123	212	339	6.5	5.6	5.6	4.8
一次バイオマス	133	128	106	95	52	37	-4.6	-1.1	-5.9	-3.3
木炭 (Charcoal)	37	55	84	103	71	63	11.2	2.0	-3.6	-1.3
電力 (Grid)	11	13	23	67	180	428	14.0	11.4	10.4	9.1
太陽光 (off-grid)	1	4	8	22	44	66	23.4	10.2	7.4	4.0
合計	213	257	299	458	674	1,120	3.9	4.3	3.9	5.2
構成比 (%)										
石炭	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
天然ガス	0.0	0.0	0.0	4.3	5.7	6.9				
LPG	0.0	0.6	2.4	6.2	11.4	9.8				
石油	15.1	21.6	23.8	26.9	31.5	30.3				
一次バイオマス	62.3	49.7	35.4	20.8	7.7	3.3				
木炭 (Charcoal)	17.3	21.5	28.2	22.5	10.6	5.6				
電力 (Grid)	5.0	5.2	7.6	14.6	26.6	38.2				
太陽光 (off-grid)	0.3	1.4	2.7	4.7	6.6	5.9				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

2050 年になると輸送燃料を主とする石油のシェアが 30.4% (339 ktoe) に達し、電力は 38.2% (428ktoe)、天然ガスは 6.9% (78 ktoe)、LPG は 9.8% (109 ktoe)、ソーラー（オフグリッド）は 5.9% (66 ktoe) となる。一方、一次バイオマスのシェアは、2016 年の 49.7% から 3.3%、木炭（Charcoal）は 21.5% から 5.6% までに縮小する。

2) アルーシャ州

2016 年のアルーシャ州の最終エネルギー需要量は、337 ktoe と推計した。同州の最終エネルギー需要は、2016～2020 年間では年平均 6.1% で増加し、その後の 20 年間は年平均 6.4% で伸び、それ以降増加率が逡減に転じる。2040～2050 年間の伸び率は年平均 4.0% で 2050 年には 2,178 ktoe になる。2016 年の部門別需要の構成を見ると、民生 (52.1%)、運輸 (30.7%)、産業 (8.8%)、商業 (7.5%)、農業 (0.8%) と続く。この部門別エネルギー需要構成は、観光産業を基幹産業とするアルーシャ州の経済構造を反映している。特に運輸部門と商業部門のシェアは他の各州よりも高い。2050 年の部門別のエネルギー需要構成比では、商業部門のシェアは 7.5% から 14.8%、農業部門は 0.8% から 1.0% に拡大するのに対し、民生部門は 52.1% から 47.3%、運輸部門は 30.7% から 28.8%、産業部門は 8.8% から 8.1% に減少する。

2016 年のエネルギー源別構成を見ると、重工業やエネルギー産業を行っていないアルーシャ州では、石炭を消費していない。石油（輸送燃料）が主なエネルギー需要であり、2016 年には 116 ktoe (35.9%) となっている。次いで一次バイオマスが 114 ktoe (35.3%)、木炭（Charcoal）が 50 ktoe (15.6%)、LPG が 17 ktoe (5.3%)、電力が 23 ktoe (7.1%)、ソーラー（オフグリッド）が 3 ktoe (0.8%) と続く。アルーシャにおける LPG の普及は、2000 年代の前半から始まり、主にケニアから陸路で供給されている。観光産業が基幹産業であるため早い段階から一次バイオマス燃料から近代型エネルギーに転換が進められている。アルーシャはダルエスサラームに次いで LPG 普及率が高い地域である。しかし、天然ガス供給源

から離れているため、天然ガスの導入はやや遅れて 2025 年前後に実現できるともの想定した。

表 5.4-13 アルーシャ州の部門別最終エネルギー需要予測

部門	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
産業	16	30	33	67	112	177	2.4	7.5	5.3	4.7
運輸	51	103	136	235	396	626	7.2	5.6	5.3	4.7
商業	21	25	37	93	203	323	9.9	9.6	8.1	4.8
民生	142	176	217	392	756	1,030	5.4	6.1	6.8	3.1
農業	2	3	4	6	11	21	6.6	5.9	6.1	6.4
合計	231	337	426	792	1,477	2,178	6.1	6.4	6.4	4.0
構成比 (%)										
産業	6.8	8.8	7.7	8.5	7.6	8.1				
運輸	22.1	30.7	32.0	29.7	26.8	28.8				
商業	9.0	7.5	8.7	11.7	13.7	14.8				
民生	61.3	52.1	50.8	49.4	51.2	47.3				
農業	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	1.0				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

表 5.4-14 アルーシャ州の最終部門のエネルギー源別需要予測

エネルギー源	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
石炭	0	0	0	0	0	0				
天然ガス	0	0	0	24	47	97			6.7	7.6
LPG	5	17	71	253	687	905	43.0	13.6	10.5	2.8
石油	61	116	150	252	423	664	6.5	5.4	5.3	4.6
一次バイオマス	114	114	92	76	35	24	-5.3	-1.9	-7.3	-3.8
木炭 (Charcoal)	33	50	73	81	54	43	9.6	1.2	-4.0	-2.3
電力 (Grid)	17	23	35	93	208	413	11.6	10.1	8.4	7.1
太陽光 (off-grid)	0	3	6	13	23	32	21.4	8.4	5.7	3.5
合計	231	323	426	792	1,477	2,178	7.2	6.4	6.4	4.0
構成比 (%)										
石炭	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
天然ガス	0.0	0.0	0.0	3.1	3.2	4.4				
LPG	2.1	5.3	16.7	32.0	46.5	41.6				
石油	26.4	35.9	35.1	31.8	28.7	30.5				
一次バイオマス	49.5	35.3	21.5	9.5	2.4	1.1				
木炭 (Charcoal)	14.3	15.6	17.0	10.3	3.7	2.0				
電力 (Grid)	7.4	7.1	8.3	11.7	14.1	18.9				
太陽光 (off-grid)	0.2	0.8	1.4	1.7	1.5	1.5				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

LPG のシェアは、2016 年の 5.3%から 2050 年には 41.6%に拡大し、これに対して一次バイオマスのシェアは同期間で 35.3%から 1.1%、木炭のシェアは 15.6%から 2.0%までに減少する。このように民生燃料の転換が進む一方、グリッドの電力需要は 2016 年の 23 ktoe(7.1%)から 413ktoe (18.9%) に急速に拡大すると見込まれる。

3) キリマンジャロ州

2016 年のキリマンジャロ州の最終エネルギー需要量は 216 ktoe と推計した。同州の基幹産業は農業であり、今回推計の結果では、最終エネルギー需要の伸び率は他の地域に比べて緩やかである。2016～2020 年間の年平均増加率は 2.7%で、その後の 10 年間は年平均 4.2%で増えるものの、以降 2030～2040 年では 4.1%とやや減少し、2040～2050 年では 4.7%と加速する。2016 年の部門別需要の構成を見ると、民生（65.5%）、運輸（13.4%）、産業（13.1%）、商業（6.6%）、農業（1.4%）と続く。モシ市は観光都市として商業部門などサービス業が発達しているものの、これは州内全体でみてもモシ市だけに限られている。キリマンジャロ州の大半の地方は農業活動に従事している。2050 年の部門別エネルギー需要構成比では民生部門のシェアが 65.5%から 42.2%に減少するが、依然として最大のエネルギー消費部門であり、次いで、運輸部門（20.4%）、商業（19.4%）、産業（15.1%）、農業（2.9%）となっている。

表 5.4-15 キリマンジャロ州の部門別最終エネルギー需要予測

部門	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
産業	14	28	30	58	89	130	1.8	6.6	4.4	3.9
運輸	14	29	38	66	111	175	7.2	5.6	5.3	4.7
商業	15	14	20	49	97	167	9.0	9.3	7.2	5.5
民生	134	142	148	184	233	363	1.0	2.2	2.4	4.5
農業	2	3	4	8	14	25	7.2	6.7	6.4	6.0
合計	179	216	240	364	545	861	2.7	4.2	4.1	4.7
構成比 (%)										
産業	7.9	13.1	12.7	15.9	16.4	15.1				
運輸	8.0	13.4	15.9	18.1	20.3	20.4				
商業	8.3	6.6	8.3	13.4	17.9	19.4				
民生	74.7	65.5	61.4	50.5	42.8	42.2				
農業	1.2	1.4	1.7	2.1	2.6	2.9				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

産業部門別の構成は大きく変化しないが、エネルギー源別では大きなシフトが発生する。2016 年のエネルギー源別構成を見ると、一次バイオマスがエネルギー需要の太宗を占め、103 ktoe（48.7%）であった。次いで、木炭（Charcoal）が 45 ktoe（21.1%）、石油（輸送燃料）が 41 ktoe（19.1%）、系統電力が 18 ktoe（8.7%）、ソーラー（オフグリッド）が 3 ktoe（1.3%）、LPG が 2 ktoe（1.1%）と続く。2050 年には、系統電力が 315 ktoe（36.6%）、石油が 212 ktoe（24.6%）、LPG が 164 ktoe（19.0%）、天然ガスが 73 ktoe（8.4%）、木炭（Charcoal）が 40 ktoe（4.6%）、ソーラーが 35 ktoe（4.1%）、一次バイオマスが 23 ktoe（2.6%）と続く。近代型エネルギーへの転換はかなり進み、一次バイオマスのシェアは僅か 2.6%まで低下する。

表 5.4-16 キリマンジャロ州の最終部門のエネルギー源別需要予測

エネルギー源	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
石炭	0	0	0	0	0	0				
天然ガス	0	0	0	19	35	73			6.4	7.4
LPG	0	2	10	42	115	164	45.1	15.1	10.5	3.6
石油	24	41	51	82	137	212	5.8	4.9	5.2	4.5
一次バイオマス	109	103	82	68	33	23	-5.7	-1.8	-6.8	-3.9
木炭 (Charcoal)	31	45	64	73	48	40	9.6	1.2	-4.0	-2.0
電力 (Grid)	14	18	27	66	150	315	9.9	9.3	8.6	7.7
太陽光 (off-grid)	0	3	6	14	25	35	21.9	8.9	6.2	3.3
合計	179	212	240	364	545	861	3.2	4.2	4.1	4.7
構成比 (%)										
石炭	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
天然ガス	0.0	0.0	0.0	5.2	6.5	8.4				
LPG	0.0	1.1	4.3	11.7	21.2	19.0				
石油	13.4	19.1	21.2	22.6	25.1	24.6				
一次バイオマス	61.1	48.7	34.0	18.6	6.1	2.6				
木炭 (Charcoal)	17.3	21.1	26.9	20.0	8.9	4.6				
電力 (Grid)	7.9	8.7	11.2	18.0	27.6	36.6				
太陽光 (off-grid)	0.3	1.3	2.5	3.8	4.7	4.1				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

4) タンガ州

2016 年のタンガ州の最終エネルギー需要量は 526 ktoe と推計した。2016～2020 年の最終エネルギー需要は年平均 0.4%と低い伸び率を示した。その背景としては、タンザニア政府が 2016 年に石炭輸入を禁止した影響で、石炭供給が低下したことがあげられる。特に産業部門のエネルギー需要量は 2016 年の 239 ktoe から 2020 年の 195 ktoe に減少した。これは一時的な現象で、中長期的には解消され、最終エネルギー需要量も順調に拡大し、2050 年には 2,147 ktoe に達して、タンザニア国内では 3 番目に大きなエネルギー消費地域となる。

2016 年の部門別需要の構成を見ると、産業 (45.5%)、民生 (35.1%)、運輸 (13.6%)、商業 (5.1%)、農業 (0.6%) と続く。2050 年の部門別のエネルギー需要構成比をみると、産業 (32.6%)、民生 (27.6%)、運輸 (20.2%)、商業 (18.3%) が 4 大エネルギー消費部門となり、農業は 1.3%と相対的に低いシェアとなっている。

表 5.4-17 タンガ州の部門別最終エネルギー需要予測

部門	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
産業	224	239	195	384	539	699	-5.0	7.0	3.5	2.6
運輸	35	72	95	163	274	434	7.2	5.6	5.3	4.7
商業	17	27	41	109	247	392	11.4	10.2	8.5	4.8
民生	166	185	199	273	390	593	1.8	3.2	3.6	4.3
農業	3	3	4	8	15	28	6.9	6.2	6.3	6.5
合計	445	526	534	937	1,465	2,147	0.4	5.8	4.6	3.9
構成比 (%)										
産業	50.4	45.5	36.5	40.9	36.8	32.6				
運輸	8.0	13.6	17.7	17.4	18.7	20.2				
商業	3.8	5.1	7.8	11.7	16.8	18.3				
民生	37.3	35.1	37.2	29.1	26.6	27.6				
農業	0.6	0.6	0.8	0.9	1.0	1.3				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

2016 年のタンガ州のエネルギー源別のエネルギー需要を見ると、上述のように石炭輸入禁止政策が実施されて以降、2020 年までに一時的に石炭消費量が 2016 年の 226ktoe から 2020 年の 161ktoe に減少するが、その後石炭需要量は上昇する。大きな変化を見せているのは、系統電力と一次バイオマスの需要量である。一次バイオマスは 2016 年の 133ktoe (24.9%) から 2050 年の 30 ktoe (1.4%) 減少し、これに対して系統電力は同期間で 23 ktoe (4.3%) から 2050 年の 485ktoe (22.6%) に大幅に増加する。

2050 年のエネルギー源別構成は、系統電力 485ktoe (22.6%)、石炭 481ktoe (22.4%)、石油 480ktoe (22.3%)、LPG 469ktoe (21.8%)、天然ガス 106 ktoe (4.9%)、ソーラーは 42 ktoe (2.0%)、木炭 (Charcoal) 54 ktoe (2.5%)、一次バイオマス 30 ktoe (1.4%) と続く。エネルギー需要の多様化が進む地域となる。

表 5.4-18 タンガ州の最終部門のエネルギー源別需要予測

エネルギー源	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
石炭	209	226	161	302	402	481	-8.2	6.5	2.9	1.8
天然ガス	0	0	0	30	54	106			6.2	6.9
LPG	2	6	28	117	326	469	47.0	15.5	10.8	3.7
石油	47	85	109	182	306	480	6.4	5.3	5.3	4.6
一次バイオマス	134	133	108	91	44	30	-5.0	-1.7	-7.1	-3.7
木炭 (Charcoal)	38	58	86	99	67	54	10.1	1.4	-3.8	-2.1
電力 (Grid)	15	23	37	101	237	485	12.7	10.6	9.0	7.4
太陽光 (off-grid)	1	3	7	17	30	42	21.5	8.8	5.9	3.7
合計	445	534	534	937	1,465	2,147	0.0	5.8	4.6	3.9
構成比 (%)										
石炭	46.9	42.3	30.1	32.2	27.4	22.4				
天然ガス	0.0	0.0	0.0	3.2	3.7	4.9				
LPG	0.5	1.1	5.2	12.4	22.2	21.8				
石油	10.6	15.9	20.3	19.4	20.9	22.3				
一次バイオマス	30.1	24.9	20.2	9.7	3.0	1.4				
木炭 (Charcoal)	8.5	10.9	16.0	10.5	4.6	2.5				
電力 (Grid)	3.4	4.3	6.9	10.7	16.2	22.6				
太陽光 (off-grid)	0.1	0.6	1.3	1.8	2.0	2.0				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

5) モロゴロ州

2016年のモロゴロ州の最終エネルギー需要量は287 ktoeと推計した。2016～2020年の間、最終エネルギー需要は年平均2.4%で増加するが、その後伸び率は2020～2030年には3.8%、2030～2040年には3.4%、2040～2050年には4.9%へと着実に上昇する。

部門別のエネルギー需要構成をみると、民生部門のエネルギー需要量は2016年の199 ktoeから2050年の560 ktoeに増えるもの、全体に占める比率では69.2%から54.3%に低下する。民生部門におけるエネルギー需要の効率向上と一次バイオマスから近代型エネルギーへの移転が進む結果である。その他部門では、大きく構造的な変化はない。農業部門のエネルギー需要は比較的高い伸びを見せる。この地域は重要な農業生産地であり、農業近代化によるエネルギー消費量が増えていくと思われる。

表 5.4-19 モロゴロ州の部門別最終エネルギー需要予測

部門	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
産業	16	30	33	62	104	163	2.4	6.5	5.2	4.6
運輸	11	21	28	49	82	129	7.2	5.6	5.3	4.7
商業	23	33	41	67	92	150	5.7	4.9	3.2	5.0
民生	180	199	208	271	345	560	1.2	2.7	2.5	5.0
農業	3	3	4	8	15	30	7.0	6.3	6.6	6.7
合計	232	287	316	457	639	1,032	2.4	3.8	3.4	4.9
構成比 (%)										
産業	6.7	10.6	10.6	13.7	16.2	15.8				
運輸	4.6	7.4	8.9	10.6	12.8	12.5				
商業	10.0	11.6	13.1	14.7	14.5	14.5				
民生	77.7	69.2	66.0	59.3	54.1	54.3				
農業	1.1	1.2	1.4	1.8	2.4	2.9				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

モロゴロ州にはタンザニア国内でも研究機関と教育機関が多く設置されていて、特に農業関連の機関が多い。2016 年のエネルギー源別需要量を見ると、一次バイオマスが主要なエネルギー需要であり、147 ktoe (52.8%) となっている。次いで、木炭 (Charcoal) が 65 ktoe (23.4%)、石油が 35ktoe (12.4%)、電力が 27 ktoe (9.6%)、ソーラー (オフグリッド) が 3 ktoe (1.2%)、LPG が 1 ktoe (0.5%) と続く。

近代型エネルギーの利用率が低く、エネルギー需要源の 76.3%はバイオマスである。2050 年のエネルギー源別需要量を見ると、一次バイオマスと木炭 (Charcoal) への依存率ではそれぞれのシェアが 3.3%と 6.0%まで低下し、その代わりに電化製品や事務用機器の普及を反映して系統電力のシェアが 2016 年の 9.6%から 2050 年の 54.3%に拡大する。LPG と天然ガスの需要量も徐々に浸透し、2050 年にはそれぞれのシェアが 8.5%と 6.4%になると予測した。

表 5.4-20 モロゴロ州の最終部門のエネルギー源別需要予測

エネルギー源	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
石炭	0	0	0	0	0	0				
天然ガス	0	0	0	15	31	66			7.2	7.9
LPG	0	1	6	23	63	87		14.5	10.4	3.4
石油	23	35	43	68	114	177	5.4	4.8	5.3	4.5
一次バイオマス	148	147	121	103	49	34	-4.8	-1.6	-7.2	-3.6
木炭 (Charcoal)	42	65	96	112	77	62	10.2	1.5	-3.7	-2.1
電力 (Grid)	18	27	43	118	274	560	12.4	10.7	8.8	7.4
太陽光 (off-grid)	1	3	8	18	32	46	21.6	8.9	6.0	3.8
合計	232	279	316	457	639	1,032	3.2	3.8	3.4	4.9
構成比 (%)										
石炭	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
天然ガス	0.0	0.0	0.0	3.4	4.8	6.4				
LPG	0.0	0.5	1.9	5.1	9.8	8.5				
石油	9.8	12.4	13.5	14.9	17.9	17.1				
一次バイオマス	63.8	52.8	38.3	22.6	7.6	3.3				
木炭 (Charcoal)	18.3	23.4	30.4	24.4	12.0	6.0				
電力 (Grid)	7.9	9.6	13.5	25.7	42.9	54.3				
太陽光 (off-grid)	0.3	1.2	2.4	3.9	5.0	4.5				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

6) ムベヤ州

2016 年のムベヤ州の最終エネルギー需要量は 449 ktoe と推計した。予測期間における同州の最終エネルギー需要の伸びは、2016～2020 年の間が 4.7%、2020～2030 年が 3.7%、2030～2040 年が 3.1%、2040～2050 年が 4.4%となっている。2050 年の最終エネルギー需要は 1,623 ktoe へと 2016 年の約 3.6 倍に拡大する。部門別のエネルギー需要構成をみると、民生部門のエネルギー需要量は 2016 年の 266 ktoe から 2050 年には 723 ktoe に増えるものの、全体に占める比率では 59.2%から 44.6%に低下する。一方、産業部門の需要は同期間で 10.5%から 20.6%、運輸部門の需要は 16.5%から 19.9%までに拡大する。ムベヤ州は産業活動が比較的活発な地域で、石炭、金鉱石、石灰石その他の鉱石など生産活動も活発である。また、ムベヤセメント工場（2017 年に稼働）や食品加工産業が多く活動している。

表 5.4-21 ムベヤ州の部門別最終エネルギー需要予測

部門	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
産業	23	47	96	165	243	334	19.6	5.5	4.0	3.2
運輸	28	74	91	143	220	322	5.2	4.7	4.4	3.9
商業	33	59	70	102	134	210	4.5	3.8	2.8	4.6
民生	219	266	278	357	444	723	1.1	2.5	2.2	5.0
農業	3	4	5	9	17	33	7.4	6.5	6.6	6.8
合計	306	449	540	776	1,058	1,623	4.7	3.7	3.1	4.4
構成比 (%)										
産業	7.6	10.5	17.8	21.3	23.0	20.6				
運輸	9.2	16.5	16.8	18.4	20.8	19.9				
商業	10.6	13.0	12.9	13.1	12.7	12.9				
民生	71.6	59.2	51.6	46.0	42.0	44.6				
農業	1.0	0.8	0.9	1.2	1.6	2.0				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

2016 年のエネルギー源別需要を見ると、一次バイオマスがエネルギー需要の中心であり、195 ktoe (46.6%) であった。次いで、石油が 88 ktoe (21.0%)、木炭 (Charcoal) が 87 ktoe (20.9%)、系統電力が 42 ktoe (10.2%)、ソーラー (オフグリッド) が 4 ktoe (1.0%) と少量の LPG (1.0 ktoe) が消費されている。2017 年に新たに稼働したムベヤセメント工場には州内の炭鉱から石炭が供給されている。2017 年以降は石炭消費が始まり、2050 年に向けて徐々に消費量が増加し、135 ktoe (8.3%) に達する。系統電力の需要拡大も大きく構成比を変えていく。系統電力需要のエネルギー消費全体に占める比率は 2016 年の 10.2% から 2050 年には 51.2% まで拡大する。一方、2050 年における一次バイオマスと木炭 (Charcoal) の比率は、それぞれ 2.8% と 5.3% に低下する。

表 5.4-22 ムベヤ州の最終部門のエネルギー源別需要予測

エネルギー源	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
石炭	0	0	45	84	113	135		6.5	2.9	1.8
天然ガス	0	0	0	0	0	0				
LPG	0	1	5	22	60	88	46.4	15.8	10.5	3.9
石油	44	88	111	169	261	381	6.1	4.3	4.5	3.8
一次バイオマス	183	195	168	142	66	45	-3.7	-1.6	-7.4	-3.6
木炭 (Charcoal)	53	87	133	154	107	86	11.1	1.5	-3.6	-2.2
電力 (Grid)	27	42	69	182	413	832	13.0	10.2	8.5	7.2
太陽光 (off-grid)	1	4	9	22	39	57	22.4	8.9	5.8	3.9
合計	306	417	540	776	1,058	1,623	6.7	3.7	3.1	4.4
構成比 (%)										
石炭	0.0	0.0	8.3	10.9	10.6	8.3				
天然ガス	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
LPG	0.0	0.3	0.9	2.8	5.6	5.4				
石油	14.3	21.0	20.6	21.8	24.7	23.5				
一次バイオマス	59.6	46.6	31.0	18.3	6.2	2.8				
木炭 (Charcoal)	17.2	20.9	24.6	19.8	10.1	5.3				
電力 (Grid)	8.7	10.2	12.8	23.5	39.1	51.2				
太陽光 (off-grid)	0.3	1.0	1.7	2.8	3.7	3.5				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

7) ムワンザ州

2016 年のムワンザ州の最終エネルギー需要量は 631 ktoe と推計した。同州の最終エネルギー需要は、予測期間全体で年平均増加率が 3.4～4.7%と安定的に推移し、2050 年には 2,617 ktoe となる。2016 年の部門別エネルギー需要構成をみると、民生部門は 416 ktoe (65.9%)、運輸部門は 81 ktoe (12.9%)、商業部門は 65 ktoe (10.3%)、産業部門は 61 ktoe (9.7%)、農業部門は 7 ktoe (1.2%) となっている。2050 年の構成比を見ると、産業部門は大きく伸ばして 396 ktoe (15.19%) に達し、運輸部門は 2016 年の 12.9%から 18.1%までに拡大する。商業部門は 10.3%から 14.4%へと小幅に拡大する一方、民生部門のシェアは 49.8%に縮小する。

表 5.4-23 ムワンザ州の部門別最終エネルギー需要予測

部門	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
産業	29	61	71	128	233	396	3.8	6.1	6.2	5.4
運輸	39	81	106	190	311	473	7.0	5.9	5.1	4.3
商業	45	65	85	151	237	378	7.0	5.9	4.6	4.8
民生	356	416	449	612	834	1,302	2.0	3.1	3.1	4.6
農業	5	7	10	18	35	68	7.3	6.6	6.7	6.9
合計	475	631	722	1,099	1,650	2,617	3.4	4.3	4.1	4.7
構成比 (%)										
産業	6.2	9.7	9.8	11.6	14.1	15.1				
運輸	8.1	12.9	14.7	17.3	18.8	18.1				
商業	9.5	10.3	11.8	13.8	14.4	14.4				
民生	75.1	65.9	62.2	55.7	50.5	49.8				
農業	1.1	1.2	1.3	1.7	2.1	2.6				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

2016 年のエネルギー源別構成を見ると、一次バイオマスが主要エネルギー需要の位置を占め、301 ktoe (49.6%) であった。次いで、木炭 (Charcoal) は 133 ktoe (21.9%)、石油は 107 ktoe (17.7%)、系統電力は 51 ktoe (8.5%)、ソーラー (オフグリッド) は 7 ktoe (1.2%)、LPG は 7.0 ktoe (1.1%) と続く。ムワンザ州は農林水産業が盛んに行われている地域で、それにかかわる食品加工産業が多く存在し、多くの石油が消費されている。一次バイオマスの需要量が高いのは、人口が多い地域の一つだからである。今後、一次バイオマス需要量は徐々に減少していき、2050 年には全体エネルギー需要に占める比率が 2.9%まで縮小する。この傾向は木炭 (Charcoal) においても同じである。一方、2050 年において大きくシェア占めるようになるのは系統電力である。2050 年における系統電力のシェアは 49.9%となる。

表 5.4-24 ムワンザ州の最終部門のエネルギー源別需要予測

エネルギー源	実績 (ktoe)		予測 (ktoe)				年平均増加率 (%)			
	2010	2016	2020	2030	2040	2050	2020/ 2016	2030/ 2020	2040/ 2030	2050/ 2040
石炭	0	0	0	0	0	0				
天然ガス	0	0	0	0	0	0				
LPG	2	7	29	108	292	399	43.9	14.2	10.5	3.2
石油	63	107	137	235	389	591	6.4	5.5	5.2	4.3
一次バイオマス	291	301	252	222	109	77	-4.4	-1.3	-6.9	-3.4
木炭 (Charcoal)	83	133	200	240	169	139	10.7	1.8	-3.5	-1.9
電力 (Grid)	35	51	87	256	621	1,306	14.2	11.3	9.3	7.7
太陽光 (off-grid)	1	7	16	39	71	105	22.2	9.1	6.2	4.0
合計	475	607	722	1,099	1,650	2,617	4.4	4.3	4.1	4.7
構成比 (%)										
石炭	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
天然ガス	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
LPG	0.4	1.1	4.0	9.8	17.7	15.2				
石油	13.2	17.7	19.0	21.3	23.6	22.6				
一次バイオマス	61.3	49.6	34.9	20.2	6.6	2.9				
木炭 (Charcoal)	17.5	21.9	27.7	21.8	10.2	5.3				
電力 (Grid)	7.3	8.5	12.1	23.3	37.6	49.9				
太陽光 (off-grid)	0.3	1.2	2.2	3.5	4.3	4.0				
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0				

出所：JICA チーム

5.5 地方エネルギー需要調査に基づくガス需要の期待量

対象地域のエネルギー動向をより深く把握するため、2018 年に地方エネルギー需要実態調査 (REDS) を実施した。

以下に分析するように、地方都市における個々のユーザーのガス需要は大半が小規模である。確実な実施計画を準備して顧客への売り込みを行い、ガス供給計画の実現を可能とするような販売計画を確立するには、少し時間がかかると思われる。

このような想定のもとに、プロジェクトの操業は 2025 年に開始するものとし、地方エネルギー需要実態調査 (REDS) の結果をもとに、今後天然ガスに移行すると想定される 2025 年、2030 年の期待燃料需要量を試算する。

5.5.1 ガス化導入の基礎となる燃料需要の予想

天然ガスパイプラインがまだ到達していない都市を対象としたバーチャルパイプライン・システムを検討するにあたっての基礎として、最初に地方エネルギー需要実態調査 (REDS) の結果とマクロモデルによる全国のエネルギー需要予測の結果を用いて、以下に説明するように各都市の潜在的な燃料需要を推定する。地方のエネルギー消費量そのものやエネルギー消費に影響する諸要素についてのデータや情報が限られているため、ここに示す予測は多くの大胆な仮定をおいて作成したものである。まず、概略の構図から検討を始め、調査の過程で内容の改善を進めることとする。

1) 地方人口

現実的な都市ガス潜在需要を推定するためのベースラインとして、対象都市の人口を以下のように推定する。

統計局（NBS）による 2012 年と 2017 年の地方人口概算からスタートし、次のように想定する。

- a. 各地の人口増加率は、全国平均人口増加率に対し過去と同じ比率を維持する
- b. NBS は 2012 年から 2017 年への人口増加率は地方部と県庁所在地とも同じとしているが、ここでは都市部への人口流入があると想定し、表 5.5-1 に示すように都市部の人口増加率は地域の平均増加率に対し 100%～200%加速するものとする

表 5.5-1 地方および都市の将来の人口

Region city	NBS Estimation		Growth Rate	Share	Acceleration		Population			Share of the cities			Others (Population/Growth Rate)		
	2012	2017			2017-25	2025-30	2018	2025	2030	2018	2025	2030	2018	2025	2030
Arusha	1,694	1,943	2.8%		100%	100%	1,997	2,386	2,673				1,494	1,661	1,744
Arusha City	416	478	2.8%	24.6%	5.4%	5.1%	503	725	928	25.2%	30.4%	34.7%	1.9%	1.5%	1.0%
Dodoma	2,084	2,312	2.1%		200%	150%	2,361	2,702	2,945				1,877	1,975	2,030
Dodoma MC	411	456	2.1%	19.7%	6.0%	4.7%	483	727	915	20.5%	26.9%	31.1%	1.1%	0.7%	0.5%
Mbeya	1,709	1,929	2.5%		100%	100%	1,977	2,315	2,559				1,521	1,685	1,774
Mbeya CC	385	435	2.5%	22.6%	4.7%	4.5%	456	630	785	23.1%	27.2%	30.7%	1.8%	1.5%	1.0%
Morogoro	2,218	2,495	2.4%		100%	100%	2,555	2,977	3,281				2,183	2,468	2,651
Morogoro MC	316	355	2.4%	14.2%	4.6%	4.3%	372	509	629	14.5%	17.1%	19.2%	2.0%	1.8%	1.4%
Kilimanjaro	1,640	1,790	1.8%		100%	100%	1,822	2,041	2,194				1,294	1,369	1,394
Moshi	467	509	1.8%	28.5%	3.5%	3.5%	527	672	800	29.0%	32.9%	36.5%	1.1%	0.8%	0.4%
Mwanza	2,773	3,217	3.0%		100%	100%	3,315	4,021	4,548				2,445	2,711	2,790
Mwanza	706	820	3.0%	25.5%	6.0%	6.0%	869	1,311	1,757	26.2%	32.6%	38.6%	2.0%	1.5%	0.6%
Tanga	2,045	2,287	2.3%		100%	100%	2,338	2,703	2,963				2,019	2,268	2,421
Tanga City	273	306	2.3%	13.4%	4.5%	4.5%	319	435	542	13.7%	16.1%	18.3%	1.9%	1.7%	1.3%
Total	14,163	15,974	2.4%		2.3%	2.0%	16,364	19,145	21,163				12,834	14,136	14,805
Seven cities	2,975	3,359	2.5%	21.0%	5.1%	4.9%	3,530	5,009	6,357	21.6%	26.2%	30.0%	1.7%	1.4%	0.9%
Tanzania Mainland			6.7%												
	43,625	50,045	2.8%		2.6%	2.3%	51,432	61,473	68,858						

結果として、7 地域の人口は 2025 年までに 17%、2030 年までに 29%増加するなか、中核都市の人口は 2025 年までに 30～50%、2030 年まで 50～90%増加する。この都市化の傾向は第二次産業、第三次産業の振興によって経済成長が加速すれば、さらに強まるだろう。

2) 対象都市の燃料需要

以下では、地方エネルギー需要実態調査とマクロモデルの予測に基づいて、燃料需要を推測する。7 都市の燃料需要は 2018 年の 398ktoe から 2025 年には 601ktoe に、2030 年には 852ktoe に増加する。ムベヤとムワンザを除く 5 都市では、2018 年の 321 ktoe から 2025 年には 419 ktoe へ、2030 年には 586 ktoe に増加する。しかし、タンガのセメント、石灰生産工場では大量の石炭と石油コークスが使用されており、これらの工場が今後も安価な燃料を使い続けるなら、天然ガス転換の対象となる潜在需要は以下に述べるように、もっと小さくなる。

a. 産業部門

REDS は各地の産業部門エネルギー需要の大半をカバーしていると考えられる。したがって、この数字に全国需要モデルによるエネルギー源別需要増加率を乗じて、表 5.4-2 に示すような地域別エネルギー需要見通しを作成した。このうち LPG、石油、石炭、石油コークス、バ

イオマス（薪、農業廃棄物、木炭）は技術的には天然ガスに置き換え可能な燃料である。7都市の総燃料需要は2018年の116ktoeから2025年には175ktoeに、2030年には217ktoeに増加する。しかし、価格競争の点で、セメント、石灰生産工場で大量に使用されている石炭や石油コークスはこのような燃料転換の対象にはならないと考えられる⁴¹。そうすると、グループAの5都市合計の総燃料需要は2025年には30.6ktoe、2030年には38.0ktoeになると考えられる。

表 5.5-2 産業部門の燃料需要

	2018 (Regional Energy Demand Survey)								2025				2030				Fuel Demand		
	Motor Fuel	Fuel for heat				Electricity	Total	Motor fuel	Fuel	Electricity	Total	Motor fuel	Fuel	Electricity	Total	2018	2025	2030	
		LPG Fuel Oil	Coal+ P-coke	Biomass	Sub-Total			6.1%	6.1%	6.6%	4.4%	4.4%	6.1%	2018	2025	2030			
	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	
Arusha	205	406	386	522	1,315	5,946	7,466	311	1,992	9,330	11,632	385	2,468	12,542	15,395	1,300	2,000	2,500	
Dodoma	29	55	449	2	4,516	301	4,847	44	6,844	473	7,361	55	8,480	636	9,171	4,500	6,800	8,500	
Mbeya	506	380	0	168	548	710	1,764	766	831	1,114	2,711	949	1,030	1,497	3,476	500	800	1,000	
Morogoro	483	3,657	4,459	2,040	10,157	2,212	12,852	732	15,391	3,471	19,593	907	19,072	4,666	24,645	10,200	15,400	19,100	
Moshi	2,398	569	0	1,103	1,672	1,127	5,197	3,634	2,534	1,768	7,936	4,504	3,140	2,377	10,020	1,700	2,500	3,100	
Mwanza	5,447	12,945	0	4,761	17,706	7,688	30,841	8,254	26,831	12,062	47,147	10,228	33,249	16,215	59,692	17,700	26,800	33,200	
Tanga	2,823	500	77,036	2,058	79,594	17,151	99,569	4,279	120,613	26,909	151,800	5,302	149,462	36,173	190,938	79,600	120,600	149,500	
Cement +Lime	0	0	77,036	0	77,036	15,996	93,032	0	116,736	25,097	141,833	0	144,658	33,737	178,395	77,000	116,700	144,700	
Others	2,823	500	0	2,058	2,558	1,155	6,537	4,279	3,877	1,812	9,968	5,302	4,804	2,436	12,542	2,600	3,900	4,800	
Total: Seven Cities	11,892	18,513	86,341	10,654	115,508	35,135	162,535	18,020	175,034	55,126	248,180	22,330	216,901	74,105	313,336	115,500	175,000	216,900	
	7.3%	11.4%	53.1%	6.6%	71.1%	21.6%	100.0%	7.3%	70.5%	22.2%	100.0%	7.1%	69.2%	23.7%	100.0%				
Excluding C&L in Tanga	11,892	18,513	9,305	10,654	38,472	19,139	107,975	18,020	58,298	30,029	106,348	22,330	72,243	40,368	134,941	38,500	58,300	72,200	
	11.0%	17.1%	8.6%	9.9%	35.6%	17.7%	100.0%	16.9%	54.8%	28.2%	100.0%	16.5%	53.5%	29.9%	100.0%				
Total: Five Cities	5,939	5,188	86,341	5,725	97,254	26,737	129,930	9,000	147,373	41,951	198,323	11,152	182,623	56,393	250,168	97,300	147,400	182,600	
Excluding C&L in Tanga	5,939	5,188	9,305	5,725	20,218	10,742	36,898	9,000	30,637	16,854	56,490	11,152	37,965	22,656	71,773	20,200	30,600	38,000	

上記の計算とは別に、REDSの個別のシートで燃料消費量が月間20toe以上の大工場を抽出した。日本での経験ではLNGのタンクローリー持ち届けユーザーは、バルクカーゴを月1回以上のペースで受け取っている。カーゴのサイズは12-15トン、石油換算では14-18toeである。このような工場は表5.5-3に示すように19ヶ所ある。このうち都市ガスシステムに接続されない工場はタンクローリーやコンテナで天然ガスを直接配送する対象になると考えられる。

各社の燃料消費量は上記と同様にマクロモデルによる産業部門の燃料消費量の伸び率を適用して推定した。7都市合計の燃料消費量は2025年には170ktoe、2030年には227ktoeになると推定される。しかし、グループAの5都市のうちセメント、石灰生産工場のあるタンガを除くと、この数値は2025年26ktoe、2030年34ktoeとなる。転換効率を70%とすると、2025年18.1ktoe、2030年23.9ktoeになる。エネルギー多消費産業が特別に誘致されない限り、この数字が産業用燃料の天然ガス転換可能量を示す現実的な予測ということになる。年間10%という高めの需要増加率を適用すると、2025年には23.3ktoe、2030年には36.9ktoeになり、少し前向きな数字になる。

⁴¹ 2018年にセメント工場に供給された発熱量4,000kcal/kg前後の低品位炭の持届価格は120ドル/トンであった。これは換算すると7.3ドル/MMBtuで、バーチャルパイプラインによる天然ガス転換は難しいと考えられる。

表 5.5-3 月間エネルギー消費量 20 ktoe 以上の大規模工場

Large factories with potential monthly fuel demand more than 20 toe		Products	2018		2025 to grow at 6%		2030 to grow at 6%	
			Monthly	Annual	Annual	100%	Annual	100%
			toe	toe	toe	toe	toe	toe
Arusha	Tanzania Brewary Ltd.	Beer	34	404	608	600	813	600
	A to Z Textile	Textile	35	417	627	600	839	600
	Sub-total		68	821	1,235	1,200	1,652	1,200
Dodoma	Sunshine Industrial Limited	Cooking oil	372	4,459	6,705	6,700	8,973	6,300
	Sub-total		372	4,459	6,705	6,700	8,973	6,300
Mbeya	Tanzania Brewary Ltd	Beer	44	526	791	800	1,058	700
	Sub-total		44	526	791	800	1,058	700
Morogoro	21st Century Textile	Textile	543	6,517	9,799	9,800	13,113	9,200
	Alliance One Tobacco	Tobacco	115	1,381	2,077	2,100	2,780	1,900
	Tanzania Tobacco	Tobacco	188	2,258	3,396	3,400	4,544	3,200
	Sub-total		846	10,157	15,272	15,300	20,437	14,300
Moshi	Bonite Bottlers	Soft drinks	47	568	854	900	908	600
	Sub-total		47	568	854	900	908	600
Mwanza	Mwatex	Textile	170	2,036	3,061	3,100	4,097	2,900
	Nyakato Steel Mills	Steel	89	1,064	1,599	1,600	2,140	1,500
	Mwanza Wines	Wine	88	1,057	1,589	1,600	2,126	1,500
	Sayona Drinks	Soft drinks	110	1,316	1,978	2,000	2,647	1,900
	Serengeti Breweries	Beer	954	11,443	17,206	17,200	23,026	16,100
	Nayanza bottling	soft drinks	52	627	942	900	1,261	900
	Sub-total		1,462	17,542	26,376	26,400	35,297	24,700
Tanga	Gulam Patter Coconut Oil	Cooking oil	63	761	1,144	1,100	1,531	1,100
	Kilimanjaro Cement	Cement	505	6,065	9,180	9,200	12,284	8,600
	Tanga Cement	Cement	5,443	65,322	98,870	98,900	132,311	92,600
	Tanga Fresh	Milk products	27	322	487	500	652	500
	Neelkanth Lime Ltd	Lime	479	5,754	8,709	8,700	11,654	8,200
	Sub-total		6,519	78,223	118,389	118,400	158,432	110,900
Total								
7 cities			9,358	112,295	169,622	169,700	226,758	158,700
5 cities			7,852	94,228	142,455	142,500	190,403	133,300
5 cities excl. Cement and Lime			1,424	17,088	25,697	25,700	34,154	23,900

Groth rate @ 10 %

Large factories with potential monthly fuel demand more than 20 toe		Products	2018		2025 to grow at 10%		2030 to grow at 10%	
			Monthly	Annual	Annual	100%	Annual	100%
Total								
7 cities			9,358	112,295	185,126	185,100	297,576	208,200
5 cities			7,852	94,228	149,917	149,900	240,873	168,500
5 cities excl. Cement and Lime			1,424	17,088	33,159	33,100	52,832	36,900

b. 商業、サービス部門

商業、サービス部門について、REDS からは事業者ごとの個々のエネルギー消費量の情報は得られるが、部分的なサンプルで、総体の数字は得られない。それゆえ、第 1 次アプローチとして、各都市の人口予測を基に、以下の手法によってサブ部門の事業所数を大まかに推定する。

- 2018 年の大学の数に確定数で、これを基準として、人口増加率に合わせて学校数が増えるものとする。小学校および中学校は学齢人口に就学率や学校の規模を考慮して推定する。
- 2018 年の病院の数を基準として、人口増加率に合わせてその数を増やす。2018 年の診療所数は全国平均では人口 207,400 人あたり 1 ヶ所であったが、都市部の医院の数は全国平均値の 3 倍と推定する。
- スーパーや大規模店の数は人口 10 万人あたり 1 ヶ所と推定する。小規模店舗はそ

の 20 倍と推定する。

- d. ホテルの数は人口 10 万人あたり 5 ヶ所とし、観光が盛んな場所であることを考慮してアルーシャではその 5 倍、モシでは同 3 倍であると推定する。レストランはホテルの数の 20 倍と考える。
- e. 事務所の数は 10 万人あたり 10 か所と推定する。

表 5.5-5 に示す、REDS で得られたサブ部門別の事業所あたりのエネルギー消費原単位をもとに、合計のエネルギー消費量を推定する。この予測では、事業所あたりの燃料および電力消費原単位は 5.3 節で述べたマクロモデルにより算出した国内の商業、サービス部門におけるそれぞれのエネルギー消費原単位の伸び率をあてはめて推定する。結果として、7 都市の燃料消費量の合計は 2018 年の 20ktoe から 2025 年には 26ktoe に、2030 年には 106ktoe になり、5 都市の合計では 2018 年の 13ktoe から 2025 年は 18ktoe に、2030 年には 64ktoe になる。この部門の燃料消費量は経済成長よりも早い速度で成長すると予想されている。しかし、プロジェクト立ち上げ時点で確実に見込める需要はかなり小規模なものと想定される。

表 5.5-4 商業、サービス部門の団体と燃料需要

[2018]	Arusha	Dodoma	Mbeya	Morogoro	Moshi	Mwanza	Tanga	Total	5 cities					
										National total				
Population	503,192	483,411	455,701	371,601	527,424	869,323	319,370	3,530,023	2,204,999	51,431,727	51.02			
Hospital										2018	National Average			
Hospital	3	1	4	2	5	1	2	18	13	86	598,043			
Clinic	7	7	7	5	8	12	5	51	32	246	209,072			
School														
University	4	2	2	4	4	2	2	20	16	Age	Composition	Enrollment	Student	
Secondary	34	33	31	25	36	59	22	263	150	14-17	9.3%	35%	480	
Primary	76	73	69	56	79	131	48	532	332	7-13	18.7%	90%	1120	
Others										Per 100,000				
Supermarket	5	5	5	4	5	9	3	36	22	1				
Shop	101	97	91	74	105	174	64	706	441	20				
Hotel	125	120	115	95	130	215	80	880	550	5	Arusha: 5 times, Moshi: 2 times			
Restaurant	101	97	91	74	105	174	64	706	441	20	2 times			
Offices	50	48	46	37	53	87	32	353	220	10				
Energy Consumption	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe					
Hospital										At clinic,	10% of hospitals			
Fuel	33	15	42	22	52	20	22	207	145					
Electricity	153	153	153	109	175	263	109	1,116	700					
Total	186	168	195	132	227	282	132	1,323	845					
School										University,	10 times of secondary school			
Fuel	1,729	1,239	1,192	1,519	1,776	1,846	982	10,820	7,245					
Electricity	3,510	3,401	3,198	2,582	3,705	6,084	2,262	26,683	15,459	Primary school not counted				
Total	5,240	4,639	4,390	4,101	5,481	7,930	3,243	35,025	22,704					
Others										Shop consumes	5% of supermarket			
Fuel	1,374	1,321	1,265	1,039	1,431	2,370	877	9,679	6,043					
Electricity	4,448	4,271	4,012	3,264	4,625	7,663	2,820	31,102	19,428	Restaurant consumes	10% of hotels			
Total	5,822	5,592	5,277	4,303	6,056	10,033	3,697	40,781	25,471					
Total														
Fuel	3,137	2,575	2,499	2,581	3,259	4,236	1,881	20,168	13,433					
Electricity	8,111	7,825	7,363	5,955	8,505	14,010	5,191	56,960	35,587					
Total	11,248	10,400	9,862	8,536	11,764	18,246	7,072	77,128	49,020					

[2025]	Arusha	Dodoma	Mbeya	Morogoro	Moshi	Mwanza	Tanga	Total	5 cities					
										National total				
Population	724,977	727,019	630,251	508,677	672,485	1,310,718	434,956	5,009,083	3,068,114	61,473 thousand				
Hospital														
Hospital	4	1	5	2	6	1	2	22	15					
Clinic	10	10	9	7	10	19	6	71	43					
School														
University	5	3	2	5	5	3	2	28	20	Age	Compositor	Enrollment	Student	
Secondary	56	56	49	39	52	101	34	263	237	14-17	9.3%	40%	480	
Primary	121	122	105	85	112	219	73	837	513	7-13	18.7%	100%	1120	
Others										Per 100,000				
Supermarket	7	7	6	5	7	13	4	49	30	1				
Shop	145	145	126	102	134	262	87	1001	613	20				
Hotel	180	36	32	25	68	66	22	429	331	5 Arusha: 5 times, Moshi: 2 times				
Restaurant	145	145	126	102	134	262	87	1001	613	20 2 times				
Offices	72	73	63	51	67	131	43	500	306	10				
Energy Consumption	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe					
Hospital														
Fuel	54	22	64	29	76	31	28	304	209					
Electricity	328	328	295	230	328	624	197	2,331	1,412					
Total	382	350	359	259	404	655	225	2,635	1,620					
School														
Fuel	2,993	2,428	1,948	2,513	2,880	3,699	1,525	17,985	12,338					
Electricity	8,623	8,635	7,534	6,014	8,002	15,562	5,229	59,600	36,504					
Total	11,616	11,064	9,482	8,527	10,882	19,260	6,754	77,585	48,843					
Others														
Fuel	2,389	922	806	644	1,209	1,674	552	8,196	5,716					
Electricity	9,582	9,289	8,072	6,533	8,654	16,784	5,572	64,487	39,631					
Total	11,971	10,210	8,878	7,177	9,864	18,458	6,125	72,683	45,347					
Total														
Fuel	5,435	3,371	2,818	3,186	4,165	5,404	2,105	26,485	18,263					
Electricity	18,534	18,253	15,902	12,777	16,985	32,969	10,999	126,418	77,547					
Total	23,969	21,624	18,719	15,963	21,150	38,374	13,104	152,903	95,810					

[2030]	Arusha	Dodoma	Mbeya	Morogoro	Moshi	Mwanza	Tanga	Total	5 cities					
Population	928,377	914,911	785,008	629,177	799,936	1,757,464	542,335	6,357,208	3,814,736	68,858 thousand				
Hospital														
Hospital	4	1	5	3	6	2	3	24	17					
Clinic	13	13	11	9	11	25	8	90	54					
School														
University	6	3	3	5	5	3	3	28	22	Age	Compositor	Enrollment	Student	
Secondary	90	88	76	61	77	169	52	263	368	14-17	9.3%	50%	480	
Primary	155	153	131	105	134	294	91	1,063	638	7-13	18.7%	100%	1120	
Others										Per 100,000				
Supermarket	9	9	8	6	8	18	5	63	37	1				
Shop	186	183	157	126	160	351	108	1271	763	20				
Hotel	230	230	195	155	200	440	135	1585	950	5 Arusha: 5 times, Moshi: 2 times				
Restaurant	186	183	157	126	160	351	108	1271	763	20 2 times				
Offices	93	91	79	63	80	176	54	636	381	10				
Energy Consumption	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe					
Hospital														
Fuel	238	103	274	175	319	202	171	1,483	1,007					
Electricity	742	742	628	514	628	1,427	457	5,138	3,083					
Total	980	845	902	689	947	1,629	627	6,621	4,089					
School														
Fuel	2,600	2,045	1,837	1,924	2,201	3,449	1,421	15,478	10,192					
Electricity	51,749	50,670	43,705	35,072	44,342	97,318	29,970	352,826	211,804					
Total	54,349	52,715	45,542	36,996	46,544	100,767	31,392	368,304	221,995					
Others														
Fuel	12,913	12,797	10,972	8,718	11,186	24,625	7,528	88,739	53,142					
Electricity	20,976	20,648	17,710	14,207	18,051	39,605	12,184	143,382	86,066					
Total	33,889	33,445	28,683	22,925	29,236	64,230	19,712	232,121	139,208					
Total														
Fuel	15,751	14,945	13,084	10,818	13,706	28,276	9,120	105,700	64,340					
Electricity	73,467	72,060	62,043	49,792	63,021	138,350	42,611	501,345	300,952					
Total	89,218	87,005	75,127	60,610	76,727	166,627	51,731	607,045	365,292					

表 5.5-5 業種別エネルギー消費量

	Hospital	Hotel	Super market	Public Service/O fffice	School	Total	Growth Rate of Per Capita Consumption
	toe/y	toe/y	toe/y	toe/y	toe/y	toe/y	
【2018: Average per unit】							
Fuel	8.9	8.5	7.1	3.2	23.4	11.3	
Electricity	21.9	14.3	27.4	24.1	8.4	17.6	
Total	30.8	22.7	34.5	27.3	31.8	28.9	
【2025】							2018-2025
Fuel	10.8	10.2	8.6	3.9	28.2	13.6	2.7%
Electricity	32.8	21.4	41.1	36.2	12.7	26.4	6.0%
Total	43.6	31.6	49.7	40.0	40.9	40.0	3.7%
【2030】							2025-2030
Fuel	12.1	11.5	9.7	4.4	31.7	15.3	2.4%
Electricity	44.9	29.3	56.2	49.5	17.3	36.1	6.5%
Total	57.1	40.8	65.9	53.8	49.1	51.4	3.7%

c. 家庭部門

表 5.5-1 に示すように、対象都市の家庭部門でのエネルギー消費量は、REDS による各都市の一人あたりエネルギー消費量に各都市の将来人口を掛け合わせて推定した。一人あたりエネルギー消費量を石油換算キログラム (kgoe) で試算し、薪や木炭などの在来型燃料、LPG、灯油、軽油などの化石燃料、電気に分けて検討する。収入の増加とともに風呂やシャワーなどの給湯用燃料消費量は増加が見込まれるが、調理用の一人あたり燃料消費量は比較的安定的に推移する。上記の分類別の一人あたりエネルギー消費量にマクロモデルで推定した全国平均伸び率を掛けて、将来見通しを算出した。都市部では燃料の近代化が急速に進むと思われるため、対象都市の数値は少し低めに出ていると思われる。

上記のアプローチを適用すると、対象都市の燃料消費量は 2018 年の 253ktoe から 2025 年には 401ktoe に、2030 年には 576ktoe に増加する。在来型燃料の消費は、一人あたり消費量でみると 2018 年から 2025 年にかけて 21%、さらにそこから 5 年で 19%減少するものの、人口が増加するため総量では年間 230-240ktoe で横這いにとどまると考えられる。この推定は現在のエネルギー消費構造を適用したものだが、これらの都市では在来型燃料と化石燃料の合計の燃料消費量がガス転換の候補になると考えてよいだろう。グループ A の 5 都市、アルーシャ、ドドマ、モロゴロ、モシ、タンガについては、エネルギー総消費量は 2018 年の 160ktoe から 2025 年は 255ktoe に、2030 年には 363ktoe になる。

2020 年代初期に人口が 100 万人を超える見込みのムワンザを除いて、各都市の 2025 年の総燃料需要は年間 40-60ktoe の範囲で、これらの個々の数字が都市ガスシステムの実現可能性を考えるうえでより重要なものになる。

表 5.5-6 家庭部門のエネルギー消費量

	Arusha	Dodoma	Mbeya	Morogoro	Moshi	Mwanza	Tanga	Total	5 cities	
[2018]										
Population	503,192	483,411	455,701	371,601	527,424	869,323	319,370	3,530,023	2,204,999	
Per Capita Energy Consumption (kg oil equivalent)										
Freewood+Charcoal	46.8	58.6	72.7	56.2	58.2	49.9	67.0	58.5	56.6	
Other fuel	17.2	11.6	11.3	12.6	20.0	12.9	17.2	14.5	15.9	
Fuel Total	64.0	70.2	83.9	68.8	78.2	62.8	84.2	73.0	72.5	
Electricity	8.2	12.3	8.3	13.5	11.8	7.8	10.7	10.0	11.2	
Total	72.2	82.5	92.2	82.3	90.1	70.6	95.0	83.0	83.7	
Aggregate Energy Consumption (toe: tons oil equivalent)										
Freewood+Charcoal	23,555	28,334	33,115	20,899	30,711	43,374	21,396	201,384	124,895	
Other fuel	8,639	5,598	5,130	4,682	10,548	11,240	5,500	51,338	34,967	
Fuel Total	32,194	33,933	38,246	25,581	41,259	54,614	26,896	252,722	159,863	
Electricity	4,121	5,927	3,761	5,013	6,245	6,785	3,432	35,285	24,739	
Total	36,315	39,860	42,006	30,595	47,504	61,399	30,328	288,007	184,601	Growth rate of per capita consumption for 2018-25
[2025]										
Population	724,977	727,019	630,251	508,677	672,485	1,310,718	434,956	5,009,083	3,068,114	
Per Capita Energy Consumption (kg oil equivalent)										
Freewood+Charcoal	37.9	47.4	58.8	45.5	47.1	40.4	54.2	46.0	45.8	-3.0%
Other fuel	40.7	27.5	26.7	29.9	47.4	30.7	40.8	34.2	37.3	13.1%
Fuel Total	78.6	74.9	85.5	75.4	94.5	71.0	95.1	80.2	83.0	
Electricity	16.2	24.3	16.3	26.7	23.5	15.5	21.3	19.7	22.2	10.3%
Total	94.8	99.2	101.9	102.1	118.0	86.5	116.3	99.9	105.2	
Aggregate Energy Consumption (toe: tons oil equivalent)										
Freewood+Charcoal	27,464	34,487	37,065	23,153	31,690	52,925	23,582	230,366	140,376	
Other fuel	29,514	19,965	16,825	15,197	31,891	40,185	17,761	171,339	114,329	
Fuel Total	56,979	54,452	53,891	38,350	63,582	93,110	41,343	401,705	254,705	
Electricity	11,763	17,660	10,304	13,596	15,774	20,268	9,260	98,625	68,053	
Total	68,741	72,112	64,195	51,946	79,355	113,378	50,604	500,330	322,758	Growth rate of per capita consumption for 2025-30
[2030]										
Population	928,377	914,911	785,008	629,177	799,936	1,757,464	542,335	6,357,208	3,814,736	
Per Capita Energy Consumption (kg oil equivalent)										
Freewood+Charcoal	31.0	38.8	48.1	37.2	38.5	33.0	44.3	37.5	37.4	-4.0%
Other fuel	63.5	42.8	41.6	46.6	74.0	47.8	63.7	53.2	58.0	9.3%
Fuel Total	94.5	81.6	89.7	83.8	112.5	80.8	108.0	90.6	95.3	
Electricity	25.3	37.9	25.5	41.7	36.6	24.1	33.2	30.5	34.5	9.3%
Total	119.8	119.5	115.2	125.5	149.1	105.0	141.2	121.2	129.9	
Aggregate Energy Consumption (toe: tons oil equivalent)										
Freewood+Charcoal	28,749	35,475	37,738	23,409	30,814	58,007	24,036	238,227	142,482	
Other fuel	58,959	39,194	32,692	29,323	59,178	84,053	34,546	337,945	221,199	
Fuel Total	87,707	74,669	70,429	52,731	89,992	142,061	58,582	576,171	363,681	
Electricity	23,497	34,669	20,021	26,234	29,270	42,394	18,012	194,098	131,683	
Total	111,205	109,338	90,450	78,965	119,262	184,455	76,594	770,269	495,364	

d. 燃料の総需要

上記の燃料需要予測を総合して、対象都市の燃料需要を表 5.5-7 にまとめた。2018 年では、燃料の総消費量は 7 都市計で 371ktoe、5 都市計で 259ktoe と推定される。しかし、ここからタンガのセメント、石灰生産工場で消費される燃料を除くと、数字は大幅に下がる。2018 年の残りの需要は LNG 換算で年間 15.2 万トンと推定される。この数値は 2025 年には同 25.4 万トン、2030 年には同 39 万トンに増加する。この計算結果はかなりの数字である。しかし、この数字は燃料消費が全て天然ガスに置き換わった場合のものであることを忘れてはならない。今回のプロジェクトはグリーンフィールド・プロジェクトであることを考慮

すると 100%の転換は現実的ではないだろう。

表 5.5-7 合計の燃料消費量

	Arusha	Dodoma	Mbeya	Morogoro	Moshi	Mwanza	Tanga	Total	5 cities
[2018]	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe
Industry	1,300	4,500	500	10,200	1,700	17,700	79,600	115,500	97,300
Excluding cement and lime factories in Tanga							2,600	38,500	20,300
Services	400	300	400	300	400	700	200	2,700	1,600
Household	32,200	33,900	38,200	25,600	41,300	54,600	26,900	252,700	159,900
Total	33,900	38700	39100	36100	43400	73000	106,700	370,900	258,800
Excluding cement and lime factories in Tanga							29,700	293,900	181,800
LNG equivalent	28,400	32,400	32,800	30,200	36,400	61,200	89,400	310,700	216,800
Excluding cement and lime factories in Tanga							24,900	246,300	152,300
[2025]									
Industry	2,000	6,800	800	15,400	2,500	26,800	120,600	174,900	147,300
Excluding cement and lime factories in Tanga							3,900	58,200	30,600
Commercial/Public	5,400	3,400	2,800	3,200	4,200	5,400	2,100	26,500	18,300
Household	57,000	54,500	53,900	38,300	63,600	93,100	41,300	401,700	254,700
Total	64,400	64700	57500	56900	70300	125300	164,000	603,100	420,300
Excluding cement and lime factories in Tanga							47,300	486,400	303,600
LNG equivalent	54,000	54,200	48,200	47,700	58,900	105,000	137,400	505,300	352,100
Excluding cement and lime factories in Tanga							39,600	407,600	254,400
[2030]	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe
Industry	2,500	8,500	1,000	19,100	3,100	33,200	149,500	216,900	182,700
Excluding cement and lime factories in Tanga							4,800	72,200	38,000
Commercial/Public	15,800	14,900	13,100	10,800	13,700	28,300	9,100	105,700	64,300
Household	87,700	74,700	70,400	52,700	90,000	142,100	58,600	576,200	363,700
Total	106,000	98100	84500	82600	106800	203600	217,200	898,800	610,700
Excluding cement and lime factories in Tanga							72,500	754,100	466,000
LNG equivalent	88,800	82,200	70,800	69,200	89,500	170,600	182,000	753,000	511,600
Excluding cement and lime factories in Tanga							60,700	631,800	390,400

5.5.2 REDS に基づいた現実的なガス需要

ガス供給システムにより天然ガスの供給を受けることが実際に期待されるユーザーは、ガスの供給方法によって次の 2 種類に区分できるだろう。

- 地域導管網による都市ガスシステムからガス供給を受ける一般的な小規模ユーザー
- 都市ガスシステムあるいはタンクローリーやコンテナによるバルク輸送でガスを受け取る大規模ユーザー

都市ガスシステムの構築は人口密集地帯で一人あたりのパイプラインコストが一定のレベル以下に収まる地域についてのみ考えることができる。地方では、パイプラインの距離が長くなる一方、1 本あたりのユーザー数は少なくなる。第 1 次アプローチとして、REDS でカバーした都市について、都市ガスシステムの需要が十分にあるかどうかを検討する。インタビューでは、多くの人が早い段階でガスシステムに切り替えたいという希望を述べている。しかし、パイプライン接続の初期投資は高額で、現実的には富裕層のみが支払い可能だろう。最初の計画では、それゆえ、都市ガス転換の潜在的需要としては燃料消費の一部のみを取り上げるべきであろう。

このような理由から、各部門でのガス転換率を以下のように仮定して、潜在的なガス需要を推定する。

- 産業部門：70%

- b. 商業、サービス部門：30%
- c. 家庭部門：20%

モデルプロジェクトの候補地となるグループ A の 5 都市では、潜在的なガス需要の合計は LNG 換算で 2025 年に 65,300 トン、2030 年に同 99,400 トンになる。しかし、この推定は全都市で同時に都市ガスシステムを展開することを前提としている。これは全ての都市ガスプロジェクトが成功することを前提にするもので、少々高望みが過ぎると思えざるを得ない。かわりに、これらの都市のうちひとつでモデルプロジェクトとして最初の地方都市ガスプロジェクトを実行するものと考えよう。そうすると、需要規模は年間 1～2 万トンの範囲に縮小する。

表 5.5-8 ガスへの転換可能性がある燃料消費量

	Gas Switching	Arusha	Dodoma	Mbeya	Morogoro	Moshi	Mwanza	Tanga	Total	5 cities
[2025]										
Industry	70%	1,400	4,800	600	10,800	1,800	18,800	84,400	122,600	103,200
Excluding cement and lime factories in Tanga								2,700	40,900	21,500
Commercial/Public	30%	1,600	1,000	800	1,000	1,300	1,600	600	7,900	5,500
Household	20%	11,400	10,900	10,800	7,700	12,700	18,600	8,300	80,400	51,000
Total		14,400	16,700	12,200	19,500	15,800	39,000	93,300	210,900	159,700
Excluding cement and lime factories in Tanga								11,600	129,200	78,000
LNG equivalent		12,100	14,000	10,200	16,300	13,200	32,700	78,200	176,700	133,800
Excluding cement and lime factories in Tanga								9,700	108,200	65,300
[2030]										
Industry	70%	1,800	6,000	700	13,400	2,200	23,200	104,700	152,000	128,100
Excluding cement and lime factories in Tanga								3,400	50,700	26,800
Commercial/Public	30%	4,700	4,500	3,900	3,200	4,100	8,500	2,700	31,600	19,200
Household	20%	17,500	14,900	14,100	10,500	18,000	28,400	11,700	115,100	72,600
Total		24,000	25,400	18,700	27,100	24,300	60,100	119,100	298,700	219,900
Excluding cement and lime factories in Tanga								17,800	197,400	118,600
LNG equivalent		20,100	21,300	15,700	22,700	20,400	50,400	99,800	250,200	184,200
Excluding cement and lime factories in Tanga								14,900	165,400	99,400

これに加え、都市ガスでカバーされる地域の外では、天然ガスをバルク直送で受け取るユーザーも本システムの供給対象と考えることができよう。バルク輸送を利用する大規模ユーザーは特殊な受入システムを必要とするので、ここでは月間で石油換算 20 トン以上の燃料を消費するユーザーをピックアップした。日本市場では、12-15 トンの LNG カーゴを毎月 1 回以上消費するユーザーをバルク直送の潜在的な顧客と考えている。

この潜在需要の推定では、表 5.5-3 に示す大規模ユーザーの 70%と、表 5.5-8 に示すサービス部門の半分が天然ガスに転換すると仮定する。その結果を表 5.5-9 に示す。グループ A の 5 都市における直接バルク輸送によるガス需要の合計は LNG 換算で 2025 年には 17,500 トン、2030 年には同 28,800 トンになる。

表 5.5-9 直接バルク輸送による潜在的ガス需要

	Gas Switching	Arusha	Dodoma	Mbeya	Morogoro	Moshi	Mwanza	Tanga	Total	5 cities
[2025]		toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe
Industry	70%	900	4,700	600	10,700	600	18,500	82,800	118,800	99,700
Excluding cement and lime factories in Tanga								1,100	37,100	18,000
LNG equivalent		800	3,900	500	9,000	500	15,500	69,400	99,600	83,600
Excluding cement and lime factories in Tanga								900	31,100	15,100
Commercial/Public	15%	800	500	400	500	700	800	300	4,000	2,800
LNG equivalent		700	400	300	400	600	700	300	3,400	2,400
Total: LNG equivalent tons		1,500	4,300	800	9,400	1,100	16,200	69,700	103,000	86,000
Excluding cement and lime factories in Tanga								1,200	34,500	17,500
[2030]										
Industry	70%	1,200	6,300	700	14,300	900	24,700	110,900	159,000	133,600
Excluding cement and lime factories in Tanga								1,600	49,700	24,300
LNG equivalent		1,000	5,300	600	12,000	800	20,700	92,900	133,300	112,000
Excluding cement and lime factories in Tanga								1,300	41,700	20,400
Commercial/Public	15%	2,400	2,300	2,000	1,600	2,100	4,300	1,400	16,100	9,800
LNG equivalent		2,000	1,900	1,700	1,300	1,800	3,600	1,200	13,500	8,200
Total: LNG equivalent tons		3,000	7,200	2,300	13,300	2,600	24,300	94,100	146,800	120,200
Excluding cement and lime factories in Tanga								2,700	55,400	28,800

5.6 補足分析：Google Map による需要予測

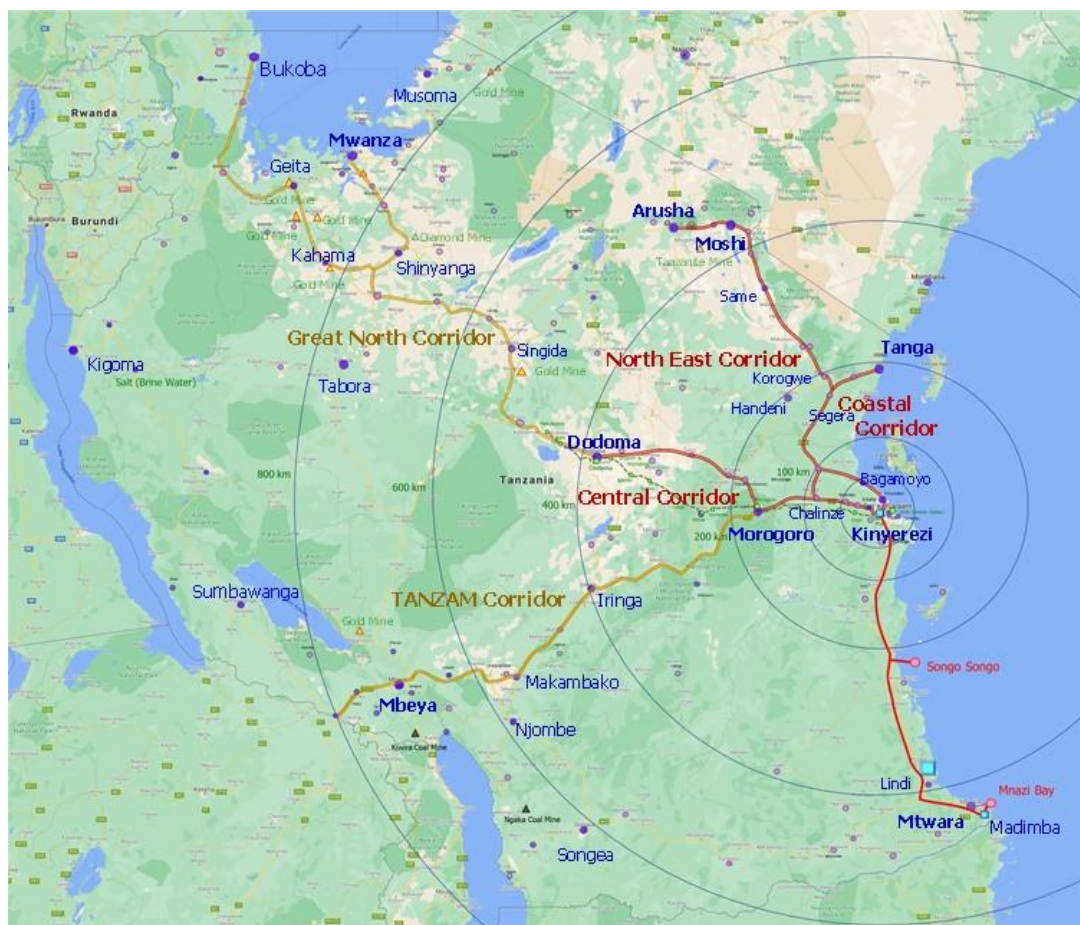
5.5 節では 2018 年に実施した地方エネルギー需要調査（REDS）を基に都市ガスの潜在需要見通しを作成した。この調査では対象都市のエネルギー需要パターンについて貴重な情報が得られたが、以下のような欠点も抱えている。

- 都市ガスシステムは住居や業務ビル、公共施設、工場などの需要が集中した地域でのみ展開できる。しかし、REDS では需要の地域分布が示されていない。
- REDS は標本調査であり、需要の総計を示すものではない。加えて、重要なエネルギーユーザーを見落としている可能性がある。
- REDS はドドマ、モロゴロ、タンガ、モシ、アルーシャ、ムワンザ、ムベヤの 7 都市で実施した。これ以外の地域でも、燃料需要密度の高い地域や大規模の独立したエネルギーユーザーが存在する可能性がある。

上記の点を補足するため、調査団では Google Map の衛星写真により LNG ベースのバーチャルパイプライン・システムの潜在需要を評価する調査を実施した。調査団は既にパイプラインの建設が完了しているダルエスサラームおよび南部沿岸地方を除く、以下の 5 つの主要陸上交通ルートに沿った 42 市町村を取り上げた。

- 1) 中央回廊：キバハードドマ間の 12 市町村
- 2) 北部沿岸回廊：バガモヨータンガ間の 7 市町村
- 3) 北東回廊：コログウェーアルーシャ間の 8 市町村

- 4) 北部大回廊：ドドマー湖畔地域間の 9 市町村
- 5) タンザン回廊：モロゴロームベヤ間の 6 市町村



Source: Compile by IEEJ from Google Map

図 5.6-1 回廊沿線の主要市場分布

ここでは、都市ガスシステムの対象となる燃料需要を把握するため、衛星写真により家屋密集エリアを候補地として枠取りし、このエリアの面積と家屋数を単純な仮定を置いて集計した。平均的な家庭の構成人数を 5 人、一戸あたりのガス消費量を年間 200kg と想定して民生用燃料需要を推定する。業務需要の推定のために、学校、病院、ホテル、事業所、政府の事務所、公共施設などを拾い上げた。産業需要の推定のために、工場数を拾い上げた。この方法による情報と REDS の情報をもとに、民生用の燃料需要に一定の比率を乗じて対象地域のガス需要を推定した。この評価作業の詳細は Appendix-A に記載した。

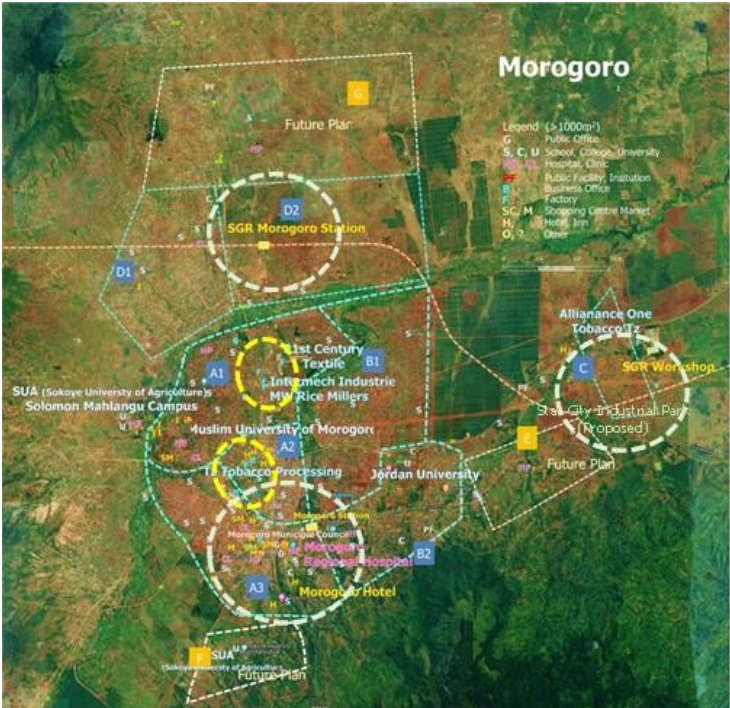
表 5.6-1 対象都市の潜在的都市ガス需要

Region	City/Town	Elevation	Distance from DSM	City Gas Coverage			Gas Demand					
				Area	Houses	Population	Residential	Biz/Com	Industry	Total	(rounded)	
Central Corridor		m	km	ha			t	t	t	t	t	
12	Pwani	Kibaha	130	30	1600	7000	35000	1400	70	140	1610	1600
		Kibaha West	140	35	2,800	10,100	50,500	2020	60	100	2180	2200
		Visiga	130	55	300	1,300	6,500	260	10	10	280	300
		Mlandizi	70	60	1,400	7,400	37,000	1480	40	0	1520	1500
		Chalinze	210	100	300	1,300	6,500	260	10	0	270	300
	Morogoro	Morogoro	510	185	12200	52800	264000	10560	1060	5280	16900	16900
		Kilosa	490	280	600	2,300	11,500	460	20	0	480	500
		Dakawa	360	230	50	300	1,500	60	0	0	60	100
	Dodoma	Dumila	430	250	600	2,200	11,000	440	10	0	450	500
		Gairo	1290	315	500	2,000	10,000	400	10	0	410	400
		Chamwino	1100	415	200	1,000	5,000	200	10	0	210	200
		Dodoma	1140	440	15700	45500	227500	9100	1820	910	11830	11800
Total					36,250	133,200	666,000	26,640	3,120	6,440	36,200	36,300
Northern Coastal Corridori and DSM Periphery												
7	Pwani	Bagamoyo	20	80	1300	5700	28500	1140	60	0	1200	1,200
		Kisarawe	220	15	100	600	3,000	120	0	0	120	100
		Msata	260	140	100	600	3,000	120	0	0	120	100
	Tanga	Serega	310	275	200	1,100	5,500	220	0	0	220	200
		Handeni	700	270	1,600	9,500	47,500	1,900	40	0	1,940	1,900
		Muheza	200	310	2,400	9,600	48,000	1,920	40	0	1,960	2,000
		Tanga	20	350	3,400	22,000	110,000	4,400	440	660	5,500	5,500
Total					9,100	49,100	245,500	9,820	580	660	11,060	11,000
North East Corridor												
8	Tanga	Koroge	310	300	1,600	8,700	43,500	1,740	30	0	1,770	1,800
		Mombo	440	340	200	1,200	6,000	240	0	0	240	200
	Kilimanjaro	Same	850	455	400	1,900	9,500	380	20	0	400	400
		Mwanga	920	510	600	2,100	10,500	420	10	0	430	400
		Himo	800	540	500	4,100	20,500	820	40	0	860	900
		Moshi	850	560	5,900	20,400	102,000	4,080	410	1,220	5,710	5,700
		Ng'ombe	940	590	1,400	5,700	28,500	1,140	30	0	1,170	1,200
	Arusha	Arusha	1,400	640	14,600	57,400	287,000	11,480	1,150	1,720	14,350	14,400
Total					25,200	101,500	507,500	20,300	1,690	2,940	24,930	25,000
Great North Corridor												
9	Singida	Singida	1510	690	2,500	8,000	40,000	1,600	80	80	1,760	1,800
	Shinyanga	Shinyanga	1130	970	4,300	12,300	61,500	2,460	50	120	2,630	2,600
		Kahama	1220	975	5,200	21,600	108,000	4,320	90	0	4,410	4,400
	Geita	Geita	1250	1100	3,800	15,900	79,500	3,180	60	0	3,240	3,200
	Mwanza	Mwanza	1150	1130	13,500	86,000	430,000	17,200	860	2,580	20,640	20,600
	Mara	Musoma	1140	1140/1250	2,500	15,600	78,000	3,120	90	160	3,370	3,400
	Kagera	Bukoba	1140	1370	2,400	13,700	68,500	2,740	80	50	2,870	2,900
	Tabora	Tabora	1200	820	5,800	32,000	160,000	6,400	130	640	7,170	7,200
	Kigoma	Kigoma	890	1240	7,800	44,300	221,500	8,860	180	0	9,040	9,000
Total					47,800	249,400	1,247,000	49,880	1,620	3,630	55,130	55,100
TANZAM Crridor												
6	Morogoro	Iringa	1640	490	2,600	17,100	85,500	3,420	170	340	3,930	3,900
	Njombe	Makambako	1680	650	2,400	11,600	58,000	2,320	120	120	2,560	2,600
		Njombe	1920	710	2,400	11,100	55,500	2,220	110	0	2,330	2,300
	Mbeya	Mbeya	1150	940/1070	7,200	27,600	138,000	5,520	280	0	5,800	5,800
	Rukwa	Sumbawanga	1710	820	8,800	40,800	204,000	8,160	410	1,220	9,790	9,800
	Songea	Songea	1840	1140	4,900	12,500	62,500	2,500	130	0	2,630	2,600
Total					28,300	120,700	603,500	24,140	1,220	1,680	27,040	27,000
42												
Total					146,650	653,900	3,269,500	130,780	8,230	15,350	154,360	154,400

地域エネルギー需要の評価に加え、個別の産業エネルギーユーザーのリストを Appendix-B に整理した。業務部門と比較して、製造業や鉱業では施設あたりのエネルギー消費量が格段に大きい。中には単独立地ながら LNG バルク輸送を受け入れ可能な事業者もあるだろう。例えば、高原地帯にある金鉱山、ダイヤモンドやタンザナイトの鉱山などである。鉱山作業車や発電機（鉱石破碎設備等に電気を使用）向けの燃料は LNG に転換できるだろう。工場団地では総合ガスシステムを設立することができ、その場合は小規模ユーザーもシステムに加入することができるだろう。

需要評価全体の概要を表 5.6-1 に示す。これは現在の燃料消費を推定したもので、将来の計画を含めたものではない。この表に示した数字は多くの大胆な仮定を置いて大雑把な計算を行ったものである。特に、ビルや工場の衛星写真からその建物の事業形態やエネルギー消費量などの重要情報を読み取ることは困難である。それを知るにはさらなる直接調査が必要だ。しかしながら、この表からは REDS を超えるエネルギー消費情報を読み取ることができよう。

上記の調査による重要な発見事項は以下の通りである。

- a. 中央回廊、北部沿岸回廊、東北回廊沿いの北東地域の潜在的なガス需要の総計は LNG 換算で 54,100 トン、年間 350 日稼働の計算で一日あたり 15 トンになる。
- b. このうち民生用需要は年間わずか 4 万トンである。1 戸あたりの消費量は小さく、配送ネットワークの展開にも時間が掛かるため需要が積みあがる速度は遅いだろう。
- c. セメント産業や石灰石産業などの大規模エネルギーユーザーを除くと、産業用エネルギー需要はわずか 1 万トンである。産業活動はタンザニア国内全土で拡大が期待されているが、それらの発展計画は衛星写真から読み取ることはいくつかできない。
- d. 工場は近接して立地しており、大半は工場団地であり、工業団地は都市の中心部の近くに位置している。
- 

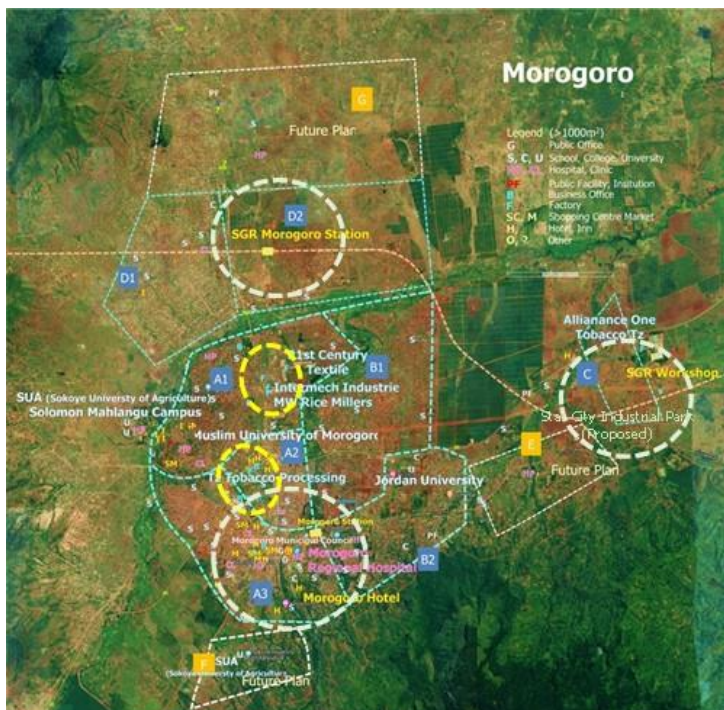


図 5.6-2 モロゴロ市

例えば、図 5.6-2 にモロゴロ市中心部の工場や需要の分布

を示す。モロゴロ市の主要機能はタンザニア鉄道中央線のモロゴロ駅周辺に展開し、工場はその外側に配されているが、両エリアの距離は比較的近い。現在、モロゴロ市北部エリアに標準軌鉄道のモロゴロ駅が建設中である。今はこのエリアのほとんどは空地だが、標準軌鉄道の開通に合わせて大幅な開発が行われるだろう。加えて、モロゴロ市東部の標準軌鉄道作業所および Alliance One たばこ工場付近を対象に、モロゴロドライポートと Star City 工業団地の建設計画が浮上している。

上記に加え、REDS 2018 により、これらの工場群での電力消費は燃料消費よりかなり大規模であることが判明している。

表 5.6-2 モロゴロ市における産業ユーザーとエネルギー消費

	Regional Energy Demand Survey 2018	Monthly Fuel Consumption (excluding use for transport)								
		GSL	DGO	HFO	LPG	Coal	Charcoal	FW/Res	Electricity	
		kL	kL	kL	t	t	t	t	MWH	kW
A	21 Century Textiles Limited				1.6	900?	0.3		16	35
A	TPM(1998) LTD		0.5						484	1,075
A	Mazava Fablic & Production E.A.L.		2.8						124	275
A	Intermech Engineering		0.0						0	1
A	MW Rice Millers									
B	Tanzania Tobacco Processors Limited		17.5	206					814	1,808
B	Agriculture Seeds Agency		7.1						1	2
B	International Tanfeeds Ltd									
C	Alliance One Tobacco Tanzania		11.5	79	38.0				688	1,529
C	Mambo Coffee Company									
C	Star City Industrial Park (plan)									

注：電力消費量 1,000kW は月間 LNG 消費量 80 トンに換算

上記の観察から、以下のような仮説を想定することができよう。

- 1) エネルギー消費量の比較的大きい産業用ガス需要は、モロゴロ市の都市ガス開発の中核になるだろう。企業数も少ないので意思決定が早く、早期のプロジェクト形成に資するものとなろう。
- 2) 工場群はまとめて地域ガスシステムに統合して天然ガス供給を行うことができ、これには小規模ユーザーも取り込むことができよう。
- 3) これらの工場の電力消費は比較的大きい。地域エネルギーシステムが適用できれば、70%以上の高いエネルギー効率による熱電併給が可能になる。電力は自家発電機で供給し、発電機の冷却水と排気との熱交換によって熱湯と蒸気を供給できる。このように工業団地の電力需要を取り込むと、天然ガス単体供給の場合より大きなエネルギー需要を創出することができる。状況に応じて系統向けに電力供給を行うのもよいだろう。

- 4) これに加え、ユニークな提案ではあるが、LNG の超低温を冷凍倉庫や冷凍貯蔵、ドライアイス製造や製氷に用いることもできる。これにより肉類や魚類、食品の製造工場で品質や操業環境を改善でき、さらにコールドチェーンの創出にも繋げることができるだろう。



出所：東京ガスほか

図 5.6-3 地方エネルギーシステムのエネルギー効率

上記のようなシナリオが成立するかどうかはミニ LNG 事業について実現性のあるプロジェクトを確立するうえで極めて重要である。この点を確認するには、顧客となる可能性の高い産業ユーザーから将来計画やエネルギー選択の意向などを含む信頼性の高い情報を直接収集する必要がある。このために、主要企業や都市計画担当者等への聞き取りによる市場調査を実施し、これらの情報、評価、意向等を収集することが望ましい。

5.7 地域エネルギー需要の市場調査

(本節は守秘情報を含むため非公開)

上記の市場調査によって、これから建設するガス供給システムのイメージがわいてきたと考えられる。とはいえ、ここまでの分析はまだ脆弱で、第 5.5 節、5.6 節で議論したように、都市ガス開発初期の対象地域として期待される需要の密な地域はかなり限られる可能性がある。信頼のおけるガス販売計画を確立するには、今後踏み込んだ議論を通じて多くの課題を解決し、政策設定を行う必要がある。なかなか大変な仕事になるが、本報告により天然ガス開発総合計画（National Gas Development Plan）の策定に向けて一步を踏み出すための重要な一里塚が築かれたと考える。

第 6 章 天然ガス自動車の導入

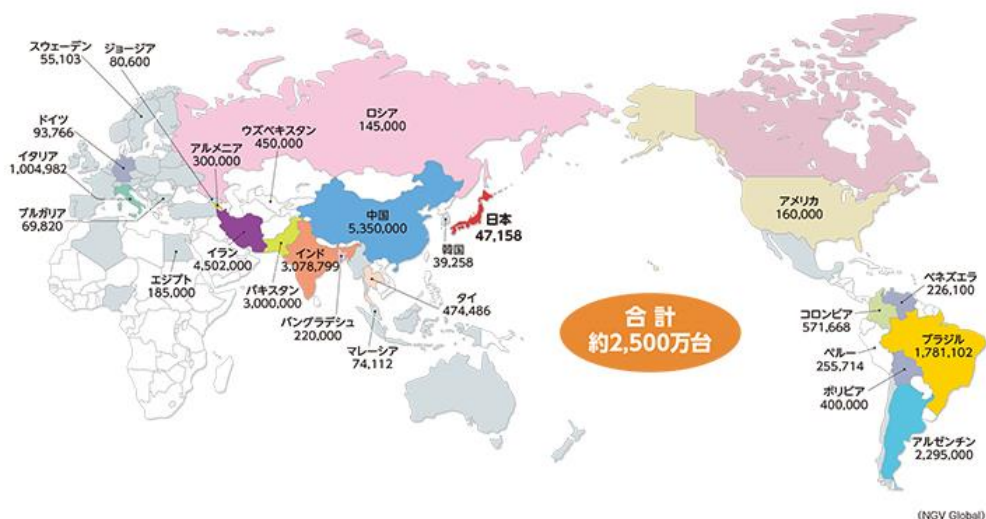
現在ダルエスサラームでは CNG のテスト供給が行われているが、目下のところタンザニアでは自動車燃料としての天然ガスはあまり普及していない。天然ガス供給システムが広く浸透すれば、国中で天然ガス自動車（NGV: Natural Gas Vehicles）システムを展開することも可能になる。最初のハードルは高いが、NGV の導入は外貨流出の減少、国内のガス産業の発展促進、温室効果ガスの削減など、タンザニアに多くの利益をもたらすと考えられる。

6.1 世界の天然ガス自動車とガス消費の動向

6.1.1 世界

国産ガスが手頃な価格で利用できる国では、天然ガスが自動車燃料として幅広く利用されている。NGV は汚染物質の排出量が少ないため、環境に優しい乗り物として歓迎されている。現在、世界の NGV 台数は約 2,850 万台、天然ガス充填スタンドは 3 万ヶ所存在し、急速に増加している。NGV が 100 万台以上の NGV 先進国は中国、イラン、パキスタン、アルゼンチン、インド、ブラジルである。NGV は主に圧縮天然ガス（CNG）の形でガスを使用しており、LNG が普及してきたのはごく最近になってからである。

● 世界での天然ガス自動車の普及状況



出所：日本ガス協会 / NGV Global

図 6.1-1 世界の NGV マップ（2017 年）

● 世界での天然ガス自動車普及台数の推移

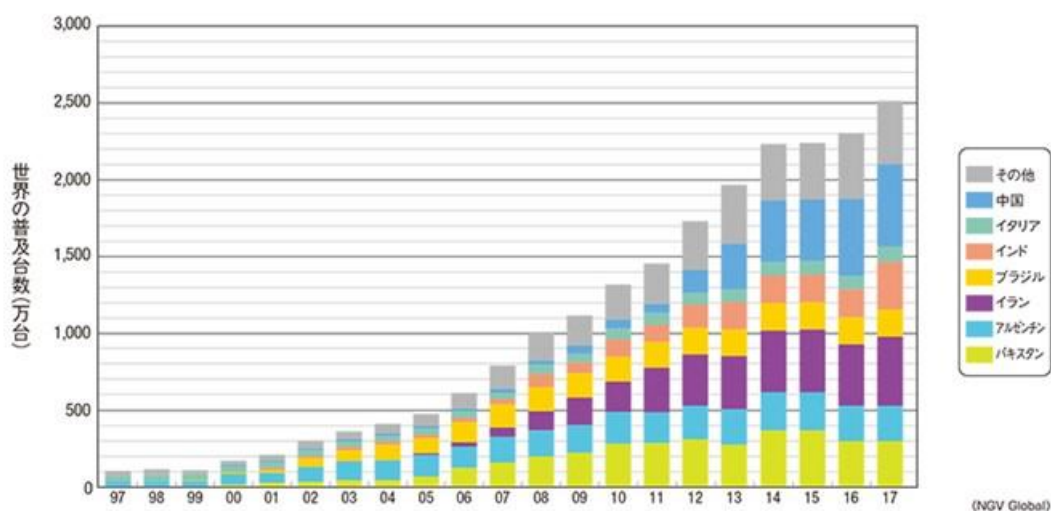


図 6.1-2 世界の NGV 普及率

下表に 2019 年 12 月末時点の地域別 NGV の台数と天然ガスステーション数を示す。

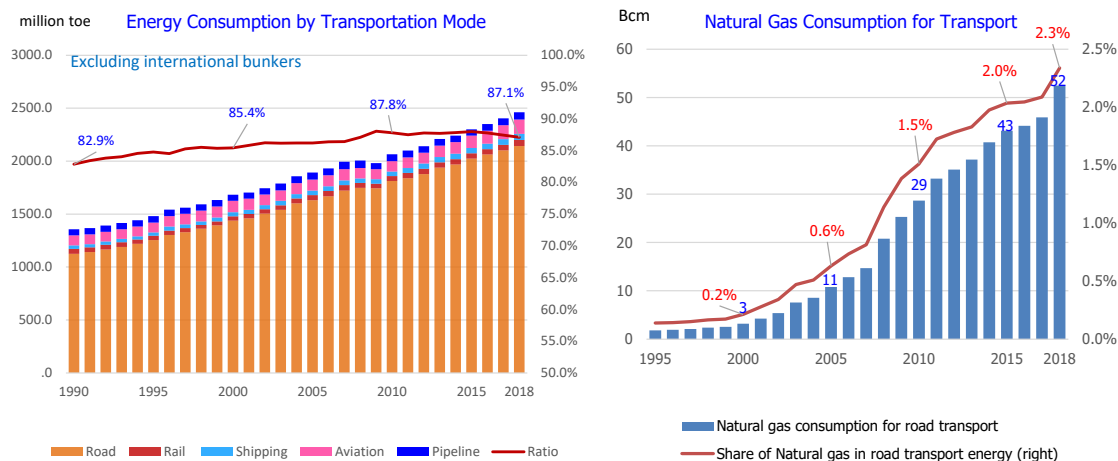
表 6.1-1 地域別 NGV 台数と天然ガスステーション数 (2019 年 12 月末)

Area	Number of NGV	Number of NG Station
Asia, Pacific	20,473,673	20,275
Europe	2,062,621	5,194
North America	224,500	1,856
Latin Amrica	5,484,676	5,848
Africa	295,349	210
Total	28,540,819	33,383

出所：NGV Global

図 6.1-2 に示すように、NGV は 21 世紀に入って増加を始めた。2005-2010 年にかけての石油価格の上昇、2010-2015 年のシェールガス革命、中国やインドなど新興国での大気汚染の深刻化に対する関心の高まりなどが、その契機となっている。こうして、道路輸送での天然ガスの消費は大きく増加したが、道路輸送用燃料全体の中でのシェアはまだ低く、2018 年でも 2%ほどにとどまっている。

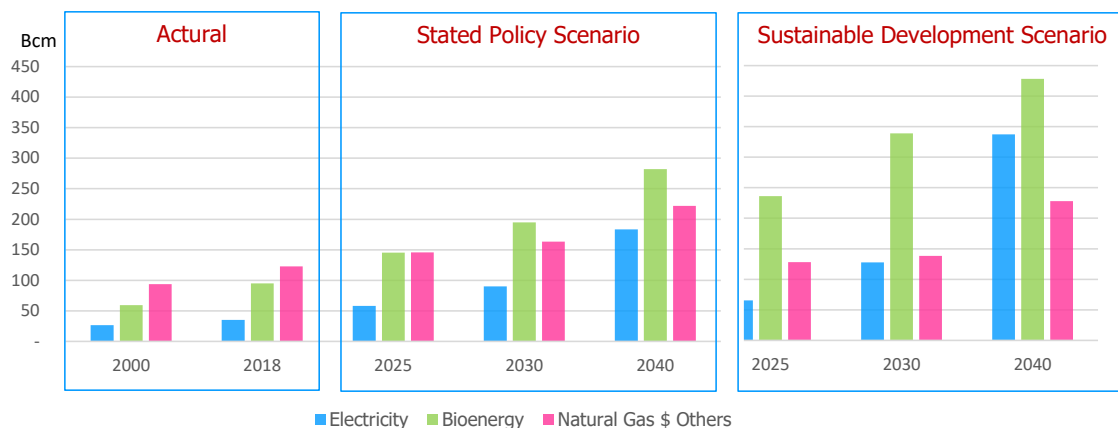
IEA は版世界エネルギー展望において、今後も数十年にわたり輸送部門における天然ガス消費の増加が続くと予想している。この数値にはすべての輸送部門が含まれている。輸送部門の天然ガス消費のうち 60%はパイプラインの駆動用として使用されている。



出所：IEA World Energy Balances 2020

図 6.1-3 道路輸送用天然ガス消費の推移

IEA の 2020 年版新政策シナリオによれば、輸送部門での天然ガス消費量は 2018 年の 123Bcm から 2040 年には 222Bcm へと倍増する。これには中国やインド、欧州諸国等で実施されている LNG トラックを中心とする輸送用燃料としての天然ガス利用支援策が大きく寄与している。また、2020 年から国際海事機構 (IMO) が実施する燃料の硫黄分規制によって、船用燃料の分野にも LNG が導入される。地球温暖化ガスの排出量の多い燃料の消費が厳しく規制される持続可能シナリオでは、2040 年の輸送部門での天然ガス使用量は 228Mtoe へとさらに増加する。



注：IEA の 2020 年版分析では「天然ガスその他」を一括りにしているが、「その他」は鉄道、船舶で使用されている石炭で、2018 年実績では「天然ガスその他」の 0.04% に過ぎない。

出所：IEA World Energy Outlook 2020

図 6.1-4 輸送部門の天然ガス需要見通し（世界）

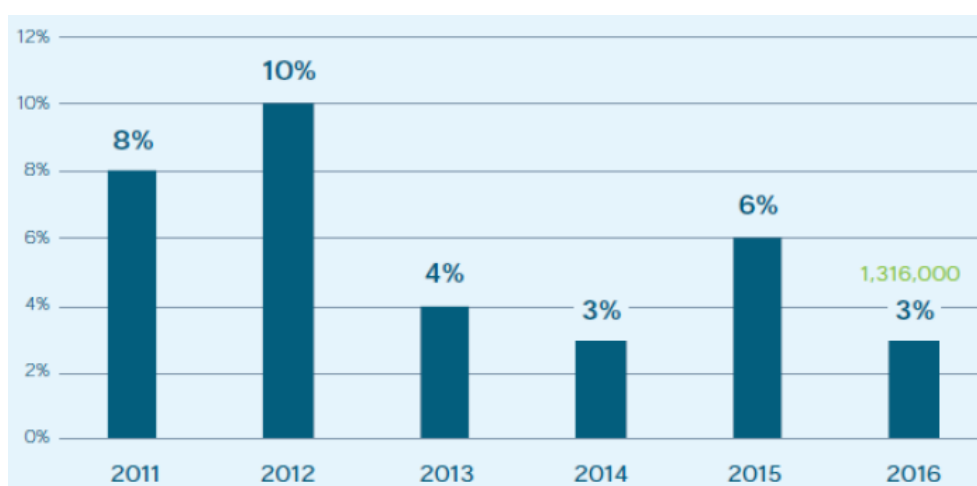
しかしながら、この見通しは 2040 年には輸送用の天然ガス使用量が 408Bcm に達するとしていた 2018 年版の見通しから大きく後退している。新型コロナウイルスのパンデミック

による需要減により石油価格が下落したこと、さらに近年のEV 促進政策が天然ガスにとって逆風になるとみている⁴²。図 6.1-4 に示すように、IEA の持続可能シナリオでは 2030 年以降 EV による電力使用が大幅に伸び、天然ガスを凌駕するとしている。

以下では、NGV が利用されている主要な地域・国として、欧州、米国、中国、インドの現状を分析する。インドについては NGV 導入の背景等について歴史的な経緯を含めて分析を行う。

6.1.2 欧州

欧州における 2016 年の NGV の台数は前年比 3%増加して 1,316,000 となった。図 6.1-5 に示すように 2011 年以降年平均の台数増加率は 5.6%であったが、2016 年には増加率が低くなった。



出所：NGV Europe

図 6.1-5 NGV 台数の増加率（EU および EFTA 合計）

一方、天然ガスステーション（CNG と LNG）は 2015 年から 2017 年の間に、年平均増加が 18%近くに達している。CNG ステーションは同期間の増加率が 16%だったのに対し、LNG ステーションは 94%の増加となった。LNG ステーションの数は 2017 年時点では総天然ガスステーション数に占める割合が 3%に過ぎなかったが、2021 年 2 月時点では 8%にまで上昇した。表 6.1-2 に天然ガスステーション数を示す。

⁴² World Energy Outlook 2020, IEA

表 6.1-2 欧州の天然ガスステーション数の推移

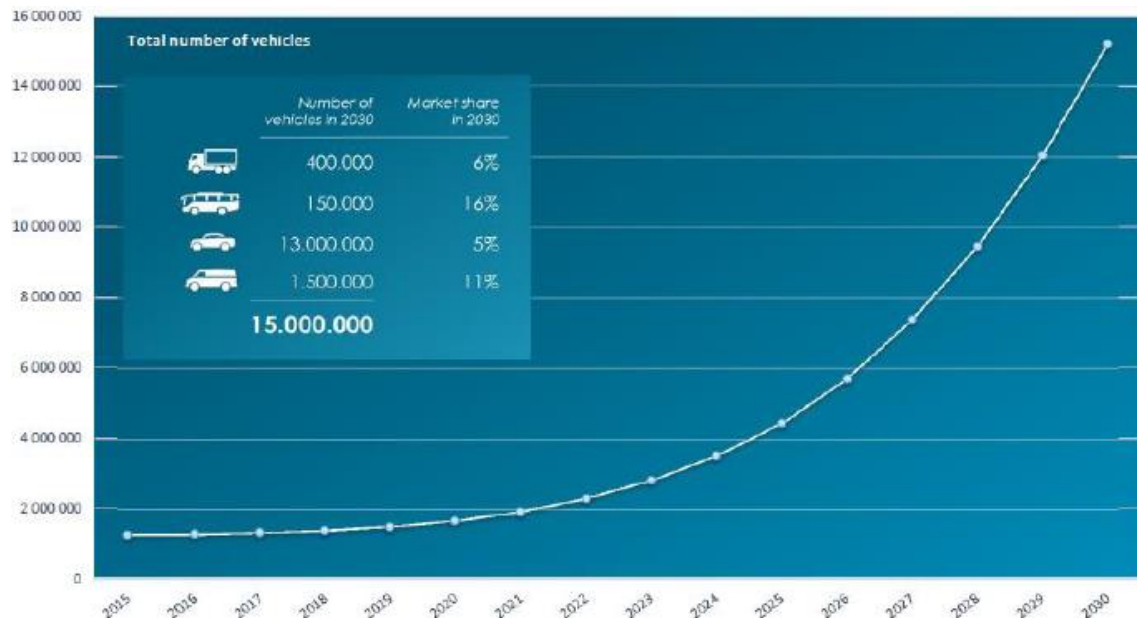
Fuel	2015	2016	2017	Feb. 2021
CNG	2,842	2,997	3,600	3,940
LNG	52	58	101	364
Total	2,894	3,055	3,701	4,304

出所：NGVA Europe

欧州では、車の総生産量に占める NGV のシェアは小さいながらも、様々なモデルの NGV が市場に提供されていることが特徴である。2017 年時点で、新車製造会社（OEM：Original Equipment Manufactured）は、乗用車 26 モデル、小型商用車 15 モデル、トラック 9 モデル、バス 15 モデルの NGV を市場に提供している。

NGV トラック（主に LNG トラック）の台数は少ないものの、LNG 輸入量や LNG ステーションの増加により LNG の入手が容易になっており、市場は強化されつつある。今後、欧州代替燃料インフラ指令（European Alternative Fuel Infrastructure Directive：Directive 94/2014/EU, DAFI）により各国で促進政策が法制化され、展開されていけば、さらに NGV トラックの普及が拡大していくと予想される。

下図に NGVA Europe による NGV の見通しを示す。2030 年までに NGV の台数は 1,500 万台に増加する見通しとしている。また天然ガスステーション（CNG および LNG）の数もさらに 3,800 カ所増設されると予想している。



出所：NGVA Europe

図 6.1-6 欧州の NGV 台数の見通し

EU では、大気汚染物質および温室効果ガス（GHG）の排出を削減するために、輸送部門での石油代替燃料の使用を推奨している。このため、天然ガス（CNG および LNG）、バイオメタン、電気、水素といった石油代替燃料の供給インフラを効率的に構築していくことを目的として DAFI が制定された。同指令はメンバー国に対し実施を前提とする National Policy Frameworks (NPF) の策定を求めている、都市における CNG 供給インフラ構築のスケジュールを 2020 年までに、主要な Trans-European Network for Transport (TEN-T) 沿線での CNG および LNG 供給インフラ構築のスケジュールを 2025 年までに策定するとしている。

EU での石油代替燃料供給インフラ構築のためには、2020 年までに 52 億ユーロ、さらに 2025 年までに 160-220 億ユーロの投資額が必要と推定されている。このため、Connecting Europe Facility (CEF)、Horizon 2020 および European Fund for Strategic Investments (ESFI) から財政的な支援も提供される。

LNG ステーションインフラ構築実証プロジェクト：LNG Blue Corridors

LNG の輸送及びインフラ技術に関する重要な知見（ノウハウ、業界および関連するステークホルダーの経験、）を得るために、2013 年 5 月から 2017 年 4 月まで LNG Blue Corridors 実証プロジェクトが実施された（2018 年 5 月に終了）。プロジェクトには Heavy Duty 車の製造会社、燃料供給会社、燃料販売会社、運送会社が参加し、シンプルでコストの節約できる道路輸送用の LNG 供給を目指して実証実験を行った。



出所：NGVA Europe

図 6.1-7 欧州の LNG ステーション（2021 年 2 月時点）

本プロジェクトの目的は以下の点を実証することにあつた。

- LNG が石油代替の第 1 候補であり、将来、軽油を適切に代替できるかどうか。
- 4 つのメインルート（地中海、大西洋、西から東、北から南）に 14 の新しい LNG ステーションを戦略的な位置に建設して、100 台の Heavy Duty 車・デュアルフューエ

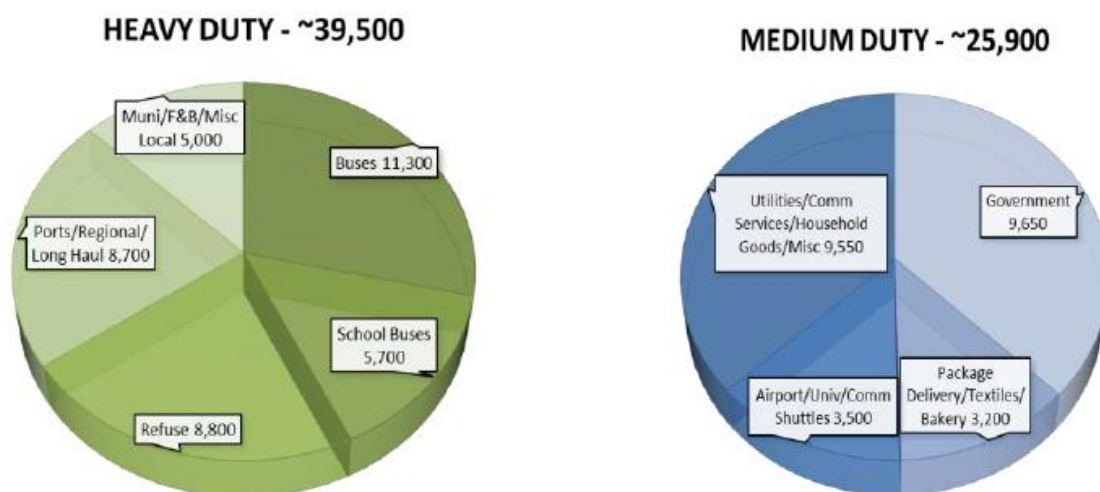
ル車で3年間実証試験を行う。

- さらに、カーボンニュートラルのために、廃棄物から製造されたバイオメタンを液化した燃料 LBM (Liquified Bio Methane) の実証試験を行う。

図 6.1-7 に 2021 年 2 月時点の LNG ステーションの分布を示す。

6.1.3 米国

2017 年時点で米国では約 2.6 億台の自動車が走行していたが、その燃料も多くは石油であり、NGV は 15-16 万台ほどである。NGV の中では Light duty 車が約 55%、バスが約 15%、Heavy duty トラックが約 15%となっている。下図に Medium および Heavy duty NGV の保有台数の内訳を示す。



出所：Clean Fuels Consulting

図 6.1-8 米国の Medium および Heavy duty NGV の保有台数

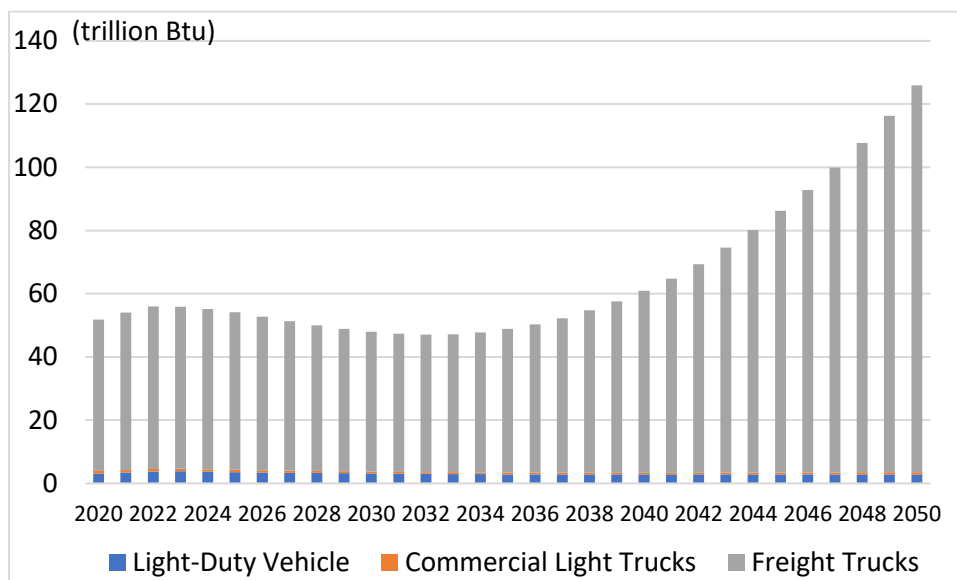
2021 年 2 月時点で米国には CNG ステーションが 1,680 カ所あり、さらに 50 カ所が計画されている。LNG ステーションは 144 カ所で、さらに 38 カ所が計画されている。下図に天然ガスステーションの位置を示す。LNG ステーションは比較的カリフォルニア州に多い。



出所：NGV America

図 6.1-9 米国の天然ガスステーション

米国政府は 1992 年から、税控除や特典などによる市場ベースの優遇政策により NGV や石油代替車（AFV）の導入を促進してきた。しかし、インセンティブは最大 3 年間という短期間のものが多く、議会でも AFV 市場を促進するための国家政策を設定できていないことが課題になっている。なお、連邦政府の取り組みとは別に、22 の州が補助金、リベート、ソフトローン、優遇税制などのインセンティブを提供している。



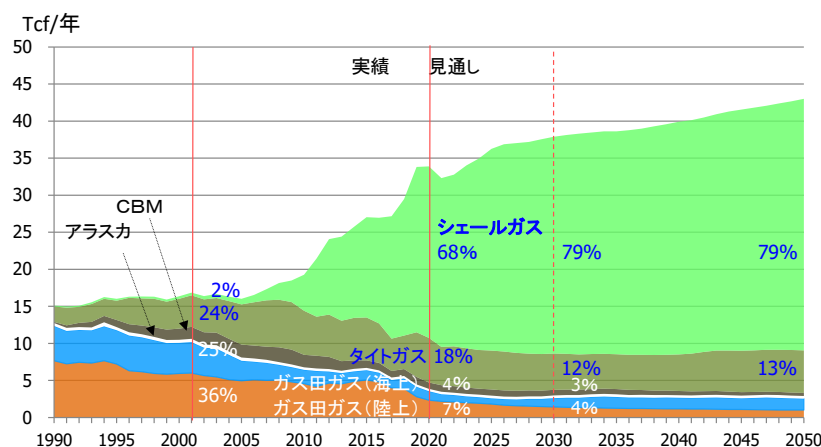
出所：Annual Energy Outlook 2021, EIA

図 6.1-10 米国の道路輸送用の天然ガス消費量の見通し

図 6.1-10 に 2021 年 2 月に米国エネルギー情報局が発表した Annual Energy Outlook (AEO

2021)の Reference Case における道路輸送で消費される天然ガス（CNG と LNG）の見通しを示す。2020 年の消費量 48.0 trillion Btu が 2023 年には 51.3 trillion Btu に増加するが、その後減少して 2032 年には 43.5 trillion Btu になる見込みである。しかしその後は再び増加に転じ、2050 年には 2020 年の 2.6 倍となる 122.4 trillion Btu に達する想定である。道路輸送における総エネルギー消費量に占める天然ガスのシェアは 2020 年の 0.3%から 2050 年には 0.6%に上昇する見通しである。Mode 別にみると、Freight Trucks の消費量が道路輸送の天然ガス消費量の 90%以上を占め、2050 年には 97%に達する想定である。このように道路輸送における天然ガス利用を牽引するのはトラックであり、トラックが大型化していけば CNG よりも LNG の利用が増加していくものと考えられる。

米国で天然ガスが輸送用燃料として消費が拡大していくことが見込まれる背景には、米国内での天然ガス生産量が増加したことがある。米国では 2010 年代以降天然ガスの生産が大幅に増加した。これは非在来型のシェールガス・タイトガスの生産増加によるものである。図 6.1-11 に AEO 2021 の Reference Case における天然ガス生産量の見通しを示す。2020 年に天然ガス総生産量に占めるシェールガス・タイトガスのシェアはすでに 68%に達しているが、2030 年には 79%に達する見通しである。

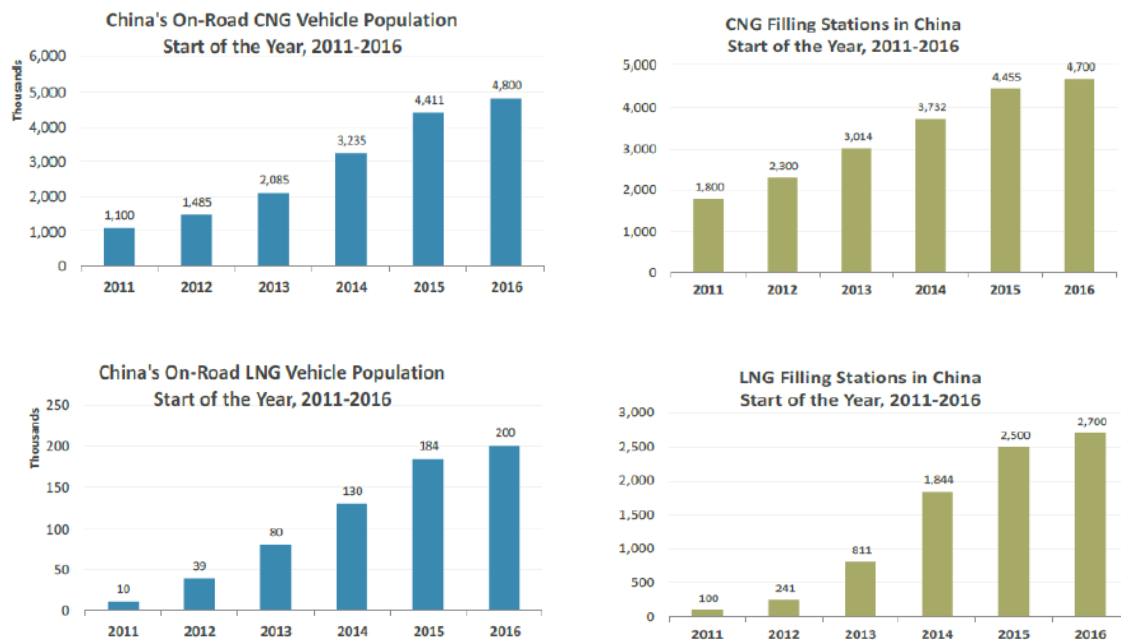


出所：Annual Energy Outlook 2021, EIA

図 6.1-11 米国の天然ガス生産量の見通し

6.1.4 中国

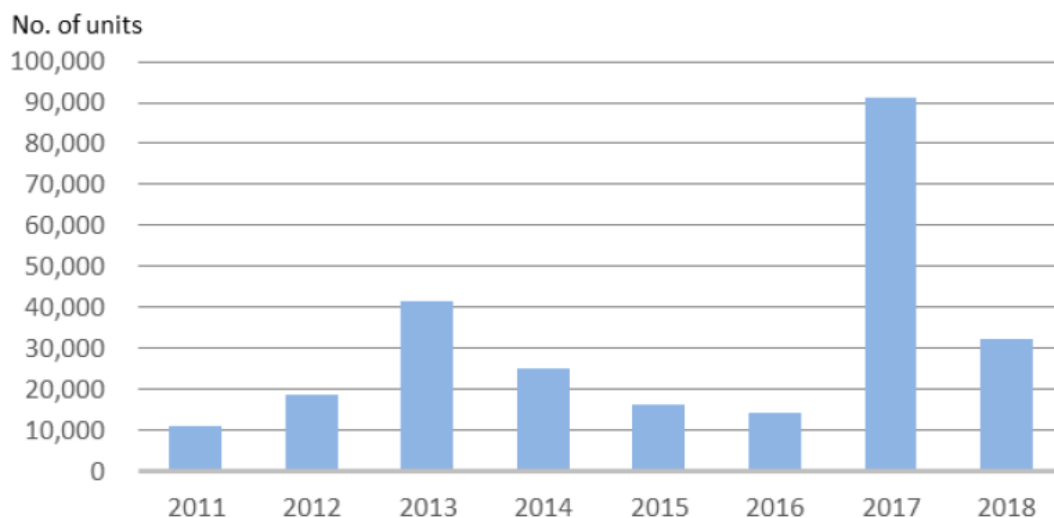
図 6.1-12 に中国の CNG 車の台数および CNG ステーションの数を示す。2016 年時点で中国には 4,411,000 台の CNG 車と 200,000 台の LNG 車があり、4,700 カ所の CNG ステーションと 2,700 カ所の LNG ステーションがあった。



出所：27th World Gas Conference, IGU, June 2018

図 6.1-12 中国の NGV 台数と天然ガスステーションの数の推移

欧州や米国などの市場と比較して中国市場の特徴は LNG 車、特に LNG トラックの台数が多いことである。下図に LNG トラック販売の推移を示す。中国では 2017 年に LNG 車の販売が増加した。これは主に Heavy Duty Trucks (HDTs) の急増によるもので、前年比 500% も増加した。しかし、翌年の 2018 年の販売台数は急減した。2017-2018 年の冬場に石炭からガスへの転換政策が強力に進められた結果深刻なガス不足が起こり、LNG 価格が上昇した。このため、市場では LNG 車の買い控えが発生した。

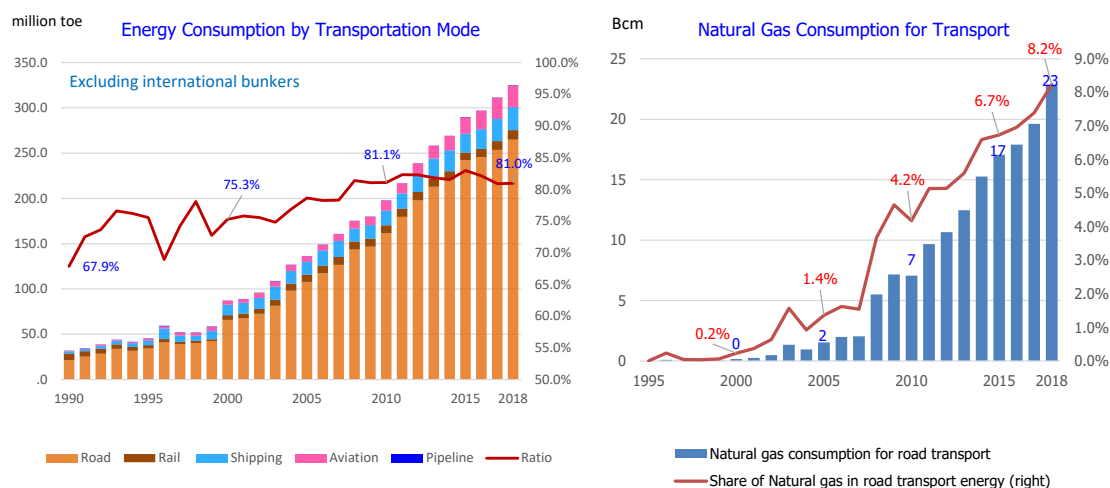


出所：19th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas

図 6.1-13 中国の LNG トラック販売台数の推移

中国では2018年末時点で343,933台のLNG車が走行し、うち約70%の236,265台がLNG HDTsである。残りはLNGバスなどである。中国全土には2017年末時点で2,528カ所、2018年末時点で2,552カ所のLNGステーションが存在する。LNGステーションには内陸部の天然ガスのミニ液化基地や沿岸部のLNG輸入基地からLNGが供給されている。

このように、中国では数多くのNGVが走行しており、輸送部門における天然ガスの消費量も急増している。IEA統計によると中国で道路輸送用の燃料として天然ガスの利用が始まったのは1996年からである。図6.1-14に中国の道路輸送部門における天然ガスの消費量の推移を示す。2000年代後半からは天然ガスの消費量が急増しており、道路輸送用エネルギー消費量に占める天然ガスのシェアは2000年代前半の1%から2018年には8.2%まで上昇した。



出所：World Energy Balances 2020, IEA

図 6.1-14 中国の道路輸送における天然ガス消費量の推移

輸送用燃料としての天然ガス利用の背景

1950年代、石油不足が契機となり、自動車用燃料として様々な石油代替燃料の調査が進められた。1958年に四川省で大規模なガス田が発見され、また、全国の油田で随伴ガスが生産されるようになると、人々は自動車用燃料として天然ガスを試し始めた。四川省や河南省では当時、天然ガスを袋詰めにしてバスに燃料として供給していた。天然ガスは入手可能性に加えて、1987年では約0.98ドル/MMBtuと安価であった。課題は、天然ガスをそのまま（低圧で）利用するとエネルギー密度が低く、充填1回あたりの走行距離が限られる上、安全上の問題もあった。

このため、天然ガスをCNGやLNGにして利用することが始まった。最初は石油とのデュアルフューエル、最終的にはCNGまたはLNGのみでの走行であった。中国におけるLNG車の技術研究は1961年から行われていたが、輸送用燃料としてLNGの利用が急増したの

は 2008 年に第 11 次 5 カ年計画の National High-Tech R&D Program (2008-2010) で LNG の利用が推奨されてからである。背景には、2006 年から LNG の輸入が始まったこと、また、同時期に新疆地区のガス田から LNG を広東までトラック輸送する事業がスタートし、LNG 利用の素地が拡大していたことがあげられる。2010 年には中央アジアからのパイプラインによる天然ガス輸入が始まり、国営石油会社は都市ガスと発電以外の分野で新たなガス需要を創出する努力をしていた。

輸送用燃料としての LNG 利用のドライバー

中国で輸送用燃料として LNG の利用が増加したのはいくつかのドライバーがあると考えられる。

- LNG のコスト競争力

LNG 車の販売増加の中心となるのは軽油との価格差である。特に産業用および商業用として使用される Heavy Duty 車は燃料価格に敏感である。中国では天然ガス価格改革や天然ガス市場の規制緩和が行われたが、依然として LNG は軽油に対して価格競争力を有している。

- 促進政策およびインセンティブ

第 12 次 5 カ年計画以降、低炭素化政策を取り入れていること、都市部での大気汚染対策として輸送部門で CNG や LNG の利用を促進していることなどが挙げられる。また、バスやタクシーが CNG や LNG を使用する場合、省政府や自治体政府から補助金が支給されることもある。

- ガス・LNG の入手可能性

2017 年から 2018 年にかけての冬に、石炭のガス転換政策を強行しガス不足が生じた時、政府は家庭や暖房向けを優先させた。この結果、国内の LNG 価格が上昇し、LNG 大型車市場に大きな影響がでた。しかしながら、この事件を教訓に中国では国営石油会社の天然ガス供給部門の統合が進められ、極端なガス不足の懸念は解消された（第 2 章参照）。これにより大型車を中心とする LNG 車の販売は再び活気を取り戻している。

- インフラ

新しい市場が創設されるときには、需要が先かインフラが先か、という問題が必ず発生する。輸送用燃料においては、LNG ステーションの普及が LNG HDT 販売の鍵となる。中国では LNG の価格競争力と 2012-2014 年の政府の促進策が LNG ステーションへの投資を引きつけ、2012 年から 2014 年の間に、LNG ステーションの数が 3 倍に増加した。そして、LNG 車の増加により LNG ステーションでの販売量が増加し、投資のペイバック期間が短くなった。需要の増加によって LNG トラックが技術・価格両面で確固たる地位を築いたことも、この勢いに拍車をかけているといえよう。

6.1.5 インド

インドでは現在自動車の天然ガス転換が強力に進められており、すでに 300 万台の NGV が導入されたといわれる。インドでは首都の大気汚染が深刻化したことから NGV の導入がかなり早い時期から進められてきた。本項ではインドにおける NGV 導入の歴史と現状を概観する。

1. インドにおける CNG 導入の転換点

圧縮天然ガス (CNG) の導入は、1993 年に 3 ヶ所の CNG スタンドがデリーに建設されてスタートしたが、1990 年代の間は CNG 車の台数はごく限られたものであった。転換点となったのは深刻化する大気汚染に関して 1998 年に最高裁判所が下した判断による。

1998 年に同国の最高裁判所は政府に対し 2001 年 4 月までにすべてのバス、トライシクル及びタクシーを CNG 使用に切り替えること、このために 70 ヶ所の CNG ステーションを建設するとともに CNG 転換への財政的な支援策を講じることとする命令を発した。

しかしながら、自動車業界はこれに反対した。最高裁判所は 2002 年に政府に対し時間を浪費したことに対してペナルティーを科し、走行しているディーゼルバスには毎日罰金を科すとした。この結果、2002 年 12 月にはディーゼルのバスはデリーの町から姿を消した。

この当時、ディーゼルバスの CNG バスへの切り替えコストは以下の通りであった。

- a. 新車の CNG バスの購入: US\$32,000,
- b. 既存のバスのエンジン換装: US\$14,000,
- c. ディーゼルエンジンの CNG 使用への転換: US\$8,000

一方、NGV が増加するにつれて、換装やメンテナンスの不良のためバスが火に包まれるなどの安全上の事故が多発した。このため、CNG 車の安全規則が新たに設けられた。

2. 政府の CNG 推進策

今日までに、同国では、石油天然ガス省 (Ministry of Petroleum and Natural Gas : MoPNG) が CNG を含む以下のような都市ガス普及政策を打ち出している。

- a. 高価で大気汚染の元凶となる燃料の天然ガスへの転換指令
- b. 多くの都市 (Delhi、Mumbai など) での CNG 車使用の義務化
- c. スマートシティでの都市ガスの建設.
- d. 石油天然ガス規制委員会により多くの都市を都市ガス網建設対象に指名
- e. 指定都市・地区を対象に、ガスパイプラインの早期展開を図るため、国内天然ガス網及び CNG に対し国産天然ガスを 100% 配分。
- f. 同国東部地区でのガスインフラ展開の強化

3. CNG の成長

インドにおける CNG 販売の推移を図 6.1-15 に示す。CNG 販売は 2000 年の日量 2,000 トンから 2017 年には 22 万トンに増加した。2000 年から 2010 年までの平均成長率は 46%、2010 年から 2017 年では 12%で、通算では 30%にも達している。



注：FY2000, FY2002 and FY2012: Lack of information, FY: Fiscal Year (from April to March in India)

出所：TERI Energy Data Directory and Yearbook and Indian Petroleum & Natural Gas Statistics

図 6.1-15 インドにおける CNG 販売の推移

図 6.1-16 にインドにおける毎年 3 月末の CNG ステーション数と月次販売高の推移を示す。CNG ステーションの数は 2000 年の 38 ヶ所から 2018 年には 1,424 ヶ所に増加した。その増加率は、2000 年から 2010 年の間は 27%、2010 年から 2018 年では 16%で、通期では 22%を記録している。

CNG ステーションの売り上げは 2000 年の 52 トンから 2014 年には 238 トンまで増加したが、2018 年には 154 トンに落ちている。



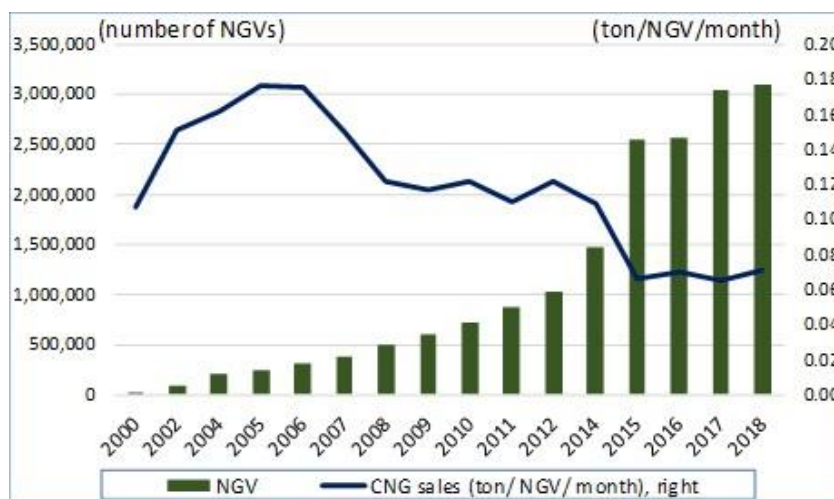
注：FY2000, FY2002 and FY2012: Lack of information

出所：TERI Energy Data Directory and Yearbook and Indian Petroleum & Natural Gas Statistics

図 6.1-16 インドにおける CNG ステーション数の推移

図 6.1-17 に毎年 3 月末の CNG 車の台数と 1 ステーション当たりの CNG の販売量を示す。CNG 車の台数は 2000 年の 18,067 台から 2018 年には 3,090,139 台に増加した。2000 年から 2010 年への増加は年 44%、2010 年から 2018 年は 20%で通期では 33%である。

CNG ステーションでの一台当たりの売り上げは 2000 年の 0.11 トン/月から 2006 年には 0.18 トン/月に伸びたが、その後 2018 年には 0.07 トン/月に減少している。これはバスやトラックへの普及が一巡後、小型車の伸びが大きいためと考えられる。



注：FY2000, FY2002 and FY2012: Lack of information

出所：TERI Energy Data Directory and Yearbook and Indian Petroleum & Natural Gas Statistics

図 6.1-17 インドにおける NGV 台数と一台当たりガス消費量の推移

6.2 タンザニアにおける自動車と天然ガス需要の見通し

タンザニアの 2018 年における自動車保有台数は約 250 万台で、その半数以上がモーターバイクとトライシクルであった。普及率は 1000 人当たり約 50 台である。モータリゼーションはまだこれからだが、始まると早く進むだろう。第 6.1.2 項で分析したように、その中心となるのはモーターバイクと小型乗用車及び小型トラックであろう。トラックやバスの増加はそれより緩やかになると考えられるが、タンザニアが広大な大陸国であることを考えると、旅客や貨物輸送では重要な役割を果たすことになる。大型車は数が少なくても燃料消費量は大きい。自動車保有台数は 2020–2022 年ころに 3 百万台を超え、2030 年には 5 百万台を超え、2040 年には 800 万台に達すると見込まれる。普及のスピードは今後の経済発展がどのように進むかによって左右されることになるだろう。

NGV の導入が 2025 年ころから始まりその後加速的に進むとすれば、天然ガスの消費は、最初はゆっくり進むが、2030 年頃には所得水準が一定の基準値を超え、自動車の普及速度が上がり始め、天然ガスの需要も加速度的に増加し始めると思われる。天然ガスはトライシクル、乗用車と小型トラック、さらにバスやトラックなどの大型車でも導入されるようになるだろう。その見通しについて、第 6.1.2 項のマクロ分析をもとに、以下のような仮定を置いて

試算を行った。

- a. 天然ガス仕様のトライシクルはアジア諸国、インド、パキスタン、タイなどでタクシーとして広く普及している。この車種では早期にガスの普及が進み、2030 年までに 15%、2040 年には 40%、2050 年には 50%になるものとする
- b. その他の車種では比較的穏やかな普及とし、2025 年で 0.1%、2030 年で 3%、2040 年で 10%、2050 年で 20%とする

上記のシナリオでは、NGV の数は 2030 年には 10 万台に達し、その後は急速に増加する。2030 年から 2040 年にかけての 5 年間には 5 倍に膨らみ、2040 年から 2050 年にかけては倍増する。これは大胆な仮定による試算だが、NGV の大きな可能性を示唆しているといえよう。

表 6.2-1 天然ガス自動車の成長見込み

	Vehicles (1,000 units)					NGV Ratio					NGVs (1,000 units)				
	Motor bike	Tricycle	LPV/ LGV	Truck/ Bus/etc.	Total	Motor bike	Tricycle	LPV/ LGV	Truck/ Bus/etc.	Total	Motor bike	Tricycle	LPV/ LGV	Truck/ Bus/etc.	Total
2015	1,027	63	632	186	1,908	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0
2020	1,606	169	874	242	2,803	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0	0	0	0	0
2025	2,061	211	1,195	305	3,603	0.0%	0.5%	0.1%	0.1%	0.1%	0	1	1	0	3
2030	2,737	272	1,719	401	4,820	0.0%	15.0%	3.0%	3.0%	2.2%	0	41	52	12	104
2035	3,489	292	2,521	529	6,352	0.0%	30.0%	5.0%	5.0%	3.8%	0	88	126	26	240
2040	4,197	292	3,675	694	8,198	0.0%	40.0%	10.0%	10.0%	6.8%	0	117	368	69	554
2045	4,732	268	5,285	903	10,368	0.0%	45.0%	15.0%	15.0%	10.1%	0	121	793	135	1,049
2050	4,985	223	7,473	1,162	12,907	0.0%	50.0%	20.0%	20.0%	14.2%	0	111	1,495	232	1,838

表 6.2-2 自動車燃料用に天然ガス需要

	NGVs				Annual Fuel Use			Natural Gas Consumption				
	Tricycle	LPV/ LGV	Truck/ Bus/etc.	Total	Tricycle	LPV/ LGV	Truck/ Bus/etc.	Tricycle	LPV/ LGV	Truck/ Bus/etc.	Total	LNG Equivalent
	(thousand units)				(liter per year per unit)			(thousand tons oil equivalent)				
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	1	1	0	3	1	0	3	0	1	2	3	3
2030	41	52	12	104	52	12	104	6	50	76	132	102
2035	88	126	26	240	126	26	240	14	117	165	296	228
2040	117	368	69	554	368	69	554	21	324	428	774	595
2045	121	793	135	1,049	793	135	1,049	27	662	824	1,513	1,164
2050	111	1,495	232	1,838	1,495	232	1,838	32	1,184	1,395	2,611	2,008

自動車台数に一台当たりの燃料消費量を乗じて自動車燃料としての天然ガスの需要を試算した結果を表 6.2-2 に示す。この計算によると、天然ガスで代替される石油製品の量は 2030 年では石油換算 13.2 万トンもしくは LNG 換算 10.2 万トン、2040 年では石油換算 80 万トンもしくは LNG 換算 60 万トンに上る。最初は利用がゆっくりと進むが、10 年を経過するころからかなりの量に上るようになる。トライシクルのガス使用量は比較的小規模にとどまるが、それは燃費の良い軽自動車だからである。一方、大型車の台数はそれほど多くないが、燃料消費量はかなり大きい。タンザニアは大陸国であり、燃料の安定供給を伴う長

距離輸送システムを構築することは経済成長を支える上での重要な政策目標となろう。

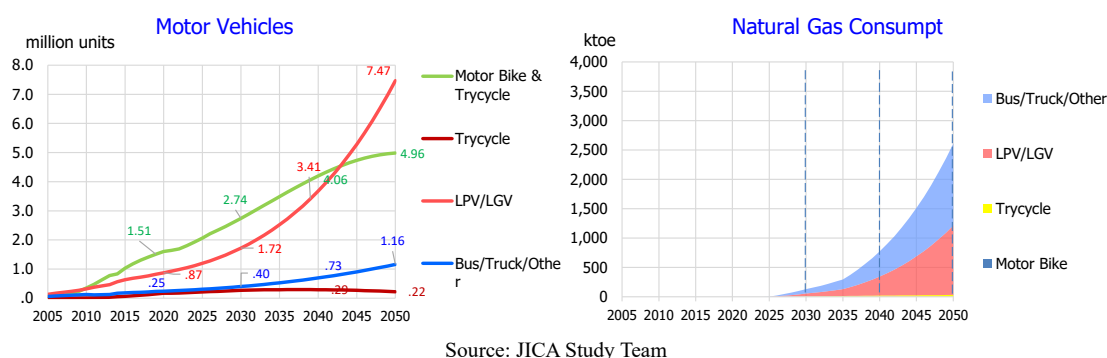


図 6.2-1 自動車保有台数の見込みと自動車用天然ガス需要

NGV の導入は決して容易な作業ではない。天然ガスの供給システム、車両の換装サービス、技術、安全、環境などに関する法規や経済条件など多岐にわたる課題を、一貫性をもって整備していかなければならない。NGV の普及がどの程度の速度で進むかはエネルギー、環境、運輸政策における積極的な政策展開にかかっており、関係省庁の一貫性のある緊密な連携と政府の強力なサポートが要請される場所である。

6.3 自動車燃料としての天然ガスの特徴と天然ガス自動車導入における技術上の課題

6.3.1 自動車燃料としての天然ガスの特徴

天然ガスはほとんどの輸送手段 - モーターバイク、トライシクル、乗用車、バン、フォークリフト、バス、トラック、鉄道、船舶などで利用可能である。NGV は環境にやさしく、例えば LNG/CNG トラックの場合、軽油の使用に比べて CO₂ の排出量を約 10% 抑えることができる。CNG、LNG とともに自動車燃料として使用できる。ただし、両者では燃料の補給機構、タンク、燃料供給システム、安全システムなど及びそのコストが大きく異なり、したがって車両の購入費も燃料費も異なる。

都市ガスのようにパイプで供給されるガスがあれば、充填所にコンプレッサーを設置するだけで CNG を供給することができる。ただし、CNG はガソリンや軽油に比べ走行距離で劣っている。CNG は 20-25MPa という高压でチューブ状の燃料タンクに保管され、一般的な走行距離は 300km 以下（高速道路走行では最大 500km）とされている。そのため CNG は事業所内での利用（フォークリフト）、通勤用バス、配達やごみ収集などのルーティン化されたサービスで主に使用されている。

一方、LNG は燃料タンクに液状で、圧力 0.3-1.0MPa で保管されており、CNG に比べると相当長い距離、例えば 1,000km の走行が可能である。ただし、充填所ではガスを液化するか、LNG をそこまで運んでくる必要がある。近年ミニ LNG 関連の技術が進歩し、今日では小規模 LNG プラントや LNG のトラックやコンテナによる輸送などが商業的に可能になった。欧米では長距離便トラック向けの LNG 充填所の建設が進んでいる。

第 10 章で議論するように、LNG をガス源とする場合は LNG と CNG の両方を充填所で供給することができる。したがって、L-CNG 型の充填所では、あらゆるタイプの NGV にガスを供給できる。LNG は常圧で貯蔵されているが気化するときには高い圧力が得られるので、都市ガスを高圧コンプレッサーで昇圧して CNG として供給する場合に比べて経済性の点で優れているとされる。

天然ガスを燃料として使用するには特別のエンジンと燃料タンクを用意することが必要である。中古車の場合、これらの換装が必要だが、ガソリン車の場合その費用はそれほど高くないとされる。

6.3.2 天然ガス自動車導入における技術上の課題

既存の液体燃料専用の車両は、エンジンを換装することにより、容易に天然ガスを燃料とする車両に転換できる。このため、自動車用の燃料に天然ガスを利用することは古くから行われてきた。本項では、主に貨物輸送における天然ガス自動車（NGV）の技術的な課題を整理する。

(1) CNG と LNG

天然ガスの主成分はメタンであり、メタンを輸送用燃料として利用するには、コンパクトな燃料タンクに収納するため、圧縮天然ガス（CNG）または液化天然ガス（LNG）にする必要がある。CNG、LNG とともに車両に搭載された燃料シリンダーに詰めて利用されるが、CNG のシリンダーには天然ガスが 200-300 気圧で（ガス状で）圧縮されているのに対し、LNG は天然ガスが -162°C に冷却され、ほぼ常圧の液体状態でシリンダーに入っている。CNG タンクは圧縮に耐えるよう製造されているため重くなる。

LNG は現状、主にトラックで使用されている。LNG トラックには、超低温を維持し、タンク内でメタンが蒸発するボイルオフを避けるために、超低温シリンダーが必要となる。ボイルオフが発生すると LNG の密度が高く（重く）なり、点火のタイミングがずれて異常燃焼（ノッキング）を起こし、エンジンを痛める。ボイルオフは通常、タンクに LNG が入ったままであれば 5 日以内に始まる。したがって、LNG トラックの運行は、LNG トラックの運行者と荷主が協力して管理することが必要となる。

ボイルオフの観点からみると、LNG の性状としては、メタン価（Methane Number, MN, 純メタン = 100）が高い方がよい。タンザニア産ガスの性状は、メタン成分が 99% で、ボイルオフによる LNG の性状変化はごく僅かにとどまると考えられる。

CNG は軽油と比較してエネルギー密度が低く、車両に積み込む燃料の量は軽油よりも最大 6 倍多くなる。LNG は CNG よりもエネルギー密度が高いが、走行距離が同じであれば車両に積み込む LNG の量は軽油の 2 倍近く必要となる。

NGV の燃料を CNG にするか LNG にするかは、車両のサイズと用途で選択することになる。LNG は大型で長距離輸送（年間の走行距離が 10 万 km 以上）する車両に適している。

ただし、ボイルオフガス（BOG）のリスクがあるため、定期的・時間通りに使用されるトラックでなければならない。CNG は乗用車や不定期運用・走行距離が小さいトラックに向いている。

(2) 天然ガスステーション

1) CNG ステーション

CNG ステーションには以下の 2 つのタイプがある。

(a) 時間をかけて充填

都市ガス配管から低圧でガスが CNG ステーションのコンプレッサーに供給され、コンプレッサーで昇圧し、車両に搭載されたシリンダーに供給するシステムである。このシステムでは充填に時間がかかるが、コンプレッサーをより効率的に使用（コンスタントな運転は効率が増し、劣化が少なくなる）できる。このようなステーションは一般的にトラックの基地にあり、夜間にガスの補給が行われる。

(b) 急速充填

交通量が多い幹線道路のトラックステーションに適しており、短時間でのガス充填が可能である。このようなステーションでは、すぐに短時間で給油できるように、都市ガス配管から供給された天然ガスを高圧にして貯蔵している。CNG は約 300 気圧で供給されるが、タンク内の温度上昇によりタンクの空き容量の約 20%が使えなくなる。このため、強力なコンプレッサーや貯蔵容器が必要となり、時間をかけて充填するステーションと比べて急速充填ステーションでは投資額が増加し、運転経費も高くなる。

2) LNG ステーション

LNG トラックへの LNG 給油時間はガソリンや軽油の給油時間とほぼ同じである。しかし、LNG ステーションでは複雑で特別な設備（超低温タンク、冷却システム、LNG 貯蔵タンクの圧力防止の安全システムなど）が必要である。LNG は LNG 製造所または基地から直接トラックで輸送される。LNG 輸送車のドライバーは LNG の荷役手順について訓練を受ける必要があり、コスト増となる。

(3) エンジンの換装

エンジンの点火方式にはプラグ点火と圧縮点火があり、以下にこれらの特徴を示す。

プラグ点火方式は通常ガソリン車と同じ方式であり、燃料は天然ガス 100%で、小型車が対象になる。

圧縮点火方式は軽油を点火源に使用する⁴³。圧縮点火方式には Dual Fuel 方式と High Pressure Direct Injection (HPDI)方式があり、両方とも軽油車からの換装が可能である。また、

⁴³ 自然発火温度は、メタンが 540℃、ガソリンが 280℃、軽油が 210℃。

両方とも CNG、LNG とともに使用が可能である。

表 6.3-1 プラグ点火と圧縮点火

点火方式	エンジン技術	天然ガスの比率	対象	換装
プラグ点火	通常型	天然ガス100%	小型車(ガソリン車)	容易
プラグ点火	リーンバーン	天然ガス100%	小型車(ガソリン車)	容易
圧縮点火	Dual Fuel	天然ガス50-70% + 軽油	大型車(ディーゼル車)	可能、コスト高
圧縮点火	High Pressure Direct Injection	天然ガス95% + 軽油	大型車(ディーゼル車)	可能、高効率

Source: JICA Study teams

1) Dual Fuel 方式では天然ガスと軽油を混ぜて投入し、圧縮により軽油が点火し、天然ガスも同時に燃焼する。天然ガスがなくなれば、軽油だけでも走行可能である。

2) HPDI 方式では軽油が圧縮されて自然発火したピストン内に高圧（25MPa）でガスを吹き込む。低品質のガスでも使える。

メタンのみを燃料とするエンジンも製造できるが、メタン専用エンジンのためフレキシビリティに乏しい。

(4) メタン・スリップ

天然ガスはガソリンや軽油と比較して地球温暖化の原因の1つである CO₂ の排出量が 2-3 割低い。一方、NGV にはメタン・スリップ（Methane Slip）問題がある。

エンジンにはプラグ点火式のオットーサイクル（Otto Cycle）を採用したものと圧縮点火式のディーゼルサイクル（Diesel Cycle）を採用したものがある。オットーサイクルの原理は、燃料となる天然ガスを適切な量の燃焼用空気（Combustion Air）と予混合した状態でシリンダ内に導入したのちに圧縮し、燃焼させる。この際に予混合した混合気の燃料量と空気量の比率は重要となるが、負荷変動時などにおける空気量の相対的な不足や、ピストンリング等の隙間に侵入したわずかな量の予混合気などが原因で、燃料であるメタンの一部が未燃状態で大気に排気されることが避けられない。このことをメタンスリップ（Methane Slip）と呼んでいる。

IPCC 第4次評価報告書によると、メタンの地球温暖化係数（GWP, Global Warming Potential）は CO₂ の 25 倍、すなわち、メタンは CO₂ の 25 倍も温暖化する効果がある。したがって、メタンの漏洩はわずかな量であっても地球温暖化に影響を与える。

一方、ディーゼルサイクルを採用したガスエンジンは原理上、相対的に多量の空気を圧縮した状態に燃料となる天然ガスを燃焼直前に噴射して燃焼させることから、メタンが未燃の状態で大気に排出される事象はほとんどみられない。しかし、エンジン換装で、Dual Fuel 方式にした場合は、メタン・スリップの問題が発生することが指摘されている。

(5) コンバージョン技術

NGV が普及している国では、既存のガソリン自動車を天然ガス仕様にコンバージョンすることが一般的である。また、コンバージョン・キットが普及しており、コンバージョン・サービスを提供する業者も存在する。問題は、コンバージョン・サービスを提供する業者の技術習熟度が低い場合、故障が発生したり、大気汚染物質の排出量が増加する可能性がある。

日本では都市ガス会社を中心となって NGV の普及推進を図っているが、日本で走行している NGV はガソリン車からのコンバージョンではなく、天然ガス専用設計になっている。これはガソリン車からのコンバージョンでは日本の排気ガス規制に適合しないことが理由と推定される。

なお、インドでは国産のコンバージョン・キットが多数存在し、コンバージョン・サービスを提供する業者も多数存在する。日本の自動車メーカーがインドでのコンバージョン・ビジネスに進出したこともあったが、練度の低い民間のコンバージョン業者が天然ガス車へのコンバージョン作業を行い、その車が故障するとメーカーにクレームが来ることが多発して、インドのコンバージョン・ビジネスから撤退した事例もある。

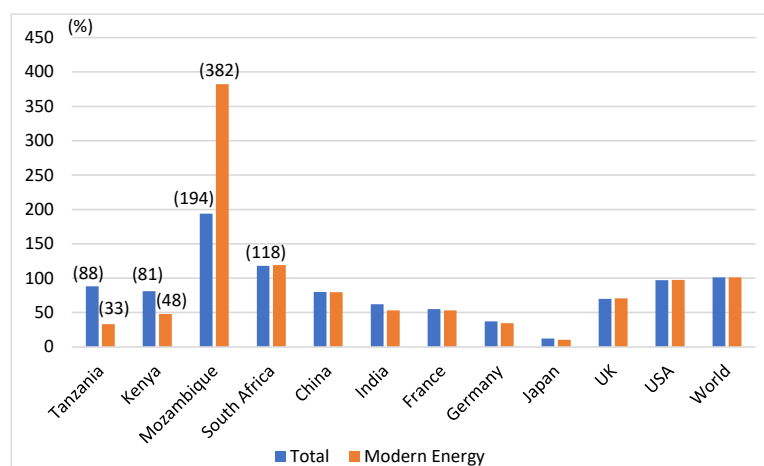
6.4 タンザニアにおける NGV 導入の展望と課題

本項では、タンザニアにおける NGV 導入に関して、エネルギー安全保障、貿易バランス、大気汚染、地球温暖化問題の 4 つの視点から考察を行う。

6.4.1 エネルギー安全保障

国のエネルギー安全保障の状態を見るポイントはいくつか考えられるが、最も使用される指標はエネルギーの「自給率」であろう。図 6.4-1 に IEA の World Energy Balances 2020 をもとに幾つかの国の 2018 年のエネルギー自給率を示す。自給率として、総合自給率と薪炭などの primary solid biofuels を除いたエネルギー（以下、Modern Energy とする。）の自給率を示す。タンザニアの 2018 年の総合自給率は 88%であるが、Modern Energy の自給率は 33%に大きく低下する。隣国をみると、ケニアの総合エネルギー自給率は 81%とタンザニアより少し低いが、Modern Energy の自給率は 48%とタンザニアよりも高い。これは地熱資源を利用しているからである⁴⁴。モザンビークは石炭及び天然ガスを生産し、輸出しているため総合自給率、Modern Energy 自給率ともに 100%を超えている。

⁴⁴ IEA 統計では地熱利用の熱効率を 10%と設定して、地熱利用に投入された一次エネルギーの量を逆算している。通常、火力発電に使用されるスチームタービンの熱効率は 50%程度であり、IEA 統計では地熱利用量が過大評価されているきらいがある。



Source: World Energy Balances 2020, IEA

図 6.4-1 主要国・地域のエネルギー自給率（2018 年）

表 6.4-1 に、2018 年の東アフリカ 3 カ国の Modern Energy 自給率の内訳を示す。

タンザニアで最も消費量の多い石油の自給率は 0%で、原油の発見がない限り石油の自給率を上昇させることはできない。現在、タンザニアは石油消費量の 100%を輸入に依存している。総合自給率を引き上げてエネルギー安全保障の危惧を減らすためには、天然ガスの生産と消費を増やし、石油消費を減らすことが有効である。

表 6.4-1 東アフリカ 3 カ国の Modern Energy 自給率の内訳（2018 年）

								Unit: ktoe
Country	Description	Coal	Oil	Natural gas	Hydro	Geothermal	Others	Total
Tanzania	Production	387	0	622	192	0	8	1,209
	(Import)	(0)	(2,583)	(0)	-	-	(10)	(2,583)
	(Export)	(0)	(-144)	(0)	-	-	(0)	(-144)
	Primary Supply	387	2,439	622	192	0	18	3,658
	Self-sufficiency	100%	0%	100%	100%	-	44%	33%
Kenya	Production	0	0	0	343	4,459	32	4,834
	(Import)	(262)	(5,789)	(0)	-	-	(8)	(6,060)
	(Export)	(0)	(-791)	(0)	-	-	(-6)	(-797)
	Primary Supply	262	4,998	0	343	4,459	34	10,096
	Self-sufficiency	0%	0%	-	100%	100%	94%	48%
Mozambique	Production	7,898	45	4,137	1,197	0	0	13,277
	(Import)	(0)	(1,619)	(0)	-	-	(851)	(2,470)
	(Export)	(-8,449)	(-93)	(-3,418)	-	-	(-898)	(-12,858)
	Primary Supply	33	1,572	719	1,197	0	-47	3,474
	Self-sufficiency	23933%	3%	575%	100%	-	-	382%

注: Others には太陽光と風力を含む。Primary Supply は在庫変動を含む。

Source: World Energy Balances 2020, IEA

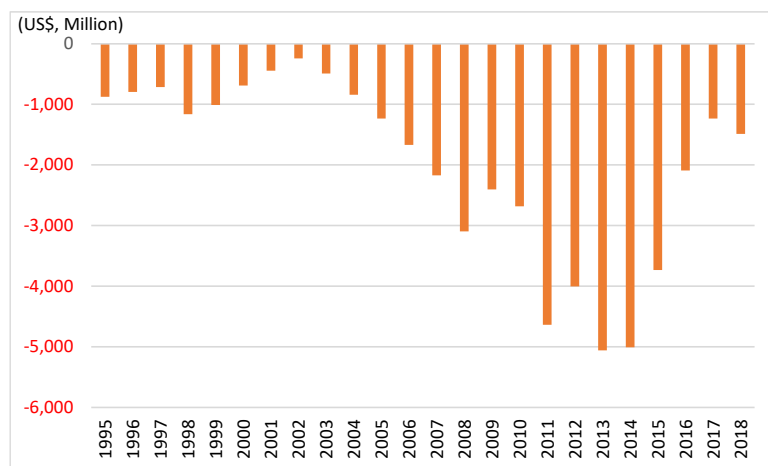
ケニアは化石燃料資源に恵まれていないが、国内に豊富な地熱資源の活用により、自給率を向上させている。また、モザンビークは東アフリカ 3 カ国の中では化石燃料資源に恵まれており、化石燃料資源を活用して自給率を向上させている。モザンビーク LNG プロジェクトが実現すれば、モザンビークの自給率はさらに向上する。

タンザニアは天然ガス資源に恵まれており、天然ガス資源の活用を図ることにより、自給率を向上させる余地が大いにある。エネルギー安全保障の観点からみると、NGV の導入により天然ガスの生産・消費を増やし、石油の消費量＝輸入量を減らすことは、自給率を向上

させる重要な政策であろう。

6.4.2 貿易バランス

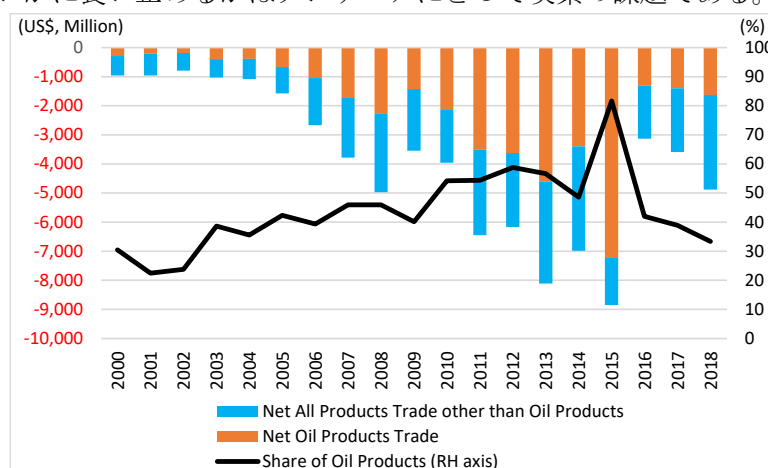
図 6.4-2 にタンザニアの商品およびサービスのネット貿易バランスの推移を示す。タンザニアでは恒常的に貿易赤字が続いており、石油の輸入量を減らすことはタンザニアの貿易赤字を減らすことに大いに貢献する。



Source: Net trade in goods and services, World Bank, Last updated 2020/9/8

図 6.4-2 タンザニアの商品およびサービスのネット貿易バランス

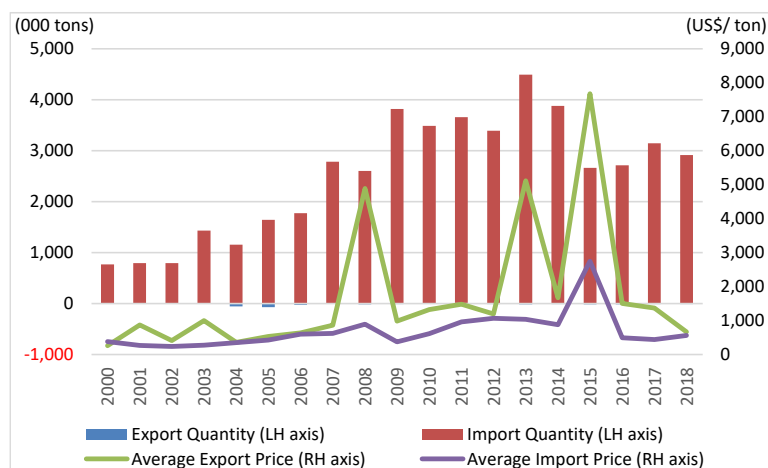
上記の表と出所が異なるが、図 6.4-3 にタンザニアの燃料とその他商品の純輸入額（輸入－輸出）の推移を示す（サービスは含まれない）。商品の純輸入額に占める石油製品の純輸入額のシェアは高く、2015 年には 82%に達した。石油製品はほとんどが自動車燃料として使用されているが、今後は経済成長の進展とともに自動車保有台数が大幅に増加し、それに伴って石油製品の輸入量も大幅に増加することが見込まれる。石油製品の輸入増加に伴う外貨の流出をいかに食い止めるかはタンザニアにとって喫緊の課題である。



Source: World Integrated Trade Solution, World Bank

図 6.4-3 タンザニアの燃料とその他商品の輸入額（ネット）の推移

石油製品価格はボラティリティが高く、貿易バランスに大きな影響を与える。図 6.4-4 に石油製品の輸出入数量と平均単価を示す。IEA 統計によると、石油製品の輸出は国際航路（航空機、船舶）用のバンカー燃料であり、地場消費に準じるものである。輸入数量の中ではトラックとバスが中心の軽油・ガスオイルが最も多く、次いで自動車用ガソリンである。NGV を導入して石油の輸入量を減らすことにより、石油製品価格のボラティリティの影響をかなり軽減できると考えられる。



Source: World Integrated Trade Solution, World Bank

図 6.4-4 タンザニアの石油製品の輸出入数量と平均単価の推移

「6.6.4 タンザニアにおける自動車と天然ガス需要見通し」では、天然ガスで代替される石油製品の量は 2030 年では石油換算 30 万トン、2040 年では石油換算 100 万トンと見通している（表 6.6-2 参照）。これを、2018 年の輸入燃料平均単価（560 ドル/トン）で計算すると、2030 年では 176 百万ドル、2040 年では 581 百万ドルの輸入金額が削減されることになる。表 6.4-2 に、この金額を 2018 年のタンザニア石油製品および商品トータルのネット貿易と比較した数値を示す。削減される輸入金額を 2018 年のネット石油製品貿易額と比較すると、2030 年では 11%、2040 年では 36%に相当する。

表 6.4-2 天然ガス代替による燃料輸入金額削減の比率（2018 年ベース）

	2018	2030	2040
Net Trade Value (2018)			
Net Oil Product Trade	-1,629 US\$, Million		
Net Total Product Trade	-4,884 US\$, Million		
Average Oil Product Import Price	560 US\$/ ton		
Replaced Oil Product Imports		315 ktoe	1,038 ktoe
Replaced Oil Product Import Value		176 US\$, Million	581 US\$, Million
On the basis of 2018 Average Oil Product Import Price			
Impact for Net Trade Valeu			
On the basis of 2018 Net Oil Product Trade		11 %	36 %
On the basis of 2018 Net Total Product Trade		4 %	12 %

Source: JICA Study Team

6.4.3 大気汚染

代表的な大気汚染物質は窒素酸化物（Nitrogen Oxides, NO_x）、硫黄酸化物（Sulfur Oxides, SO_x）および粒子状物質（Particulate Matter, PM）である。輸送部門は石油由来燃料への依存度が高いため、大気汚染物質の主な排出者になっている。IEA によると、輸送部門は、2018 年の全世界のエネルギー関連の NO_x 排出量の 54%、SO₂ の 10%、PM_{2.5} の 12%を排出した⁴⁵。

1. 代表的な大気汚染物質が健康や環境に与える影響

a) NO_x

主な発生源

NO_x は主に燃料の燃焼によって空気中に排出される。NO_x の主な排出源は、乗用車、トラック、バス、発電所、オフロード機器などである。

人体に直接与える影響

高濃度の NO_x を吸い込むと、呼吸器系の気道を刺激する可能性がある。短時間の暴露は、呼吸器疾患、特に喘息を悪化させ、呼吸器症状（咳、喘鳴、呼吸困難など）、入院、緊急治療室への訪問につながる。高濃度の NO_x に長時間さらされると、喘息の発症につながり、呼吸器感染症への感受性を高める可能性がある。また、NO_x は空気中の他の化学物質と反応して、粒子状物質とオゾンの両方を形成する。この両方とも、吸入すると呼吸器系に悪影響を及ぼす。

環境に与える影響

NO_x は、大気中の水、酸素、その他の化学物質と相互作用して酸性雨を形成する。酸性雨は、湖や森林などの敏感な生態系に害を及ぼす。また、NO_x から発生する硝酸塩粒子はかすみの原因となる。さらに、大気中の NO_x は沿岸水域の栄養汚染の原因となる。

b) SO_x

主な発生源

SO_x の最大の発生源は、発電所や工場での化石燃料の燃焼である。また、硫黄分の多い燃料を燃やす自動車などからも排出される。

人体に直接与える影響

短い時間であっても SO_x を浴びると、人間の呼吸器系に害を及ぼし、呼吸を困難にする可能性がある。喘息の人、特に子供は、SO₂ を浴びると顕著に症状が発生する。

大気中に放出された高濃度の SO_x は、大気中の他の化合物と反応して小さな粒子を形成する可能性がある。このような粒子は、粒子状物質（PM）汚染の一因となる。小さな

⁴⁵ IEA World Energy Outlook 2019 Annex A

粒子は肺の奥深くまで浸透する可能性があり、大量に浴びると健康上の問題を引き起こす可能性がある。

環境に与える影響

高濃度の SO_x は、葉に損傷を与え、成長を低下させて、木や植物に害を及ぼす可能性がある。

SO_x は、生態系に害を及ぼす可能性のある酸性雨の原因となる。

SO_x は、大気中の他の化合物と反応して微粒子を形成し、かすみの原因となる。また、微粒子の堆積は石やその他の材料（彫像や記念碑などの文化的に重要な物体を含む）を汚し、損傷する可能性がある。

c) PM

主な発生源

ほとんどの PM は、発電所、工場、自動車から排出される汚染物質である SO_x や NO_x などの化学物質の複雑な反応の結果として大気中で形成される。

PM は以下の 2 つに分けられる。

PM10：直径 10 マイクロメートル以下の吸入可能な粒子。

PM2.5：吸入可能な微粒子で、直径は一般に 2.5 マイクロメートル以下。

人体に直接与える影響

PM10 は、肺の奥深くに入るものもあれば、血流に入るものもある。さらに、PM2.5 は、健康に最も大きなリスクをもたらす。

環境に与える影響

PM は、かすみの原因となる。

2. タンザニア政府の大気汚染への取り組み

タンザニア政府は環境汚染防止に向け、健康と汚染に関するアクションプラン (HPAP) を開始した。HPAP には、都市での大気の質のマネジメント、水質の向上、小規模鉱山での有害物質流出の減少、家庭での料理時等の室内での空気汚染の減少、農作物の収穫量増加と健康の両立のための農薬のマネジメント等の 5 つのプロジェクトが含まれているとともに、健康に悪影響を与える 5 つの要因として、室内大気の汚染、野外大気の汚染、水の汚染、重金属や有害化学物質による土壌の汚染、有害物質への仕事における露出を挙げている⁴⁶。

⁴⁶ 在タンザニア日本国大使館 タンザニアビジネスニュース 2019 年 7 月 28 日
<https://www.facebook.com/tanzania.business.news/posts/2357902864424832/>

自動車が大きく関係するのは、都市部での大気質のマネジメントであろう。現在、タンザニアにはエネルギー多消費産業が少なく、工場等からの大気汚染物質の排出は限定的である。したがって、都市部での大気汚染物質の主要な排出源は自動車である。

図 6.4-5 にインドの大気汚染の事例を示す。イスラム芸術の最高傑作と言われ、世界遺産になっている Taj Mahal である。左の写真は乾季の 11 月に撮影したもので、晴れているにもかかわらずスモッグにより視界が悪い。右の写真は乾季の終わりで、朝方に雨が降り、スモッグを洗い流した後である。視界はクリアになったが、雨は酸性雨となって構造物の大理石を侵食する。

15 November 2008

(Dry Season)



13 March 2011

(End of Dry Season)



Source: JICA Study Team

図 6.4-5 インドの大気汚染の事例

Taj Mahal はインド内陸部にあり、乾季には雨が降らず、風も吹かないため、工場や自動車からの排気ガスが長期間空中に漂ってスモッグとなる。

現在、タンザニアにはインドのような深刻な大気汚染は存在しないが、将来、半砂漠地帯にある Dodoma では急速に都市化が進み、自動車の台数が急速に増えると大気汚染が深刻化する可能性がないとは言い切れないだろう。特にタンザニアの自動車は古く、大気汚染防止装置が備えられていないものも多く、大気汚染、特に PM の発生源になる可能性がある。

このように、将来、起きる可能性のある大気汚染の対策として、PM を排出しない NGV の導入は有効であろう。特に、ディーゼルを燃料とする古い大型トラックは乗用車に比べて多量の PM を排出するため、大型トラックの燃料の天然ガス化を優先するのが効果的であろう。

6.4.4 地球温暖化問題

2017 年のタンザニアの化石燃料燃焼による CO₂ 排出量のシェアは世界全体の 0.03%

であり⁴⁷、地球温暖化問題ではタンザニアはさほど注目されている存在ではない。タンザニアは2015年9月、気候変動枠組み条約第21回締約国会議（COP21）に先立ち、取り組みについて自主的に決定した約束草案（Intended Nationally Determined Contributions; INDCs）では、2030年までに温室効果ガス（GHG）をBAUシナリオ比10-20%削減することを表明した。

自動車用ガソリンや軽油と比較して、天然ガスのCO₂排出量は約20%少ないため、NGVの導入によるGHG削減効果は大きい。

しかし、地球温暖化問題の観点からみると、タンザニアで天然ガス車を導入するうえでは課題がある。タンザニアでNGVを導入する場合、まず考えられるのは、既存の古いガソリン車を天然ガス仕様に改造するケースである。改造で問題となるのはエンジン内で天然ガスが完全に燃焼されず、未燃天然ガスが排出されることである

（Methane slip）。天然ガスはCO₂より数十倍も温暖化効果があるため、ガソリンや軽油の代替としての天然ガス導入には、地球温暖化問題の観点からの検討を要する。したがって、NGVの導入ではMethane Slipが起きにくいLNGトラックを優先した方が良いであろう。

なお、未燃天然ガスの排出は地球温暖化問題の観点から問題がある一方で、タンザニアの天然ガスは大気汚染の観点からみると問題が少ない。理由は、ガソリンなどの炭化水素は光化学オキシダントの原因物質として未燃ガソリンの排出を防止する必要があるが、タンザニアの天然ガスの成分はメタンが大半であり、メタンは光化学的に活性が低いため、光化学オキシダントによる大気汚染の問題が少ないからである。

6.4.5 まとめ

4つの観点からタンザニアにおけるNGV導入の可能性を分析した結果、タンザニアでは自動車用燃料として天然ガスの利用を促進するメリットがあると考えられる。問題は、現在のタンザニアでは天然ガス供給インフラが極めて限定的な状況にあることである。既にNGVが一定規模で導入されているのは、天然ガス供給インフラ、特に都市ガス網が構築されている国である。

タンザニアでNGVを導入する場合、天然ガス供給インフラが先か、天然ガス需要が先か、というジレンマがある。そこで、タンザニアでNGVの普及を図る手法については、以下の4条件にかなうかどうかを検討する必要がある。

- a. 天然ガス供給インフラと天然ガス需要の創造を同時に進める必要がある。
- b. ある程度の規模の天然ガス供給インフラを短期間で構築する必要がある。
- c. システムの経済性を担保できる規模の大きな天然ガス需要を短期間で創造する必要がある。
- d. 短期間で天然ガス供給インフラ構築と天然ガス需要創造のためには、供給側、需要側が共同で取り組む必要があり、参加者の数が少ない方が良い。

⁴⁷ CO₂ Emission From Fuel Combustion 2019, IEA

都市ガス網を前提とした CNG スタンド網の構築には時間がかかる。また、乗用車向けの CNG は 1 台当たりの天然ガス消費量が少なく、不特定多数のドライバーが多数で、CNG 車の普及には時間がかかる。したがって、乗用車向けの CNG は優先度合いが下がる。

一方、大型トラック向けの LNG は、上記の 4 条件に合うと考えられる。トラックは 1 台当たりの消費量が多く、LNG ステーション網の構築にかかる時間は都市ガス網の構築に比較するとはるかに短い。また、荷主、輸送会社、顧客の 3 社による合意で実施できるため、条件さえ合えば LNG トラックによる輸送の実現にはあまり時間がかからないだろう。

したがって、タンザニアで NGV を普及させるうえでは、「LNG 回廊の構築と LNG トラックの導入」を優先政策として推進するのが良いと考えられる。また、L-CNG ステーションとすることで、CNG 車への給油も可能となり、さらに L-CNG ステーション周辺に天然ガスのミニグリッドを構築したり、分散型の天然ガス発電所を建設すれば地方電化の推進拠点ともなりうるだろう。

(1) LNG 回廊

LNG トラックによる輸送を行うには、国内に LNG 給油所網、すなわち LNG 回廊を構築する必要がある。LNG トラックは長期間タンクに LNG を入れておくと BOG が発生するので、路線貨物のような車両の使い方が望ましい。そして再給油時にはタンクが空になっていることが望ましい。これらの点で、決まったルートを定期的に運行する路線トラックは最も望ましい選択肢である。一方、大陸国であるタンザニアでは内陸部への貨物輸送システムの拡充が経済発展を進める上での重要な柱であり、LNG 回廊の創設はこれを推進するうえでも役立つと考えられる。

LNG トラックが 1 回の給油で走行できる距離を 500km とすれば、LNG 給油所の設置位置は最低でも図 6.4-6 のような位置に必要であろう。実際には、走行距離の半分かくらいの間隔で SS 網を整備することが望まれよう。

(2) LNG トラック導入上の課題

LNG トラック導入を推進する上では、以下のような課題が想定される。

a. LNG ステーション網の建設コスト



Source: JICA Study Team

図 6.4-6 タンザニア LNG 回廊の例

通常のガソリン、軽油を給油するステーションと比較して、LNG（L-CNG）ステーションの建設コストは高くなると考えられる。

b. LNGトラック輸入コスト

現在、タンザニアでは中古のトラックを輸入しているケースが多いと考えられるが、LNGトラックは新車を輸入する必要があるため、コストが高くなる。

c. 教育コスト

LNGトラックのドライバーにはLNGの扱いや安全に関する教育を行い、特別のライセンスを与える必要がある。また、LNG（L-CNG）ステーションの従業員も同様に教育等を行う必要がある。したがって、運営面で人件費が上昇する可能性がある。

LNGトラックは長期間タンクにLNGを貯蔵しておくと5日以内にBOGが発生する可能性があるため、走行、荷下ろしが終了し、再給油するときにはタンクが空になっていることが望ましい。このため、LNGトラックによる輸送システムを実現するには、荷主側、荷受け側、輸送会社が十分に協働する必要がある。

d. 安全性に関する法制度

LNGは-162℃の超低温の液体であり、漏洩するとガス化して高い地球温暖化効果をもたらす、あるいは火気があれば引火して爆発的に燃焼する。このため、LNGを安全に扱うための基準などを整備する必要がある。

第7章 対象地域におけるガス利用の展望と需要規模

第5章と第6章でのエネルギー需要分析によって、タンザニアでは、ダルエスサラーム以外の地域では都市ガスプロジェクトを単独で実施するに足る十分なエネルギー需要はないことが明らかになった。しかし、近年のバーチャルパイプライン技術の発達により、広い範囲に点在する中小規模のガス需要を1つの集団にまとめ、事業性のあるガス供給システムを展開することが可能になってきた。バーチャルパイプラインは小ロットの天然ガスを液化天然ガス（LNG）や圧縮天然ガス（CNG）の形で輸送するシステムで、その内容については第8章で説明する。このような手法を採用すれば、タンザニアでもさまざまな潜在ガス需要を集約して新たな天然ガス供給システムを確立できる可能性があると考えられる。

このような背景のもと、以下ではタンザニアの天然ガス輸送にバーチャルパイプラインが利用できるかどうか、またどのガス輸送手段が好ましいかを検討する。このため、本章では今後期待されるガス需要のシナリオを想定し、評価のためのモデルケースを設定する。

首都のドドマでは大規模開発が計画されており、ドドマでの都市ガスシステム展開は本プロジェクトの柱の一つになるだろう。次に、タンザニア北東部の大口産業を2番目の柱と考える。このカテゴリーのユーザーは、ドドマ市のガスシステムには接続されず、バーチャルパイプライン・システムによるバルク輸送により直接ガスの供給を受けることになる。第5章で述べたように、グーグルマップによる需要読み取りでは、ほとんどの工場は工業団地に集められている。そのような都市では工場群を一纏めにしてガスを供給する地域総合ガス供給システムの構築が考えられる。それが可能になれば、次には都市ガス網との施設の共同利用を展開することができよう。

3番目に、自動車（NGV：天然ガス自動車）向けの天然ガス供給を検討する。NGV向けのガス需要は当初は少量から始まるが、将来自動車所有保有台数が拡大するにつれて大幅に増加する可能性がある。

これらの需要を基とするバーチャルパイプラインプロジェクトが実現可能になれば、他の地域の工場や地方都市のガス導入計画など、分散した顧客を対象とするガス輸送がさらに拡大するだろう。上記のような見方を整理集約し、天然ガス供給システムのモデルを設定するためのガス需要シナリオを、以下のように想定する。

7.1 ドドマ市における都市ガス需要

都市ガスシステム開発に向けて、図7.1-1に示すように、ドドマでのガス化の最初のフェーズとして新行政区（New Government City）、既存の市街中心部のビジネスセンター地区（Central Business District）及びIyumbu サテライトセンターにおいて、3つのガスプロジェクトが実施されると想定した。首都開発計画が進行中であることを考慮すると、都市ガスの導入は高い可能性があると考えられる。

City Gas Plan-A :

ドドマ市から東に約 17 キロ離れたイフムワで、NGC の建設が始まった。都市ガスシステムは、初期の建設段階から構築することが可能である。都市ガスは、オフィスビル、公共施設、商業施設、大使館及び政府職員と外交官の住居地域に供給される。これらの地域の居住者はモダンなライフスタイルを持った高所得層である。これらの施設は、首都における都市ガス供給システムの建設を促進するためのガス需要を提供するものとなる。加えて、大型の官庁ビルや公共施設に CHP を導入すれば、プロジェクトのベースとなるガス需要を拡大することが可能になるだろう。

City Gas Plan-B :

既存の市中心部は、ドドマ首都マスタープラン⁴⁸でビジネスセンター地区（Central Business District）に指定された。この地域を都市ガス普及の第一フェーズとして取り上げる。対象地域は、官公庁、商業ビル、商業施設、病院、住宅などの混在する都市の中心部ではあるが、住宅密度はそれほど高くない。ドドマ駅南のキクユ通り沿いに首相官邸、エネルギー省、中央銀行などの政府機関があり、今後、多くのビルや商業施設が隣接地域に建設されると見込まれる。市南部には SGR の新駅が建設中で、この地域ではさらなるオフィスビルや商業施設が建設されるだろう。都市ガスプロジェクトのフェーズ 1 の開発が順調に進めば、都市ガスシステムの普及はさらに周辺地域に拡大すると期待される。

City Gas Plan-C :

ドドマ大学近くのイユンブで新しい市街が開発されている。このイユンブサテライトセンターで Plan-C で都市ガス供給システムが展開されるものとする。Plan-A および Plan-B よりも小規模なプロジェクトだが、住宅密度が高く、居住者の所得水準も高い。また、商業施設の建設がプロジェクトの後期段階で計画されている。



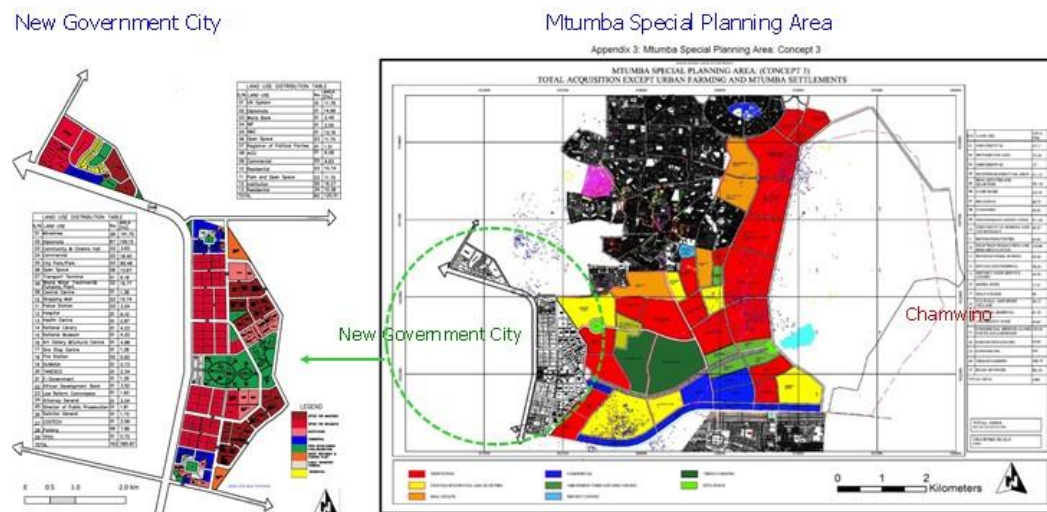
出所：ICA 調査団

図 7.1-1 ドドマの都市ガス計画

⁴⁸ 国土住宅省「Dodoma National Capital City Master Plan (2019-2039)」, 2019 年 4 月

7.1.1 New Government City (Plan-A)

NGC はドドマ市中心部から東へ 17 kmの Ihumba で建設が進んでいる。「ドドマ首都マスタープラン」によれば、この地区の東側では Mtumba 特別計画区の展開が計画されている。



出所：ドドマ首都マスタープラン（2019-2039）

図 7.1-2 ドドマ新行政区（NGC）



出所：ドドマ首都マスタープラン（2019-2039）

図 7.1-3 NGC 俯瞰図

図 7.1-2 及び図 7.1-3 に示すように NGC ではさまざまなビルや施設の建設が計画されて

いる。調査団では、この計画図に沿って NGC でのエネルギー需要を推定した。ここでは役所、事業ビル、商業施設、公共施設、学校、住宅など様々な施設でエネルギー需要が発生する。エネルギー消費はこれらのタイプの異なる施設毎に大きく異なる。表 7.1-1 に、日本の商業施設でのエネルギー消費に関する IEEJ の調査結果を示す。一般に、これらの施設で消費されるエネルギーの多くはグリッドからの電力であり、照明、空調、IT 及び共用施設で使用されている。天然ガスは、発電、空調、暖房で使用されることもあるが、調理や給湯がガスの主な用途である。そのため、飲食店やホテルを除くと、エネルギー消費量に占める燃料（主に都市ガス）比率は低い。次に、タンザニアでは冬季の温水/暖房需要が日本より低いため、タンザニアでのエネルギー消費原単位は日本のエネルギー消費原単位の 90%と仮定した。施設タイプ別に算出したこれらのエネルギー原単位を、この章でのガス需要の推定に使用する。

表 7.1-1 業務部門のエネルギー消費量

	Energy Intensity		Fuel Ratio	Annual Consumption	
	Japan	Tanzania		Power	Fuel
	MJ/y/m ²	90%		kWh	kgoe
Large Building	1,575	1,400	5%	369	1.7
Office Building	1,920	1,700	10%	425	4.1
Department/Super market	3,425	3,100	10%	775	7.4
Smaller shops at building	3,148	2,800	5%	739	3.3
Restaurants	5,012	4,500	33%	833	35.8
Hospitals	3,050	2,700	17%	625	10.8
Clinics	1,294	1,200	10%	300	2.9
Universities/Colleges	1,157	1,000	10%	250	2.4
Hotels	3,133	2,800	33%	519	22.3

出所：IEEJ

図 7.1-1 の建設計画をもとに建蔽率やビルのサイズなどを想定して建設計画を整理した。こうして求めた商業施設、公共施設の数に上記の数字を当てはめ、NGC における業務部門の燃料消費量を表 7.1-2 のように推定した。これらの部門では、エネルギー消費の大半は電力が占めるため、燃料消費量は LNG 換算約 5,400 トンと比較的少量にとどまる。これは中小規模の工場でのガス需要に匹敵する程度で、都市ガスプロジェクトを実行するには小さすぎると思われる。この表に示すように、オフィスビルや商業施設で使用するエネルギーのほとんどは電気で、総エネルギー消費の 93%を占める。これは LNG 換算では年間 77,000 トンに相当する量である。

都市ガスシステムの投資回収をスピードアップするためには、大口のエネルギーユーザーを開拓することが望ましい。そのため、ガス発電によって電力需要を取り込み、高いエネルギー効率を実現できる CHP（熱電併給）システムと GHP（ガスヒートポンプ）システムの導入を提案する。オフィスビル、大使館、大型デパート、ホテルに独立型の CHP を導入する、もしくはこれらの需要を統合する地域エネルギーシステム（DES：District Energy System）を導入するものとする。CHP あるいは DES の導入によりこれらの施設の電力需要の 50%を取り込むと見込めば、年間 LNG 換算で 70,000 トンの燃料需要を見込むことが可

能となる⁴⁹。冷房需要にガスヒートポンプ（GHP）を使用すれば、燃料需要をさらに拡大することが可能である。CHP システムでは通常 70-80%のエネルギー効率を得ることができ、日本の最新 CCGT の最高効率 62%と比べてもかなり高い。

表 7.1-2 新行政区における業務部門の燃料需要

Annex

LAND USE DISTRIBUTION TABLE												
S/N	LAND USE	No.	Area	Building Space			Energy Use		Energy Demand			
				Stories	Space	Total	Intensity	Fuel Ratio	Electricity	MW	Fuel	LNG
			ha		m ²	m ²	MJ/y/m ²		MWh		toe	t
1	UN System	1	11.79	2	35,000	35,000	1,500	5%	13,854	1.6	62.7	52.7
2	Diplomats	1	14.98	2	30,000	30,000	1,500	5%	11,875	1.4	53.8	45.2
3	World Bank	1	2.49	2	10,000	10,000	1,500	5%	3,958	0.5	17.9	15.1
4	IMF	1	2.55	2	10,000	10,000	1,500	5%	3,958	0.5	17.9	15.1
5	SMZ	1	12.16	2	12,000	12,000	1,500	5%	4,750	0.5	21.5	18.1
6	Open Space	3	11.75	0	0	0			0.0	0.0	0.0	0.0
7	Registrar of Political Parties	1	1.51	2	6,000	6,000	1,500	5%	2,375	0.3	10.8	9.0
8	AICC	1	6.08	2	24,000	24,000	500	5%	3,167	0.4	14.3	12.0
9	Commercial	5	9.62	2	8,000	40,000	3,000	10%	30,000	3.4	286.7	240.9
10	Residential	3	10.74	2	7,000	21,000	1,000	10%	5,250	0.6	50.2	42.2
11	Park and Open Space	3	11.75	0	0	0			0.0	0.0	0.0	0.0
12	Institution	5	16.27	2	10,000	50,000	1,500	5%	19,792	2.3	89.6	75.3
13	Residential	34	10.36	2	1,200	40,800	1,000	10%	10,200	1.2	97.5	81.9
TOTAL		60	120.51						109,179	12.5	723	607

Central Area

LAND USE DISTRIBUTION TABLE												
S/N	LAND USE	No.	Area	Building Space			Energy Use		Energy Demand			
				Stories	Round	Total	Intensity	Fuel Ratio	Electricity	MW	Fuel	LNG
			ha		m ²	m ²	MJ/y/m ²		MWh		toe	t
1	Ministries	26	141.70	4	33,000	858,000	1,500	5%	339,625	38.8	1,537.3	1,291.8
2	Diplomats	67	159.15	2	7,000	469,000	1,500	5%	185,646	21.2	840.3	706.1
3	Community & Cinema Hall	3	3.65	2	5,000	15,000	3,000	5%	11,875	1.4	53.8	45.2
4	Commercial	22	18.40	4	8,000	176,000	3,000	10%	132,000	15.1	1,261.3	1,059.9
5	City Park / Park	3	85.48	0	0	0	0	0%	0	0.0	0.0	0.0
6	Open Space	6	13.67	0	0	0	0	0%	0	0.0	0.0	0.0
7	Transport Terminal	1	6.18	4	25,000	25,000	1,500	5%	9,896	1.1	44.8	37.6
8	Waste Water Treatment & Pumping Plant	2	16.77	2	8,000	16,000	5,000	0%	22,222	2.5	0.0	0.0
9	Control Centre	1	1.38	4	11,000	11,000	1,500	5%	4,354	0.5	19.7	16.6
10	Shopping Mall	3	10.74	4	36,000	108,000	3,000	10%	81,000	9.2	774.0	650.4
11	Police Station	3	3.24	4	4,000	12,000	1,500	5%	4,750	0.5	21.5	18.1
12	Hospital	1	9.10	4	55,000	55,000	3,000	20%	36,667	4.2	788.3	662.5
13	Health Centre	1	2.87	4	17,000	17,000	3,000	10%	12,750	1.5	121.8	102.4
14	National Library	1	4.23	2	13,000	13,000	1,000	5%	3,431	0.4	15.5	13.0
15	National Museum	1	4.22	2	13,000	13,000	1,000	5%	3,431	0.4	15.5	13.0
16	Art Gallery & Cultural Centre	1	4.98	2	15,000	15,000	1,000	5%	3,958	0.5	17.9	15.1
17	One Stop Centre	1	1.39	2	6,000	6,000	1,500	5%	2,375	0.3	10.8	9.0
18	Fire Station	2	0.92	2	2,000	4,000	1,500	5%	1,583	0.2	7.2	6.0
19	DUWASA	1	0.73	2	3,000	3,000	1,500	5%	1,188	0.1	5.4	4.5
20	TANESCO	1	2.34	2	9,000	9,000	1,500	5%	3,563	0.4	16.1	13.6
21	E-Government	1	1.35	2	5,000	5,000	2,000	5%	2,639	0.3	11.9	10.0
22	African Development Bank	1	3.50	2	14,000	14,000	1,500	5%	5,542	0.6	25.1	21.1
23	Law Reform Cmmission	1	1.90	2	6,000	6,000	1,500	5%	2,375	0.3	10.8	9.0
24	Attorney General	1	2.04	2	6,000	6,000	1,500	5%	2,375	0.3	10.8	9.0
25	Director of Public Prosecution	1	1.81	2	5,000	5,000	1,500	5%	1,979	0.2	9.0	7.5
26	Solicitor General	1	1.73	2	5,000	5,000	1,500	5%	1,979	0.2	9.0	7.5
27	COSTECH	1	2.58	2	10,000	10,000	1,500	5%	3,958	0.5	17.9	15.1
28	Parking	6	7.86	0	0	0	0	0%	0	0.0	0.0	0.0
29	TPDC	1	0.72	2	3,000	3,000	1,500	5%	1,188	0.1	5.4	4.5
TOTAL		162	585.87						882,347	101	5,651	4,749
											toe	t-LNG
									Grand Total	991,526	113	6,374
									15 hours/day	181	MW--> PS Capacity: 360 MW	5,356

Total Energy Consumption		t-LNG	
Electricity	71,657	93.0%	To generate electricity at 50% efficiency, 140,000 tons of LNG is necessary.
Gas	5,356	7.0%	
Total	77,013	100.0%	

出所：調査団

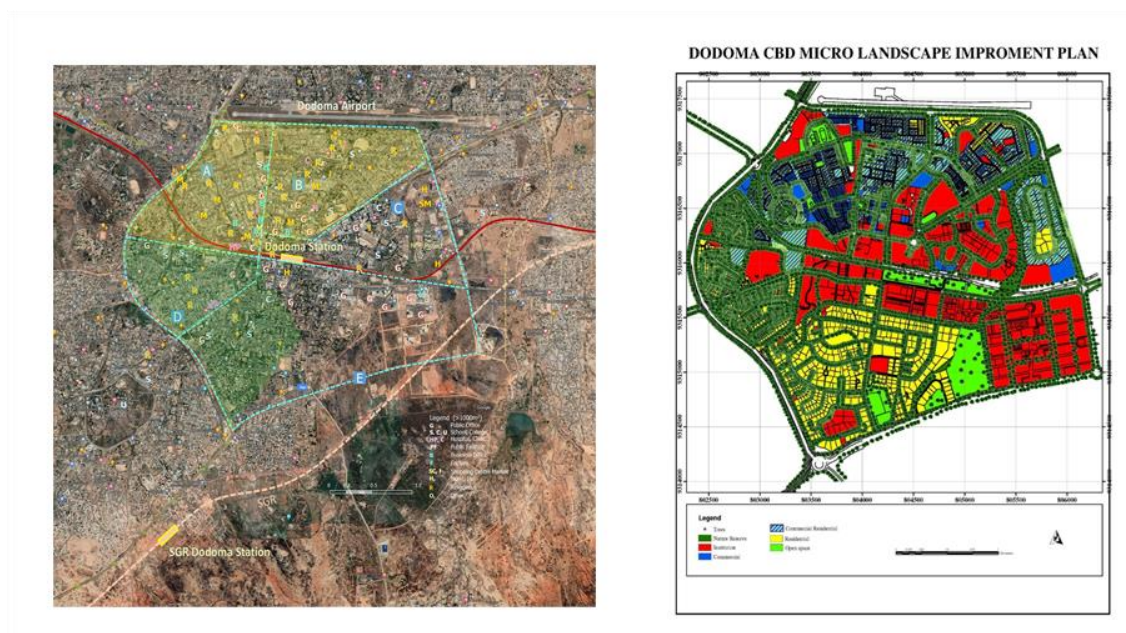
マスタープランでは、当初の構想から大きく減じて、居住区には 37 戸の居住施設が計画されている。これらの居住施設は外交官や国際機関職員の利用を想定したものであろう。2019 年に発表された Dodoma 首都マスタープランによれば、NGC の東側に Mtumba 特別開発区の展開が予定されている。一般職員やその他の労働者は NGC 周辺のこれらの地区に住むことになるのだろう。民生用ガス（住宅でのガス）利用は主にこれらの地区で発生するこ

⁴⁹ 991,526MWh x 50% /発電効率 50% × (860 kcal/kWh / 11,936 kcal/LNGkg)=LNG 換算 71,440 トン。

とになる。民生用の需要は初期には小さく、ビルドアップにも時間がかかるが、都市ガス計画を設計するうえではこれらの需要も十分考慮しておくべきある。

7.1.2 Dodoma City Centre (Plan-B)

図 7.1-4 に示すように、ドドマ市の中心部はドドマ首都マスタープランで「ビジネスセンター地区 (Central Business District)」に指定されている。この地区はビジネス/商業の中核地域であり、当然、都市ガス導入の優先対象地域と考えてよいだろう。



出所：ドドマ首都マスタープラン及びグーグルマップにより調査団作成

図 7.1-4 ドドマ市中心部：ビジネスセンター地区

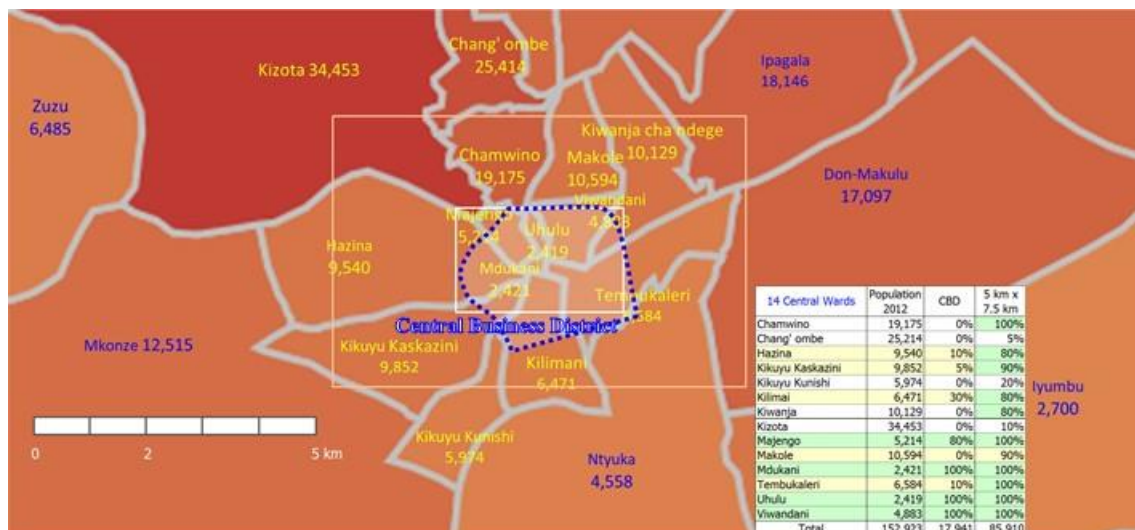
CBD の北地区は旧市街で、行政・ビジネスのオフィス、市場や商店などが広がっている。一方、南側は主に居住区である。東側は現在開発中で、政府機関、ホテル、ショッピングセンター、アパートなどの建設が進んでいる。CBD の南西 1 km ほどのところには SGR のドドマ駅の建設が進められ、この地区も今後の市街地開発のコアになるであろう。

グーグルマップに示される建物の名称により住宅やビル、その他の施設などをカウントした結果を表 7.1-3 に示す。一戸当たりの家族数を 5 名、2 階建て比率を 30% 程度と想定すると、この地区の現在の人口は約 2 万人と推定される。2012 年のセンサスによるドドマ市中心部の人口分布を図 7.1-5 に示す。これに基づいて推定すると、2012 年の CBD 地区の人口は約 18,000 人で、ドドマ市全体の 410,956 人の 4.4% ほどであった。

表 7.1-3 現在の CBD 地区にあるビルや施設

	Low Rise (up to 2 stories)	Multiple Stories	Notes
House and Building	2628	27	NHC: 4 rows x 5 stories= 20 apartments/building
Restaurants	84		Many are co-operated at hotels and inns
Shops	97		According to Google labeling
Office	36	27	High-rises are mainly government offices
Public Facility	3		Parliament, railway station, etc.
Hotel	1	2	New Dodoma, Nashera, Moreha
Inn	49		According to Google labeling
Hospital	5		Dodoma Regional Referral Hospital
School	11		
Market & mall	8		Shoppers Plaza, Sabasaba, Soko Kuu, etc.
Religious Facility	22		

出所：グーグルマップより調査団作成



出所：NBS

図 7.1-5 ドドマ中心地の人口分布：2012 年

将来の需要を推定するうえで、ドドマ市の人口は高い成長率で増加し、2025 年には 72.7 万人（2017－2025 年の成長率 6.0%）、2030 年には 91.5 万人（2025 - 2030 年の成長率 4.6%）に達すると想定する。過去五年間は政府職員の移入により人口増加が急速に進んだ。しかし、今後一部の人は新たに開発の進められる NGC 方面や Iyumbu 副都心などに移るだろう。このため、今後の CBD 地区の人口増加は市全体の半分程度の率で進むと想定すると、CBD 地区の人口は 2025 年には 28,000 人、2030 年には 31,000 人程度となる。

そこでこの全人口が都市ガスへ転換し、1 人が一人あたり年間 100kgoe の燃料を消費すると仮定すると、ガスへの転換を行う燃料需要は 2025 年に 2,800toe（LNG 換算 2,350 トン）、2030 年で 3,100toe（LNG 換算 2,600 トン）となる。しかし、このような需要増加は通常は段階的に進む。そこで都市ガスシステムは LNG 換算で 2025 年に 1,500 トンで運用が始ま

り、段階的に開発が進んで 2030 年には 2,500 トンになるものと想定する。また、対象エリアの施設数(新設含む)を想定し、商業、サービス部門の燃料需要を表 7.1-4 のように推定した。2030 年の燃料消費量は LNG 換算 6,000 トン程度と推定される。そこで、業務部門の都市ガス需要は 2025 年に 2,000 トンでスタートし、2030 年には 4,000 トンに増加するものと想定する。

表 7.1-4 ドモ中心地における商業/公共部門の燃料需要

	Specification of Individual Unit								Aggregate Energy Consumption				
	Space					Electricity		Fuel	Unit	Electricity	Oil equiv	Fuel	LNG equiv
	m	m	m²	Floor	m²	MWh/year	kW	toe		MWh/year	toe/year	toe/year	t/year
Office Building	30	40	1200	5	6,000	2,550	291	24.4	100	255,000	21,930	2,437	2,041
Department/Super market	50	100	5000	2	10,000	7,750	885	74.1	12	93,000	7,998	889	745
Smaller shops at building	10	20	200	1	200	148	17	0.7	150	22,167	1,906	100	84
Restaurants	10	20	200	1	200	167	19	7.2	150	25,000	2,150	1,075	901
Hospitals	40	50	2000	5	10,000	6,250	713	107.5	5	31,250	2,688	538	450
Clinics	10	20	200	1	200	60	7	0.6	20	1,200	103	11	10
School,etc	40	50	2000	2	4,000	1,000	114	9.6	2	2,000	172	19	16
Hotels (+ Inns x 1/4)	30	50	1500	3	4,500	2,333	266	100.3	20	46,667	4,013	2,007	1,681
Official Residence, etc.	30	50	1500	3	4,500	1,913	218	18.3	5	9,563	822	91	77
Total									464	485,846	41,783	7,167	6,004
									CHP	28,826	35,993	30,155	

出所：調査団

さらに、7.1.1 と同様に CHP 向けの燃料ポテンシャルを推定した。総エネルギー需要の大半を占めるオフィスビルとホテルの電力需要 50%を対象として CHP システムが導入されると仮定すると、さらに年間 29,000toe (LNG 換算 24,150 トン) の燃料需要を見込むことが可能となる⁵⁰。

7.1.3 Iyumbu Satellite Centre (Plan-C)

イユンブサテライトセンターには戸建住宅 413 戸、集合住宅 500 戸の住宅が建設される計画である。1 戸あたりの平均居住人数を 6 名と想定すると対象人口は 5,478 人となる。一人あたり 100kgoe の燃料を消費すると想定すると、年間では 550toe (LNG 換算 460 トン) の燃料消費となるだろう。

また、建設される施設の数进行を想定し、商業、サービス部門の燃料消費量を表 7.1-5 のように推定した。燃料消費量は LNG 換算 420 トンと比較的少量にとどまると考えられる。

さらに今回の検討ではオフィスビル、ショッピングセンター、ホテルの電力需要の 50%を対象として CHP システムが新設されるものと仮定した。この場合、年間 1,840toe (LNG 換算 1,540 トン) の燃料需要を見込むことが可能となるだろう⁵¹。

⁵⁰ (オフィスビル電力需要 21,930toe/year+ホテル電力需要 4,013toe/year)×50%/発電効率 45%×(10,000 kcal/石油 1kg / 11,936 kcal/LNG1kg)=LNG 換算 24,150 トン。

⁵¹ (オフィスビル電力需要 658toe+デパート 667toe+ホテル電力需要 334toe)×50%/発電効率 45%×(10,000 kcal/石油 1kg / 11,936 kcal/LNG1kg)=LNG 換算 1,544 トン

表 7.1-5 イუნブサテライトセンターにおける商業/公共部門の燃料需要

	Specification of Individual Unit								Aggregate Energy Consumption				
	Space					Electricity		Fuel	Unit	Electricity	Oil equiv	Fuel	LNG equiv
	m	m	m ²	Floor	m ²	MWh/year	kW	toe		MWh/year	toe/year	toe/year	t/year
Office Building	30	40	1200	5	6,000	2,550	291	24.4	3	7,650	658	73	61
Department/Super market	50	100	5000	2	10,000	7,750	885	74.1	1	7,750	667	74	62
Smaller shops at building	10	20	200	1	200	148	17	0.7	23	3,399	292	15	13
Restaurants	10	20	200	1	200	167	19	7.2	23	3,833	330	165	138
Hospitals	40	50	2000	5	10,000	6,250	713	107.5	0	0	0	0	0
Clinics	10	20	200	1	200	60	7	0.6	0	0	0	0	0
School, etc	40	50	2000	2	4,000	1,000	114	9.6	1	1,000	86	10	8
Hotels	30	50	1500	5	7,500	3,889	444	167.2	1	3,889	334	167	140
Embassies, etc.	30	50	1500	3	4,500	1,913	218	18.3	0	0	0	0	0
Total									52	27,521	2,367	504	422
									CHP		1,843	2,347	1,967

出所：調査団

7.2 大型工場向け直送需要

地方エネルギー需要実態調査（REDS）の結果から、燃料消費量が月間 20toe 以上の工場を抽出した。ここではバルクカーゴで月 1 回以上のペースで受け取るユーザーを取り上げた。カーゴのサイズは 12-20 トン、石油換算では 15-25toe である。このような工場は表 7.2-1 に示すように 19 ヶ所ある。このうち都市ガスシステムに接続されない工場はタンクローリーやコンテナで天然ガスを直接配送する対象になると考えられる。ホテル、レストラン、公共施設での燃料消費量はタンザニアではまだ少ないため、ここでは取り上げていない。しかしながら、バーチャルガスパイプラインシステムが十分に確立されれば、これらのセクターもガス需要の対象となりえるだろう。

ポテンシャルユーザーごとの燃料消費量は表 7.2-1 に示すとおりで、これは REDS の結果に基づき、全国の産業部門の燃料消費量の平均伸び率年間 6%を適用して推定した。表に示すように、7 都市の工場の総燃料消費量は、2025 年には 169.7 ktoe、2030 年には 226.8 ktoe になる。

ただし、輸送距離がかなり長いムベヤやムワンザの工場と石炭などの低コストの燃料を使用しているタンガのセメントや石灰石工場は現段階では除外しておく方がいいだろう。これらの工場は、将来ガスのユーザーになる可能性もあるが、ガス転換には時間がかかると思われる。この結果、ガス需要ポテンシャルは、2025 年は 25.7ktoe、2030 年は 34.1 ktoe へと減少する。さらにガス転換率を 70%と想定すると、需要量は 2025 年 18.0ktoe(LNG 換算 15,164 トン)、2030 年 23.9ktoe(LNG 換算 20,023 トン)になる。年間 10%という高めの需要増加率を適用すると、2025 年には 23.3ktoe、2030 年には 36.9ktoe になる。

上記のシナリオは REDS 2018 から得られた限られた情報をもとに展開されている。5.6 節で述べたように、具体的なプロジェクトを実現するための信頼の置ける販売計画を立てるには、もっと前向きの情報が必要である。

表 7.2-1 月間エネルギー消費量 20 ktoe 以上の大規模工場

Large factories with potential monthly fuel demand more than 20 toe		Products	2018		2025		to grow at 6%		2030		to grow at 6%	
			Monthly	Annual	Annual	100%	70%	Annual	100%	70%	Annual	100%
			toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe	toe
Arusha	Tanzania Brewery Ltd.	Beer	34	404	608	600	400	813	800	600		
	A to Z Textile	Textile	35	417	627	600	400	839	800	600		
	Sub-total		68	821	1,235	1,200	900	1,652	1,700	1,200		
Dodoma	Sunshine Industrial Limited	Cooking oil	372	4,459	6,705	6,700	4,700	8,973	9,000	6,300		
	Sub-total		372	4,459	6,705	6,700	4,700	8,973	9,000	6,300		
Mbeya	Tanzania Brewery Ltd	Beer	44	526	791	800	600	1,058	1,100	700		
	Sub-total		44	526	791	800	600	1,058	1,100	700		
Morogoro	21st Century Textile	Textile	543	6,517	9,799	9,800	6,900	13,113	13,100	9,200		
	Alliance One Tobacco	Tobacco	115	1,381	2,077	2,100	1,500	2,780	2,800	1,900		
	Tanzania Tobacco	Tobacco	188	2,258	3,396	3,400	2,400	4,544	4,500	3,200		
	Sub-total		846	10,157	15,272	15,300	10,700	20,437	20,400	14,300		
Moshi	Bonite Bottlers	Soft drinks	47	568	854	900	600	908	900	600		
	Sub-total		47	568	854	900	600	908	900	600		
Mwanza	Mwatex	Textile	170	2,036	3,061	3,100	2,100	4,097	4,100	2,900		
	Nyakato Steel Mills	Steel	89	1,064	1,599	1,600	1,100	2,140	2,100	1,500		
	Mwanza Wines	Wine	88	1,057	1,589	1,600	1,100	2,126	2,100	1,500		
	Sayona Drinks	Soft drinks	110	1,316	1,978	2,000	1,400	2,647	2,600	1,900		
	Serengetti Breweries	Beer	954	11,443	17,206	17,200	12,000	23,026	23,000	16,100		
	Nayanza bottling	soft drinks	52	627	942	900	700	1,261	1,300	900		
	Sub-total		1,462	17,542	26,376	26,400	18,500	35,297	35,300	24,700		
Tanga	Gulam Patter Coconut Oil	Cooking oil	63	761	1,144	1,100	800	1,531	1,500	1,100		
	Kilimanjaro Cement	Cement	505	6,065	9,180	9,200	6,400	12,284	12,300	8,600		
	Tanga Cement	Cement	5,443	65,322	98,870	98,900	69,200	132,311	132,300	92,600		
	Tanga Fresh	Milk products	27	322	487	500	300	652	700	500		
	Neelkanth Lime Ltd	Lime	479	5,754	8,709	8,700	6,100	11,654	11,700	8,200		
	Sub-total		6,519	78,223	118,389	118,400	82,800	158,432	158,400	110,900		
Total												
7 cities			9,358	112,295	169,622	169,700	118,800	226,758	226,800	158,700		
5 cities			7,852	94,228	142,455	142,500	99,700	190,403	190,400	133,300		
5 cities excl. Cement and Lime			1,424	17,088	25,697	25,700	18,000	34,154	34,100	23,900		

Groth rate @ 10 %

Large factories with potential monthly fuel demand more than 20 toe		Products	2018		2025		to grow at	10%	2030		to grow at	10%
			Monthly	Annual	Annual	100%	70%	Annual	100%		70%	
Total												
7 cities			9,358	112,295	185,126	185,100		129,600	297,576	297,700		208,200
5 cities			7,852	94,228	149,917	149,900		105,000	240,873	240,900		168,500
5 cities excl. Cement and Lime			1,424	17,088	33,159	33,100		23,300	52,832	52,900		36,900

出所：REDS

上記のシナリオは 2018 年に実施した需要実態調査による限られた情報をもとに設定したものである。第 5.6 節で述べたように、具体的なプロジェクトの裏付けとなる信頼に足る販売計画を立てるにはもっと確度の高い情報を入手する必要がある。このため、調査団は個別の大口需要家を対象に市場調査を実施することを提案した。

7.3 Zuzu Power Station

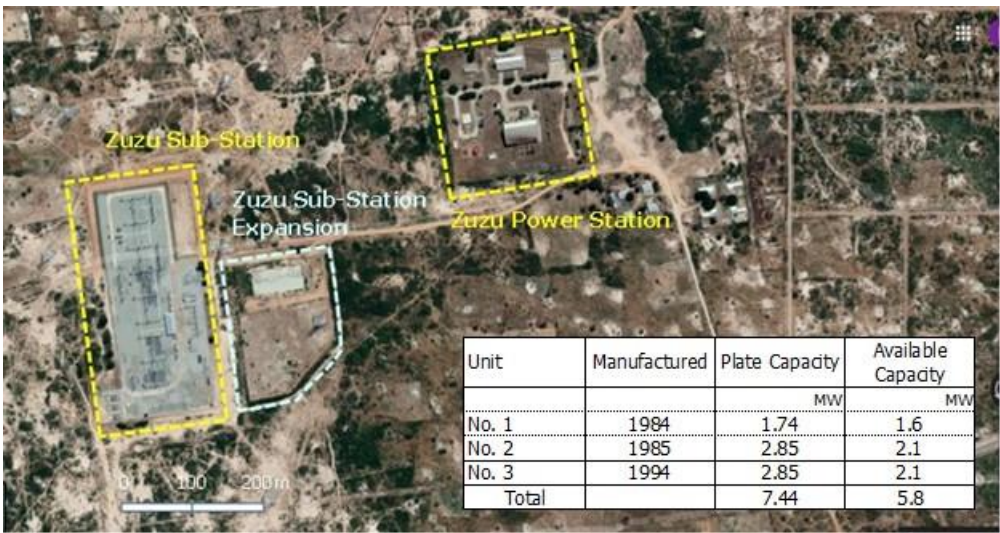
ズズ発電所はドドマ市の西約 5km に位置するディーゼルエンジン使用の発電所で、定格能力は 7.44MW だが、実際の利用可能能力は、5.8MW である。ピーク需要対応の発電所で、年間稼働率は 10-15% 程度である。現在の発電所は既に老朽化しており、ここではズズ発電所を天然ガス発電機に改修するオプションケースを想定する。これによりかなりの量のガス需要が発生し、ガス普及計画の規模拡大の手段となるだろう。

この発電所は、深刻な渇水で水力発電不足に苦しんでいた 2011 年に非常用電力供給施設として Symbion Power Limited が設置したものである。機械は非常に古く、スペアパーツが

手に入らないためメンテナンスに苦労しており、新しい設備に取り替えた方がいいだろう。ドドマでは電力のほとんどを他の地域から受電している。国の首都としては信頼できる地元の発電所が必要であろう。このような状況の下、現在のズズディーゼル発電所がコンバインドサイクルガスタービン発電所に置き換えられるものとし、プラント仕様を次のように想定した。

- a. コンバインドサイクルガスタービン：50MW×2 基＝100MW
- b. 稼働率：50%
- c. 発電効率：50%
- d. 年間 LNG 消費量：LNG31.6kt を 2 基＝LNG63.2kt

現在、ドドマの電力需要は約 25MW だが、今後 10 年間で倍増すると思われる。また、表 7.1-2 に示したように、NGC では最終的には 180MW の電力が必要となり、そのためには 360MW の発電能力が必要になる。十分な量の安定した電力供給を行うために、首都で新発電所の建設が求められると考えるのは現実的な思考であろう。



出所：Google 及び調査団

図 7.3-1 ズズ発電所

図 7.3-1 に示すように、TANESCO は既存の発電所と変電所の隣に広大な土地を保有している。ドドマでは日射量が多いため、TANESCO はこの地域にメガソーラー発電所を建設する予定である。立ち上がり早いガス発電は、PV や風力のような自然変動型再生可能電力とパッケージで使用するのが望ましい。ここに示した新ガス発電所の規模は仮のものであり、全国電力システム開発計画に沿って最適能力を決めればよいと考える。

7.4 自動車の燃料としての天然ガス

7.4.1 自動車燃料向け天然ガス販売のマクロ予測

現在ダルエスサラームでは天然ガス自動車（NGV）の実証プロジェクトが実施されている。NGV を大規模に導入するためには、ガス供給システム、自動車改装事業、技術基準、安全や環境、経済条件等に関する法整備など、全てを一から準備しなければならない。これは手間のかかる手続きである。しかし、NGV の導入に成功すれば、タンザニアに大きな利益をもたらすことができよう。ガス産業を発展させるための大きなガス需要が創出できることに加えて、石油製品の輸入による外貨流出や、低炭素燃料への転換による温室効果ガスの削減を実現することができる。第6章で検討したように、自動車向け燃料としてのガス需要は、2025年時点では全自動車のわずか1%を転換しただけで約5万 toe に達する。2030年に5%が転換されると30万 toe に、2040年に7%が転換されると100万 toe 以上になる。NGV の導入がドライバーにとっても利益があるものとなれば、ガス転換は初期段階からさらに早い速度で進むだろう。

表 7.4-1 自動車と天然ガス需要の成長度

	NGVs				Annual Fuel Use			Natural Gas Consumption				
	Tricycle	LPV/ LGV	Truck/ Bus/etc.	Total	Tricycle	LPV/ LGV	Truck/ Bus/etc.	Tricycle	LPV/ LGV	Truck/ Bus/etc.	Total	LNG Equivalent
	(thousand units)				(liter per year per unit)			(thousand tons oil equivalent)				ktons
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	1	1	0	3	1	0	3	0	1	2	3	3
2030	41	52	12	104	52	12	104	6	50	76	132	102
2035	88	126	26	240	126	26	240	14	117	165	296	228
2040	117	368	69	554	368	69	554	21	324	428	774	595
2045	121	793	135	1,049	793	135	1,049	27	662	824	1,513	1,164
2050	111	1,495	232	1,838	1,495	232	1,838	32	1,184	1,395	2,611	2,008

出所：調査団

ここでは NGV の導入可能性を燃料費に着目して検討することとし、以下のような開発シナリオを仮定する。

7.4.2 天然ガススタンド

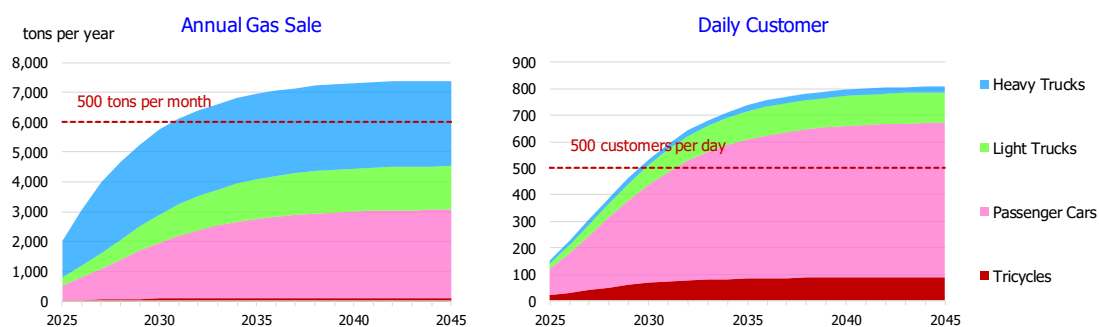
典型的な自動車用天然ガススタンドの建設は以下のような手順で展開されるものとする。

- CNG はオート三輪、LPV（小型自動車）、LGV（小型貨物車）で、LNG は大型トラックやバスなどの HDV（大型車両）で使用される。
- 経済性評価の基本となるモデルガススタンドの標準サイズは1日あたりの利用客を500台、1ヶ月あたりの天然ガスの売り上げを LNG 換算 500 トンとする。後者は石油製品（ガソリンや軽油）換算で1ヶ月あたり 800kl、最終的には同 1,000kl、LNG 換算 700 トンに到達する。
- 事業は上記モデルの 30%から開始し、5年かけてこの水準に積み上がるものとする。その後も、需要の拡張が続くが、能力の制約のために SS あたりの増加ペースは低下する。新規の顧客に対応するため、将来は追加投資によるスタン

ドの拡張や、新規スタンドの建設が行われることになる。

表 7.4-2 事業発展シナリオ：NGV スタンド

	Number of Vehicles per day					CNG				LNG	Total Natural Gas	
	Tricycle Taxi	Passenger cars	Light Goods Vehicles	Heavy Duty Vehicles	Total	Tricycle Taxi	Passenger cars	Light Goods Vehicles	CNG Total	Heavy Duty Vehicles	Annual	Monthly
Starting with	20	100	20	10	150							
2025-2030	27%	30%	30%	18%	29%							
						t	t	t	t	t	t	t
2025	20	100	20	10	150	25	505	253	783	1,246	2,029	169
2026	30	150	30	15	225	38	758	379	1,175	1,869	3,044	254
2027	41	206	41	19	307	52	1,041	518	1,610	2,368	3,978	331
2028	51	264	53	21	389	64	1,334	669	2,067	2,617	4,684	390
2029	60	320	64	22	466	76	1,617	808	2,501	2,742	5,242	437
2030	67	371	74	23	535	85	1,874	935	2,893	2,866	5,760	480
2035	84	525	105	23	737	106	2,652	1,326	4,084	2,866	6,951	579
2040	87	572	114	23	796	110	2,890	1,440	4,439	2,866	7,305	609
2045	87	584	116	23	810	110	2,950	1,465	4,525	2,866	7,391	616
2050	87	587	116	23	813	110	2,965	1,465	4,540	2,866	7,407	617



出所：JICA 調査団

図 7.4-1 NGV スタンドにおける天然ガス販売量

モデルシナリオを設定するうえで、NGV 利用の諸元については表 7.4-3 のように想定する。

- 自動車の 1 日あたりの走行距離は、通勤や日常生活に用いる自家用車は 50km、近距離トラックは 100km、タクシーは 200km、長距離トラックは 300km とする。
- 燃費は石油製品を用いたときと同じとする。
- ガス貯蔵タンクは NGV 用に設計されたサイズで、石油製品仕様のものより大きい。
- ユーザーは燃料タンクの消費量が 80%に達すると補給を行う：心配性な人はさらに頻繁に小ロットで補給する。
- 長距離大型トラックでは LNG が選好されるとする。CNG を使用することもできるが、その場合は補給頻度を上げる必要がある。

天然ガスは高圧まで圧縮しても自動点火しないため、大型車で使用するディーゼルエンジンは大幅な手直しが必要になる。これには後述のように高額のコストがかかる。一方、ガソリンを用いる小型車の換装はより簡単で、費用も抑えられる。言うまでもなく、大型車はよ

り多くの燃料を消費する。上記および図 7.4-1 に示す計算では、初期の需要形成期には車両数のごく少ない大型車向けのガス販売量が 50%を超える。大型車向けのガス販売の構成比は販売量が安定期に入ると減少に転じる。

表 7.4-3 天然ガス自動車利用の諸元

		unit	Tricycle Taxi	Passenger cars	Light trucks/ mini-buses	Heavy Duty Vehicles	Heavy Duty Long Range
Driving distance							
Daily		km	200	50	100	100	300
Annual	330 days	km	66,000	16,500	33,000	33,000	99,000
Fuel Milage							
Gasoline	8,000 kcal/ltr	km/ltr	40.00	10.00	8.00		
CNG	13,000 kcal/kg	km/kg	65.00	16.25	13.00		
Diesel	9,100 kcal/ltr	km/ltr				2.00	2.00
LNG	13,000 kcal/kg	km/kg				2.86	2.86
Refueling at 80% empty							
Fuel gas tank(s) on vehicle		liter	30	120	300	1000	1000
Refuelling		liter	24	96	240	800	800
Refuelling	CNG @ 20MPa	kg	3.5	13.8	34.6	115	115
	LNG density@ 0.427	kg				341	341
Distance: CNG		km	225	225	450	330	330
	LNG	km				975	975
Frequency: CNG	once per	days	1.12	4.50	4.50	3.30	1.10
	LNG	days				9.75	3.25

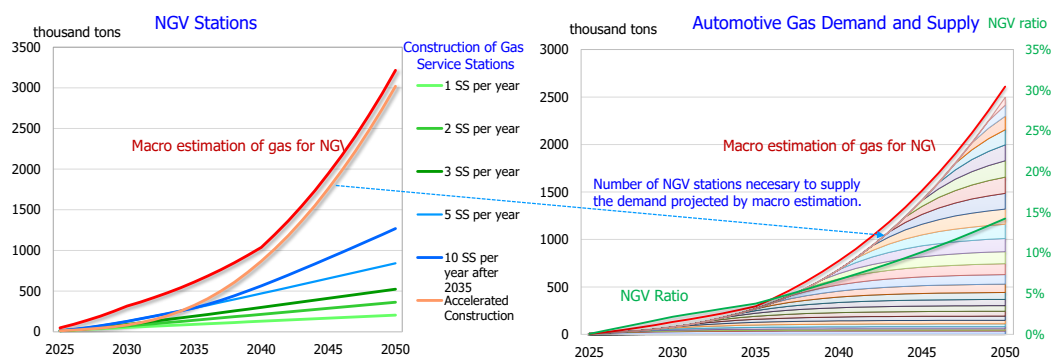
出所：JICA 調査団

7.4.3 天然ガススタンドの展開

7.4.1 で述べたように、少数の自動車を石油駆動からガス駆動に転換するだけで、自動車燃料としての天然ガス消費は急増する。需要増に対応するため、大量のガススタンドの建設が必要になる。このシナリオは以下のように想定する。

- 2025 年のプロジェクト開始時点で、ドドマのサテライト基地に 2 ヶ所、ダルエスサラームからドドマへのルート途中に 3 ヶ所のガススタンドを設置する。
- 翌年からは、ガス需要が期待される別の場所にも追加のガススタンドを建設する。最初のプロジェクトが成功すれば、建設は年々加速していく。

図 7.4-2 に前節で想定した事業のプロファイルを適用したときのガススタンドの建設に伴うガス販売量の見通しを示す。年間 1、2 基のガススタンド建設では左図のマクロ予測には届かない。右図は新規のガススタンド建設が年々増加し、2030 年には 5 基、2035 年には 15 基、以降はさらに増えるケースを示している。総スタンド数は 2030 年には 20 基、2035 年には 75 基、2040 年には 180 基、2050 年には 540 基に到達する計算になるが、このうちいくらかは超大型スタンドへの拡張になるだろう。このケースでのみ、計画上のガス販売量は表 7.4-1 で想定したマクロ予測のトレンドに追いつく。



出所：JICA 調査団

図 7.4-2 ガススタンドの建設と天然ガス販売量

シナリオ設定を検討するため、右グラフの初期段階を拡大して図 7.4-3 に示す。最初の 5 ヶ所の SS だけだとガスの総販売量は LNG 換算 37,000 トン付近で推移する。しかし、追加のスタンドが建設されると、2029 年には 5 万トン、2031 年には 10 万トンを超える。これらの計算は、プロジェクト初期のガス需要は 5 万～10 万トンの範囲に留まることを示唆している。その後需要が急増するならば、ガスは大型 LNG プラントやパイプラインによって供給することになるだろう。

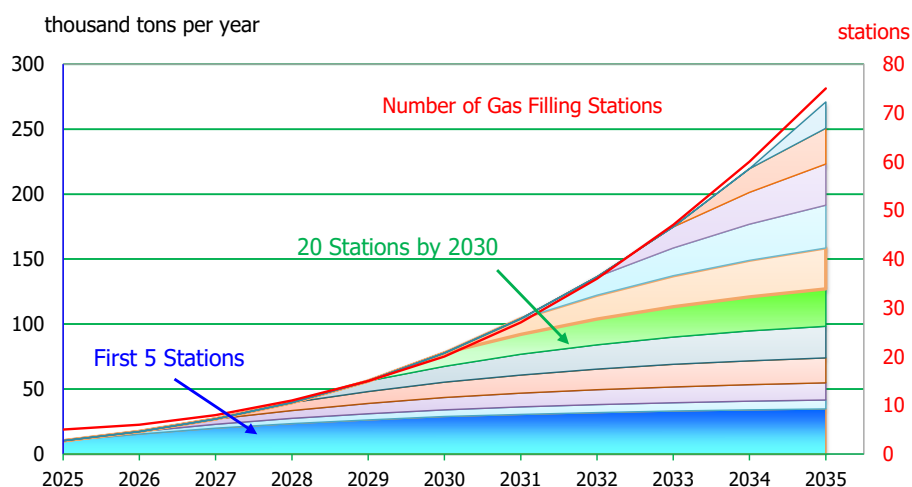


図 7.4-3 ガススタンドの数とガス需要

7.5 地方電化向けのガス供給

バーチャルパイプライン・システムが経済的に成立する場合には、個別の需要規模や経済性にもよるが、遠隔地の地方電化向けに天然ガスを配送することも可能である。

参考までに、電力 2kW を 1 日に 10 時間消費する家庭が 100 戸ある村の燃料需要は以下の計算で求められる。

電力需要：2kW×10 時間×365 日×100 家庭＝730,000 kWh/年

燃料需要：730,000kWh/35%（燃料効率）×860/10,000,000＝179 toe（138 ton LNG）

燃料需要は LNG 換算で年間 138 トンで、18 トンコンテナで月 2 回配達相当となる。地方電化で太陽光発電を主とし、ガス発電機 1 基のみでバックアップを行うような場合、エネルギー消費量はさらに少なくなる。タンザニアではガス発電機は国産の燃料を用いることが有益である。しかし、現時点ではこの選択肢は本プロジェクトの有効需要として取り上げるにはあまりにも小さい。この選択肢は本プロジェクトの成立が確認されたうえで、第 2 フェーズで考慮すべきであろう。

7.6 まとめ

上記の分析を踏まえ、ガス需要の展開については以下のような要素からなるシナリオを想定する。

- a. ドドマの都市ガスの展開
- b. バルク輸送による大口産業需要家
- c. NGV 向けのガス販売
- d. ズズ発電所のガス転換
- e. コージェネ（CHP）の導入

このうち、ズズ発電所と CHP のガス需要はオプションケースとする。投資が初期に集中するため、投資回収速度の決め手となるプロジェクトの初期段階における需要の立ち上げと需要規模とが非常に重要になる。スタンドの新規建設と自動車のガス転換が進む立ち上げ段階では、ガス需要は急速に成長し、これらの活動が成熟する安定段階に入ると需要の伸びは緩やかになる。このような考察から、モデルプロジェクトの需要発展パターンを 2 つに分けて設定することとする。

7.6.1 立ち上げ段階のガス需要

立ち上げ段階の最初の 5 年間について、ガス需要は以下のように展開すると仮定する。

1) ドドマの都市ガス

- a. 新行政区
 - ・ オフィスビルや大使館のガス需要は 2025 年に LNG 換算 500 トンでスタートし、2030 年には同 1,000 トンに増加する。
 - ・ 商業部門のガス需要は 2025 年には 1,500 トンでスタートし、2030 年には 3,400 トンに増加する。
 - ・ 民間部門のガス需要は 2025 年に 50 トン（500 人分）でスタートし、2030 年には 100 トンに増加する。
 - ・ オプションケースで、オフィスビル、大使館、ショッピングモールやホテル向けの CHP のガス需要は 2025 年に LNG 換算 10,000 トン（4 基）でスター

トし、大型ビルが建設される 2030 年には同 20,000 トン（8 基）に段階的に増加する。

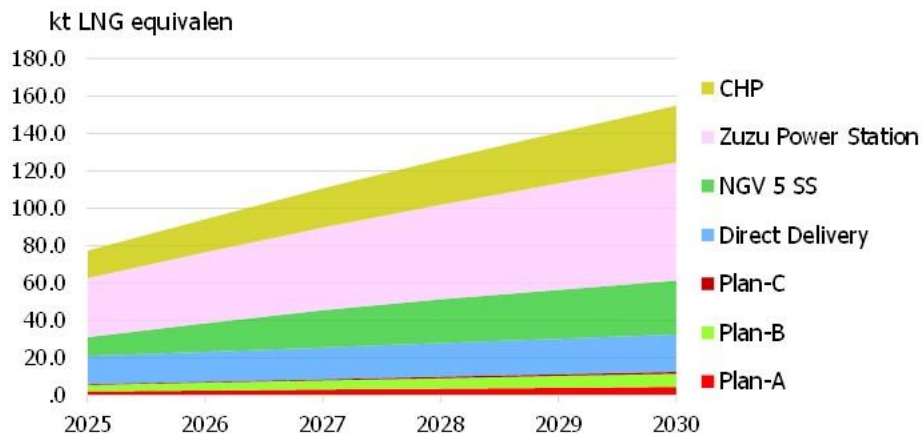
- b. ドドマ市ビジネスセンター地区
 - ・ オフィスビルのガス需要は 2025 年に 500 トンでスタートし、2030 年には 1,000 トンに増加する。
 - ・ 商業部門のガス需要は 2025 年に 1,500 トンでスタートし、2030 年には 3,000 トンに増加する。
 - ・ 民間部門のガス需要は 2025 年に 1,500 トン（15,000 人分）でスタートし、2030 年には 3,000 トンに増加する。
 - ・ オプションケースとして、オフィスビルやホテル向けの CHP のガス需要は 2025 年に 4,000 トン（2-4 基）でスタートし、2030 年には 9,000 トン（5-8 基）に増加する。
 - c. イユンブサテライト基地
 - ・ オフィスビルのガス需要はない。
 - ・ 商業部門のガス需要は 2025 年に 200 トンでスタートし、2030 年には 500 トンに増加する。
 - ・ 民間部門のガス需要は 2025 年に 200 トン（2,000 人分）でスタートし、2030 年には 500 トンに増加する。
 - ・ オプションケースとして、オフィスビルやショッピングモール、ホテル向けの CHP のガス需要は 2025 年に 600 トン（1 基）でスタートし、2030 年には 1,500 トン（3 基）に増加する。
- 2) 大型工場や他の都市のガス網向けのバルク輸送によるガス需要は 2025 年に 15,000 トンでスタートし、2030 年には 20,000 トンに増加する。
 - 3) NGV 向けに LNG を販売するガススタンドの最初の 5 ヶ所は前節で検討した展開パターンを想定する。なおこの事業が成功すればさらに多くのスタンドが建設されるだろう。
 - 4) オプションケースとして、ズズ発電所のガス需要は 2025 年に 31,600 トンでスタートし、2030 年に 63,200 トンに増加して安定期に入るだろう。

これらの予測を図 7.6-1 および表 7.6-1 に示す。

表 7.6-1 ガス需要発展シナリオ

		2025	2026	2027	2028	2029	2030
City Gas		(in LNG tons)					
Plan-A NGC	Office Building	500	600	700	800	900	1,000
	Commercial Facility	1,500	1,880	2,260	2,640	3,020	3,400
	Household	50	60	70	80	90	100
	Sub-total	2,050	2,540	3,030	3,520	4,010	4,500
Plan-B City Centre	Office Building	500	600	700	800	900	1,000
	Commercial Facility	1,500	1,800	2,100	2,400	2,700	3,000
	Household	1,500	1,800	2,100	2,400	2,700	3,000
	Sub-total	3,500	4,200	4,900	5,600	6,300	7,000
Plan-C Iyumbu	Office Building	0	0	0	0	0	0
	Commercial Facility	200	260	320	380	440	500
	Household	200	260	320	380	440	500
	Sub-total	400	520	640	760	880	1,000
Total		5,950	7,260	8,570	9,880	11,190	12,500
Direct Delivery		15,000	16,000	17,000	18,000	19,000	20,000
NGV First five Stations		10,100	15,200	19,900	23,400	26,200	28,800
Options							
Zuzu Power Station		31,600	37,920	44,240	50,560	56,880	63,200
CHP	NGC	10,000	12,000	14,000	16,000	18,000	20,000
	City Centre	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000	9,000
	Iyumbu	600	780	960	1,140	1,320	1,500
	Sub-total	14,600	17,780	20,960	24,140	27,320	30,500
Model Scenarios							
Case-A	Plan-A + Direct Delivery + NGV	27,150	33,740	39,930	44,920	49,210	53,300
Case-B	All but excluding CHP	62,650	76,380	89,710	101,840	113,270	124,500

出所：JICA 調査団



出所：JICA 調査団

図 7.6-1 ガス需要展開シナリオ：初期段階

7.6.2 長期需要成長シナリオのケーススタディ

5年間の立ち上げ段階の後、最初のプロジェクトのガス需要は安定段階に到達し、緩やかな成長に転じる。いずれ需要が供給能力に近付くので、追加のプロジェクトを検討することになる。最初の計画における長期需要の展開パターンを以下のように想定する。

- a. イユンブサテライト基地のガス需要は、都市の発展が成熟期に入ること年 2%に減速する。
- b. サービス部門の発展とガス普及率の上昇に伴って、NGC とドドマ市中心部の都市ガス需要は年 5%で増加する。
- c. プロジェクト評価用の一次的な仮定として、NGV 向けガススタンドの建設は 5 基にとどめている。しかし、NGV は導入政策がスタートすれば、もっと早く普及する可能性がある。
- d. ズズ発電所のガス消費量は同じレベルを保つ。

ガスプロジェクトの経済評価のため、以下の 2 つのシナリオを仮定する。

ケース A：都市ガスシステムは NGC でのみ構築される。天然ガスは NGC、バルク直送ユーザー、NGV 向けの 4 ヶ所のガススタンドに配送する。ガスの総需要から、LNG 換算 100 トン/日× 2 トレインのプラントが建設されるものとする。ガスプラントは 2035 年頃にフル稼働に到達する見込みである。

ケース B：NGC に加えてドドマ市中心部とイユンブの 3 ヶ所に都市ガスシステムを構築する。天然ガスは同時にバルクユーザー、5 ヶ所のガススタンドおよびズズ発電所にも配送する。ガスの総需要からみて、200 トン/日×2 トレインのプラントが建設されるものとする。

表 7.6-2 長期ガス需要シナリオ

	City Gas				Bulk Delivery	NGV First 5 SS	Zuzu Power Station	Case-A		Case-B		CHPs not included
	NGC	City Centre	Iyumbu	Total				NGC+Bulk+NGV SS		Case-A+Zuzu PS		
								t	t/day	t	t/day	
2025	2,050	3,500	400	5,950	15,000	10,100	31,600	27,150	82	58,750	178	14,600
2030	4,500	7,000	1,000	12,500	20,000	28,800	63,200	53,300	162	116,500	353	30,500
2035	5,700	9,000	1,100	15,800	25,600	34,800	63,200	66,100	200	129,300	392	31,970
2040	7,200	11,600	1,200	20,000	32,700	36,500	63,200	76,400	232	139,600	423	33,530
2045	9,200	14,800	1,320	25,320	41,700	37,000	63,200	87,900	266	151,100	458	35,160
2050	11,800	18,900	1,470	32,170	53,200	37,000	63,200	102,000	309	165,200	501	36,880

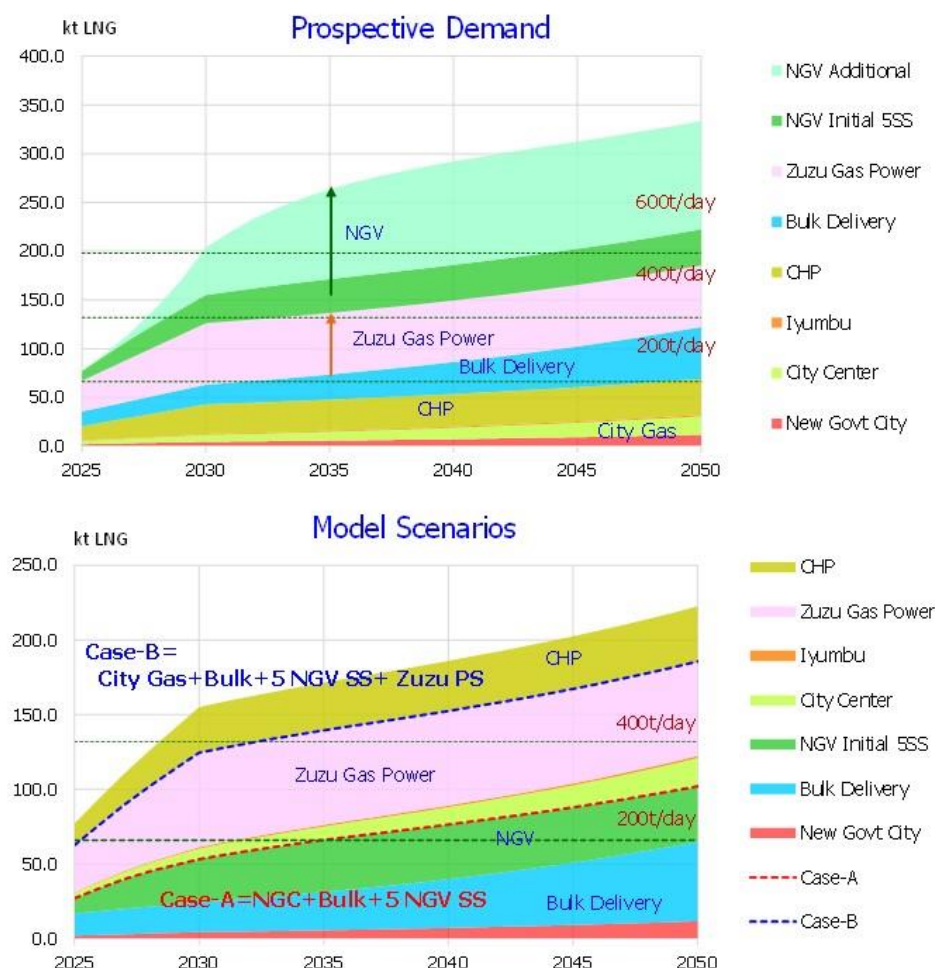
出所：JICA 調査団

7.6.3 留意すべき事項

以下では上記のケース A、ケース B に沿って LNG、CNG、パイプラインによるガス輸送形態別の経済性を比較分析するが、そこにはいくつもの不確定要素がある。このシナリオの確実性を高めるには、下記のような政策の実施について高レベルでの決定が行われる必要がある。

- a. ドドマの都市ガスの発展
- b. NGV の導入
- c. ズズ発電所のガスへの転換

一方、大口産業および商業需要家での燃料転換は多かれ少なかれ商業ベースで進めることになる。上記の政策を遂行するための制度のプラットフォームを設定するためには、いずれにせよ複雑な準備作業が必要になる。



出所：JICA 調査団

図 7.6-2 長期ガス需要発展シナリオ

上記のシナリオについて予想される主な不確定要素は下記のような点であろう。

- 1) ドドマは首都として大きく発展するとの見通しに立ち、都市ガスシステムが積極的に導入されると想定した。ドドマでの開発計画はまだグランドデザインの段階で、実施に移されるかどうかは未定である。使い勝手のよいクリーン燃料としての都市ガスは人々の生活や社会に大きな便益をもたらすが、新興のLPGや薪や木炭などの在来型燃料とも競争しなければならない。まず手頃な価格の燃料でなければならない。パイプの接続には高い初期投資が必要な点から、都市ガスの普及には時間がかかるだろう。
- 2) NGVを導入する上では自動車向け技術サービスや燃料供給システムなど、多岐に

わたり国の自動車政策を見直すという、大きな課題が存在する。一方、NGV が大規模に導入された場合、図 7.4-2 の左側チャートに示すように天然ガス需要の見通しは全く違ったものになるだろう。

- 3) 後述するように、ズズ発電所の燃料としては、天然ガスは現在使用されている軽油より好ましいといえる。しかし、ガス転換は、これとは別に、電力供給システム全体の視点から考えるべき課題である。
- 4) 上記のケース設定では、気候が温暖でグリッド電力料金が比較的安価なドドマでは CHP は含まないものとした。しかし、ガスによる CHP は高いエネルギー効率と排出量の削減を実現できる。これが導入されれば、都市ガスシステムを展開する上で大量の基礎需要をもたらすことができる。

上記のような検討をもとに、図 7.6-2 の下側の図に示すケース A およびケース B のシナリオを用いてバーチャルガスプロジェクトの成否の検討を行う。ただし、需要構成については、さらなる入れ替えも検討することとする。

第8章 天然ガス供給システム

本章ではタンザニアの国内市場向けに天然ガスを届ける様々な手法、すなわちガスの輸送と配送の技術的な概要と課題を検討する。これらの手法についてのコスト推定と経済性評価については第9章で説明する。

8.1 パーチャルパイプラインと都市ガス供給システム

パイプラインは天然ガスの輸送手段として技術的に最も簡便、容易な方法で古くから利用されてきた。しかしながら、パイプラインでは一定のプロジェクト規模が必要、初期投資額が大きい、稼働能力のフレキシビリティが乏しいなどのパイプライン特有の事情が経済性に影響するので、必ずしも常に商業化が可能な選択肢になるとは言えない。天然ガスを陸上輸送する場合、穏やかな地形のルートを通すのであれば、輸送量や輸送距離にもよるが、パイプラインが好ましい選択肢だろう。しかしながら、少量輸送や長距離輸送の場合、必ずしもパイプラインが優れているとは限らない。特に海上輸送の場合はそうである。天然ガスは、その輸送効率に照らし、液化したり（LNG）、圧縮したり（CNG）と形を変えて輸送することができる。図8.1-1は天然ガス輸送量と輸送距離を指標としてパイプラインとLNG、CNGの優位性を比較したものである。この図は輸送量が多く、輸送距離が短いほどパイプラインが有利で、少量の輸送であれば、小規模LNGやCNGに優位性があることを示している。

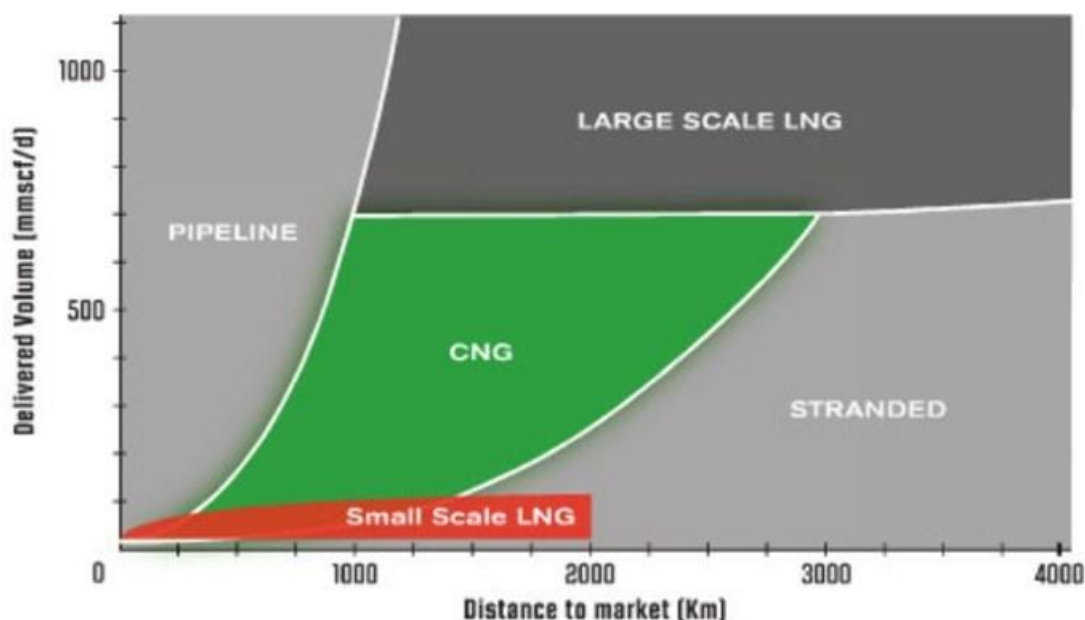


図8.1-1 天然ガスの輸送距離と輸送量に応じた輸送手段

小規模輸送の場合 LNG や CNG をトラックや鉄道、船などで需要地近くのターミナルまで送り、そこで気化して最終ユーザーに供給している。このような供給システムは、パイプ

ラインではないがパイプライン・システムに似た役割を果たすため、バーチャルパイプラインと呼ばれている。バーチャルパイプラインは、本物のパイプラインに代わり、ガスを陸上あるいは海上輸送する手段である。これは図 8.1-2 に示すように、パイプライン未接続地域においてトラック、鉄道、船などを利用して連続的なエネルギーのフローを再現するものである。

一般家庭や産業、商業、公共施設などの最終消費者がガスを利用できるようにするには、供給源と最終消費者を結ぶガス輸送システムを建設することが必要である。エンドユーザーにガスを届ける手段としては、都市ガス網を構築してガス配管を消費施設に繋ぎ込む方法と、ガスを充填した専用の耐圧容器で届ける方法とがある。

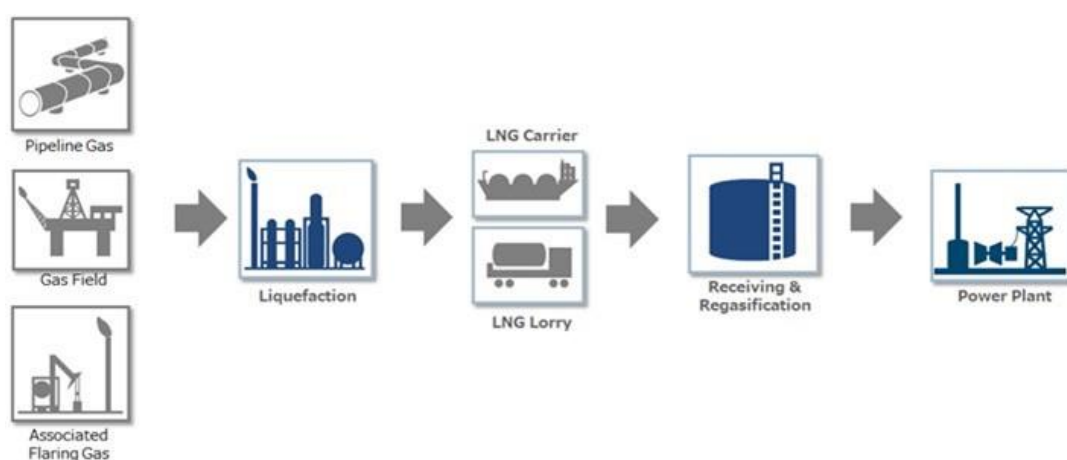


図 8.1-2 バーチャルパイプラインのイメージ (LNG の例)

本章では、タンザニアでのガス需要の開発とガス市場の展開を図る上でのガスの輸送手段として、下記の方法を比較検討する。それぞれの輸送手段の概要は 8.3 節で説明する。

- 1) Mini LNG
- 2) CNG
- 3) DME
- 4) GTL/LPG
- 5) ガス輸送パイプラインについての考察
- 6) LPG 輸送についての考察

8.2 タンザニアにおける運輸・交通システム

タンザニアは広大な大陸国であり、その大きさは南北 1,260km、東西 1,200km にわたり、国土面積は 947,303 平方キロメートルにもものぼる。したがって、タンザニアの陸上交通は同国の経済発展や周辺内陸国にとっても重要な問題である。現在は道路輸送が陸上交通の太宗を担い、旅客輸送の 80%、貨物輸送の 95%を占めている。鉄道は輸送能力が低くサービスも悪いため、過去数十年にわたり衰退してきた。航空や海上輸送サービスはまだ発展途上

にあり、将来は大きく増えることが予想されている。さらに、タンザニアからザンビアへ向けて原油パイプラインが敷設されており、ムトワラからダルエスサラームまでの天然ガス幹線パイプラインも稼働を開始している。この他、ウガンダからタンガへ向けた東アフリカ原油パイプライン（EACOP）も建設中であり、将来的に輸出が始まる。2021年4月には全長600km、総工費11億米ドルのタンザニアからケニアのモンバサへ向けた野心的なガスパイプライン計画が調印された。

タンザニア国内の経済開発を支援するためにいくつかの重要インフラプロジェクトが計画されており、そのうちいくつかは下記のように進められている。

- a) ダルエスサラームからモロゴロ、ドドマ、ムワンザまでの標準軌電気鉄道建設。ダルエスサラーム～モロゴロ区間（205km）は2021年後期に開通する計画である。
- b) ダルエスサラーム港への道路・鉄道アクセスの向上を図る統合マルチモーダル運輸システムの建設。これには港湾施設の改善、ダルエスサラーム～チャリンゼ高速道路（144km）、ルヴ・ドライポートの建設などを含む

小口あるいは供給網に連絡されないユーザーへのガス配送を経済的、効率的に実現する「バーチャルパイプライン」を構築するうえで、上記のような運輸・交通インフラストラクチャーの改善は不可欠である。

8.2.1 鉄道部門

（1）狭軌鉄道と改善計画

現在、タンザニアにおける国営鉄道ネットワークは全長3,682kmで、そのうち2,707kmが旧型狭軌（1,000mm）でタンザニア鉄道公社（TRC）が運営している。また975kmは狭軌（1,067mm）で、タンザニア・ザンビア鉄道庁（TAZARA）が運営している⁵²。TRLは2,707kmの鉄道ネットワークのうち、2,126km（79%）の路線で現在運行を実施している。

- a) 中央線：ダルエスサラーム～タボラ～カリウア～キゴマ（1,251km）
- b) ムワンザ線：タボラ～イサカ～ムワンザ（379km）
- c) リンク線：ムルアズィ～ルヴ分岐駅（188km）
- d) タンガ・コログウェ線（98km）
- e) ムパンダ線：カリウア～ムパンダ（210km）

しかしながら、鉄道設備は老朽化しており、またサービスも不十分であるため、鉄道は長らく道路輸送に顧客を奪われてきた。とはいえ、タンザニアは広大な国であるため、鉄道システムを再生し、タンザニア国内の経済発展を支え、後背地にある国々との貿易を促進するために、国内の商品・資材の物流を強化し、それを強力に支える鉄道幹線を整備することは戦略的に重要である。このため、同国は鉄道整備プロジェクトのために5億ドルを計上し、さらにソフトローンも確保しようとしている。

⁵² RELI Assets Holding Company Limited (RAHCO), “11th Joint Transport Sector Review (JTSR2017)”

Box: TRC から TRL へ鉄道システムの再編成

タンザニアの鉄道は、1905 年に植民地であったドイツ領東アフリカの二番目の鉄道プロジェクトとして建設されたが、衰退傾向に歯止めをかけるために国営タンザニア鉄道公社（TRC）は一度解体され、2007 年にタンザニア政府（49%）とインド鉄道技術経済サービス公社（RITES, 51%）が共同出資する民間企業「タンザニア鉄道有限会社（TRL）」として 2007 年に設立された。TRL の設立までは、中央線は 1977 年以来 TRC が運営してきた。新システムの運営会社として 2002 年に国営の Reli 資産保有公社（RAHCO）が設立された。同社は鉄道インフラ整備の推進、開発、管理、保守などの業務を担い、合弁事業や受託契約を通じて鉄道運輸サービスを提供している。RAHCO は 2002 年鉄道法の規定により、鉄道運輸サービスの提供を行う権限を TRL へ委託した。しかしながら、輸送量の減少を受けて政府は 2011 年に RITES の株式持分を買い戻し、その一方で TRL による鉄道運行は継続とした。2017 年 9 月、2017 年鉄道法案が議会を通過し、タンザニア鉄道会社（新 TRC）の名称で新しい鉄道機構の設立が進められている。この機構により鉄道施設の管理と運営の統合が予定されている。

出所: Tanzania Railway Limited website, <http://www.trl.co.tz/>, and others

この政策の下で、政府はダルエスサラーム～モロゴロ区間（300km）およびモロゴロ～マクトゥポラ区間（ドドマ北部、422km）の標準軌鉄道の建設を開始した。建設業者がこれら二区間の建設に着手しており、政府はさらに残りのマクトゥポラ～タボラ区間（249km）、タボラ～イサカ区間（133km）、イサカ～ムワンザ区間（249km）の建設に向けた資金調達を行っている。新しい標準軌鉄道線は中央回廊に沿って敷設されている旧型狭軌鉄道線に平行して建設される予定である。この戦略では、旧型狭軌鉄道線は後背地やウガンダ、コンゴ民主共和国、ルワンダ、ブルンジなど隣国への貨物輸送促進に用い、その一方で既存の旧型狭軌鉄道線は国内遠隔地向けの貨物・旅客輸送を支えるという方針が採られている。

さらに重要な点としては、タンザニア複合一貫輸送・鉄道開発プロジェクト（TIRP）が計画されており、これはダルエスサラーム～イサカ間（970km）の狭軌鉄道で信頼性の高いオープンアクセスが可能な路線を提供することを目的としている。同計画は表 8.2-1 に示す四分野の事業で構成されている。

表 8.2-1 プロジェクトの事業分野別予算

Component Name	Cost(USD Millions)
Component A: Improvement of Rail Infrastructure	232.5
Component B: Rolling Stock	19.3
Component C: Development of Isaka Terminal, Ilala Goodshed and Dar es Saaam Port Platform	15.3
Component D: Institutional Strengthening, Capacity Building and Implementation Support	32.9
Total	300.0



図 8.2-1 タンザニアにおける鉄道網：既存システムと将来の計画

本計画では、中央鉄道線のダルエスサラーム～イサカ間の改修に焦点を当てており、最低軸重 18.5 トンの達成を目指している。この目標達成のため、プロジェクトでは以下の提案がなされている。

- a) ダルエスサラーム～ムニシガラ区間（308km）とイガルラ～タボラ区間（39km）の 80 ポンドレール再敷設プロジェクト
- b) 強度不測の架橋を、最低軸重 18.5 トンに対応できる構造へ改修
- c) 安全な鉄道運行のための鉄道管理システム
- d) 新規の機関車 3 輛とフラット貨車 44 輛の購入、および既存の機関車の改造
- e) TRL、RAHCO、SUMATRA、MoWTC のプロジェクト実施能力の強化

とりわけ、標準軌による中央鉄道（SGR）の建設には高度な先端技術が用いられ、出力も向上する予定である。その結果、次のような改善が実現する。

- a) スピードは現在の時速 30km から時速 160km へ引き上げ
- b) 軸重は現在の 13 トンから 35 トンへ引き上げ

現在のプロジェクト進捗状況は下記の通りである。

(i) インフラストラクチャー

パッケージ A：ダルエスサラーム～キロサ区間（全長 283km、橋梁 122 本）

- ・ 2017 年 6 月に線路および橋梁の改修パッケージの入札を実施、2017 年 9 月 20 日に開札、China Civil Engineering Construction Corporation が受注した
- ・ パッケージ A 工事の監督コンサルタントの募集を進めており、入札の技術・財務条件評価を実施中

パッケージ B：キロサ～イサカ間（全長 687km、橋梁 270 本）

- ・ 2017 年 10 月 4 日に線路および橋梁の改修にむけた入札が始まり、2017 年 11 月 22 日の開札で、China Civil Engineering Construction Corporation が受注した
- ・ パッケージ B の橋梁・線路改修事業を監督するコンサルタント募集が行われており、入札の技術・財務条件評価の段階にある

(ii) ダルエスサラーム港複合一貫輸送積み替えターミナルの鉄道レイアウトおよびイララ操車場とイサカ ICD 操車場の設計・アップグレードが進行しており、2017 年 11 月に完了する見込み

プロジェクトの設計・監督コンサルタントが決まり、作業に入っている。

また、標準軌による新中央線計画の状況は下記の通りである。

- ・ ダルエスサラーム～モロゴロ区間（205km）建設のための 12 億ドルの設計・建設契約が、2017 年 2 月 3 日に RAHCO と YAPI MERKEZI（トルコ）と MOTA-ENGIL（ポルトガル）の合弁企業の間で締結された。現在、建設作業が進行中。
- ・ 2021 年夏に作業の 92.7%が完了。11 月に 42 機の電気機関車が納品され、機関士の訓練が開始予定。
- ・ モロゴロ～マクトゥポラ区間（336km）の設計・建設契約が、2017 年 9 月 29 日に RAHCO と YAPI MERKEZI（トルコ）の間で締結された。建設作業は現在進行中である⁵³。
- ・ マクトゥポラ～タボラ区間（249km）、タボラ～イサカ区間（133km）、イサカ～ムワンザ区間（249km）の建設・改修計画について、タンザニア政府による資金調達が行われている。

(2) TAZARA

既存の鉄道システムとは別に、全長 1,860km にわたる TAZARA 鉄道が 1970 年から

⁵³ <https://www.youtube.com/watch?v=-C7JZvJvdaQ>

1975 年にかけて中国の支援によって建設された。これは南部アフリカ騒乱の最中、ザンビアの産銅地帯から白人の支配地域を通過せずに臨海港湾へ到達する新ルートを開拓するためであった。

TAZARA 鉄道の軌間は 3 フィート 6 インチ (1,067mm) で、ケープ・ゲージとして知られており、アフリカ南部で広く使用されている。TAZARA はザンビアの Kapiri Mposhi で、同じくケープ・ゲージのザンビア鉄道と接続している。南アフリカのロボス鉄道は「プライド・オブ・アフリカ号」と呼ばれる豪華列車による定期ツアーを催行しており、ケープタウンからダルエスサラームまでは TAZARA 経由で運行している。TAZARA 鉄道ではダルエスサラームと周辺地域を結ぶ通勤列車サービスを 2012 年に開始した。上述のように、TAZARA 鉄道を除くタンザニアの鉄道の軌間は 1,000mm (3 フィート 3 3/8 インチ) である。そのため、1998 年にモロゴロ南部のキダトゥに既存の鉄道線に接続するための積み換え駅が建設されている。

TAZARA 鉄道は 1986 年に貨物輸送量のピーク 120 万トンを記録した。しかしながら、1990 年にナミビアが独立を果たすと、同国経由がザンビア産銅鉱石を海上出荷する最短ルートとなり、TAZARA 鉄道の貨物輸送量は 2014/15 年度にはわずか 88,000 トンと、輸送能力の 2%以下にまで激減してしまった。近年タンザニア政府とザンビア政府は TAZARA 鉄道の改編にむけた法律面のボトルネックを解消するために TAZARA 法 1995 年第 4 号を見直すことに合意し、ビジネス環境を改善したり民間部門を取り込みながら運営を効率化するなどして、商業運営可能な事業にしようとしている。しかしながら、TAZARA 鉄道の再開発計画についてはまだ草案もできていない。

(3) 長期開発計画

長期的な観点において、RAHCO は図 8.2-2 に示すように中央回廊、北部回廊、南部回廊という三つの回廊を構築する戦略目標を提案している。この提案は、a) 北部と隣国を鉄道ネットワークで接続すること、および b) 南部内陸地域に陸封されている豊かな鉱物資源を輸送するための新しいシステムを構築することを目指している。

a. 標準軌中央線の建設（中央回廊）

タンザニア政府は中央鉄道ネットワークの標準軌による建設を進めている。提案されたプロジェクトは経済の大動脈となり、同国の中央部や北西部に加え、ウガンダやルワンダ、ブルンジ、コンゴ共和国、ザンビアなどの隣国にも利用されよう。標準軌で計画されている鉄道ネットワークは、全体で 2,561km に及び、次のような路線構成となっている。

- a) ダルエスサラーム～イサカ～ムワンザ (1,219km)
- b) タボラ～ウヴィンザ～キゴマ (411km)
- c) カリウア～ムパンダ～カレマ (321km)
- d) イサカ～ルスモ (371km)
- e) ケザ～ルヴブ (36km)
- f) ウヴィンザ～カレマ～（ブルンジの）ムソンガティ (203km)

現在、第一区間のダルエスサラーム～モロゴロ間（205km）の工事はほぼ完了し、第二区間のあるモロゴロ～ドドマ間では建設工事が進行中である。ドドマ（マクトゥポラ）～タボラ間（249km）、タボラ～イサカ間（133km）、イサカ～ムワンザ間（249km）の区間については、建設に向けた資金調達が行なわれている。

- b. 北部回廊（北部鉄道線）：タンガ～アルーシャ～ムソマ、およびエンガルカとミンジン
グ鉄道への支線

この標準軌鉄道線は、北部タンザニア回廊のタンガ～アルーシャ間（438km）間で既存路線に建設する。既存のレールを標準軌に置き換え、さらにヴィクトリア湖のムソマ港まで延長する（約 600km）。支線としてエンガルカのソーダ灰鉱山やミンジングのリン酸塩鉱山に接続し、全長は 1,108km になる。

現在、タンガ～アルーシャ区間の詳細設計およびアルーシャ～ムソマ区間のフィー
ジビリティ・スタディは完了している。

- c. 南部回廊：ムトワラ～ソングア～ムバンバ・ベイ、およびリアンガとムチュチュマへの
支線

地理的には、南部回廊はタンザニア南部地域、モザンビーク北部、マラウイ北部およ
び中央部、ザンビア東部および北部をカバーし、リンクするように設計されている。
1,000km にわたる南部鉄道回廊は、ムトワラ港とニヤサ湖（マラウイ湖）のムバンバ・
ベイを結び、ムトワラ港の西方に位置するリガンガ鉄鉱石鉱山やムチュチュマ炭鉱と
も接続される予定。

現在、フィージビリティ・スタディと基本設計が完了し、事業アドバイザー起用のた
めの入札書の準備中である。現在までにダルエスサラームからドドマまで標準軌鉄道
の建設がすでに始まっているが、この鉄道は天然ガス普及促進プロジェクト調査にお
けるバーチャルパイプライン・システムの現実的なオプションになるだろう。鉄道シス
テムの近代化が全国に広がれば、天然ガスはマルチ・モーダルなバーチャルパイプライ
ン・システムを通じてさらに遠隔地に供給されることになるだろう。

8.2.2 道路部門

(1) タンザニアにおける道路システムとネットワーク

タンザニアでは国土が広く鉄道システムが未発達であるため、道路網が主要な運輸ネッ
トワークとなっている。2016 年 6 月現在、タンザニアの主要道路ネットワークは 35,000km
で、そのうち 12,786km は幹線道路、22,214km は地方道路である。道路網の建設と補修は、
公共事業・運輸・通信省の監督下にあるタンザニア国家道路機関（TANROADS）が担当し
ている。2017 年 6 月から、タンザニア地方都市道路機関（TARURA）が地方政府から地方
道路に関する維持補修業務を移管されている。

Tanzania Trunk and Regional Roads



出所： <http://www.tanzaniainvest.com/wp-content/uploads/2016/11/tanzania-roads-network.jpg>

図 8.2-2 タンザニアの幹線・地方道路

表 8.2-2 タンザニアの道路システム

Road Type		Length (km)	Total Length (km)
Trunk	Paved	7,773	12,786
	Unpaved	5,013	
Regional	Paved	1,433	22,214
	Unpaved	20,781	
Total		35,000	35,000

出所： TANROADS Paper for Eleventh Joint Transport Sector Review (JTSR) Meeting, p. 2.

タンザニアの道路は、幹線道路、地方道路、行政区道路、支線道路、都市道路の5つのカテゴリーに分類される。タンザニアの道路網は同国の国境を越えて発展しており、東アフリカ共同体（EAC）回廊にも接続し、ケニアやウガンダまで続いている。タンザニアは地理的に、ウガンダやルワンダ、ブルンジ、コンゴ、ザンビア、マラウイなど内陸国の物流の玄関口となっている。したがって、道路網の開発は周辺地域の経済発展にとっても重要であると指摘できる。EACの主要な回廊でタンザニアを通過するものは、以下の通りである（太字はタンザニアの都市を示している⁵⁴）。

- 中央回廊（Central Corridor）： Dar es Salaam – Morogoro – Dodoma – Singida – Nzega – Nyakanazi – Burundi - Kigali - Gisenyi (3,100km)
- ダルエスサラーム回廊（Dar es Salaam Corridor） Morogoro – Iringa – Mbeya - Tunduma (1,100km)
- ナマンガ回廊（Namanga Corridor）： Iringa – Dodoma – Kalema – Arusha – Nairobi – Thika – Muranga – Embu – Nyeri – Nanyuki – Isiolo – Marsabit - Moyale (1,800km)

⁵⁴ JICA (2014) Comprehensive Transport and Trade System Development Master Plan in the United Republic of Tanzania, p. 4-1.

- d) スンバワンガ回廊 (Sumbawanga Corridor) Tunduma – Sumbawanga – Kasulu – Makamba – Nyanza – Lac – Rumonge – Bujumbura (1,300km)
- e) シラリ回廊 (Sirari Corridor) Lokichokio – Lodwar – Kitale – Bungoma – Kisumu – Kisiji – Mwanza – Biharamulo (1,500km)
- f) 海岸回廊 (Coastal Corridor) Mingoyo – Dar es Salaam – Chalinze – Vanga – Mombasa – Malindi – Lamu (1,500km)
- g) ムトワラ回廊 (Mtwara Corridor) Mtwara – Mingoyo – Masasi – Tunduru – Songea – Mbamba Bay (800km)
- h) アリユーシャ回廊 (Arusha Corridor) : Arusha – Moshi – Himo – Lushoto – A1 (500km)

一般的にタンザニアの道路網は発展途上にあり、舗装状況はさらに改善の必要がある。2017 年 6 月現在、タンザニアの舗装道路は 9,206km に達しており、そのうち 40%が良好 (Good)、47%が適正 (Fair) であった⁵⁵。2002 年以降、道路の状況は道路部門 10 カ年開発計画に沿って向上を続けており、とりわけ幹線道路は優先的な投資を受けている⁵⁶。一方で、地方道路の建設・補修作業は大幅に遅れている。タンザニアでは鉄道運輸サービスはシステム状況が良くないために一般的ではなく、道路システムがロジスティクスを支えている。しかしながら、それによって道路の交通量が増加し、重量の重い大型車両数も増えている。したがって、このような交通状況が道路状況に悪影響を与えており、維持コストの増加にもつながっている。

道路部門の予算および財源についてみると、TANROADS は道路建設や維持についての予算管理権限がない。予算は国家予算、国際機関および産油国開発基金からの援助などに頼っている⁵⁷。タンザニア政府はガソリン税収入を道路修復維持特別基金に組み入れている。公式統計によると、幹線道路の修繕・維持作業は概ね計画の 80%を達成しているが、地方道路では計画の 30%程度しか達成されていない。現状においては、予算上の制約や請負業者の賃金遅配によって道路の修繕・維持プログラムに遅れが見られている。

(2) 道路部門の長期開発計画

タンザニアでは、道路網開発が社会経済発展を推進するための優先事項と位置づけられている。TANROADS はビジョン 2025、開発 5 か年計画、国家運輸政策、交通部門投資プログラム (TSIP) などによって道路の建設・修繕プログラムを実施している。

タンザニア政府は 1999 年にビジョン 2025 を打ち出し、発展途上国を卒業して中所得国へ移行することを目指している。政府はこのビジョンに沿って、経済・社会開発プログラムを実行しているが、「道路ネットワークの開発は地方の発展にとって不可欠なものである」と強調されている。しかしながら、同ビジョンの見直し作業では貧弱な経済インフラの問題

⁵⁵ Tanzania National Roads Agency (2017) TANROADS Paper for Eleventh Joint Transport Sector Review (JTSR) Meeting, p. iv.

⁵⁶ African Development Bank (2013) *Tanzania Transport Sector Review*, p. 33.

⁵⁷ Tanzania National Roads Agency (2017) *TANROADS Paper for Eleventh Joint Transport Sector Review (JTSR) Meeting*, p. 2.

が指摘されており、とりわけ運輸部門がタンザニアの地域・国際貿易におけるボトルネックだと指摘されている。このため、新国家開発計画では電力・運輸部門の質の向上のためのさらなる投資が必要だとされている⁵⁸。

表 8.2-3 道路復旧・修繕プロジェクトにおける FS 完了プロジェクト一覧

	Name of the Project	Length (Km)	Estimated Cost (Million USD)
Rehabilitation Project	Nayanguge-Magu-Musoma	85	77
	Mtwara-Masasi Road	200	180
	Makambako-Songea Road	295	266
	Same-Himo-Marangu and Mombo-Lushoto Projects	132	120
	Lusahunga-Rusumo Road Project	92	83
	Kobero-Nyakasanza	58	52
	(Total)	862	778
Upgrading Projects	Makurunge-Saadani-Pangani-Tanga	178	142.4
	Tabora-Koga-Mpanda	363	-
	Mbinga-Mbamba Bay	67	-
	Makongolosi-Rungwa-Itigi-Mkiwa	277	249.5
	Nyahua-Chaya	85	-
	Urambo-Kaliua	28	-
	Kazilambwa-Chagu	36	32
	Uvinza-Ilunde-Malagarasi	51	46
	Kidahwe-Kasulu/Mugina-Nyakanazi	250	225
	Mpanda-Uvinza-Kanyani (Kasulu)	141	126
	Kibaoni-Sitalike (Katavi)	74	67
	Lolindo-Mugumu-Natta Road	131	118
	Bomang'ombe-Sanya Juu-Kamwanga	68	61
	Kyaka-Bugene/Benako Road, Bugene-Benako Section	124	99.2
	Handeni-Kiberashi-Kwamtoro-Singida	461	369
	Musoma-Makoji-Busekela Road	92	73.6
	Kisarawe-Mlandizi Road	119	95.2
	(Total)	2,545	1703.9

出所：Tanzania National Roads Agency (2017) TANROADS Paper for Eleventh Joint Transport Sector Review (JTSR) Meeting

国家運輸政策ではタンザニアの経済発展を達成するうえで運輸部門では複数の目標が設定されている。道路システムについては、同部門の非効率性に起因する高い輸送コストとアクセスの制約に対処するため、2018 年までに地域の主要都市を結ぶすべての幹線道路のアスファルト舗装を集中的に進めようとしている⁵⁹。表 8.2-3 にあるように、TANROADS は 2017 年までに、道路のフィージビリティ・スタディと復旧・修繕プログラムの策定を完了している。しかしながら、プロジェクトの半分にはタンザニア政府やアフリカ開発銀行、クウェート基金、アブダビ開発基金、OPEC 基金などによる予算が付いているが、残りの半分には予算が付いていない。

今後の 3 年間について、TANROADS は道路保守・開発プログラムの実施計画を策定して

⁵⁸ African Development Bank (2013) Tanzania Transport Sector Review, pp. 22-23.

⁵⁹ African Development Bank (2013) Tanzania Transport Sector Review, p. 25.

いる。2017/18 年度の保守プログラムでは、予算の 78%にあたる 4440 億タンザニア・シリングが幹線・地方道路の保守に配分されている。2017/18 年度～2019/20 年度の開発プログラムでは、タンザニア政府は道路基金からの予算配分を試みているものの、表 8.2-4 に示す通り承認済みプラス予算額の 44%が開発パートナーの拠出によるものとされている。保守・開発計画を進めるには、まず十分な予算の確保と効率的な執行が重要である。

表 8.2-4 道路開発予算（2017/18～2019/20 年度）

Project Description	Approved Budget for FY 2017/18		Budget Estimates for FY 2018/19		Budget Estimates for FY 2019/20	
	Local (TShs Million)	Foreign (TShs Million)	Local (TShs Million)	Foreign (TShs Million)	Local (TShs Million)	Foreign (TShs Million)
Trunk and Regional Roads	606,655.00	469,213.79	679,453.60	525,519.45	760,988.03	588,581.78
Total	1,075,868.79		1,204,973.05		1,349,569.81	

出所：Tanzania National Roads Agency (2017) TANROADS Paper for Eleventh Joint Transport Sector Review (JTSR) Meeting,

上記のプロジェクトに加え、いくつかの道路開発・保守プログラムが国際ドナーによる資金拠出を受けている。世界銀行は現在、国内の様々な舗装済み幹線道路の修繕に特化した「運輸部門支援プロジェクト」(TSSP)、ダルエスサラーム回廊のマフィンガ～イグワ道路における保守・修繕を目的とした「南アフリカ貿易・運輸促進プロジェクト」、そしてタンザニア国内の回廊同士の接続を改善することを目的とした「タンザニア回廊開発プロジェクト」の三つの主要道路プロジェクトに資金を拠出している。さらに、アフリカ開発銀行は農業部門推進のための道路部門改修プログラムに資金拠出している⁶⁰。

8.2.3 港湾部門

タンザニアにとって海上貿易は、ガソリンや LPG を含む商品を輸入に頼っていることもあり、経済発展を支える重要な部門のひとつである。タンザニアの玄関口として、港湾部門は常に道路や鉄道などの他の交通セクターと接続されている。将来は、内航船を使ってタンザニア産 LNG を生産地から消費地へ運搬することも可能になるであろうし、タンザニアの主要港から近隣の国際市場へ向けて LNG を輸出することもできるだろう。

タンザニアには、いくつかの大型港と小型港が存在する。主要大型港は、ダルエスサラーム、タンガ、ムトワラにあり、小型港はキルワ、リンディ、マフィア、パンガニ、バガモヨ、ミキンダニにある⁶¹。主要港湾はタンザニア港湾庁 (TPA) が運用している⁶²。タンザニアの主要港湾では、ダルエスサラーム港が最大規模で、2010/11 年度は 1,000 万トンの貨物を取

⁶⁰ Ministry of Works, Transport and Communication (2017) *Eleventh Joint Transport Sector Review* (JTSR 2017), pp.14-18.

⁶¹ African Development Bank (2013) *Tanzania Transport Sector Review*, p. 64.

⁶² Ministry of Works, Transport and Communication (2017) *Eleventh Joint Transport Sector Review* (JTSR 2017), p. 7.

り扱った⁶³。同港は喫水が最大 9.4m、全長 200m の船舶が入港することができ、TPA が 11 バースを運用している⁶⁴。貨物取扱量は 2006 年から 2010 年にかけて年率 8% で増加し、港湾能力の拡張は喫緊の課題となっている。

タンガ港はタンザニア北部に位置し、アリューシャや有名な観光地であるキリマンジャロなどの主要な都市・場所の物流上の玄関口である。同港は古い歴史があるものの、港湾の規模はダルエスサラーム港やケニアのモンバサ港など地域の主要規模港湾と比べて小さい。しかしながら、タンガ港は全長 1,445km のウガンダ・タンザニア原油パイプライン (UTCOP) の出荷港に選定され、2017 年には合意が締結されたため、現在エネルギー市場から注目を集めている。ただし、タンガ港の水深は浅いため、はしけ (バージ) 運搬の港のみである。したがって、貨物取り扱いバースをいくつか有しているものの、タンガ港の利用は限定的である⁶⁵。

ムトワラ港はタンザニア最南部に位置しており、推定 5Tcf のガス埋蔵量を持つムナジベイ・ガス田に近い。将来の LNG 輸出ターミナルは、ムトワラ北部のリンディに計画されている。ムトワラ港は物資や貨物の受け入れ、建設現場の労働者向けの日用品の取り扱いなど、ガス産業立ち上げの段階において重要な役割を担うと考えられる。最近まで、ムトワラ港は農産物の輸出にしか用いられていなかったが、将来の発展に向けた可能性があると思われる。

以上のように、タンザニアの経済発展にとって貨物輸送部門、すなわち港湾、道路、鉄道の拡大は極めて重要である。バーチャルパイプラインについて考えると、港湾は国内の内陸地にある需要地に向けた天然ガスの運搬・受け入れにおいて、重要な役割を担うことになるだろう。

8.3 バーチャルパイプラインと都市ガス供給システム

本節では、バーチャルパイプラインを構成するガス輸送システムの候補についての技術面および課題の特徴について概説する。個別の費用および経済性評価についての検討は第 10 章で行う。

8.3.1 ミニ LNG

(1) ミニ LNG 及びガスデリバリーチェーンの概要

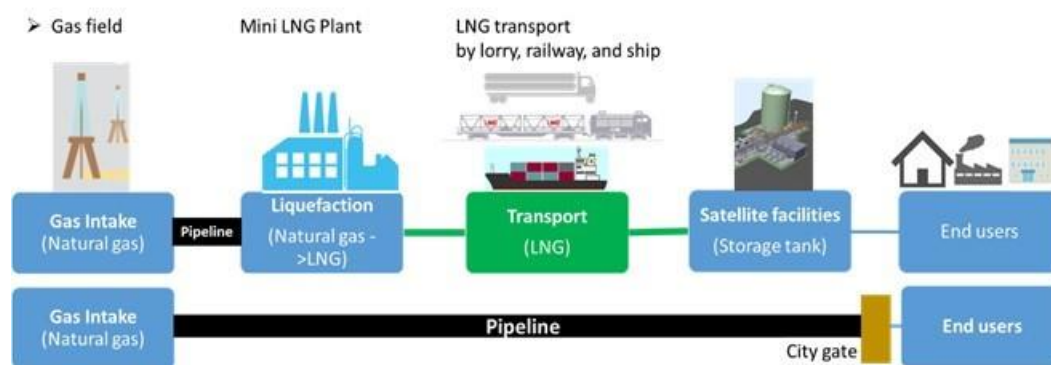
ミニ LNG プラントで生産する液化天然ガス (以下 LNG) の輸送システムは、バーチャルパイプラインの 1 つの選択肢である。この LNG 輸送システムは、1) ミニ LNG プラントでの天然ガスの液化、2) LNG 輸送、3) サテライト施設での再ガス化、4) 消費者であるガス火

⁶³ African Development Bank (2013) *Tanzania Transport Sector Review*, p. 70.

⁶⁴ African Development Bank (2013) *Tanzania Transport Sector Review*, p. 73.

⁶⁵ African Development Bank (2013) *Tanzania Transport Sector Review*, p. 79.

力発電、工場、商業施設、及び一般家庭への供給システムから成る。ガスデリバリーチェーンの概略図を図 8.3-1 に示す。



出所： JICA 調査団

図 8.3-1 ガスデリバリーチェーン概要

ミニ LNG プラントへの天然ガス供給は、既存のパイプライン、あるいは開発されるガス田からのパイプラインから供給される。ミニ LNG プラントは、ガス前処理装置、液化装置、LNG 貯蔵施設、出荷設備、ユーティリティ及びオフサイト設備で構成される。ミニ LNG プラントに適した液化プロセスには、1) SMR (Single Mixed Refrigerant) プロセス、及び 2) N₂ プロセスがある。ミニ LNG プラントは、一般的に、年間 100 万トン以下の LNG を生産する規模のプラントであり、ガスの消費量に応じて LNG プラントの生産能力が決まる。

(2) LNG 輸送方法

ミニ LNG プラントで生産された LNG は LNG タンクローリー、LNG タンクコンテナトレーラー、あるいは LNG コンテナ貨車にて、再ガス化を行うサテライト設備まで輸送される。サテライト設備は、LNG 貯蔵タンク、気化器、熱量計測装置、及び配管で構成される。ミニ LNG プラントからサテライト設備までの、LNG 輸送方法を図 8.3-2 に示す。

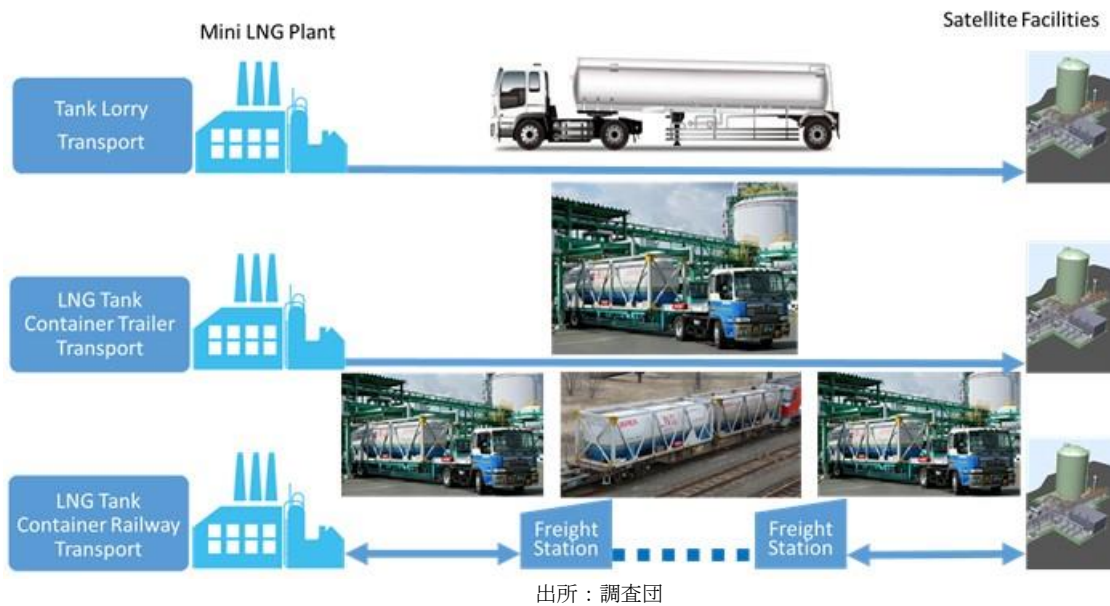
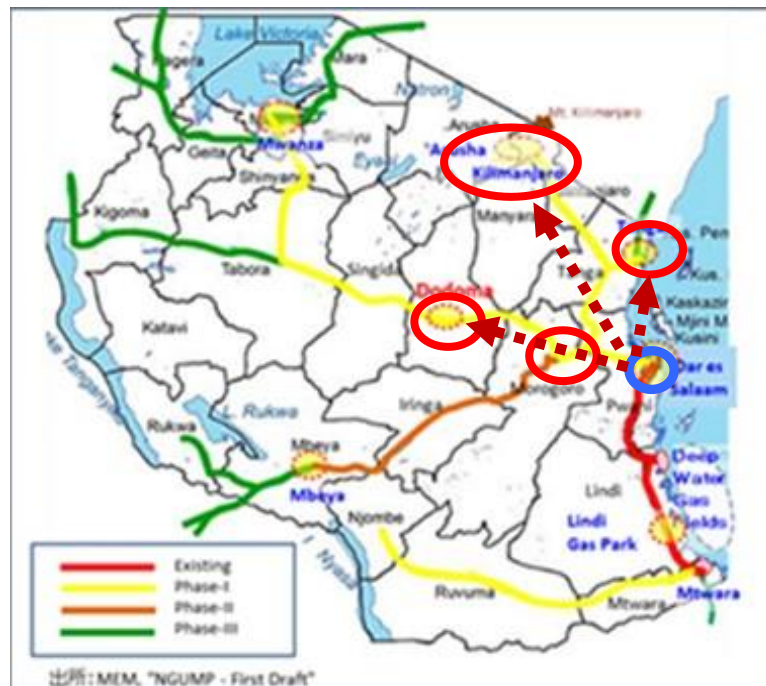


図 8.3-2 LNG 陸上輸送手段



図 8.3-3 LNG タンクローリー、コンテナ

タンザニアにおける最適な LNG 輸送方法は、各消費地でのガス需要量、燃料コスト、消費地の拡張性、LNG 輸送システムの CAPEX/OPEX、交通量状況、環境影響等を考慮・検討し決定する。ミニ LNG プラントからガス消費者までの LNG 輸送のイメージ図を、図 8.3-4 に示す。



- High Energy Demand Areas (Satellite Station)
- ← Transportation by LNG containers
- Base Station (Mini-LNG Plant)

図 8.3-4 Mini-LNG ガスデリバリーチェーン

このガスデリバリーチェーンにおいては、ミニ LNG プラントは、既存のパイプラインからの天然ガス供給があるダルエスサラームに建設され、ミニ LNG プラントで生産された LNG はドドマ、モロゴロ、タンガ、アルーシャ、キリマンジャロ等の地方の消費地に輸送される。再ガス化の為にサテライト施設は各消費地に建設される。ガス消費量が増大した場合は、ガスパイプラインを新設し、本 LNG 輸送システムは新たな消費地に輸送先を変える。

(3) LNG 陸上輸送の優位性と劣位性

パイプラインでのガス輸送と比較した場合の LNG 陸上輸送の優位性及び劣位性を表 8.3-1 に示す。

表 8.3-1 ミニ LNG ガス輸送とパイプラインガス輸送の比較

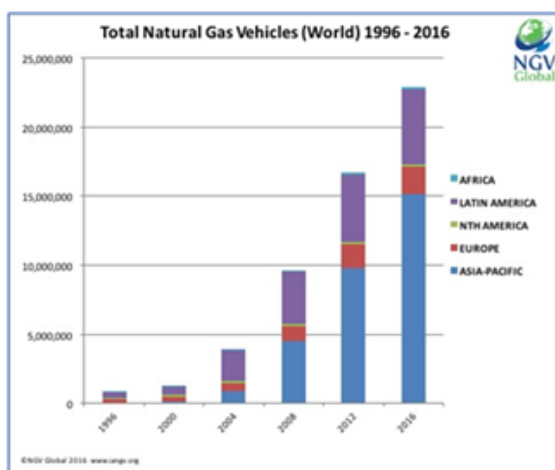
	ミニ LNG ガス輸送	パイプラインガス輸送
ガス需要量変動に対する柔軟性	<ul style="list-style-type: none"> ガス需要量増加への対応可。 	<ul style="list-style-type: none"> パイプラインの設計輸送量で制約される。
輸送距離	<ul style="list-style-type: none"> 配送先、輸送距離の変化に対する制約がない。 	<ul style="list-style-type: none"> 配送先、輸送距離の変化に対するフレキシビリティがない
輸送量	<ul style="list-style-type: none"> 少量の供給に適している。 	<ul style="list-style-type: none"> 大量供給に適している。
運転及び設備管理	<ul style="list-style-type: none"> 熟練したプラント運転・保全要員が必要。 操業費が高い。 	<ul style="list-style-type: none"> 運転、維持管理が容易。 維持管理費は安い。
環境影響	<ul style="list-style-type: none"> LNG 輸送トラックの排ガスによる環境への影響。 	<ul style="list-style-type: none"> パイプライン工事中の環境への影響。
資本効率	<ul style="list-style-type: none"> 少量、短距離輸送で資本効率が低い。 	<ul style="list-style-type: none"> 大量、長距離輸送で資本効率が低い。

8.3.2 CNG

(1) CNG の概要

CNG (Compressed Natural Gas)とは、天然ガスを気体のまま高圧縮(25MPa)し、容器に貯蔵したものであり、成熟した技術によって輸送用燃料に用いられている。

NGV は、現在、世界で約 2,300 万台が走っており、また、約 3 万の天然ガススタンドが操業中である。NGV には、主に圧縮天然ガス自動車(CNG 自動車)と、液化天然ガス自動車 (LNG 自動車) がある。現在使用されている NGV のほとんどは CNG を燃料としている自動車である。LNG 自動車は、主に、長距離移動が必要とされる中国、北米、豪州で実用化されている。



出所：NGV Global

図 8.3-5 世界の NGV 普及台数: 1996-2016

NGV の普及が進んでいる国を表 8.3-2 に示す。

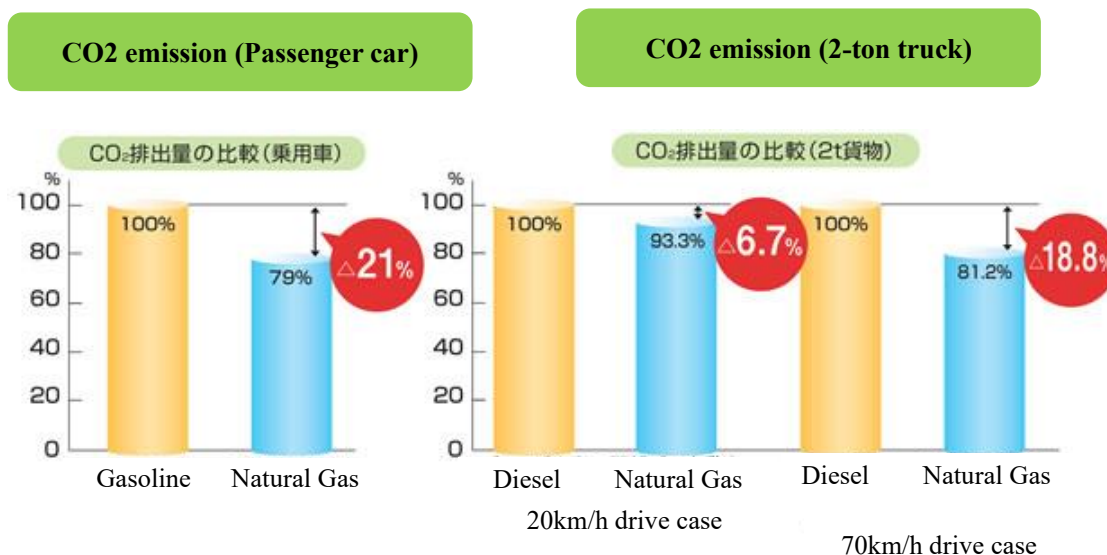
表 8.3-2 天然ガス自動車普及国

	Country	Natural Gas Vehicles	Refueling Stations
1	China	5,350,000	8,300
2	Iran	4,502,000	2,400
3	India	3,078,799	1,349
4	Pakistan	3,000,000	3,416
5	Argentina	2,295,000	2,014
6	Brazil	1,781,102	1,805
7	Italy	1,004,982	1,186
8	Colombia	571,668	801
9	Thailand	474,486	502
10	Uzbekistan	450,000	213

出所：©IANGV 2017. www.ngvglobal.org

CNG 利用は、特に天然ガス産出国において、以下のような利点がある。

- ガソリン/ディーゼル燃料から天然ガス由来の CNG 燃料への転化が可能となり、ガソリン/ディーゼルの輸入減少に寄与する。
- ガソリン/ディーゼル自動車と比較し、排ガスがクリーンなものとなる。SO_x 及び PM の排出はゼロ。CO₂ 及び NO_x 排出も減少する。



Source: Osaka Gas

図 8.3-6 CO₂ 排出量の比較

(2) CNG 輸送システム

圧縮天然ガス (CNG) 輸送はバーチャルパイプラインで天然ガスを輸送する選択肢のひとつである。CNG 配送システムは下記のように構成される。

- a) ガスパイプライン受入基地からの天然ガスの取り込み、
- b) 天然ガスの圧縮（20-25 Mpa）、冷却、脱水、
- c) 天然ガス二次基地への CNG 輸送、
- d) 降圧によるユーザーへの供給。

CNG の輸送は、ほとんどがエポキシ樹脂ライナー強化型炭素繊維製軽量大型耐圧容器搭載のトレーラーを用いて行われている。これには、Hexagon Lincoln 社の TITAN 複合シリンダーが多く用いられている。

(3) CNG の優位性及び劣位性

優位性

- a) CNG は輸送用燃料としては経済的で、ガソリンに比べて約 40%安い
- b) CNG はガソリン車、ディーゼル車と比較し CO₂、NO_x、PM 排出量が低減し、大気環境改善に貢献する
- c) ガソリン、ディーゼル燃料を天然ガス燃料に転化でき、石油製品の輸入削減に寄与する
- d) CNG 自動車は、公共のバス、ごみ収集車、郵便配達車に適しており、それにより、ガソリン、ディーゼル車と比べ、1 回の CNG 充填での走行距離が短い CNG 自動車の欠点を補う事が出来る。

劣位性

ガス輸送効率はガス重量がガスとコンテナの総重量を超える点に関して、以下の点で CNG は LNG に大幅に劣っている。

a) 輸送効率の比較

LNG 輸送

コンテナ	40 ft. LNG コンテナ
輸送ガス重量	18.0 トン
コンテナ空重量	11.4 トン
総重量	29.4 トン
<u>輸送効率（ガス重量/総重量）＝ 61.2%</u>	



CNG 輸送

コンテナ	40 ft.モジュール構造シリンダー （フィラメント巻エポキシ樹脂ライナー強化型 炭素繊維製複合シェル）
ガス容量	7.5 トン 1-コンテナ当り



コンテナ空重量 15.2 トン
総重量 22.7 トン
輸送効率 (ガス重量/総重量) = 33.0 %

b) 輸送回数の比較

比較ガス輸送量 100 万 M³
LNG に依る輸送回数 41 回
CNG に依る輸送回数 98 回



出所: Hexagon Lincoln's TITAN

CNG 輸送は、LNG 輸送と比較して、輸送効率が悪く、特に長距離及び大量輸送において劣っている。

8.3.3 DME

(1) DME の概要

DME (ジメチルエーテル) は、メタノールを原料とし常温大気圧下ではガスの状態である。輸送貯蔵には、5~6 気圧に加圧し液化する必要がある。DME は、溶剤、冷媒、スプレー用噴射剤等に使用用途が限られていたが、近年、環境に優しいクリーンな燃料としてその利用が増えている。燃料としての DME は既に商業化されており、LPG との混合(DME20%, LPG80%)により、LPG と同様に低圧で液体として輸送貯蔵が可能である。LPG 同等の利用が可能であるが、自動車燃料や発電用燃料としては、既存の LPG 用施設の改造が必要になる為、未だ開発途上にある。DME は、まず、天然ガスからメタノールを製造し、次にメタノールから DME を製造する 2 段階のプロセスを経る。タンザニア NGUMP 検討の際には、メタノールプラントと DME プラントの候補地として Lindi が挙げられた。

(2) DME 輸送

DME プラントは NGUMP 検討の通り Lindi に建設される。生産された DME はダルエスサラームに輸送され、そこで、輸入された LPG と混合する。既存の液体 (大気圧下) 燃料輸送用設備は、DME 輸送用に改造が必要となるが、LPG 用設備/輸送システムを利用すれば、DME の取り扱いが容易になる。LPG と混合後の DME は既存の LPG 用設備、輸送インフラが利用でき、僻地へ供給が可能である。

(3) DME 利用の優位性と劣位性

優位性

- a) DME は、家庭用、商業用に使われている木炭、薪等のバイオ燃料の代替となり、森林伐採の抑止、並びに生活水準の向上に繋がる。
- b) DME 利用は、LPG 輸入量の削減となる。
- c) 既存の LPG 用インフラが利用できる。

劣位性

- a) DME 製造は、輸出目的であるメタノール生産に影響される。
- b) Lindi の DME プラントから、ダルエスサラームの LPG 混合設備までの DME 輸送システムの新設が必要となる。

8.3.4 GTL/LPG

GTL とは天然ガスの液体燃料化技術のことで、「天然ガスからナフサ、灯油、軽油といった液体炭化水素を製造する技術」である。一般にガス体より液体は扱いやすいため、GTL は常温常圧で「ハンドリングの容易な液体」となる。

GTL の製造方法は、以下の 3 ステップである。

- 1) 天然ガスから合成ガス（水素と一酸化炭素の混合ガス）製造
- 2) この合成ガスを FT 合成反応により液体燃料粗油に変換
- 3) アップグレーディング工程で最終製品（ナフサ、灯・軽油、潤滑油基油等）を製造

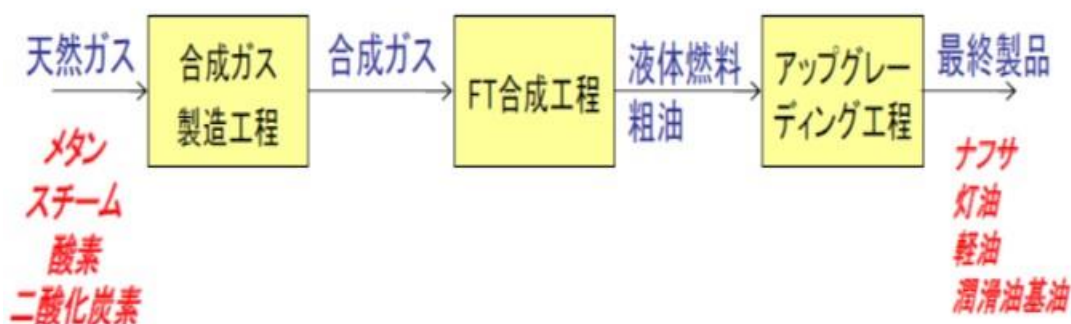


図 8.3-7 GTL による製品製造のステップ

GTL のリーディングカンパニーは、南アフリカの Sasol とオイルメジャーの Shell である。Sasol は、2007 年にはカタールで 34,000BPD の GTL 生産を開始している（Oryx GTL）。Shell は 1993 年にマレーシアで 12,500BPD の GTL プラントを稼働させて、後に 14,700BPD へ拡張させている。カタールで 2011 年に 70,000BPD のプラントが稼働し、2012 年にはさらに 70,000BPD の計 140,000BPD を稼働開始している。（Pearl GTL）

GTL の特徴は原料がガスで製品が油であることから、本質的には天然ガスを石油相当製品に変えること、即ち天然ガスあるいは LNG プロジェクトが有している市場制約の問題を回避して GTL の石油相当製品に変えることにより、輸送しやすく、液化冷凍設備の特殊な基地などが不要でなくなり、どこにでもある石油製品市場に流通させることができる状況に変換しうる点である。ガス販売価格と製品価格の価格差が大きいほど GTL ビジネスにとっては好環境となる。

GTL 適用が検討されるケースには、カタールのようにガス埋蔵量が豊富でパイプラインや LNG に加えて GTL をガス資源開発のオプションの一つとして検討する場合以外にガス

埋蔵量が豊富だが自国において原油生産が少なく石油製品を輸入しているケースが想定される。原油を輸入している国としては、既存原油からでなく、天然ガスから液体炭化水素を手に入れることができるので、「石油製品の輸入抑制や輸出による経済効果」が期待され、「液体燃料供給源の多様化」につながる。一方、GTL の弱みは、エネルギー効率が低いことである。商用プラントでの転換率は投入熱量の 50%代前半といわれている。また初期投資費用が 1 兆円規模で必要になり、必然的に開発資金や開発のリードタイムも膨大で長期間にならざるを得ない。

LP ガス（プロパン・ブタン）は、油田や天然ガス田の内部に、メタンやエタンなど他のガスと混在した状態で存在している。その原料となるガスを地上の設備に移送してプロパンとブタンを分離・回収し、さらに硫黄や水銀などの不純物を取り除くことにより、最終製品となる。油田で生産されたものは「原油随伴」、天然ガス田で生産されたものは「天然ガス随伴」と呼ばれ、最近では原油随伴が減少し、天然ガス随伴の比率が増加している。LP ガスは原油にも含まれており、その分は製油所で精製によって分離される。

LPG はガス燃料の 1 つとして利用され、家庭用コンロ・給湯器、業務用機器などの熱源となる。近年、日本においては LPG を燃料とする高効率のガス機器（SI センサーコンロ、エコジョーズ、エコウィル、エネファーム）が普及してきている。主成分はプロパンで日本における供給形態は、シリンダー（ボンベ）供給が主体である。LPG の特徴として災害時の復旧が早い事や火力が強い事などが長所である。土木工事用の加熱バーナーの燃料、携帯用燃焼機器用（カセットコンロ・発電機・ライターガスなど）、LP ガス自動車の燃料としても使用される。

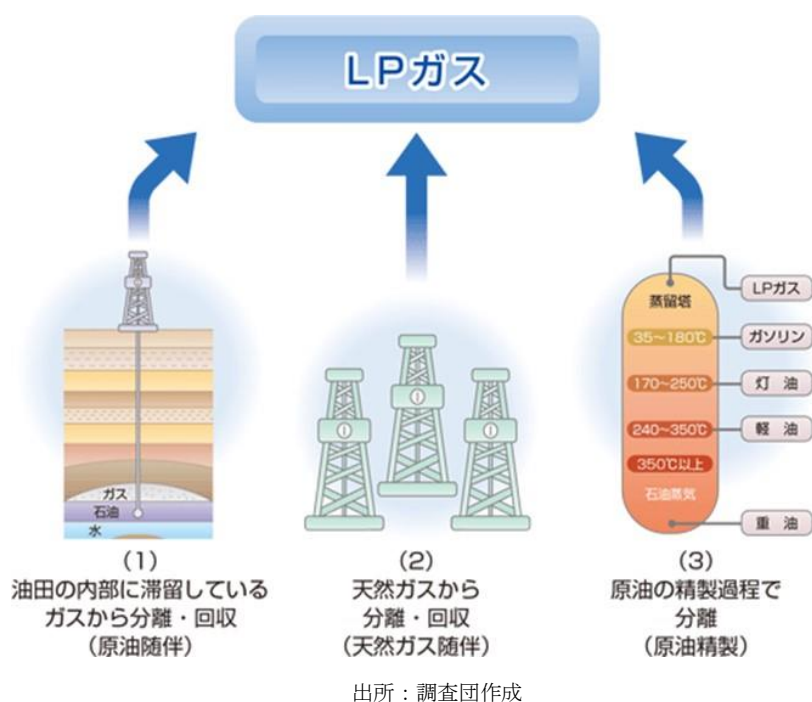
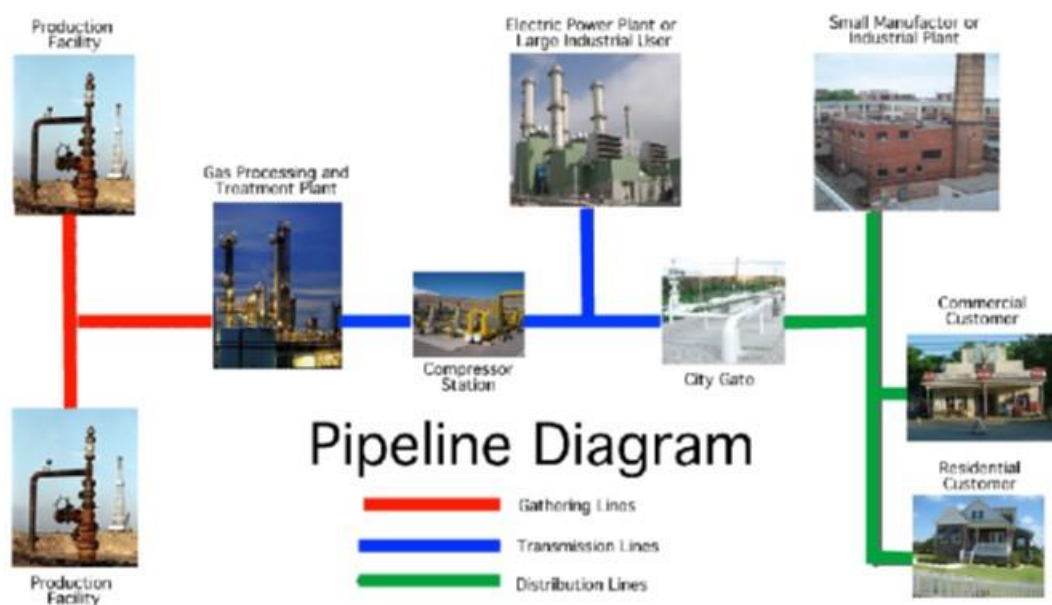


図 8.3-8 LPG 生産方法

8.3.5 ガス輸送パイプラインについての考察

天然ガスを大量に安全かつ安定して輸送するためにパイプライン輸送が行われる。パイプラインの輸送システムは鋼管をつないだパイプラインの他に検査・清掃用のピグステーション、緊急遮断弁や安全弁などの安全装置、天然ガス取引用のメータリングステーション、圧力制御システム、輸送システムの流量や圧力を監視・記録する中央管理センター、などから構成される。

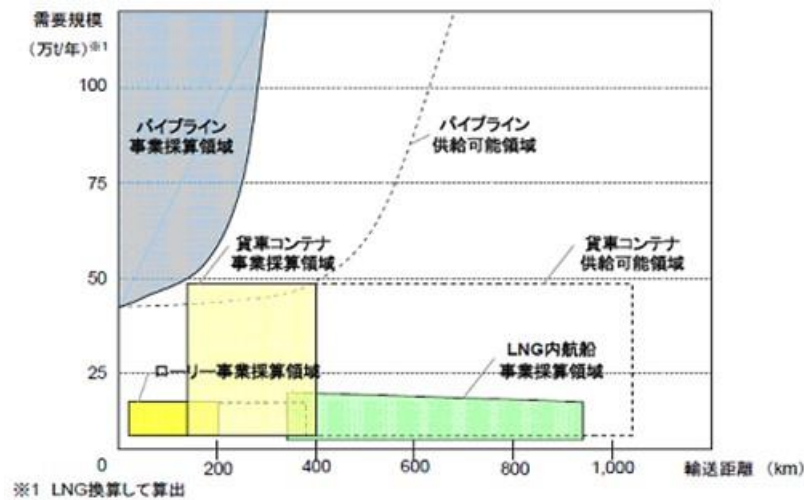
井戸元から消費地までのパイプライン・システムは、まず井戸元からガス処理プラントまで井戸元集合導管(Gathering line)により輸送され、ガス処理プラントにて処理された天然ガスは井戸元の圧力と輸送距離により必要であればコンプレッサー・ステーションを設置して圧力調整されて高圧導管(Transmission Pipeline)により比較的高圧(1.0-10.0MPa)かつ大口径配管(6”-48”)で火力発電所や大規模工場などに輸送される。更に圧力制御されて比較的低圧(0.1-1.0Mpa)で一般の居住者や小型工場などに供給される低圧導管(Distribution line)により末端のユーザーまで配送される。



出所：Pipeline Safety Trust-Pipeline Briefing Paper #2, Sep. 2015)

図 8.3-9 パイプライン・ダイアグラム

ガス供給を行うインフラシステムの中で、ガス輸送パイプラインのシステムは大規模輸送の実現、輸送時の環境負荷低減、セキュリティの確保の観点から効果的と考えられる。また、広域的なパイプライン整備により、市場全体の供給信頼性が向上するとともにパイプラインの連結により、パイプラインネットワークの末端圧力が改善され、緊急時の相互バックアップも可能となり、セキュリティの向上に資する。但し一方では初期投資額が大きくなることからガス輸送パイプライン事業の事業採算性につき検討しておく必要がある。



出所：天然ガスの短距離海上輸送体制の整備に関する調査報告書(平成 21 年度 海洋政策研究財団)

図 8.3-10 天然ガスの輸送手段ごとの事業採算領域

ガス輸送パイプラインを稼働運転するに際して安全性を確保するために重要な事項としてパイプラインの腐食対策があり、ガス輸送パイプラインからのガス漏洩やガス爆発事故の殆どの原因は、他工事やテロなど外部からの影響による事故を除けばパイプラインの腐食によるものであるとされている。幸いなことに技術が進歩した今日では、それぞれの腐食対策技術を正しく適用してきちんと保守点検することによりパイプラインのライフを延長させることができる。代表的な腐食対策としては、電気防食(Cathodic Protection)、パイプラインのコーティング、運転中の腐食防止剤の注入、などがあげられる。また、元々天然ガスは無臭であるが、一般に人の臭気感覚でガス漏れが検知できるように臭気がつけられている。一般に各国行政機関によりパイプラインの定期的な点検パトロールを安全性とガス漏れ対策として法規制として課している。

8.3.6 LPG 輸入についての考察

天然ガスにはその組成によりウェット・ガスとドライ・ガスがあり、メタン濃度の高いガスをドライ、エタンやブタン、ペンタンなどのコンデンセート成分を含むガスをウェットと称する。タンザニアの天然ガスの組成はドライでメタンが中心を占めている一方、LPG は、プロパン・ブタンを主成分とする。したがってタンザニアで LPG を使用するには、輸入が必要になる。LPG 輸入にあたり、世界の LPG 生産国と輸出国は以下の通りである。

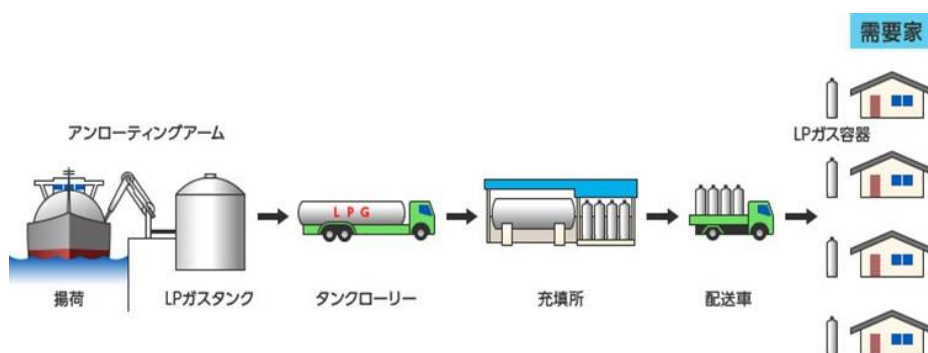
表 8.3-3 主要国の LPG 生産と輸出（千トン）

Rank	Production			Export		
	Country	Quantity	Year	Country	Quantity	Year
		kt			kt	
1	United States	61,071	2016	United States	27,719	2016
2	China	29,344	2015	Saudi Arabia	20,293	2015
3	Saudi Arabia	28,220	2015	Qatar	9,152	2015
4	Russia	18,622	2015	United Arab Emirates	7,361	2015
5	India	11,057	2015	Algeria	7,310	2016
6	Qatar	10,125	2015	Norway	5,743	2016
7	Algeria	9,358	2016	Kuwait	4,791	2015
8	United Arab Emirates	8,789	2015	Russia	3,687	2015
9	Norway	6,475	2016	Iran	2,639	2015
10	Thailand	5,513	2015	Kazakhstan	1,997	2015
11	Brazil	5,477	2015	Netherlands	1,971	2016
12	Iran	5,051	2015	China	1,442	2015

出所：UN Data

シェール随伴 LP ガスにより米国が世界一の生産国となっている。LPG を大量輸送する場合は、専用船（LPG 船）やタンクローリーが必要になる。タンザニアの立地を考えると、サウジアラビア、カタール、UAE からの輸入が現実的になると考察する。

輸入された LP ガスは、一次基地から内航船及びタンクローリーによって二次基地まで運ばれる。さらに家庭用は充てん所にてボンベ容器に詰め替えられて、各需要家へ運搬される。



出所：日本ガス協会ホームページ

図 8.3-11 輸入 LP ガスが各家庭に届けられるまで

都市ガスと LP ガスの供給方法の違いは、都市ガスは道路の下のパイプを通じて供給される一方、LP ガスはボンベを事業者が配送する点である。



LPG タンクローリー



LPG ボンベ

出所：日本 LP ガス協会

図 8.3-12 LPG 配送

LP ガスはガスコンロや給湯器、カセットコンロ、LP ガス自動車の燃料として需要者に供給される。



家庭用ガスコンロ



カセットコンロ



LPG 車

出所：日本 LP ガス協会

図 8.3-13 LPG の用途

8.4 建設に関わる課題

(1) パイプライン

天然ガス輸送の主力はパイプラインであるが、世界的にみてもこれだけの天然ガスのパイプラインが発達してきた理由としては、その輸送インフラストラクチャーの特性として、操業における優れた経済性と安定性が挙げられる。経済性で見ると、設備が固定されており、対象物(=天然ガス)のみが輸送されることから、輸送に必要なエネルギーが少ないという利点が挙げられる。安定性という点では、パイプラインは通常地下に埋設されるので、天候や外的要因による事故の影響も少なく、整備の集中管理ができる点が優れている。

他方、パイプラインは長期的、固定的な天然ガス輸送インフラストラクチャーであり、一度建設されると、輸送フローはそれを前提として延長、つなぎ込み、といった形で将来計画が実行されていく。従って、長期を睨んだ需要・供給の双方での発展効果が見込め、かつ早期に建設に着手できるといった条件を克服できてこそパイプラインの優位性が見込まれ、

将来計画が不透明なままでパイプラインを敷設することは反って融通が利かず、その優位性を生かすことができない。さらに、パイプラインの敷設には土地収用問題もはらみ、実現するまでに時間的尺度が長いものとなる。こうした問題をいかに早く解決できるかがパイプライン敷設におけるポイントになる。

(2) バーチャルパイプライン

パイプラインに代わる天然ガス輸送手段として取り上げた、Mini LNG, CNG, DME, GTL, LPG のいずれの輸送手段も技術的には成熟しており、実績もあることから特に技術的障壁はない。バーチャルパイプラインとして天然ガスを輸送する手段の優れている点は、一点の需要地だけではなく、多面的に供給でき、需要拡大に応じて臨機応変な供給を可能とする点である。特に需要地が点在するタンザニアにおいては、有効な手段となりうる。将来発展が見込まれる需要の予測が難しいことを考慮すると尚更、その有効性は期待できる。但し、天然ガスを生産地で物理的に加工し、需要地まで輸送し、最終的には必要に応じてガスの形に戻して利用する必要があるために、多くのエネルギーが必要となる。

(3) 都市ガスシステム

都市ガスを供給するには低中圧導管網の建設が必要であり、小規模需要を対象として配送網を建設する場合、ガス供給者は特にコスト効率を注意深く検討することが必要である。これは、ガスの輸送コストはコスト効率によって決まり、需要地点での最終ガス価格に大きく影響するからである。

安全面では、メタンは空気よりも軽いので LPG より安全である。ガス漏れが起こっても空気中の低い位置にとどまることはない。とはいっても取り扱いでミスを犯せば危険な事故を起こすことにつながる。需要家の側でガスを安全に使用するためには次のような活動が必要である：①ガス管や利用設備の定期点検、②緊急時の対応方法を需要家に周知徹底すること、③緊急時の迅速な対応の訓練。ガス会社はこのような点を目的として保安システムを確立し人材育成を図ることが必要である。

都市ガスは原則として確立された技術を基本にしており、ハードウェアの点では深刻な問題は見当たらない。しかしながら、上記に指摘したように、需要規模、採用する技術とコストなどに鑑みて最適の方法を注意深く選ぶべきである。

第9章 輸送方法の検討:バーチャルパイプライン対パイプライン

本章では、小規模ガス輸送の手段として LNG、CNG およびパイプラインの経済性を比較検討する。事業規模は、第7章の分析に基づき、次の2ケースを想定する。

- a. Case-A : LNG 換算 200 トン/日 (100 トン/日×2 系列)
- b. Case-B : 同 400 トン/日 (200 トン/日×2 系列)

天然ガスの販売先としてはドドマの都市ガスシステム対象地域内のバルク直送による大規模産業需要家、NGV 向けのスタンドおよびオプションケースとしてズズ発電所を想定する。

9.1 ガス供給方法の選択肢とビジネスの流れ

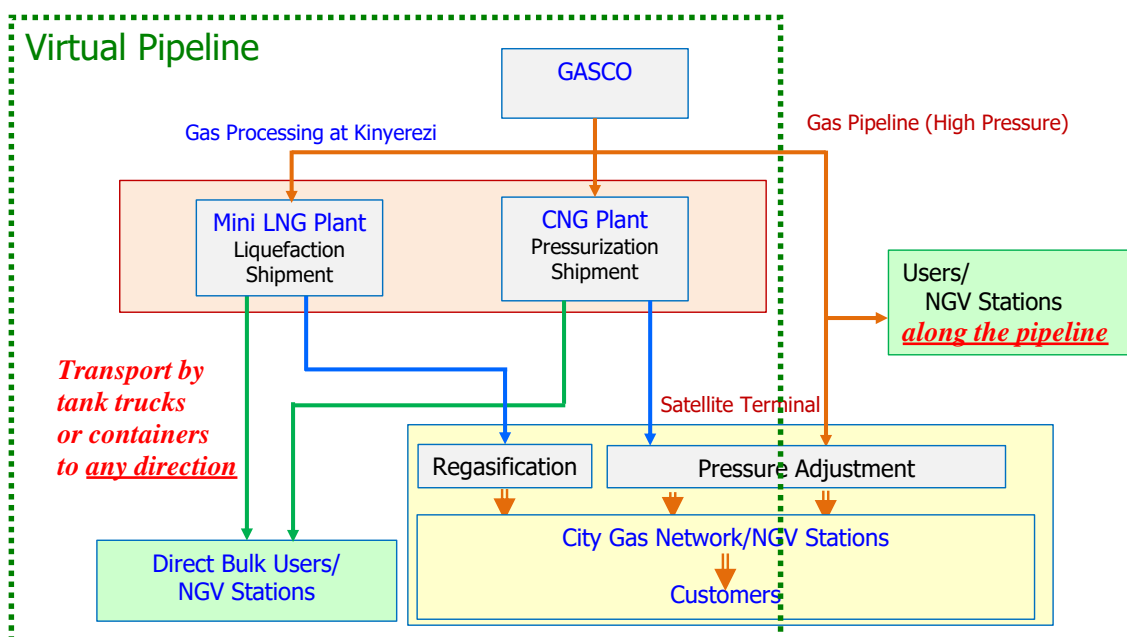
本分析では、原料ガスは既設のキネレジ・ガスターミナルの GASCO システムから供給を受けるものとする。ガスはソングソングおよびムナジベイ・ガス田から供給されるもので、外販用規格の高品質の「処理済みガス」である。ターミナルに接続されている幹線ガスパイプラインの輸送能力は 784MMcfd で、加圧により 1,002MMcfd まで拡張できる。2018 年後半時点の稼働は 80-90MMcfd で、稼働率は 10%程度であり、輸送能力には新規顧客向けにも十分な余裕がある。



出所：JICA 調査団

図 9.1-1 バーチャルパイプラインによるガス供給

LNG や CNG などのバーチャルパイプラインの場合、キネレジでガスを加工し、ドドマの都市ガスサテライト設備向け、直送需要家向け、あるいは NGV スタンド向けにコンテナを用いてトラックで輸送する。LNG や CNG の場合は採算が取れるならば各方向に向けてどこへでも配送できるが、パイプラインの場合は、単純にキネレジ・ターミナルからドドマまでの幹線パイプラインが敷設され、そのルート上の大規模ユーザーのみピックアップする方式になる。ドドマに到着したガスは都市ガスとしてサテライト基地で中圧に調整される。図 9.1-2 にキネレジ・ガスターミナルから目的地までのガスフローの模式図を示す。



出所：JICA 調査団

図 9.1-2 キネレジからドドマその他の目的地へのガスの流れ

9.2 ガス供給システムと建設、操業コストの概要

キネレジ・ガスターミナルから目的地まで天然ガスを輸送するシステムは、ガスを加工して LNG や CNG を製造するプラント+トラック輸送、もしくはパイプラインと、天然ガスを受け取り、都市ガス用や直送需要家で使用できるように調整するサテライト基地から成る。ここでは、事業規模が LNG 換算 100 トン/日×2 トレインで、ドドマの新首都と直送需要家に加え、新首都に 1 ヶ所、キネレジドドマ間に 3 ヶ所建設される合計 4 ヶ所の NGV スタンドにガスを販売するケース A と、同 200 トン/日×2 トレインで新首都、ドドマ市中心部、イユンブサテライトセンター、ズズ発電所および直送需要家の全て、さらに新首都とズズに各 1 ヶ所、ドドマへ向かうルートに 3 ヶ所建設される合計 5 ヶ所のスタンドに販売するケース B を想定する。これらの施設の概要と建設/操業コストの見積もり額を以下に示す。

9.2.1 キネレジでのガス供給設備

1) パイプライン

パイプライン輸送の場合は、原料ガスはキネレジ・ガスターミナルより受け入れ、そのままドドマ向け支線に流すものとする。現在、キネレジでは 90 バールで受け取った天然ガスを、ウブンゴの発電所と配送基地に 75 バール、キネレジ-1 発電所には 35 バール、キネレジ-2 発電所には 55 バールで送出している。ドドマ向けには受け入れ圧力 70 バール、目的地到着圧力 60 バールを想定する。受け入れ圧力は多少低くても問題はなく、キネレジで加圧する必要はない。

パイプラインは口径 12 インチまたは 20 インチとする。この場合の輸送能力は次のようになる。

口径 12 インチの場合は 14,000m³/時、年間 4.4Bcf、

口径 20 インチの場合は 50,000m³/時、年間 15.6Bcf

設計耐圧 75bar の鋼管による総延長 500km のパイプラインとし、検査・清掃用のピグステーション、緊急遮断弁や安全弁などの安全装置、天然ガス取引用のメタリングステーション、圧力制御システム、輸送システムの流量や圧力を監視・記録する中央管理センター、などを設置する。また、キネレジドドマ間のパイプラインルート上のユーザーにはいくつかのバルブポイントからガスを供給できる。

2) ミニ LNG プラント

LNG プラントは、キネレジ・ガスターミナルに隣接して建設されるものとし、原料ガスはガスターミナルから受け入れる。ガスターミナルからの繋ぎ込み配管の他、天然ガス前処理（酸性ガス除去、脱水、脱水銀）ユニット、天然ガス液化ユニット、LNG 貯蔵出荷設備、LNG 積込/出荷設備を設置する。主要設備の構成は以下のとおりである。

Case-A：生産能力 100 トン/日（9.7MMcfd） x 2 系列の Mini LNG プラント

- a. 主要生産設備
 - ガスエンジン発電機
 - アルミ製熱交換器
 - 冷媒コンプレッサー及びその駆動機
 - エアセパレーター（冷媒の N₂ を製造）
- b. Bullet タイプ LNG タンク（600m³） x 2 基
- c. LNG ローリー出荷設備

Case-B：生産能力 200 トン/日（19.3MMcfd） x 2 系列の Mini LNG プラント

- a. 主要生産設備
 - ガスエンジン発電機
 - アルミ製熱交換器
 - 冷媒コンプレッサー及びその駆動機
 - エアセパレーター（冷媒の N₂ を製造）

- b. Bullet タイプ LNG タンク (600m³) x 3 基
- c. LNG ローリー出荷設備

なお、キネレジではガスタービン火力 6 基が稼働中なので、電動型コンプレッサーを利用することも考えられよう。この場合は上記のガスエンジン発電機は不要となる。

3) CNG プラント

CNG プラントは、上記の LNG プラントと同規模で、キネレジ・ガスターミナルの隣に建設されるものと想定する。キネレジ・ガスターミナルより原料ガスを受け入れる配管のほか、ガスメーター、脱水設備、ガス圧縮機、冷却システム、CNG シリンダー及びコンテナへのガス供給システムを設置する。CNG はコンテナに直接積み込むため、CNG プラントではタンクは不要だが、円滑な操業のための手持ち在庫を確保するため、一定数のコンテナを保有することとする。

4) まとめ

上記パイプラインおよび LNG、CNG プラントの建設コスト推定値を表 9.2-1 に示す。

表 9.2-1 LNG、CNG、パイプラインの建設費

Options	Mini LNG		CNG		Pipeline	
Case	A	B	A	B	φ12"	φ20"
Capacity (tons per day LNG equivalent)	200	400	200	400	270	980
	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million
Estimation (w/o storage containers for CNG)	88.3	137.4	19.3	31.1	524.4	555.0
Round up (Adopted)	90	140	20	32	525	555

ガス需要の伸びが供給計画を上回る場合は、新たなトレインを追加する。もっと多くの需要が予想される場合は、さらに生産能力の大きいプラントを建設することになるだろう。その場合、LNG プラントでは規模拡大によってある程度スケールメリットが期待できるが、CNG プラントの場合はコンプレッサーを追加するだけなのでスケールメリットは得られない。

9.2.2 コンテナトラックによるガス輸送

天然ガスは LNG もしくは CNG として、タンクローリー、トレーラーもしくはコンテナでトラック輸送する。ダルエスサラームからドドマまで 2020 年完成を目標に標準軌鉄道の建設が始まっており、この鉄道を利用するコンテナ輸送は、将来の有力な選択肢となる。ここでは「コンテナ+トレーラー」による輸送を想定し、トレーラーおよびコンテナは、需要の増加に応じて調達することとする。液体の LNG と気体の CNG では、1 コンテナ当りの輸送量が大きく異なり、Case-B では、CNG の輸送に必要なトラック数が相当大きくなる。

以下では最新型の機材を採用することとし、主要コスト諸元は以下のように想定する。

- a. コンテナの容量は、LNG は 18 トン、CNG は 250kg/cm² に圧縮されて 7.5 トン。
- b. 新しいトレーラーのコストはトレーラーヘッドが 1 台あたり 10 万ドル、シャーシとコンテナを合わせて同 20 万ドルと推定する。車両の CIF コストに加えて、輸入

税、消費税、手数料などで 50%の追加費用が必要となる⁶⁶。

- c. 耐用年数はトレーラーが 10 年、コンテナが 20 年。
- d. 燃費は軽油換算で 2km/リットル

ダルエスサラームからの走行距離はモロゴロまで 190km、ドドマまで 470km で、さらに市内走行分として約 10km を追加する。ドドマへの往復には 2 日を要し、モロゴロへは日帰りとする。積み下ろし時間は 30-60 分を要し、この作業は現地の作業員が行うこととする。月 24 日稼働、稼働率 80%とすると、1 台のトラックでひと月あたり 12-16 往復の輸送が行われることになる。以上に基づいて推定されるトラックの必要台数を表 9.2-2 に示す。

表 9.2-2 ガス輸送に必要なトレーラーの台数

	Case-A			Case-B		
	2025	2030	Max	2025	2030	Max
Vehicles Required			(2051)			(2033)
LNG	5	8	20	21	42	44
CNG	12	18	46	50	99	105
Drivers Required						
LNG	11	17	42	44	88	92
CNG	25	38	97	105	208	221
Cumulative Investment	\$k	\$k	\$k	\$k	\$k	\$k
LNG	2,700	3,600	13,950	11,700	19,350	45,300
CNG	5,850	8,100	33,000	27,450	45,900	107,550

出所：JICA 調査団

トレーラー1 台につき運転手 2 人乗務とし、休暇分としてさらに 5%の人員を手当する。CNG 輸送ではコンテナ 1 個あたりの積載量が異なるため、LNG 輸送と比較すると 2.4 倍のトレーラーと人員が必要になる。需要が増えればトレーラーと運転手の数がさらに増加するので、輸送部門は運輸業者に外注し、ガス会社の経営をスリム化することができよう。

上記の単価を用いて累積投資額を計算した。CNG の場合、車両費は CNG プラントのコストを上回っている（表 9.2-1 および 9.2-2 参照）。

9.2.3 事業と組織

1) ガス加工と輸送

ガス加工、輸送部門のモデル組織図を以下に示す。LNG、CNG のケースでは、販売、ガス加工、ガス輸送の各分野にある程度の人員を保有する総合ガス供給企業を設立することになるだろう。LNG プラントは 3 シフト制の 24 時間稼働とする一方、CNG プラントは、ガスコンプレッサーの圧力を 250 バールに昇圧する作業だけなので、1 シフト制とする。両ケースとも、市場開発の推進と既存顧客への対応を行う販売チームが必要になる。トラック

⁶⁶ 排気量 2,500CC 以上の車両の場合、次のような金額が課金される：関税 25.0%、VAT18.0%、税関手数料 0.6%、鉄道開発基金 1.5%。中古車では車齢に応じて中古車課徴金が課される：車齢 8 年以上で 15%、10 年以上で 30%。このほか排気量が 2,500CC より小さい車両ではさらに 5%が課徴される。

輸送で請負業者を起用する場合は、運転と安全教育の徹底が必要である。

一方、パイプラインのケースでは、支線のモニターとコントロールは GASCO のオペレーティングチームとメンテナンスチームが行うこととし、現在の要員に数人のスタッフを追加するだけでいいだろう。この場合パイプラインが連結されているユーザー数は限られているので、販売活動はごく僅かになるだろう。

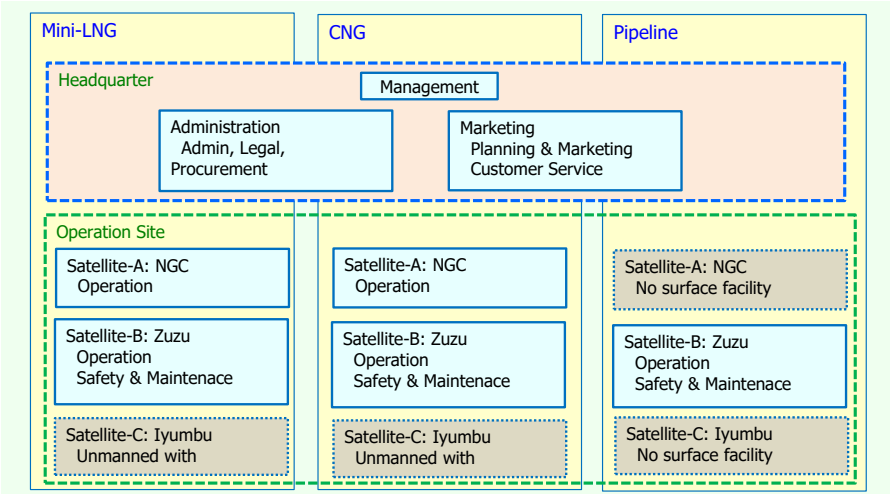


図 9.2-1 ガス供給サイドの組織図

2) 都市ガス供給

ガス輸送システムの到着地にはサテライト基地を設置し、ここでガスを受け取って都市ガスネットワークに配送することになる。一般的にガス受取ターミナルは都市ガス会社の組織の一部として運営されることになる。また、第三者アクセスは、将来ガスネットワークが一定の成熟段階に進んだときに考えることになるだろう。

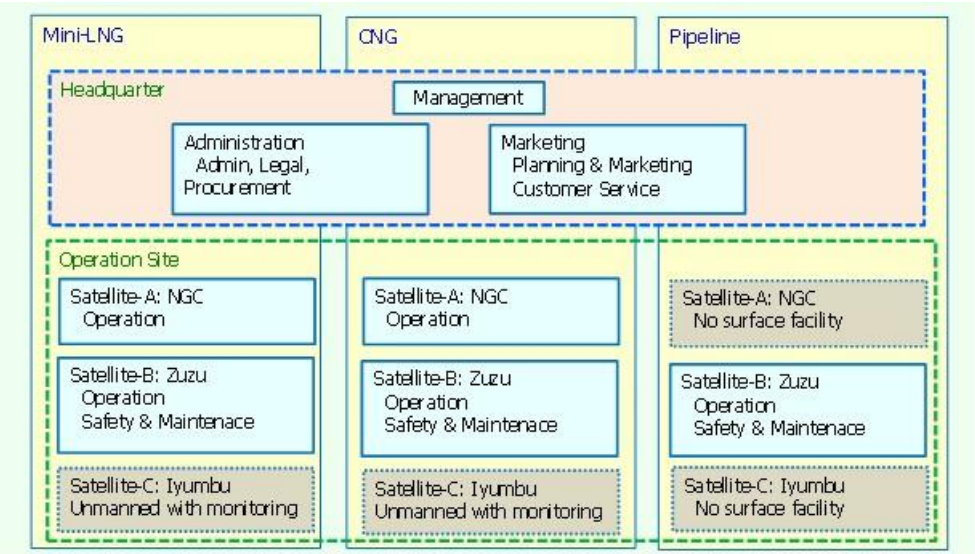


図 9.2-2 都市ガス会社の組織図

都市ガス会社は、独自の組織として管理、販売、操業部門を持ち、操業部門はガスの受け取りと送出行うサテライト基地に設置する。通常の作業チームに加え、24 時間対応の緊急時対応カスタマーサービスチームも必要である。

LNG と CNG の操業システムは、LNG では気化装置が必要なことを除くと、ほぼ似通った構造になる。ケース B では、サテライト基地 B が他のサテライト基地の操業補助を行うこととする。サテライト基地 C は常駐スタッフなしで稼働し、作業員は貨物の積み下ろし時のみ立ち会う。パイプラインでガスを受け取る場合は、サテライト基地 A と C では地上施設は不要である。

9.2.4 サテライト基地

ガス輸送システムの受け取り側にはサテライト基地 A、B、C が設置され、キネレジからの天然ガスを受け取り、都市ガスとして配送する。都市ガス配送システムはいずれの輸送手段でも同じなので、以下ではガスの受取、貯蔵、都市ガスネットワークに流すための調整作業等についてサテライト施設の違いを分析する。都市ガスシステム自体は次章でより詳細に検討する。

新システムの都市ガスユーザーには安定供給を保証しなければならない。バーチャルパイプラインによるガス供給では、ガスは供給ポイントからサテライト基地までトラックや列車、船などにより地上を輸送されることに注意する必要がある。このため、パイプラインでは影響を最小限に抑えることのできる悪天候、天災その他による輸送中断のリスクを負うことになる。バーチャルパイプラインによるガスの安定供給を保証するため、サテライト基地には一定量、例えば一週間分の在庫を保持する必要があるだろう。ここでは以下の点が検討対象となる。

- a. LNG は液状で、気体の 1/600 の体積で保持でき、サテライト基地の貯蔵タンクは比較的小コンパクトでよい。
- b. 非常に高圧、250kg/cm²(1/250)、の CNG は、細いチューブ型コンテナでのみ保持できる。大型タンクでは低圧、10kg/cm² (1/10) 以下、でしか保持できない⁶⁷。



図 9.2-3 ガス貯蔵システム：LNG 対 CNG

⁶⁷ 東京ガスでは、大型ガスホルダーは 0.2-0.7 MPa の圧力で運用されている。

表 9.2-3 に各サテライト基地で 7 日分の在庫（平均貯蔵レベル 70%）を持つ場合に必要な貯蔵能力を示す。サテライト基地 A では 2025 年に LNG 換算 143 トン（液体換算 333kl）、2030 年には 314 トン（736kl）、サテライト基地 B では同 171 トン（401kl）および 371 トン（868kl）、サテライト基地 C では同 11 トン（26kl）および 29 トン（69kl）が必要になる。ズズ発電所に天然ガスを供給する場合、サテライト基地 B での所要タンク能力は 2025 年には 3,000kl、2030 年には 6,000kl となる。需要が時間とともに増加すれば、さらに大規模な貯蔵能力が必要になる。

表 9.2-3 7 日分在庫の必要量

Satellite	Demand in LNG Equivalent						Required Capacity (LNG)	
	Annual		350 days/year		7 days		Storage at	70%
	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
City Gas + NGV SS	t	t	t	t	t	t	t	t
A	5,000	11,000	14.3	31.4	100	220	159	349
B	6,000	13,000	17.1	37.1	120	260	190	413
C	400	1,000	1.1	2.9	8	20	13	32
Total	11,400	25,000	32.6	71.4	228	500	362	794
B with PS	37,200	76,000	106.3	217.1	744	1,520	1,181	2,413
	7 days storage capacity as LNG				7 days storage capacity as CNG			
	Tank (KL)		Container (units)		Tank (KL)		Container (units)	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
City Gas + NGV SS								
A	380	820	9	18	20,000	44,000	20	42
B	450	970	10	21	24,000	52,000	23	50
C	30	80	1	2	2,000	4,000	2	4
Total	860	1,870	20	41	46,000	100,000	45	96
B with PS	3,000	6,000	60	122	149,000	304,000	142	290
Natural Gas Specification CNG Pressures Containers Capacity LNG Specific Gravity 0.427 Containers 250 kg/cm ² LNG 18.0 tons Gas/liquid Volume Factor 592 Gas Tank 10 kg/cm ² CNG 7.5 tons Ullage 10% LNG tank only								

出所：JICA 調査団

上記の計算から、2030 年時点で要求される 7 日分在庫の標準的な LNG タンクの貯蔵能力として基地 A では 450kl×2 基、基地 B ではズズ発電所がない場合は 500kl×2 基、ズズ発電所へのガス供給がある場合は 2,000kl×3 基、基地 C では 80kl×1 基を想定する。ここで、CNG コンテナ（250/kg/cm², 7.5ton）や標準的な中圧ガスタンク（設計 10kg/cm², 4,000kl with $\phi=10\text{m}$ ）を設置する場合には、基地 A にはコンテナが 42 基もしくはガスタンクが 11 基、基地 B にはコンテナが 290 基もしくはガスタンクが 79 基、基地 C にはコンテナが 4 基もしくはガスタンクが 1 基必要になる。このように大きな数字は非現実的で、建設可能なプロジェクトとしての想定範囲を越えると考えられる。しかし、単純に比較を行うために、CNG サテライトのコストは多数の CNG コンテナを用いて 7 日分の在庫を確保するものとして経済性を試算した。

表 9.2-4 7 日分在庫の貯蔵能力

Location	LNG Tanks (KL)				CNG Containers (Units)		4000kl Gas Tanks (units)		
	Size	2025	2030	2025	2030	2025	2030	2025	2030
	KL			KL	KL				
A	450	1	2	450	900	20	42	5	11
B	500	1	2	500	1,000	23	50	6	13
C	80	1	1	80	80	2	4	1	1
Total		3	5	1,030	1,980	45	96	12	25
B with PS	2,000	2	3	4,000	6,000	142	290	37	76
Case-B Total	2,530	4	6	4,530	6,980	164	336	43	88

出所：JICA 調査団

サテライト基地には、以下の設備を設置する。

- LNG：トラックヤード＋荷降ろし場＋LNG タンク＋気化装置＋コントロールシステム
- CNG：トラックヤード＋荷降ろし場＋CNG コンテナ＋コントロールシステム
- PNG：コントロールシステムのみ

LNG の場合は、以下のように貯蔵タンクと気化装置を設置する。

- サテライト基地 A：450kl タンク 2 基＋1 トン/時の気化装置 5 基
- サテライト基地 B：2,000kl タンク 3 基＋10 トン/時の気化装置 4 基
- サテライト基地 C：80kl タンク 1 基＋0.3 トン/時の気化装置 2 基

CNG の場合、7 日分の在庫に相当する CNG コンテナ数（基地 A は 42 基、基地 B は 290 基、基地 C は 4 基）をコスト比較のため仮に計上した。

（表 9.2-5 は守秘情報を含むため非公開）

9.2.5 まとめ

上記の分析に基づく輸送形態別の主要機器・機材のコスト試算値を表 9.2-6 に示す。算定投資額は世界の市場動向をもとに推定している。実際に調達を行う際には市場動向を十分調査して、的確な判断を行うことが必要である。

パイプラインの建設費はパイプラインを敷設するルート of 自然条件や市街地の通過の有無などによりコストが左右される。ダルエスサラームードマ間の敷設では、市街地の通過はほとんどなく、渡河もそれほど多くはないので、一般的な土木工事を想定して試算した。

パイプラインと比較して、バーチャルパイプライン・システムでは需要が比較的少ないときに、必要な資本費を大幅に抑えることができる。これはバーチャルパイプラインだと事業規模を弾力的に調整でき、需要規模に沿った対応ができるからである。本物のパイプラインはより大規模な天然ガスを扱うのに向いている。

需要が拡大すると、CNG への投資額はミニ LNG システムへの投資額より大きくなる。こ

れは、液状の LNG は 0.7 バール以下の比較的低い圧力で効果的に貯蔵できるためで、同量のガスを CNG で保持するのは無理である。さらに、事業規模が拡大するとき、CNG では同型のコンプレッサーが大量に必要なだけだが、ミニ LNG ではスケールメリットの恩恵を享受できる。

表 9.2-6 まとめ：資本投資額

Demand Scenario		LNG		CNG		Pipeline	
		Case-A	Case-B	Case-A	Case-B	Case-A	Case-B
Capacity		100t/d	200t/d	100t/d	200t/d	12"	20"
Train/line		2	2	2	2	1	1
Annual LNG Equiv.	tons/year	66,000	132,000	66,000	132,000	90,000	323,000
Gas Quantity	MMcf/year	3,188	6,377	3,188	6,377	4,354	15,613
	MMcfd	9.7	19.3	9.7	19.3	13.2	47.3
Satellite Terminal							
Storage tank	Satellite-A	450kl x 2	450kl x 2	none		none	
	Satellite-B	na	2,000kl x 3				
	Satellite-C	na	80kl x 1				
Containers		none		42	336	none	
Gas Transportation							
Numbers of Trucks		20	46	44	105	none	
CAPEX (w/o Admin.cost)		\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million
Plant		90.0	140.0	20.0	32.0	na	na
Transportation		14.0	45.3	33.0	107.6	524.4	555.0
Satellite Terminal		8.2	36.7	19.1	127.7	2.6	10.3
Total		112.2	222.0	72.1	267.3	527.0	565.3

出所：JICA 調査団

9.3 経済性評価

(本節は守秘情報を含むため非公開)

9.4 まとめ：ガス輸送コスト

上記の検討内容をもとに、LNG、CNG、パイプラインによるガス輸送のプロジェクト評価モデルを整理する。ここでは、ガス輸送に必要な料金を以下の仮定に基づいて計算する。

- 2017 年 3 月の EWURA の発表⁶⁸に基づき、キネレジにおける原料ガス価格は 5.36 ドル/MMBtu で調達する。
- プロジェクトは操業期間 25 年とし、IRR10%を満たすものとする。
- ガス料金は再ガス化やその他の調整業務など、都市ガスシステムへのガス投入までに要する全ての業務をカバーするものとする。

上記の分析結果を表 9.4-1 に示す。パイプラインと比較して、バーチャルパイプラインは小規模ガス輸送では非常に効果的な選択肢といえる。

パイプラインは大規模ガス輸送用の手段である。上記の計算では、パイプライン輸送によるガス需要はケース A (100 トン/日×2 トレイン：66,000 トン/年) およびケース B (200 トン/日×2 トレイン：132,000 トン/年) となる。

⁶⁸ The Petroleum (Natural Gas Indicative Price)(Special Strategic Investments) Order, 2017, EWURA, 2017 年 5 月 5 日

ン/日×2 トレイン：132,000 トン/年）の LNG 生産能力で制限することなく、需要増によって最大生産能力はケース A（12 インチ）では 90,000 トン/年、ケース B（20 インチ）では 323,000 トン/年に拡張できるとして計算した。それにもかかわらず、パイプラインの経済性は極めて厳しい。

CNG の経済性は、サテライト基地で 7 日分のガス在庫を保有するために大量の CNG コンテナが必要になるとの仮定に基づいて計算した。計算上の経済性はまずまずである。しかし、サテライト基地に 7 日分の在庫を保有するには異常に大量のコンテナが必要になり、交通システムにも大きな負荷がかかるので、早い話、現実的ではない。一定の距離を超える輸送で供給の途絶を回避するために一定量の在庫を持たなければならない場合、CNG は望ましい輸送手段とは言えないだろう。しかしながら、CNG は地方に点在する小規模顧客向けの配送手段としては効果的である。例えば、一般的なサイズである 7.5 トン（1,875m³）のコンテナならば、1 日 1 トン（250m³）を消費する顧客では 7 日分の在庫に相当する。顧客が配達の容易な近距離に位置する場合は、安定供給の保証は問題ないだろう。

表 9.4-1 ガスの総合輸送コスト比較

Vehicle		Mini-LNG		CNG		Pipeline	
Demand Scenario		A	B	A	B	A	B
Capacity : LNG equivalent		100t/d	200t/d	100t/d	200t/d	12"	20"
Train/line		2	2	2	2	1	1
Annual LNG Equiv.	tons/year	66,000	132,000	66,000	132,000	90,000	323,000
Gas Quantity	MMcf/year	3,188	6,377	3,188	6,377	4,354	15,613
	MMcfd	9.7	19.3	9.7	19.3	13.2	47.3
Demand							
Start Demand	tons/year	28,000	64,600	28,000	64,600	27,940	62,000
Reach peak in year	in year	2035	2033	2035	2033	after 2050	after 2050
Average Load		89.5%	93.0%	89.5%	93.0%	49.8%	35.8%
Number of trucks required		20	44	46	105		
Storage		450kl x 2	2,000 x3	42 ctnrs	348 ctnrs		
Gas Price	\$/MMBtu						
Feedgas Price		5.36	5.36	5.36	5.36	5.36	5.36
Plant processing		8.34	5.89	2.94	1.94	Included in transport	
Ex-plant Price		13.70	11.25	8.30	7.30	5.36	5.36
Transport		1.62	1.49	3.44	3.46	45.62	17.34
For Dodoma		1.96		4.24			
For Morogoro		0.97		2.04			
Satellite Terminal		2.68	1.54	4.54	4.63	0.47	0.45
Conversion+Transport		12.64	8.92	10.92	10.03	46.09	17.79
Ex- Dodoma Satellite Price including Feedgas Cost							
	\$/MMBtu	18.34	14.75	17.09	16.17	51.45	23.15
	\$/toe	728	585	678	642	2,042	919

結論

上記の分析から、タンザニアで都市ガスシステムと直送需要家向けにガスを配送する手段としては、ミニ LNG が現実的で最適な手段であると結論付けることができよう。将来大規模な LNG プラントが操業開始した場合も、同じバーチャルパイプライン・システムが利用でき、その規模は地方の需要増加パターンをぴったりと追う形で増強することが可能である。

上記の結果をもとに、以下の章ではミニ LNG によるバーチャルパイプライン・システムと都市ガス配送ネットワーク展開のための実施計画を作成する。

第2部 実施計画

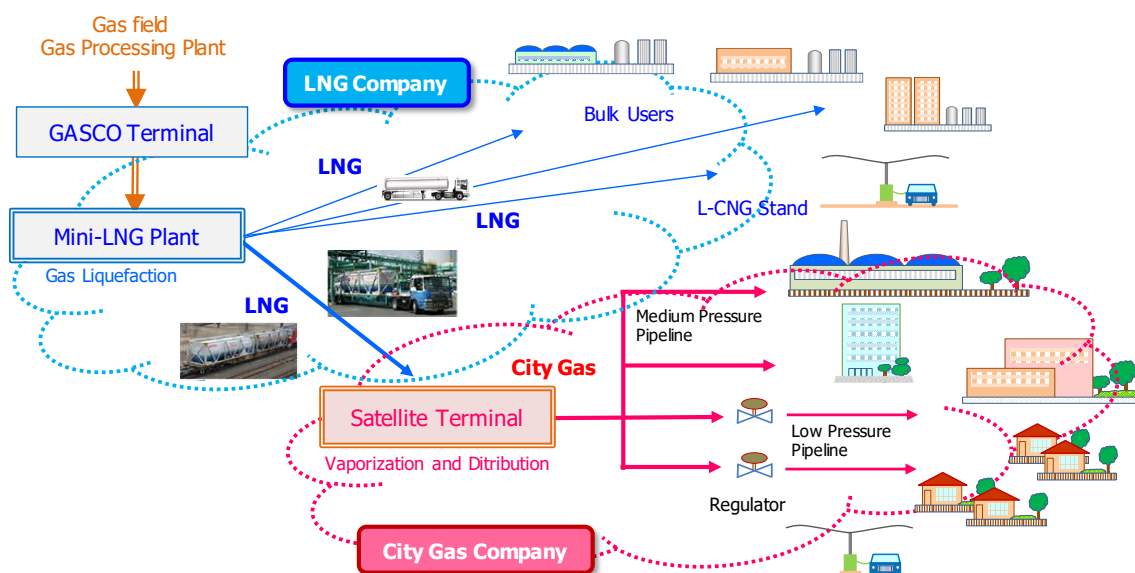
第1部の検討では、タンザニアにおける天然ガス導入の初期段階においては、各地のガス市場が比較的小さく、天然ガスの輸送手段としてはLNGが最も現実的で優れた手段として選択された。この結論をもとに、第2部ではLNGによる国内天然ガス利用の推進を図るための実施計画案を作成する。第10章ではこのシステムの構造を展開し、第11章で経済分析を行う。

第10章 ミニ LNG によるガス供給システム

天然ガス供給システムはミニ LNG プラント、LNG の陸上輸送、ガスの受取と再ガス化を行うサテライトターミナル、都市ガスネットワークおよびNGV スタンドで構成される。これらの部門の構造や特徴と発生するコストについて述べる。

10.1 ガスフローと経営構築

図 10.1-1 に LNG による国内市場へのガス供給構想におけるガスフロー図を示す。原料ガスはキネレジの GASCO ターミナルから供給され、ここで LNG に変換されて地方のガス会社や個々の大口 LNG ユーザーに配送される。次に LNG は気化され都市ガスシステムへの供給や需要家の直接使用、NGV スタンドでの販売に向けられる。都市ガスの場合、大口顧客向けには 3-5 バールの中圧でガスが供給され、小口の顧客には整圧器で降圧後、1 バール以下で供給される。

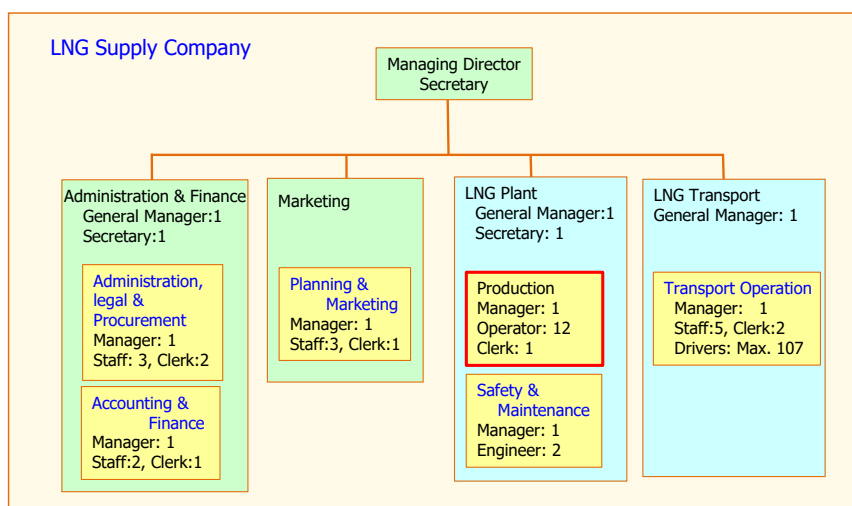


出所：JICA 調査団

図 10.1-1 ガス輸送フローと事業の範囲

上記のガス事業の構造は、大口直送ユーザーと NGV スタンドを除くと LNG 供給事業者と都市ガス販売事業者の 2 部門に大別されよう。LNG 供給会社はガスの液化と大口直送ユーザーや都市ガス会社への LNG 配送を担当する。LNG 輸送は規模次第ではあるが、専門の輸送業者に業務委託することになるだろう。都市ガス会社は持ち届けベースで LNG を購入し、再ガス化して顧客に都市ガスの形で送出する。都市ガス会社は自社のネットワーク地域でのガス供給と市場開発を専業とする。パイプライン・システムが未達の地域では LNG 販売の仲介や直接配送も手掛けることになるだろう。第 10.6 節で説明するように、状況によっては NGV スタンドの運営も同時に手掛けることがあるだろう。

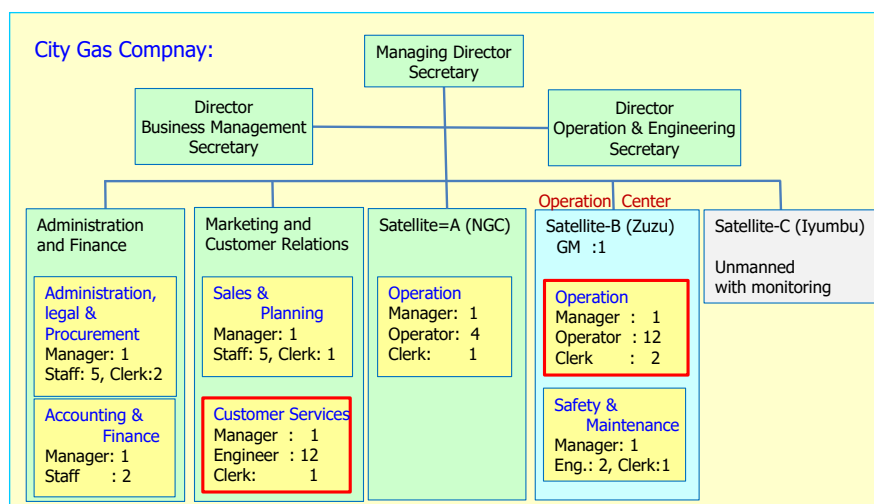
以下の分析では、LNG の生産、輸送を専業とする会社と都市ガス配送を専業とする会社の 2 つの事業者が存在するものと仮定する。それぞれの会社の必要とする機能を考慮し、両社の組織と要員配置のモデルプランを図 10.1-2 および 10.1-3 に示す。



出所：JICA 調査団

図 10.1-2 LNG 会社の組織図

LNG 会社では最高経営責任者の下に、経営管理部門、販売部門、LNG 生産部門、LNG 輸送部門の 4 つの主要部門が置かれる。LNG プラントは 3 シフト制で 24 時間運転を行う。LNG 輸送には非常に多くのドライバーが必要となる。業務の特殊性を考えると、輸送サービスは外注することになるだろう。その場合も、輸送計画の立案や調整、現場の操業などに一定の要員が必要になる。荷役作業では注意深いモニタリングと圧力調整が要求されるため、LNG の荷役には熟練した作業員が必要である。



出所：JICA 調査団

図 10.1-3 ドドマ市ガス会社の組織図

ドドマ市ガス会社には経営管理部門、販売・顧客窓口部門、ガスプラント操業部門の3つの主要部門を置く。ケースBではNGCのサテライト基地A、ズズのサテライト基地B、イユンブのサテライト基地Cの3ヶ所にガスプラントを設置する。

サテライト基地Aのみを想定するケースAでも、管理部門と販売部門は必須である。基地Aでは一日1シフト稼働を原則とするが、顧客窓口部門は緊急時対応のため24時間体制としなければならない。このため、都市ガス需要が小規模の場合は、販売部門のコストが都市ガス事業の中でも比較的高い比率を占めることになる。

3ヶ所のサテライト基地全てが建設されるケースBでは、B基地がA、C基地の業務をサポートするオペレーションセンターになる。ズズ発電所では電力負荷が時々刻々変化するので、ガス供給もこれに適切に対応するため、基地Bは24時間稼働になる。基地Aは原則一日1シフトで操業する。基地Cには常駐スタッフは配置せず、LNG受取作業時に基地AまたはBからのスタッフが対応する。

上記の組織および要員計画を基に計算すると、事務所の所要スペースは概ね以下のようになる。

表 10.1-1 事務所のスペース

LNG Company		City Gas Company	
Headquarters	600 m ²	Headquarters	1,000 m ²
LNG Plant	600 m ²	Satellite-A	100 m ²
Transport Operation	300 m ²	Satellite-B	400 m ²
		Satellite-C	100> m ²
Total	1,500 m ²	Total	1,600 m ²

出所：JICA 調査団

10.2 ミニ LNG：原料ガスと加工

10.2.1 LNG プラントのキネレジの位置付け

キネレジ・エネルギー基地を新ガス供給システムの起点となる LNG プラントの候補地として選定する。ここはダルエスサラーム空港の北西 3km に位置し、既にキネレジー1 およびキネレジー2 ガス発電所が稼働している。ここには十分なガス供給能力を持つガス田からの幹線パイプラインが敷設されている。

ミニ LNG プラントの設置場所は、以下の条件を満たすものとする。

- 1) 既存のガスパイプラインやダルエスサラーム近郊で開発される新しいガス田から 2km 以内に位置すること。
- 2) 上記の施設から支線を接続可能であること。
- 3) 大型車両が頻繁に通行できること。
- 4) 200m×200m 程度の土地を確保できる広さがあること。

当該用地については以下のような事項を検討する必要がある。

- 1) ミニ LNG プラントは比較的小規模だが、ここにはキネレジー3 およびキネレジー4 火力の建設が計画されており、LNG/CNG プラントの建設に十分なスペースが確保できるかどうか。
- 2) 周囲は広大な住宅地に囲まれている。幹線道路からは距離があり、広い接続道路もない。現状では大型車両を頻繁に往復させるのは難しい。

上記の状況から、別の場所に基地を設置するケースもあるので、経済性評価では 2km のガスパイプライン支線の建設を計上した。



出所：JICA 調査団 - グーグルマップに加筆

図 10.2-1 キネレジとダルエスサラーム近郊の交通マスタープラン

現状は上記のような状況だが、キネレジ・ガスターミナルはバーチャルパイプライン・システムにとって戦略的に好適な場所に位置している。ここは図 10.2-1 に示すダルエスサラーム近郊交通マスタープラン最終ドラフト（2018 年 7 月、JICA）において将来建設が計画されている中央環状道と外環道、さらに新設の標準軌鉄道、タンザニア鉄道（TRL）の中央線、タンザン鉄道（タザラ）などとは至近距離にある。これらはほぼ全て約 5km の圏内に

ある。

バーチャルパイプライン・システムではコンテナトレーラーを用いるので、高規格の自動車道路が必要である。この点で、キネレジは理想的な地点である。将来ガス需要が増加したときには鉄道によるコンテナ輸送が可能になる。その場合は平型貨車にコンテナを積み込むための側線のある一般的な操車場があればよく、特別な設備は必要ない。鉄道の利用は交通への影響を大幅に改善し、道路輸送システムの負担軽減に資するだろう。



出所：JICA 調査団 - グーグルマップに加筆

図 10.2-2 キネレジ基地とその付近

キネレジ基地は図 10.2-2 に示すように、1.1km×1.1km の区画である。ここでは GASCO のガスターミナルと TANESCO のキネレジー1、キネレジー2 ガス発電所が既に稼働している。キネレジー3、キネレジー4 発電所も計画されているが、小規模のガス加工プラントや出荷設備の建設に必要な土地は比較的狭くて済むので、上記の道路計画が実現して連絡道路が建設されれば、キネレジはガス供給システムの好適な拠点になるだろう。

10.2.2 LNG プラントの主要設備

ミニ LNG プラントの主要設備は以下の前処理システム、液化システム、貯蔵タンクおよび出荷設備から成る。

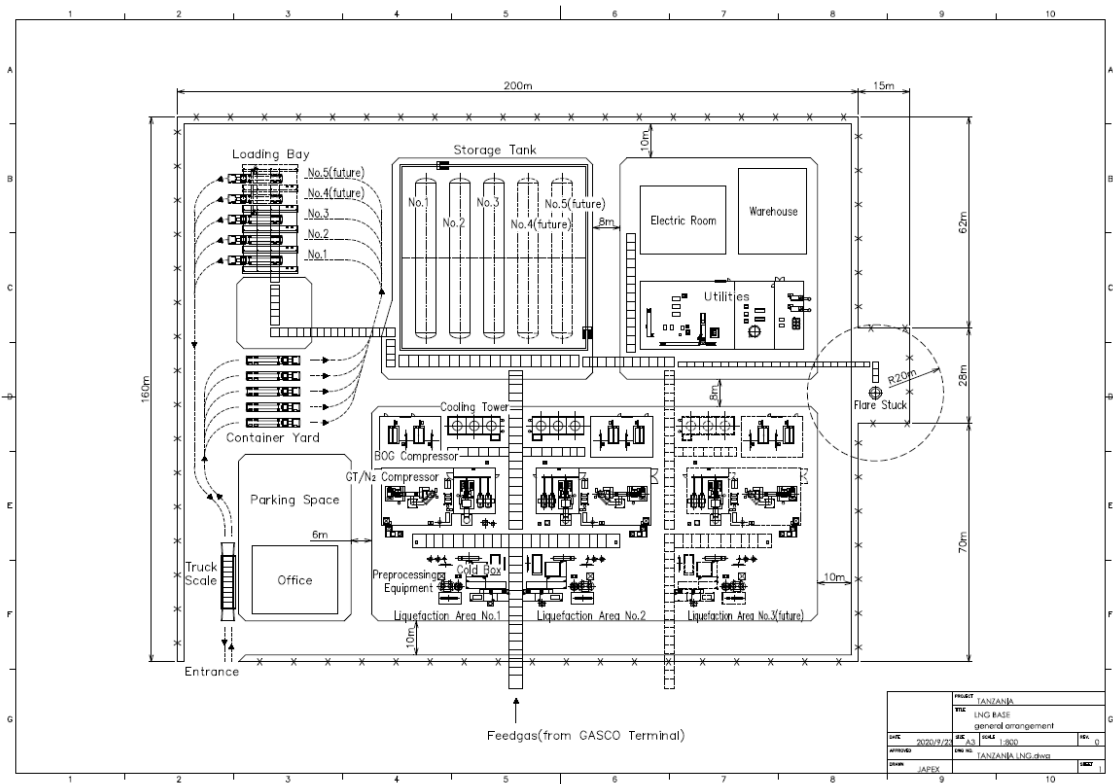
- 1) 前処理
酸性ガス除去
脱水、水銀除去
- 2) 液化
超低温主熱交換機（MCHE）
冷媒システム
- 3) ユーティリティ
- 4) LNG 貯蔵
- 5) LNG 出荷



Source: Chart E&C

図 10.2-3 ミニ LNG プラント

200 トン/日×2 トレインのモデルプラントの主要設備を表 10.2-1 に示す。追加のトレイン用の予備スペースを含む基本配置図は以下ようになる。



出所：調査団。拡大設計図は付属資料 F 参照

図 10.2-4 ミニ LNG プラントの配置図

表 10.2-1 ミニ LNG プラントの主要設備

Section	Facility	Critical Equipment
Office	General & Administration	
	Control Room	Plant Control System
Pre-treatment	Acid Gas Removal	Absorber (Tower)
		Amine Regenerator (Tower)
	Dehydrator/Mercury Removal	Molecular Sieve
Liquefaction		Mercury Removal Bed
	Liquefaction	Main Cryogenic Heat Exchanger
		Compressor/Expander
	Refrigerant cycle	Air Separator to produce N ₂ as refrigerant
Utilities		Refrigerant Cooler & Driver Motor
	Power	Gas Engine Generator (~10MW)
	Fuel	Fuel Gas
	Instrument	Plant/Instrument Air System
		Hot Water System
	Flare	Stack
Storage		Knock-out Drum
	Storage Tank	Pressurized LNG Storage (600 m ³ x 3 Units; <-160 C, 0.2-0.7 MPa)
Loading		Boil-off Gas Recovery
	Loading System	Truck Weight Scale (2-4 Lanes)
	(60-90 minutes to load one LNG container)	Cryogenic Loading Hose
		Return Gas Recovery
		(LNG pump: not considered as LNG storage tank is pressurized)
	Truck yard	No reverse!
	In case of rail transport	Top Lifter
	Spare Trailer/Container at hand	50% - 100% of containers for daily shipping

出所：JICA 調査団

原料ガスは GASCO のキネレジ・ターミナルから供給する。これは外販用規格の高品質のガスである。しかし、LNG グレードの規格をクリアするためには液化前に酸性ガス、水分、水銀を取り除く前処理が必要になる。また、液化用の冷媒としてエアセパレーターで窒素を生産して使用する。

生産された LNG は貯蔵のうえ出荷する。生産量の 3～5 日のストックを想定して、600kl 加圧型貯蔵タンク 3 基を設置するものとした。プラントの生産能力に応じてタンクのサイズは変化する。LNG は 0.2-0.7Mpa、マイナス 160℃以下で貯蔵される。LNG の積み込みには LNG ポンプを使用する。ガスは加圧されているため、荷下ろしではポンプは不要で作業は簡単である。

次に、LNG はコンテナに積み、出荷する。18 トンの LNG コンテナ 1 基あたりの充填時間は 60-90 分で、充填場では一日あたり 8 時間稼働の場合 5-7 基のコンテナが充填できる。安全に配慮して、日本では LNG ローリーがバックすることは禁止されている。ヤードには長いローリーを安全に方向転換させるための十分なスペースが必要である。

上記の計画では、将来の追加トレイン設置場所を含めて合計 160m×200m のスペースが必要である。フレアスタックの位置は安全規則に従って決定することになるが、所要スペースを決める上では重要なファクターである。

10.2.3 プラントの規模

10.2.4 プラント計画の注意点

10.2.5 LNG プラントの操業

(10.2.3～10.2.5 は守秘情報を含むため非公開)

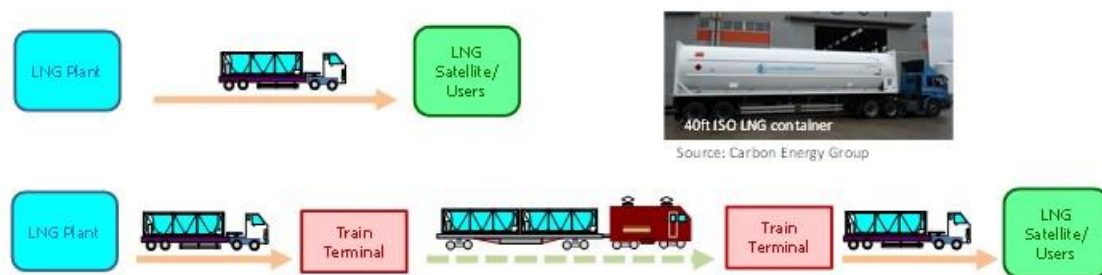
10.3 LNG の輸送

10.3.1 輸送手段

LNG の陸上輸送では以下の手段が用いられる。

- 道路：タンクローリー、トレーラー、コンテナ
- 鉄道：平型コンテナ積載貨車（ISO 30ft,40ft）

タンクローリーは主に短、中距離輸送に用いられるが、鉄道が利用可能な地域では、300km を超える中・長距離輸送では鉄道の方が効率的と言われている。コンテナを利用する場合はどちらでも使用できる。



出所：調査団

図 10.3-1 LNG の陸上輸送

本調査では、以下の規格⁶⁹を前提として ISO40 フィート LNG コンテナの使用を想定する。

- サイズ：W2.5m×H2.5m×L12m
- 重量：自重 12 トン＋積載量 18 トン（95%積載）＝合計 30 トン
- 使用圧力：0.3-0.6Mpa（最大 1.0Mpa 未満）
- ボイルオフレート：0.15-0.30%/日
- ガスの保持期間：90 日
- トレーラーヘッドとシャーシの全長：16.5m
- 回転半径：9.4m
- 90 度転回に必要な道路幅：8.3m

⁶⁹ JAPEX, Carbon Energy Group, Isuzu, etc.

極端な低温度、高圧力の物質を取り扱うため、LNG タンクは国際基準、安全規制に基づく厳重な設計、製造、検査とメンテナンスを必要とする。タンザニア着の自動車の CIF 価格は、トレーラーヘッドが 10 万ドル、コンテナとシャーシのセットが 20 万ドルと試算した。輸入 CIF 価格に加え、新車の場合は約 50%の輸入税・VAT 等が課される⁷⁰。

鉄道が利用可能な場合は、同型のコンテナを使用できる。LNG プラントで充填後、コンテナはトレーラーで起点の貨物駅に転送され、トップリフターで平型貨車に積載され、到着駅ではトップリフターでトレーラーに積み替えられ、最終目的地のサテライト基地や直送大口需要家に届けられる。LNG コンテナはトレーラーと鉄道の併用で輸送するので、プラントへの引き込み線は不要である。将来輸送需要が増加した場合、輸送業務を統合し、道路輸送の負担を軽減する上で鉄道輸送は有効な手段となるだろう。



出所：JAPEX

図 10.3-2 トップリフターと鉄道輸送

10.3.2 輸送業務

ダルエスサラームードドマ間の道路距離は約 470km で、タンクローリーの往復には 2 日を要する。LNG プラントでの積込に 1.5 時間を要し、長距離輸送には休憩時間を含めて 11 時間、荷降ろしに 1 時間を要する。目的地での荷降ろし完了までに要する合計時間は、モロゴロでは 7 時間、ドドマでは 14 時間となる。トレーラー 1 台につき運転手 2 人乗務とする。本調査では運転手の休日や不測の予定変更を考慮し、1 ヶ月あたり 12 往復を行うと仮定する。これは 1 ヶ月あたり 24 日間稼働、車両の稼働率 80%に相当する。

⁷⁰ 9.2.2 項参照。中古車はさらに中古車課税がある。

表 10.3-1 ドドマへの往復輸送

	Dar es Salaam to Dodoma		Return	
	km	km/h	hours	hours
Dar es Salaam : Loading			1.5	
DSM to Chalinze	106	40	2.7	↑ 2.7
Chalinze to Morogoro	84	50	1.7	↑ 1.7
Morogoro	190	5.8	↑	
Morogoro to Dodoma	280	60	4.7	↑ 4.7
Break			2.0	2.0
Dodoma: unloading			1.0	
Total	470	13.5		9.0

出所：JICA 調査団

積込作業に時間を要するため、トラックは1台ずつ出発することになる。例えば、1日の積み込みは3つの充填場で午前6時、7時半、9時に開始されるとしよう。このケースでは、1日あたり162トン（18トン×9カーゴ）のLNGが輸送できるとどまるが、それでも最後のトラックは目的地での業務完了が深夜近くになる。運転手や作業員の過労を避け、スムーズで安定した業務を遂行するため、積込、輸送業務のプログラムの編成には注意を払う必要がある。起点と終点の間に運転手のリレーポイントを設ける、事前積込用に余剰車両をもつ、積込作業にプラント作業員を配置するなど、業務の過密を緩和するには様々な方法がある。適切な出荷スケジュールの策定には、受入基地および直送需要家での在庫状態を注意深くモニターすることも重要である。ユーザーの現場では荷降ろし終了後、空のトラックを留置できないことも考えられる。このため、直送大口需要家向けのLNG配送で2日にまたがる作業が必要な場合は、車両待機場所が必要になるだろう。

LNGの体積膨張率が非常に大きい（ソングソングのガスは液体から気体になる際に592倍になる）、積み下ろし作業時のBOGやLNGの圧力バランスの調整が非常に重要で、このためガソリンなどの石油製品を扱う場合と比べて荷役に時間がかかる。積み下ろし作業時のバルブと計器類はLNGタンクの後部または側面部に設置されている。高い膨張率と重要機器の保護のため、LNGタンクローリーの後進（バック）は重大事故を避けるための安全規制で禁止されている。従って、非常に長いトレーラーの転回に十分なスペース、例えば回転半径15mで幅10mの広いレーンを確認する必要がある。



出所：JICA 調査団

図 10.3-3 LNG タンクローリー、コンテナのバルブと計器

10.3.3 技能訓練

LNG の特徴に配慮した安全操業を確保するため、運転手には以下の訓練が必要である。

- a. LNG トラックのバックは禁止
- b. LNG は密封型のシステムであり、大気に開放してはならない
- c. 積み下ろし作業時には圧力調整が必要になる
- d. 超低温物質の取扱いに関する専門知識が必要で、特に以下の点について適切な対応が必要である
 - ・ どの部分にも素手では触らない
 - ・ 積み下ろし作業時、超低温のため空気中の水蒸気により霧が発生するが煙ではない
 - ・ 密封されたシステムの中でも、LNG は常にボイルオフを起こしている
 - ・ LNG が気化するとメタンは空気より軽く急速に拡散するため、万一の漏洩に備え、屋外での作業の方が安全である
- e. 安全運転と速度制限を厳守すること

ドライバーに LNG の知識と安全な取扱い方法を習得させるには最低でも 3～6 か月を要する。事前に必ず実地訓練を行う必要がある。

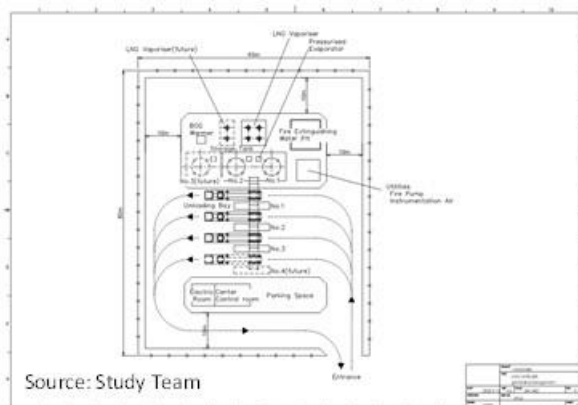
10.4 LNG 受取や都市ガス配送のためのサテライト基地

10.4.1 サテライト基地の設備

LNG 基地の標準的な設備は以下のとおりである⁷¹。このうちのいくつか、例えば LNG ポンプやミキシングタンク、BOG 再液化装置などは必須の設備ではなく、状況により採用することがある。

- a. トレーラー/トラックヤード
- b. 接続フランジ、バルブ、圧力計、流量計等つきの LNG 受取ユニット
- c. 高圧受け渡しを行う場合は LNG ポンプ
- d. タンクローリーの圧力調整作業用の昇圧装置 (PBU)
- e. LNG 貯蔵タンク
- f. LNG 気化装置 (最低 2 基)
- g. 圧力調整器 (第 1 段階、第 2 段階)
- h. 排出時の圧力調整前の気化ガス受取、貯蔵用ミキシングタンク
- i. ガス流量計やその他の情報伝達システム
- j. BOG 再液化装置
- k. ガスパージ用窒素システム
- l. 事務所

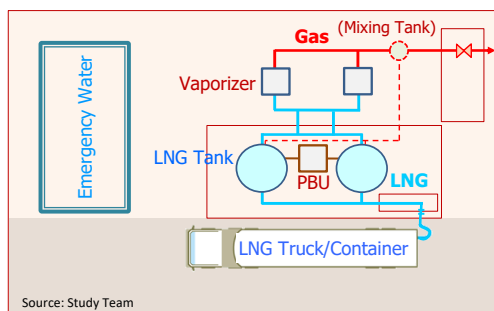
⁷¹ Air Water & Plant Engineering Inc. “LNG equipment & facilities”, <http://www.awpe.co.jp/english/>



出所：JAPEX、東京ガス。拡大設計図は付属資料 F 参照。

図 10.4-1 LNG サテライト：都市ガスなどの大型基地

日本の LNG サテライト基地では、LNG 在庫は 5-7 日分として、所要貯蔵タンク能力が設定されている。LNG プラントが遠隔地にある場合や近隣地域への LNG 配送があまり頻繁ではない地域では、多めの在庫が必要になる。温暖な地域では一般的に空温式気化装置が利用されているが、寒冷地域では温水バスタイプの気化装置が用いられている。送出圧力は 0.15 ～0.20Mpa である。



出所：JAPEX、東京ガス。

図 10.4-2 LNG サテライト：中小型基地

日本の都市ガス会社がまとめた需要規模別の標準的なプラント規模を表 10.4-1 に示す。これはグリッドに非接続の産業、商業ユーザーを対象としている。日本市場では LNG の配送が普及し頻繁に行われているため、消費ペースが予定より早まったような場合でも比較的簡単に補給を行うことができる。従って、在庫レベルは比較的低い 5-7 日の範囲に設定されている。

表 10.4-1 LNG サテライト基地の規模

Annual Consumption	tons	500	1000	2000	3000	4000	5000
Daily Average (300days/year)	tons	1.7	3.3	6.7	10	13.3	16.7
Storage	tons of LNG	15	20	30	40	50	60
	kl	50 x 1	60 x 1	100 x 1	60 x 2	80 x 2	100 x 2
Space excluding parking	(m x m)	10 x 10	10 x 12	12 x 14	16 x 18	16 x 18	18 x 18
Safety Distance from:	Schools, hospitals	21.0	22.4	27.2	29.3	33.1	36.6
(in addition)	Houses	14.0	14.9	18.1	19.5	22.1	24.4
Equivalent Fuel	LPG (t)	540	1,090	2,170	3,260	4,340	5,430
	Diesel (kl)	700	1,390	2,780	4,170	5,570	6,960

Source: Saibu Gas

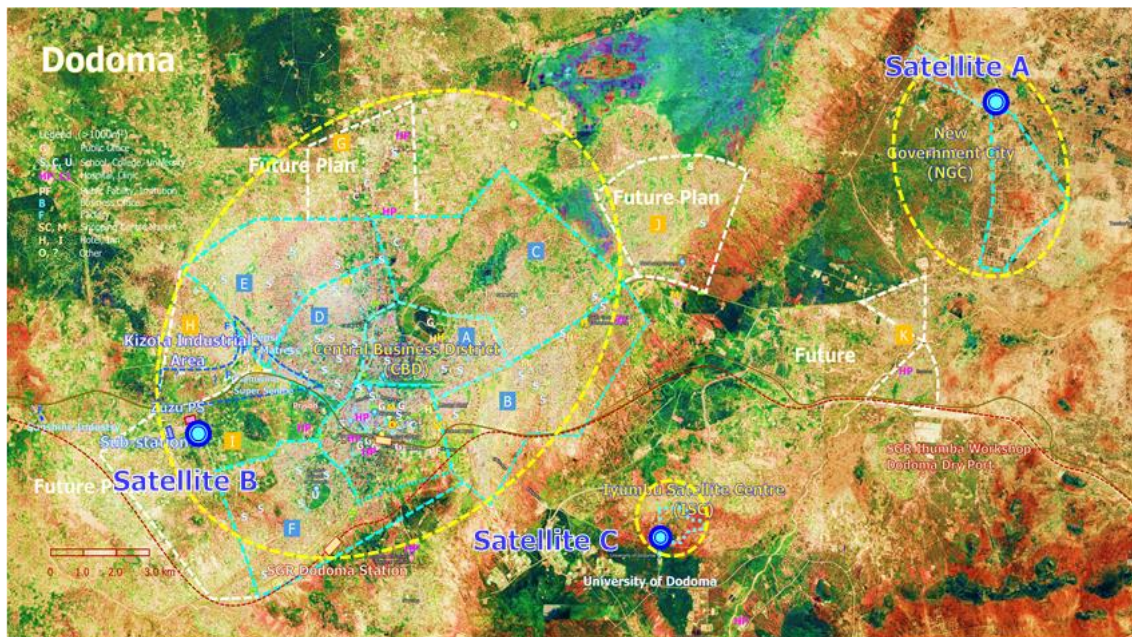
1. Safety distance is derived subject to the Japanese regulation.

2. Heat values are LNG: 54.41 MJ/kg, LPG: 50.23MJ/kg, Diesel: 39.10MJ/ltr

ガスを原料として用いる NGV ガスステーションでは、ガス供給に同様の設備の使用が考えられる。ディスペンサーによる燃料補給ベイや整備用ピット、事務所を備えた一般的なガソリンスタンドのスペース (30m×40m) と比較した場合、LNG の貯蔵、気化設備に必要なスペースは比較的小さいが、十分なトレーラーの駐車、回転スペースを用意しておくことが必要である。

10.4.2 ドドマ市ガスにおける都市ガス事業の展開とサテライト基地

図 10.4-3 に示すように、ドドマのガス供給プロジェクトで、NGC 向けのサテライト基地 A、ドドマ市中心部のビジネスセンター地区ガス普及プロジェクト向けのサテライト基地 B、イユンプのサテライトセンター開発向けのサテライト基地 C の 3 ヶ所のサテライト基地の建設を想定する。初期段階では、これらの基地はパイプラインで接続することなく、独立して運用する。将来都市ガスの普及範囲が拡大し、互いに供給区域が接近してきたら、これらの基地をパイプラインで接続することになる。



出所：JICA 調査団 - グーグルマップに加筆

図 10.4-3 ドドマ市ガス計画向けのサテライト基地

ケース A では NGC における都市ガス事業の展開のみを想定する。需要規模のプロジェクトを比較検討するため、本節では主に、仕様の異なる 3 基地を同時に操業するケース B について議論する。基本情報として、表 10.4-2 に第 9 章で分析した各基地の LNG 再ガス化能力およびガス送出量を示す。設計上、年間消費量は千トン単位とした。

表 10.4-2 サテライトのガス需要量

								Desgin allowance at		20%
Location		Annual Consumption			Daily	350	day/year	Hourly	8	hour/day
		2025	2030	Design	2025	2030	Design	2025	2030	Design
		t	t	t	t/day	t/day	t/day	t/hour	t/hour	t/hour
Satellite-A	City Gas	4,070	10,260	11,000	11.6	29.3	31.4	1.70	4.40	4.80
Satellite-B	City Gas	5,520	12,760	13,000	15.8	36.5	37.1	2.40	5.50	5.60
	Zuzu Power	31,600	63,200	63,000	90.3	180.6	180.0	13.50	27.10	27.00
	Total	37,120	75,960	76,000	106	217	217	15.90	32.60	32.60
Satellite-C	City Gas	400	1,000	1,000	1.1	2.9	2.9	0.20	0.40	0.50
	Total	41,590	87,220	88,000	119	249	251	17.80	37.40	37.90

出所：JICA 調査団

需要レベルに対応する気化装置や貯蔵タンクの所要能力は表 10.4-3 および 10.4-4 に示すように試算される。気化装置の能力算定では、年間稼働日数 350 日、一日当たり稼働時間 8 時間、需要変動に対する余裕率 20%として時間当たりガス送出量を計算した。安定操業を確保するためそれぞれの基地に最低 2 基の気化装置を設置する。

表 10.4-3 気化装置の能力

Year			2025				2030: Design			
Location			A	B: CG	B:CG+PS	C	A	B: CG	B:CG+PS	C
Average consumption	t/hour		1.70	2.40	15.90	0.20	4.80	5.60	32.60	0.50
Vaporizer	Capacity	t/hour	1.0	1.0	10.0	0.3	1.0	1.0	10.0	0.3
	Unit		3	4	2	2	5	6	4	2
	Total	t/hour	3	4	20	0.6	5	6	40	0.6
Average Load	%		57%	60%	80%	33%	96%	93%	82%	83%

出所：JICA 調査団

貯蔵タンクの所要能力は、7 日分の在庫を持つものとし、平均在庫レベル 70%を想定して試算した。また、LNG の受け入れ時にはタンク気相部分の圧力調整を同時に行う必要があり、そのための余裕スペースとして 10%を確保するものとした。

なお、基地 B が大規模貯蔵能力を備えるケース B では、他の基地で補給の必要が生じた場合には基地 B からの補給も行うことができるため、基地 A と基地 C は最小限の貯蔵能力を備えればよい。LNG が頻繁にコンテナ輸送されている場合は、一部を他の目的地に転送しても問題は生じないと考えられる。

表 10.4-4 貯蔵タンクの能力

Year			2025: Starting Capacity				2030: Design Capacity			
Location			A	B: City Gas	B: CG +PS	C	A	B: City Gas	B: CG +PS	C
Daily consumption	tons		11.6	15.8	106.1	1.1	31.4	37.1	217.1	2.9
SG	0.427	kL	27.2	36.9	248.4	2.7	73.6	87.0	508.5	6.7
Required Capacity	kL		400	500	3,000	30	900	1,000	6,000	80
LNG Tank	Capacity	kL	450	500	2,000	80	450	500	2,000	80
	Units		1	1	2	1	2	2	3	1
	Total	kL	450	500	4000	80	900	1000	6000	80
Inventory days			16.5	13.5	16.1	29.9	12.2	11.5	11.8	12.0
Inventory	7 days	Stock level	70% Ullage	10%						

出所：JICA 調査団

上記の計算から、都市ガスサテライト基地の建設費は以下の表 10.4-5 のように試算した。ここでは、タンクや気化装置のほかに付帯費用としてその他の設備、配管、計装、土木工事及び事務所、試運転等に要する費用と総括管理費を計上した。

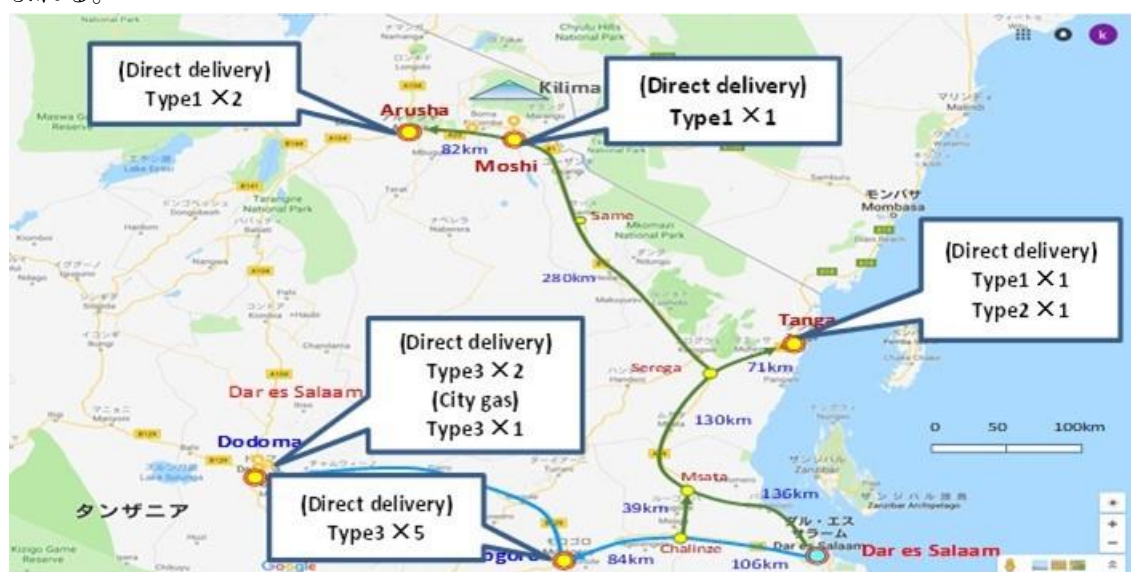
(表 10.4-5 は守秘情報を含むため非公開)

10.4.3 直接需要家向けサテライト設備

(表 10.4-6 は守秘情報を含むため非公開)

第 7 章では、2018 年に実施した地方エネルギー需要調査から、対象地域の工場のうち月間使用量が石油換算 20 トン以上、つまり毎月 LNG コンテナ 1 基以上の配送を受ける可能性のあるユーザーを取り上げた。これらのエネルギー消費者は直送 LNG への切り替え候補者で、図 10.4-4 に示すように分布している。これに加え、オフィスビルやホテル、病院、商業施設などサービス部門の大規模エネルギー利用者でも LNG への転換が起こりうるだろう。一方、石炭や石油コークスなどの安価な燃料を使用するセメント工場、石灰工場では天然ガスは経済性の点で劣位にあり、このようなユーザーは候補から除外されよう。しかし、LNG プラント規模が経済性に大きく影響するため、商業的に可能であれば産業ユーザーをできるだけ多く取り込む方針で臨むのが良いと考えられる。

これらの施設のサテライト設備の規模について、ムベヤやムワンザのものも含めて表 10.4-7 に試算値を示した。本調査で検討しているガス供給システムから遠隔地にある工場でも、現行の燃料供給と比較して好条件になる場合は LNG にスイッチする可能性があるだろう。そのような可能性についても最終プロジェクトを策定する過程で検討することが望まれる。



出所：JICA 調査団 – グーグルマップに加筆

図 10.4-4 LNG が直送される工場の候補

表 10.4-7 LNG の大口直送需要家候補

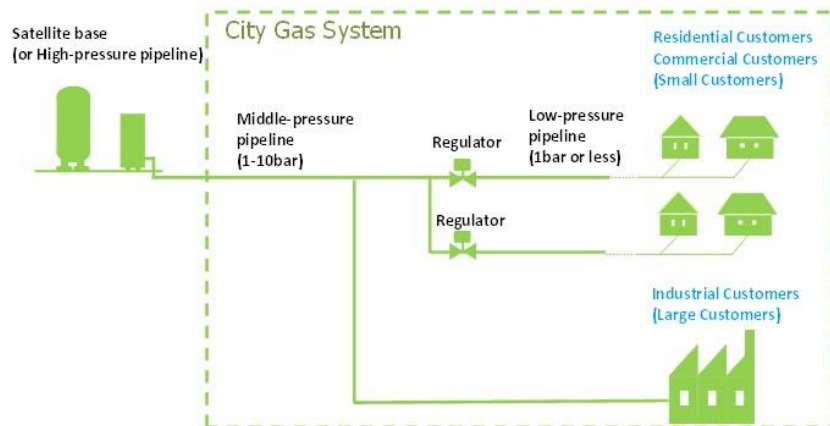
Large factories with monthly fuel demand more than 20 toe		Products	Fuel Demand (toe)			Fuel Demand (LNG)		Requirement		LNG Consumption		Delivery	Satellite	
			2018	2025	2030	2025	2030	Storage	Vaporization	Day	Week	per week	Type	Units
			toe	toe	toe	t	t	KL	t/hour	t	t	t		
Arusha	Tanzania Brewery Ltd.	Beer	404	600	800	510	680	10	0.19	1.5	10.8	1	Type1	1
	A to Z Textile	Textile	417	600	800	530	680	10	0.19	1.5	10.8	1	Type1	1
	Sub-total		821	1,200	1,700	1,040	1,430							
Dodoma	Sunshine Industrial Limited	Cooking oil	4,459	6,700	9,000	5,620	7,550	104	1.99	15.9	111.4	8	Type3	2
	Sub-total		4,459	6,700	9,000	5,620	7,550		0.00					
Mbeya	Tanzania Brewery Ltd	Beer	526	800	1,100	670	930	12	0.22	1.8	12.4	1	Type2	1
	Sub-total		526	800	1,100	670	930							
Morogoro	21st Century Textile	Textile	6,517	9,800	13,100	8,210	10,980	152	2.90	23.2	162.6	11	Type3	3
	Alliance One Tobacco	Tobacco	1,381	2,100	2,800	1,750	2,350	31	0.60	4.8	33.8	3	Type3	1
	Tanzania Tobacco	Tobacco	2,258	3,400	4,500	2,850	3,780	53	1.01	8.1	56.7	4	Type3	1
	Sub-total		10,157	15,300	20,400	12,800	17,100							
Moshi	Bonite Bottlers	Soft drinks	568	900	900	720	760	10	0.19	1.5	10.8	1	Type1	1
	Sub-total		568	900	900	720	760							
Mwanza	Mwatex	Textile	2,036	3,100	4,100	2,570	3,440	48	0.92	7.3	51.3	4	Type3	1
	Nyakato Steel Mills	Steel	1,064	1,600	2,100	1,340	1,760	25	0.47	3.8	26.6	2	Type2	1
	Mwanza Wines	Wine	1,057	1,600	2,100	1,340	1,760	25	0.47	3.8	26.6	2	Type2	1
	Sayona Drinks	Soft drinks	1,316	2,000	2,600	1,660	2,180	31	0.60	4.8	33.8	3	Type3	1
	Serengetti Breweries	Beer	11,443	17,200	23,000	14,420	19,270	265	5.08	40.7	284.6	19	Type3	5
	Nayanza bottling	Soft drinks	627	900	1,300	790	1,090	15	0.29	2.3	16.0	2	Type2	1
	Sub-total		17,542	26,400	35,300	22,100	29,580							
Tanga	Gulam Patter Coconut Oil	Cooking oil	761	1,100	1,500	960	1,260	18	0.35	2.8	19.6	2	Type2	1
	Kilimanjaro Cement	Cement	6,065	9,200	12,300	7,700	10,310	142	2.72	21.7	152.1	11	Type3	3
	Tanga Cement	Cement	65,322	98,900	132,300	82,840	110,840	1,525	29.23	233.8	1,636.6	110	Type4	2
	Tanga Fresh	Milk products	322	500	700	410	590	8	0.16	1.3	8.9	1	Type1	1
	Neelkanth Lime Ltd	Lime	5,754	8,700	11,700	7,300	9,810	135	2.59	20.7	144.9	10	Type3	3
	Sub-total		78,223	118,400	158,400	99,190	132,710							
Total	7 cities		112,295	169,700	226,800	142,110	190,010							
	5 cities		94,228	142,500	190,400	119,350	159,520							
	5 cities excl. Cement and Lime		17,088	25,700	34,100	21,530	28,570							

10.5 都市ガス供給システム

都市ガス供給システムは、ガスを需要家向けに配送するための設備である。設備構成は、道路下に埋設された中圧ガス導管（1-10 bar）、中圧域から低圧域へガス圧力を減圧するための整圧器、需要家へ接続する低圧ガス導管（1 bar 以下）で構成される。都市ガス供給システムの概念図を図 10.5-1 に示す。

都市ガスの需要家は民生（一般家庭）、業務（オフィスビル、公共施設、商業施設、病院、学校など）、産業（工場）の 3 部門に分類される。ガス消費量の大きい工場や大型商業施設などの大口需要家へは中圧のまま直接供給されるのが一般的である。さらに、消費量の大きい発電所や大型工場への供給では、これとは別にガスコンプレッサーなどの特別な設備が必要である。

本節では、第 7 章で設定した 3 つの供給地区（NGC、ドドマビジネスセンター地区、イコンブサテライト都市）への都市ガスシステム建設費を想定する。



出所：調査団

図 10.5-1 都市ガス供給イメージ図

10.5.1 都市ガスプラン-A：新行政区(NGC)

都市ガスプラン-A ではドドマ市中心地区より約 17km 東のイフムワに建設が計画されている新行政区（NGC: New Government City）地区一帯への都市ガス供給を想定する。

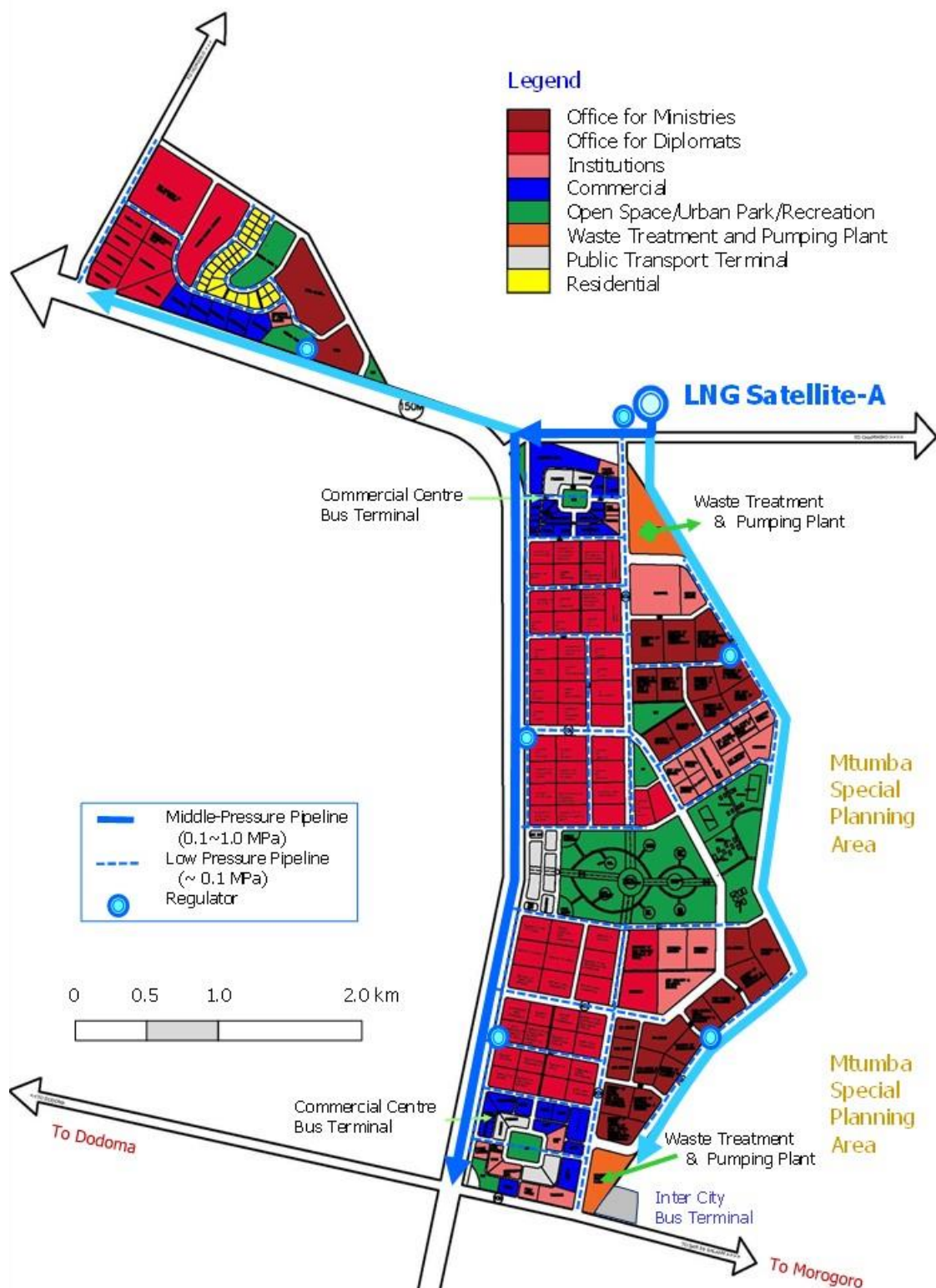
図 10.5-3 にガスパイプライン導入時のイメージ図を示す。NGC はドドマ近郊のオープンスペースに建設中で、エネルギー効率が高くガスの基礎需要がある CHP（熱電併給）を導入した大規模首都オフィスや公共施設などの野心的で柔軟な計画を策定することができる。加えて、ここでは道路を掘り返す必要がない。このため、既存の都市エリアに比べて建設上の問題が少なく、作業時間も短くて済むことを意味している。

本計画では、NGC の近傍に、図 1.5-3 に示すようにサテライト基地 A を建設し、ここから中圧導管で都市ガスを供給する。大規模ユーザーは、このラインから直接ガスを受け取る。さらに、供給エリア内に設置した整圧器により減圧し、低圧導管を通じて全区画への都市ガス供給を行なう。この計画で必要となる供給設備は、中圧導管 15km、低圧導管 30km、整圧器 6 基で、表 10.5-1 に示すように、建設コストは約 1,400 万ドルと試算される。尚、都市ガスパイプラインは、NGC 建設と一緒に敷設されるので、既存の舗装を剥がし、再度舗装する必要はない。



出所：調査団

図 10.5-2 新行政区建設地（2018 年 11 月）



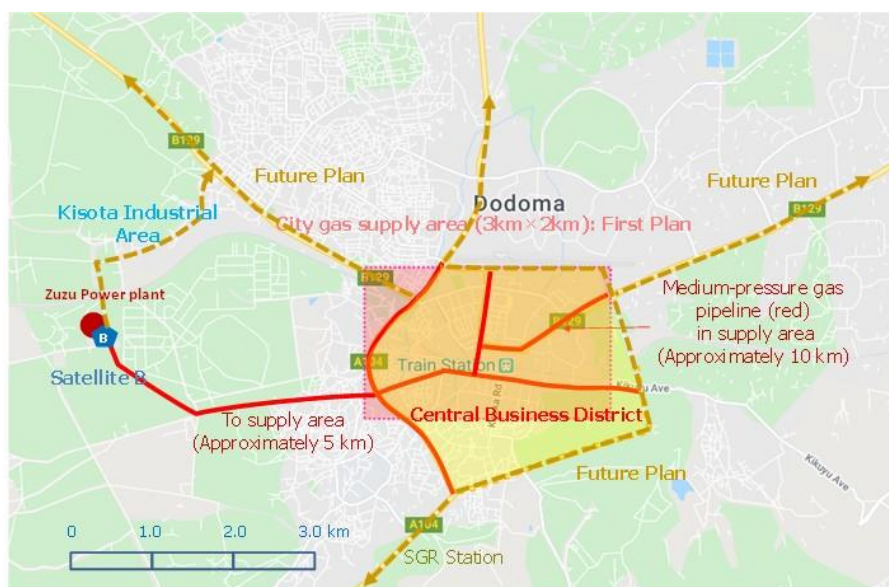
出所：Dodoma Capital City Master Plan 2017 を基に作成

図 10.5-3 都市ガスプラン-A の導管敷設イメージ図

(表 10.5-1 は守秘情報を含むため非公開))

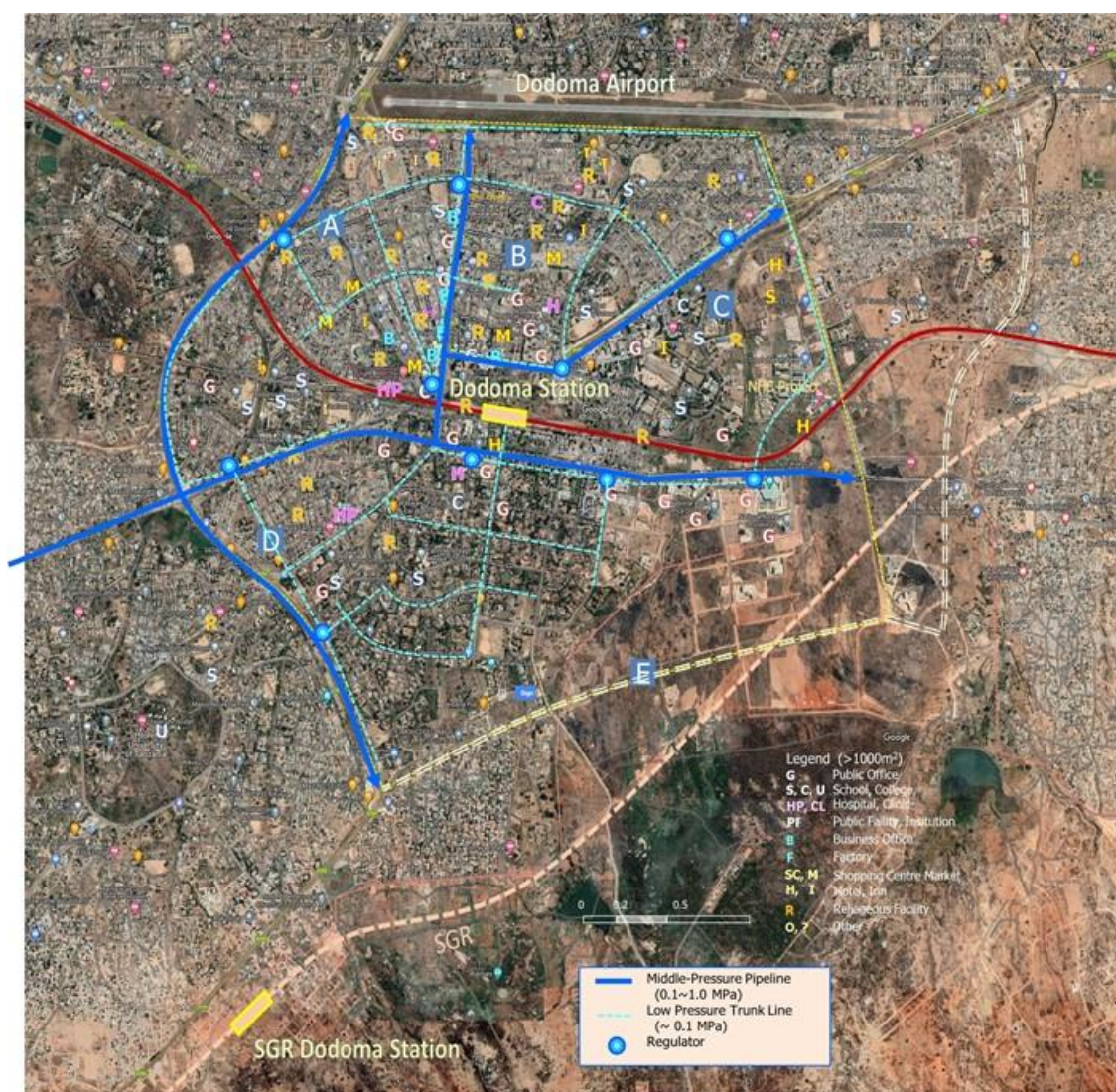
10.5.2 都市ガスプラン-B : 都市中心部

都市ガスプラン-B では、図 10.5-4 に示すように、ドドマ市街地の西 5km に位置するズズ発電所の近傍にサテライト基地 B を建設し、ドドマビジネスセンター地区へ都市ガスを供給するものとする。サテライト基地はこれよりも供給エリアに近い場所に設置することも可能だが、今回はズズ発電所が燃料をディーゼルから天然ガスへ転換することも想定しているため、この場所を選定した。この場所は鉄道からも近く、引込み線もあり、ズズ火力発電所のガス転換が実現すればコンテナを鉄道輸送することが可能になる。また、キゾタ工業団地にも近い。その場合、サテライト基地 A と C へは、ここからトレーラーでコンテナを配送することも可能になる。



出所：JICA 調査団 - グーグルマップに加筆

図 10.5-4 都市ガスプラン B : ドドマ市中心部



出所：JICA 調査団 - グーグルマップに加筆

図 10.5-5 ドドマ市ビジネスセンター地区（CBD）

中圧導管はサテライト基地から供給エリアまでの約 5km と供給エリア内の幹線道路（国道 A104 号線、B129 号線）の地下に約 10km の敷設を想定する。都市ガスプラン-A のような詳細区画図がないため、ここでは地図上で測定した供給エリア一帯の全道路 110km へ低圧導管を敷設するものと想定する。また、整圧器は供給エリア 1km² 毎に 1 基ずつ設置すると仮定した。また、ドドマ中心部の舗装道路比率を 50% と仮定して舗装費用を算出した⁷²。これらの条件による都市ガスプラン-B の都市ガスシステム建設の概算コストは、表 10.5-2 に示したように約 3,400 万ドルとなった。

⁷² 道路全面舗装ではなく、幅 1m の部分舗装を想定している。仮に全面舗装が必要な場合は単価が高くなる。

(表 10.5-2 は守秘情報を含むため非公開)

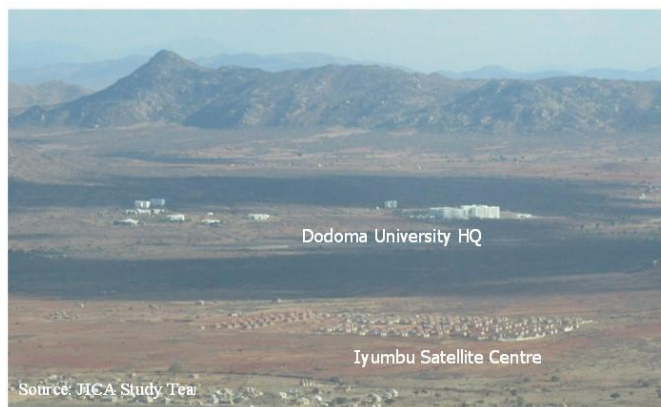
10.5.3 都市ガスプラン-C : イュンブサテライト基地

都市ガスプラン-C ではドドマ市中心地区より約 12km 南東のリュンブに建設中のサテライトセンター帯への都市ガス供給を想定する。図 10.5-7 に導管敷設のイメージ図を示す。更地からの都市建設であり、道路の掘り起しなども不要で、建設上の課題は既存市街地に比べて少ない。

ここに示した計画では、都市計画地の近傍にサテライト基地-C を設置し、ここから中圧で都市ガスを供給する。都市ガスは、供給エリア内に設置した整圧器で減圧し、低圧導管を通じて全区画へ供給する。

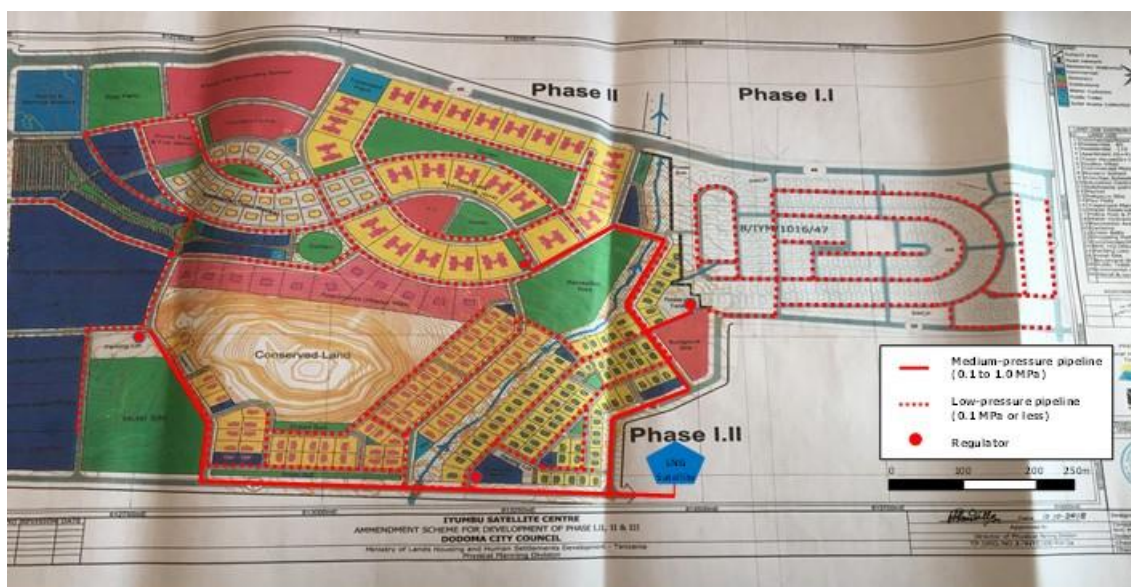
この計画で必要となる供給設備は中圧導管 3km、低圧導管 11km、整圧器 4 基で、表 10.5-3 に示すように、建設コストは約 400 万ドルと試算された。尚、都市ガス供給設備は、都市建設時の敷設を想定しているため、舗装費は想定していない。

(表 10.5-3 は守秘情報を含むため非公開)



出所：JICA 調査団

図 10.5-6 イュンブサテライトセンター



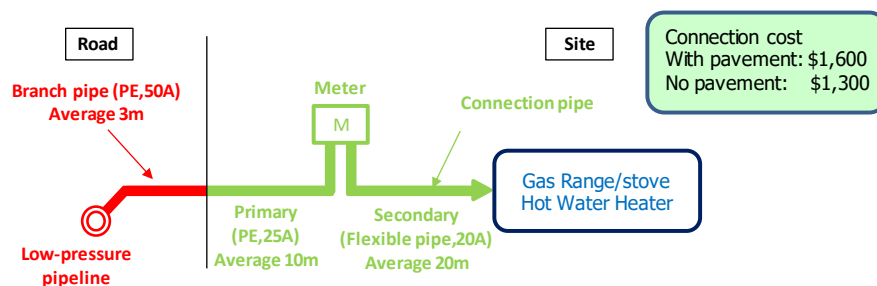
出所：Dodoma City Council

図 10.5-7 都市ガスプラン-C の導管敷設イメージ図

10.5.4 引き込み費用

ここまでの検討では、ガスを供給するための都市ガス導管網の建設コストを試算した。実際にユーザーがガスを使用するためには、図 10.5-8 に示すようにユーザーの敷地内までの分岐配管および敷地内のガス消費機器への接続配管が別途必要となる。このコストは用途や敷地の広さ、道路状況（舗装、道路幅）等に大きく左右され一様に評価することは困難である。ここでは平均的な条件を想定し概算コストを算出した。

まず家庭部門の引き込み費用について評価する。道路幅で左右される分岐配管は平均道路幅を 6m と仮定し、その半分の 3m と想定した。また敷地の広さに左右されるガスメーターまでの 1 次配管を 10m、建物の広さに左右されるガスメーターからガス消費機器までの 2 次配管を 20m と想定した。以上の条件から家庭用部門の平均引き込み費用は、道路舗装が必要な場合は 1,600 米ドル、道路舗装が不要な場合は 1,300 米ドルと算出した。



出所：調査団

図 10.5-8 家庭用部門 都市ガス引き込み概算費用

（表 10.5-4、5 は守秘情報を含むため非公開）

10.5.5 都市ガス部門の費用概要

上記の分析によって推定される 2030 年までのサテライト基地、輸送パイプライン網、引き込み費用を含めた都市ガス部門の初期費用は以下の表に示すようになる。このうち約 3 分の 2 を都市ガスネットワークの建設費が占める。ズズ発電所をガス転換するケースでは、3,000kl のタンク 2 基と関連設備の建設のためサテライト基地の建設費が大幅に高くなる。ここでは CHP を考慮していないが、これも含めるとサテライト基地のタンク貯蔵能力はさらに拡張する必要がある。ただし、繋ぎ込み費用は接続が少ないときとほぼ同額である。

表 10.5-6 都市ガス部門の投資額

	Upfront Investment up to 2030					Composition				
	A:NGC	B:City Centre	B: With PS	C: Iyumbu	Total w/o PS	A: NGC	B:City Centre	B: With PS	Iyumbu	Total w/o PS
	\$mIn	\$mIn	\$mIn	\$mIn	\$mIn	%	%	%	%	%
Satellite	3.1	3.2	28.0	0.5	6.8	27.3	8.0	43.2	8.5	11.9
with CHP	5.3	4.5		0.7	10.5	46.6	11.2		11.8	18.3
City Gas System	8.0	26.4	26.4	3.9	38.3	70.4	65.9	40.7	66.0	66.8
Connection	0.3	10.4	10.4	1.5	12.2	2.3	26.1	16.1	25.6	21.3
with CHP	0.3	10.5		1.5	12.3	2.8	26.2		25.9	21.5
Total	11.4	40.0	64.8	5.9	57.3	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
with CHP	13.6	41.4		6.1	61.1	119.8	103.3		103.7	106.7

(Note): Figures do not include administration cost during the construction phase.

出所：JICA 調査団

引き込み費用を誰が負担するのかは議論を呼ぶところであろう。日本では、都市ガスシステムはガス事業者の資産であり、引き込み配管はユーザーが費用を負担する資産とされている。一般家庭のような小口需要家にとって、ガス管つなぎこみにかかる初期費用は決して安いとは言えない。しかし、ガスの普及を図るには限界的な小口需要家に門戸を開かねばならない。一方、都市ガス会社にとっては総投資額の 20%にも満たない費用であり、かつ、ガスの普及には時間がかかるため、かなり長期にまたがって支出される性格のものである。この費用を誰が負担するかによって都市ガス事業の展望は大きく変わると思われるので、都市ガス事業を始める場合は、このような事業スキームを適切に設定する必要がある。

10.6 NGV 向け天然ガスステーション

天然ガスは CNG（圧縮天然ガス）や LNG（液化天然ガス）の形で自動車燃料として用いられている。CNG は NGV 向けに世界的に普及している。しかし、表 10.6-1 に示すように走行距離が比較的短いため、CNG 車は主に通勤車両、配達サービス、ごみ収集車などの短距離周回型事業に用いられる。近年、アメリカのように天然ガスが安くなっている地域では、LNG がバスや路線トラックなどの長距離事業用の大型車両向けに普及している。

表 10.6-1 NGV の走行距離

Vehicle type		Three Wheeler	Passenger Car	Light Truck/mini-bus	Heavy duty bus and truck
Fuel Mileage	km/ltr	40 (Gasoline)	10 (Gasoline)	8 (Gasoline)	2 (Diesel)
Fuel Tank (CNG)	ltr	30	120	300	1,000
Refuelling at	80%	24	96	240	800
Drive Distance : CNG	km	225	225	450	330
LNG	km	-	-	-	975

Assumptions: CNG pressure at 20MPa, LNG intensity at 0.43

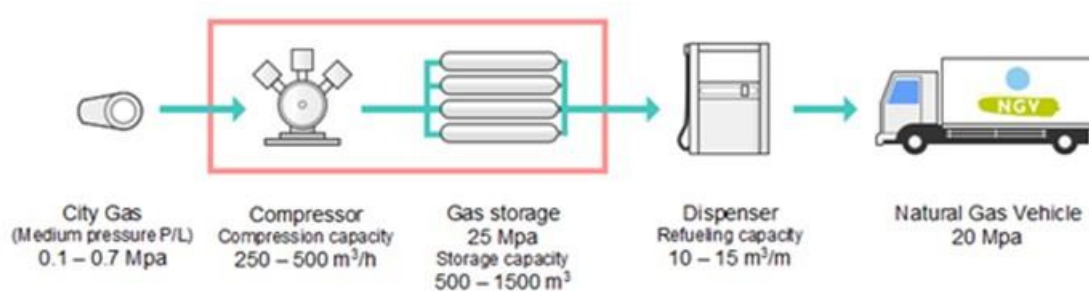
出所：JICA 調査団

CNG は都市ガスだけでなく LNG でも供給可能である（後述の L-CNG）。LNG も同様に

都市ガスから供給可能だが、そのときはサービスステーション（SS）で液化設備が必要となる。タンザニアのケースでは、LNG は専用の LNG プラントから供給でき、CNG も比較的少額の追加投資により SS で供給できよう。

10.6.1 在来型 CNG スタンド

CNG 自動車用のガス充填スタンドでは、一般的に 0.1-0.7Mpa の中圧の都市ガスパイプラインからガスが供給されている。ガスはスタンドで 25MPa まで昇圧し、CNG としてチューブ型ガス貯蔵タンクに貯蔵し、ディスペンサーで NGV に充填する。高圧である点を除いて、システムは一般のガソリンスタンドと大差ない。



Source: The Japan Gas Association

図 10.6-1 都市ガスによる在来型 CNG スタンド



出所：Yokota Oil, <http://www.yokota-oil.co.jp/service/ecost.html>

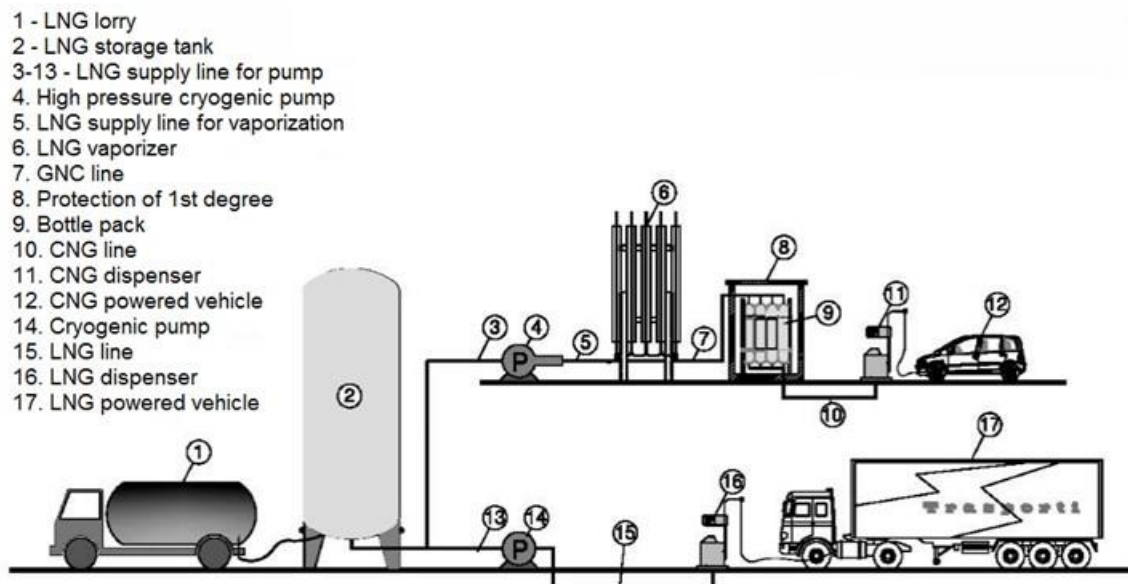
図 10.6-2 CNG 併設型ガソリンスタンド（エコステーション）

10.6.2 L-CNG スタンド

L-CNG スタンドの構造を図 10.6-3 に示す。ここでは LNG ローリーから LNG を LNG 貯蔵タンクに受け取り、LNG ポンプで気化器に送り、ガスに臭気を付け、圧力調整して CNG とし、高圧タンクに貯蔵のうえ、自動車に供給する。L-CNG システムはガスパイプラインなしでの CNG スタンドの導入を可能にする。在来型 CNG スタンドと比較して、L-CNG システムでは高い圧力を得るためコンプレッサーのかわりに LNG 昇圧ポンプを使用すること

で、電気代を 10 分の 1 に削減できる。これは LNG の膨張率が極めて高い（気化時に 580-590 倍になる）ためである。

L-CNG スタンドでは乗用車や小型トラック、バス等への CNG の供給が可能であるとともに、大型トラックへ LNG を直接供給することも可能である。



出所：Gi Enne Elle, <http://giennelle.com/impianti/>

図 10.6-3 L-CNG スタンドと LNG スタンド



Site area	2,536 m ³	
	Petrol and Diesel	CNG
Dispenser	Diesel: 8	CNG: 2
	Gasoline: 2	
Fuel tank	Diesel: 104,000 L	LNG: 40,000 L
	Regular gasoline: 10,000 L	
	Premium gasoline: 6,000 L	
Other equipment	-	Pressurizer, Humidifier, Vaporizer, BOG tank, Gas storage, Gas compressor

出所：Japan Motor Terminal Co., Ltd.

図 10.6-4 日本の L-CNG スタンド

10.6.3 CNG スタンドの建設費

(本節は守秘情報を含むため非公開)

10.6.4 天然ガスサービスステーションの費用見積もり

(本節は守秘情報を含むため非公開)

10.6.5 インドの CNG 転換

タンザニアでは多くの中古ガソリン車が輸入されている。代わりに天然ガスを用いる場合、燃料エンジンシステムの改修が必要になる。ガソリンエンジン車の改修は比較的容易である。一方、天然ガスは強く圧縮されても自然発火しないため、ディーゼルエンジンでは大幅な改修が必要で高価になる。天然ガス車への改修が広く行われているインドの例を以下に述べる。

1) 乗用車

ガソリン自動車は簡単に NGV に改装できる。インドでは様々な CNG 改装キットが製造されており、またイタリアからも輸入されている。以下の図に CNG 改装キットと CNG タンクの設置の様子を示す。



出所 : Lovato, Italy and Indiamart

図 10.6-8 CNG 改装キットの例と設置された CNG タンク

以下の表に現在のインドにおける CNG 改修コストの例を示す。CNG シリンダーについては、現在インドには多くの販売業者が存在する。

表 10.6-9 CNG キットのコストの例 (US ドル)

Type	Hatchback	Sedan	SUV s
CNG Kit	154 - 230	230 - 307	307 - 384
Installation of CNG Kit	8 - 15	8 - 15	8 - 15
CNG Kit Repair	8 - 15	8 - 15	8 - 15

注 : オリジナル表記はルピー単位。為替レートは 65.1 ルピー/US ドル

出所 : bro4u

2) ディーゼル自動車

以下の図にディーゼル車の CNG への改修の例とバスに CNG キットを設置したイメージ図を示す。



出所：Indiamart

図 10.6-9 ディーゼル車を CNG に改修する例

ディーゼル運転のバスを CNG に改装するコストに関する情報はあまりない。THE TIMES OF INDIA 紙の記事「Nagpur Municipal Corporation 社は 50 台のディーゼル運転バスを改装⁷³」では、バスのディーゼルエンジンを CNG エンジンに改修する費用は以下のように報告されている。

a. Ace Gas Conversion Company

- ・（普通車の）ディーゼルから CNG への改装キットは概ね 6 万ルピー（922 米ドル）～10 万ルピー（1,536 米ドル）の範囲で、これに対しガソリンエンジンでは 4 万ルピー（614 米ドル）である。
- ・ ディーゼル駆動のバスを CNG に改装する費用は 135 万ルピー（20,737 米ドル）、中型バスでは 95 万ルピー（14,593 米ドル）と見積もられる。

b. Rawmatt Industries (計量器および CNG キット取扱い業者)

- ・ CNG キット設置コスト：単体で 30 万ルピー（4,608 米ドル）～32.5 万ルピー（4,992 米ドル）

Rawmatt Industries 社は Nagpur Municipal Corporation 社から 50 台のディーゼルバスの CNG 改装を受注している。

確実な情報はないが、技術料も含めたガス転換コストは、普通車では 1 台あたり 1,000 ドル、大型車では 15,000－20,000 ドル程度とみればよさそうである。

⁷³ <https://timesofindia.indiatimes.com/city/nagpur/nmc-to-convert-50-diesel-buses-into-cng/articleshow/66529645.cms>

10.6.6 ガス転換費用と競争力

上記の情報をもとに車両のガス転換コストと燃料の値引き率の関係を計算すると表 10.6-10 のようになる。

ガソリン車の改装費用は 1000～2000 ドル程度と見込まれる。ガソリン価格換算で 1 リットルあたり 20 セントの値引きがあれば、初期投資費用は 3-6 年で回収される。ディーゼル車の場合、改装コストは 10,000 ～ 15,000 ドルと高い。しかし、大型車では燃料消費量が大きいので、転換費用は 5 年以内で回収できよう。もし天然ガスが輸入石油製品に比べてリットル 20 セント以上安ければ、NGV の導入は有力な選択肢となるだろう。一方、輸入課徴金の引き下げは車両を購入する側から見れば初期投資が必要なくなるのもっと魅力的な政策であろう。この場合、政府としては自動車用天然ガスへの課徴金制度を創設し、ガス転換補助減税に相当する基金を後で回収することが可能である。

表 10.6-10 ガス転換コストと燃料価格の値引き

		unit	Tricycle Taxi	Passenger cars	Light trucks/ mini-buses	Heavy Duty Vehicles	Heavy Duty Long Range
Driving distance							
Daily		km	200	50	100	100	300
Annual	330 days	km	66,000	16,500	33,000	33,000	99,000
Fuel Milage							
Gasoline	8,000 kcal/ltr	km/ltr	40.00	10.00	8.00		
Diesel	9,100 kcal/ltr	km/ltr			8.80	2.00	2.00
Annual Fuel Consumption	Gasoline	litre	1,650	1,650	4,125		
	Diesel	litre			3,750	16,500	49,500
			\$/year	\$/year	\$/year	\$/year	\$/year
Annual cost Saving	0.10	\$/litre	165.0	165.0	412.5	1,650	4,950
	0.20	\$/litre	330.0	330.0	825.0	3,300	9,900
Repayment							
Gasoline Vehicle	Conversion Cost		years	years	years	years	years
at 10 cents/litre discount	1000	US\$	6.1	6.1	2.4		
	2000	US\$	12.1	12.1	4.8		
at 20 cents/litre discount	1000	US\$	3.0	3.0	1.2		
	2000	US\$	6.1	6.1	2.4		
Diesel Vehicle	Conversion Cost						
at 10 cent discount	10000	US\$			24.2	6.1	2.0
	15000	US\$			36.4	9.1	3.0
at 20 cents discount	10000	US\$			12.1	3.0	1.0
	15000	US\$			18.2	4.5	1.5

出所：JICA 調査団

第 11 章 国内ガス供給システムの経済性評価

本章では、ミニ LNG をベースとしたバーチャルパイプライン計画の経済性について、サブセクター別に検討する。以下に述べるように、大半の業種では経済性を確保できる。しかし、都市ガス部門では、オフィスビルや家庭などの小規模エネルギーユーザーのみを対象とする場合には経済性に疑問が残る。CHP などの大口ガスユーザーの導入を考慮しない場合、都市ガス建設の是非については生活水準の向上や環境に優しいエネルギー構造の促進などの視点などの様々なアプローチをとる必要があるだろう。

11.1 モデルプロジェクト

前章までの検討結果をもとに、経済性評価のためのモデルプロジェクトおよびその派生ケースを以下のように設定する。

a. LNG プラント

- a) ミニ LNG プラントはキネレジ・エネルギー基地に設置し、原料ガスは同基地にある GASCO プラントから調達する。
- b) LNG プラントは液化能力 200 トン/日×2 トレインとし、将来 1 トレイン追加可能とする。
- c) 需要が増加すれば、キネレジ基地に追加トレインを建設する。この能力を上回る場合は、リンディに建設される新規の大型 LNG プラントから追加供給を行うことになる。

b. LNG 輸送

- a) LNG は積載量 18 トンのコンテナトレーラーを使用して目的地へ輸送する。
- b) ドドマの都市ガスシステム、大口需要家、NGV スタンドには LNG をバルクで配送する。

c. LNG ユーザー

- a) モロゴロ、ドドマ、タンガ、モシ、アルーシャなどの各地にあり、LNG 直接バルク輸送の対象となる大口産業ユーザー。
- b) ドドマ市都市ガス会社。
- c) NGV スタンド (e 参照)
- d) ズズ発電所 (f 参照)

d. ドドマ市都市ガス会社

- a) プラン A：サテライト基地 A による新首都へのガス供給。
- b) プラン B：ズズ発電所に隣接するサテライト基地 B によるドドマ市中心部へのガス供給。
- c) プラン C：サテライト基地 C によるイユンブサテライトセンターへのガス供給。
- d) オプションとして、大型ビルや商業施設で CHP (熱電併給) を採用するケース。

e. NGV スタンド

- 2025 年に合計 5 ケ所の NGV スタンドを開業する。
- 2 ケ所はサテライト基地 A および基地 B に設置する。
- 3 ケ所はダルエスサラームードドマ間に設置する。
- NGV 推進プログラムが加速される場合は、さらに多くのスタンドが建設される。

f. ズズ発電所

- サテライト基地 B に隣接するズズ発電所では、現在のディーゼル発電機から天然ガス発電機に転換する。
- プラントの発電機の能力は 50MW×2 基とする。

プロジェクトを実現するためには、信頼できるガス供給源と安定したガス需要が不可欠である。プロジェクト期間 25 年分で必要な原料ガスの合計量は、200 トン/日×2 トレインのプラントでは約 160Bcf である。したがって、ガスの供給は心配無用である。

一方、タンザニアの現在のエネルギー消費量は小規模で、天然ガスに転換する可能性のある需要は限られている。したがって、既存のエネルギーユーザーを勧誘するだけでなく、新規需要となるプロジェクトも同時に創出しなければならない。これには野心的な政策決定が必要である。

表 11.1-1 推定ガス需要のケーススタディ

		2025	2030	2040	2050	2025	2030	2040	2050
City Gas		(in LNG tons)							
Plan-A NGC	Office Building	500	1,000	1,100	1,200	1.6%	1.6%	1.5%	1.6%
	Commercial Facility	1,500	3,400	5,930	10,300	4.8%	4.9%	5.0%	5.1%
	Household	50	100	200	300	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
	Total	2,050	4,500	7,200	11,800	6.6%	6.6%	6.7%	6.9%
Plan-B City Centre	Office Building	500	1,000	1,200	1,470	1.6%	1.6%	1.5%	1.6%
	Commercial Facility	1,500	3,000	5,200	8,720	4.8%	4.7%	4.6%	4.7%
	Household	1,500	3,000	5,200	8,710	4.8%	4.7%	4.6%	4.7%
	Total	3,500	7,000	11,600	18,900	11.3%	10.9%	10.8%	10.9%
Plan-C Iyumbu	Office Building	0	0	0	0	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Commercial Facility	200	500	600	740	0.6%	0.7%	0.7%	0.7%
	Household	200	500	600	730	0.6%	0.7%	0.7%	0.7%
	Total	400	1,000	1,200	1,470	1.3%	1.4%	1.4%	1.5%
City Gas Total		5,950	12,500	20,000	32,170	19.2%	18.9%	18.8%	19.3%
Direct Delivery		15,000	20,000	32,700	53,200	48.3%	41.6%	37.4%	35.1%
NGV (First 5 Stations)		10,100	28,800	36,500	37,000	32.5%	39.5%	43.8%	45.6%
Total Base Demand		31,050	61,300	89,200	122,370	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
(Daily consumption:330days/year)		94	186	270	371				
Options									
Zuzu Power Station		31,600	63,200	63,200	63,200	101.8%	98.6%	97.3%	98.6%
CHP	NGC	10,000	20,000	22,090	24,400	32.2%	31.2%	30.8%	31.2%
	City Centre	4,000	9,000	9,940	10,980	12.9%	13.0%	13.2%	13.7%
	Iyumbu	600	1,500	1,500	1,500	1.9%	2.0%	2.1%	2.2%
	CHP Total	14,600	30,500	33,530	36,880	47.0%	46.2%	46.1%	47.1%
Accelerated NGV Penetration		0	48,900	106,200	111,000	0.0%	79.8%	119.1%	90.7%

出所：調査団

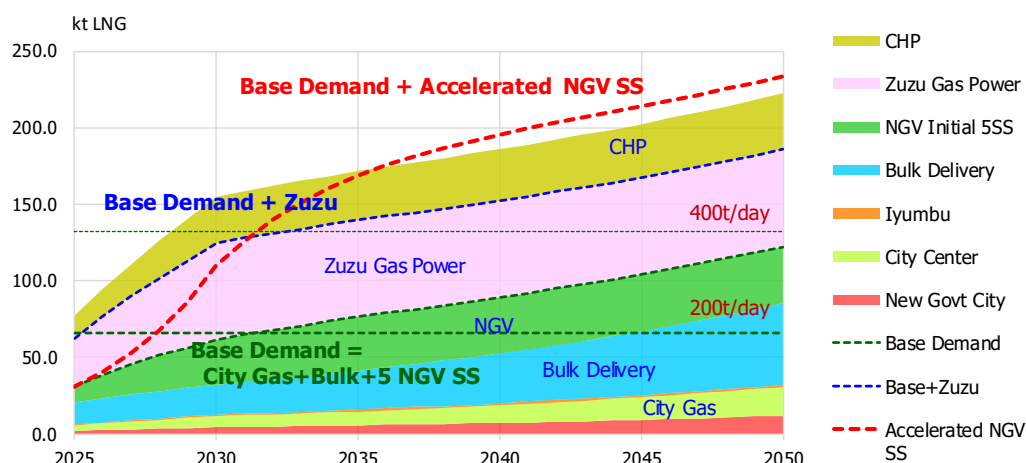
第 7 章で評価した天然ガス需要の見通しを表 11.1-1 および図 11.1-1 に示す。この予測に基づいて、本調査では 2 つの需要シナリオに沿って検討を進める。

基礎需要シナリオ：ドドマの都市ガスネットワーク、大口産業ユーザー、NGV スタンド

におけるガス消費量の合計を対象とするシナリオ

高需要シナリオ：基礎需要にズズ発電所の消費量を加えたシナリオ

基礎需要シナリオのガス需要量は比較的小さいく、2032 年時点の一日あたり消費量はわずか 200 トンで、2050 年以前に 400 トンを超えることはない。中でも大口バルク需要家向けは全体の 1/3 を占めている。しかしながらこれはまだ仮想のもので、しかるべきタイミングでこれらのユーザーの意向を確認しなければならない。NGV 向けのガス需要も同じく仮想のもので、このような潜在需要を実際の需要として実現するには積極的な推進政策を講じる必要がある。プロジェクトの全期間を通して都市ガス需要は全体の 20%未満に過ぎない。一般のオフィスビルや商業施設、家庭のガス需要は比較的小規模である。加えて、初期段階では家庭や小型店、飲食店などの小規模消費者は保守的で、ガスの導入に動き出すのには時間がかかるだろう。



出所：調査団

図 11.1-1 ガス需要シナリオ

基礎需要に加え、以下のような部門でのガス需要を想定することができよう。

- ズズ火力発電所のガスへの転換
- 新設されるビルや地域エネルギー供給システムでの CHP の導入
- NGV 導入の加速
- 国内のその他の地域における既存および新規の産業ユーザー

高需要シナリオでは、ズズ発電所のガス火力転換を追加需要の例としてとりあげる。これにより、後述するように LNG プラントの稼働率は 60%から 93%に上昇し、プラントの料金を大幅に軽減できる。NGV の促進を加速することでも同様の効果が期待される。

プロジェクト実施計画を固める上では、上記の大きな潜在需要を実現できるか否かを確定することが最も重要である。このため、以下のような事項を見直す必要がある。

- 国家電力計画では、総合的見地から見た場合、高価な輸入燃料を使用している老

朽化したズズ発電所の改修を進めるべきと判断できるかどうか。改修を実施するとした場合、いつ実現するのか。

- b. 系統電力が利用できる場合、その電力料金と比較して、CHP（熱電併合）は新設のビルや設備、地方エネルギー供給システムで採用可能かどうか。市場の電力価格が安いと、CHP はエネルギー効率が高くても実現できない可能性がある。
- c. NGV 導入に関して現実的な計画はどのようになるのだろうか。NGV の導入はどの程度の速度で進むだろうか。
- d. 国内各地の既存大口燃料ユーザーは国産天然ガスへの転換に関心を持っているかどうか。他にも新しい産業の進出があるかどうか。

これらのステークホルダーがガスの利用に前向きであるという確認がとれてはじめて信頼度の高い都市ガス開発基礎計画を策定することができ、それをもとに小規模エネルギーユーザー群の勧誘もできるようになるだろう。

11.2 事業の構造

第 10 章で述べたように、LNG をベースとするガス供給システムはダルエスサラームの LNG 供給会社とドドマの都市ガス会社、天然ガススタンドの 3 部門に大別される。その特徴と業務を以下に説明する。

これらの事業を立ち上げるため、以下のような事項についてそれぞれの部門の基本的な役回りとそのための構造を決定することが必要である。

- a. プロジェクト規模を決定する需要、販売量の見込み
- b. 投資家としての事業参加者およびその役割と責任
- c. 事業に必要な技術、人員の準備
- d. 資金構造と資金源
- e. 用地取得
- f. その他の事業特有の事項

これに加えて、本事業を推進するための関連政策や法整備の準備が必要である。

これらの要素がすべて整ってはじめて、最終投資決定（FID）が行われる。また、国際金融機関の制度金融を利用する場合は、国際的な融資基準に照らしてプロジェクトが「バンカブル」であると十分証明できるようなフィージビリティ・スタディを用意することが必要である。

11.2.1 LNG 供給会社

LNG 供給会社の主な業務は以下の通りである。

- a. GASCO やその他のガス供給者からの原料ガスの購入
- b. キネレジでの LNG の液化、貯蔵、出荷

- c. 大型需要家、地方ガス販売業者、天然ガススタンドへの LNG の輸送、配送
- d. これらの顧客向けの LNG の販売

キネレジ・ガスターミナルでは十分な量の原料ガスが入手可能である。したがって、ガス会社を形成するうえで必要となるのは主に以下のような点であろう。

プロジェクト規模を決定するための信頼できる需要見通しを確立することがまず必要である。LNG の販売では、大口直送ユーザーや、ユーザーにガスを再販する都市ガス会社や天然ガススタンドなどのカテゴリーの異なる顧客の存在を念頭に置いて、適正な価格決定ルールと販売条件を確立しなければならない。このため、都市ガス市場や NGV 推進プログラムの見通しについて、検討をさらに進める必要がある。ここでは LNG が他のエネルギーに対して十分余裕のある競争力を持つと同時に、プロジェクト全体としての経済性も担保できることがプロジェクト実現のための大前提である。後者は想定される需要規模とその将来見通しに大きく左右される。LNG は資本集約的な事業であり、大量の初期投資を必要とする。この点を踏まえて、プロジェクトの早期展開を支援する政策が実施されることが望まれる。

ミニ LNG ベースのバーチャルパイプライン・システムでは実証済みの技術を全面的に採用する。しかし、超低温、超高压による処理作業を行うため、プロジェクトの運転開始当初は海外から経験豊富な技術者を招聘して、指導を受けることが必要になる。新規に採用する自国の運転員には生産開始前に充分かつ総合的な教育訓練を行う必要がある。

LNG 輸送には 50 台以上のトレーラー・コンテナと 100 人以上の運転手が必要である。プラント運転員と同様、トラック運転員にも LNG を扱うための適切かつ総合的な教育、訓練を行う必要がある。トラックの運用とメンテナンス作業では特殊なルーティンを採用するので、運輸部門は LNG 供給会社から切り離して外注することになるだろう。この場合も、LNG 会社の運輸部門で出荷スケジュールと配送業務全体の調整を行う必要がある。生産、配送、在庫管理などを最適化するために、顧客やターミナルと直結した ICT を最大限活用することが必要である。

11.2.2 都市ガス会社

ドドマ市都市ガス会社の主な業務は以下の事項である。

- a. 都市ガスの原料となる LNG の購入
- b. サテライト基地 A、B、C における LNG の貯蔵、再ガス化とガス導管網へのガス送出
- c. ガス配送導管と関連設備の建設、モニタリング、修理
- d. 都市ガス（および LNG）の販売
- e. 問い合わせや事故などの顧客対応

同社はガスの販売と配送に特化し、ドドマと周辺地域で 3 つのサテライト基地を運用する。LNG は LNG 供給会社から持ち届けベースで購入する。サテライト基地 B はドドマ市

のビジネスセンター地区と Kisota 工業団地、ケースによってはズズ発電所にガスを供給する最大の設備で、24 時間 3 シフトで操業する。サテライト基地 A は一日 1 シフトベースで稼働し、サテライト基地 C は無人で LNG の荷受け時のみ基地 B からのスタッフが対応する。プラント運転員は事前に適切かつ総合的な教育、訓練を受けるものとする。

緊急時に即時対応できるよう技術チームが 24 時間体制でスタンバイする。このチームのメンバーは適切な教育訓練を受け、ガスに関する安全管理資格を有していることが必要である。

ユーザーへのパイプラインのつなぎ込みは時間のかかる作業である。パイプラインの設置溝を掘削し、パイプを設置し、接続し、計量器を設置し、溝を埋め戻す。この作業には熟練作業員で編成された多くのチームが必要になる。1 チームが 1 日に 2 か所の接続を行うとすると、年間で 5,000 ユーザーを接続するには 10 チームが必要になる。この作業はおそらく外注することになる。しかし、そのためには事前に能力のあるサービス会社を立ち上げておく必要がある。

初期段階では、3 つのサテライト基地はパイプラインで接続されてはおらず、それぞれ独立運用される。都市ガスシステムがフェーズ 1 段階の対象地域から外に向けて拡大するにしたがって各事業エリアが接近し、最終的にはパイプラインが接続されることになる。都市ガス事業は資本集約型だが、需要の立ち上がりは概して遅い。基礎需要の規模が大きく、需要の拡大ができるだけ早いことがプロジェクトの経済性の鍵になる。したがって、このような観点に立った政策支援を考えるべきである。

11.2.3 天然ガススタンド

天然ガススタンドの主な業務は以下の通りである。

- a. 原料となる LNG の仕入れ
- b. LNG の受取、貯蔵、再ガス化と NGV 向けのガスの提供
- c. NGV 向けの技術およびメンテナンスサービス

この事業を創出するためには、まず、NGV を導入しなければならない。そのためには、NGV 導入を織り込んだ総合運輸政策を確立する必要がある。

天然ガススタンド事業は、超低温（マイナス 162℃）の LNG や超高压（25 気圧）の CNG を取り扱う部分以外は一般的なガソリンスタンドに近いものになる。運転員は適切な教育、訓練を経て、これらの物質に関する知識とその取扱方法を習得しなければならない。同時に、スタンドでは NGV について技術およびメンテナンスサービスの提供が期待されよう。

NGV をできるだけ自由に、かつ長距離運転できるようにするため、天然ガススタンドはネットワークやチェーンの形で展開することが望ましい。このため、総合的な長期ネットワーク建設計画を立て、それに沿って事業を展開することが必要である。

また、天然ガススタンドは地方電化推進を目的とするコミュニティガス・電力供給システ

ムのターミナルとすることも可能であろう。

11.3 プロジェクトの経済性

11.3.1 コストの見積もり

第9章で述べた内容をもとに、ドドマの3地点の都市ガス、大口産業ユーザー向けのバルク直送と5ヶ所のNGVスタンドにガスを供給する基礎需要シナリオの2030年までの投資額を表11.3-1にまとめた。投資額の大半は生産開始前に発生する。しかし、運用開始後も需要増加に伴って輸送用車両の調達があり、ガスを接続するユーザーが増加するなど一定額の投資が発生する。加えて、基地Bの第2貯蔵タンクも建設される。車両には耐用年数があり、トレーラーヘッドは10年、コンテナ/シャーシは20年と想定して、プロジェクト期間25年の中間でこれらの更新を見込んでいる。

コストのなかではミニLNGプラントの建設が最大の費目で、総コストの3分の2を占める。次に多いのが都市ガス網の構築コストである。都市ガス網の構築コストは都市ガス利用者にのみ発生し、LNGプラントの費用は各部門でシェアされることに留意する必要がある。LNGのわずか20%が都市ガス向けなので、プラント費用の20%の2,950万ドルが都市ガス部門相当分と考え、都市ガス網の構築コスト4,200万ドルは非常に大きい額だと言える。

ズズのサテライト基地Bでは、基礎需要ケースでのタンクの貯蔵能力は400kl×2基になると想定する。しかし、ズズ発電所のガス転換を考慮する場合、これは3,000kl×2基に拡大することになる。これにより、総投資額は10%以上押し上げられることになる。

投資の大半は生産開始2年前から発生する。この費用に対して、主要な代替案としては電力をLNGプラントでのガス発電から系統電力の購入に置き換えることがあげられよう。次案としては、輸送面で鉄道を利用することが考えられる。両者ともプロジェクトの初期投資を削減できるが、それぞれの利点を注意深く検討し総合的なコスト比較を行う必要があるだろう。

表 11.3-1 投資額の概要

Stage	Preperation			Construction			Upfront	Production	Total	
Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total	-->2030	up to 2030	
	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	%
LNG Plant (200t/d x 2 trains)										
Feasibility Study	1.0						1.0		1.0	0.4
Marketing	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	1.8		1.8	0.7
Construction				15.0	50.0	75.0	140.0		140.0	56.3
Administration	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	4.8		4.8	1.9
Total	2.1	1.1	1.1	16.1	51.1	76.1	147.6		147.6	59.4
Transport										
Vehicles						1.4	1.4	8.6	9.9	4.0
Administration					0.3	0.3	0.5		0.5	0.2
Total					0.3	1.6	1.9	8.6	10.4	4.2
Satellite (A+B+C) without Zuzu Power station										
Construction				1.7	4.7	9.5	15.9	2.9	18.8	7.6
Administration				0.1	0.1	0.1	0.3		0.3	0.1
Total				1.8	4.8	9.6	16.2	2.9	19.1	7.7
City Gas Network (A:NGC+B:CBD+C:Iyumbu)										
Construction				0.5	13.0	38.6	52.1		52.1	21.0
Administration				0.9	1.5	2.9	5.3		5.3	2.1
Total				1.4	14.5	41.5	57.4		57.4	23.1
Connection Cost						6.4	6.4	7.6	14.0	5.6
LNG Supply Company	2.1	1.1	1.1	16.1	51.4	77.7	149.5	8.6	158.0	63.6
City Gas company	0.0	0.0	0.0	3.2	19.3	57.5	80.0	10.5	90.5	36.4
Total	2.1	1.1	1.1	19.3	70.7	135.2	229.5	19.1	248.5	100.0
Satellite (A+B+C)										
with Zuzu Power Plant				3.7	8.6	17.2	29.5	7.5	37.0	14.9

出所：調査団

11.3.2 ドドマにおけるガス価格の見通し

上記の投資額の見積もりと第 9 章で検討したその他のコストについての前提条件をもとに、操業開始から 25 年間でプロジェクト対象期間とした場合に、各部門で IRR=10%を満たすための料金を推定し、プロジェクトの経済性を計算する。GASCO システムからの原料ガス価格 5.36 ドル/MMBtu をスタート台とすると、ドドマの各送達地点におけるガス価格は以下のように試算される。

1. サテライト基地出しのガス価格

サテライト基地出しのガス価格は表 11.3-2 のように推定される。これは原料ガス価格と液化、輸送、貯蔵、再ガス化に必要な料金の合計額である。輸送コストは表 10.4-1 に示したものとやや異なるが、これは需要シナリオの違いによるものである。

基礎需要シナリオで、ドドマの都市ガス、産業ユーザー向けのバルク輸送、5ヶ所の NGV スタンド向けに供給されるドドマのサテライト基地出しのガス価格は 20.19 ドル/MMBtu と計算された。その大部分は原料ガス価格と液化コストが占めている。

ズズ発電所のガス転換を考える場合、高需要シナリオを例にすると、上記のガス価格は 14.48 ドル/MMBtu に下がる。この差は主に LNG プラントのコストの減少によるもので、プラント稼働率の上昇によってもたらされたものである。生産能力が 200 トン/日×2 トレインの LNG プラントの場合、基礎需要シナリオではプロジェクト期間通算の平均稼働率は 60.5%にとどまる。しかし、高需要シナリオではこれが 93%に向上する。高需要はズズ発電

所のガス転換だけでなく、産業ユーザーの増加や NGV スタンド建設の加速によってもたらされるだろう。

これらのシナリオにおけるサテライト基地出しのガス価格は石油換算 600-800 ドル/トンで、輸入石油製品とも十分競争可能な価格だと言えよう。

表 11.3-2 ドドマの部門別サテライト基地出しガス価格

Sector	Base Demand		High Demand	
	City Gas+Bulk+NGV 5 SS		plus Zuzu PS	
	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%
Feedgas Price	5.36	26.5	5.36	37.0
LNG Plant	9.89	49.0	5.89	40.7
Transport for Dodoma by container	1.79	8.9	1.69	11.7
Satellite Terminal	3.15	15.6	1.54	10.6
Ex-Satellite in Dodoma	20.19	100.0	14.48	100.0
	\$/ton		\$/ton	
Oil 10,000 kcal/kg	801		575	
	t/day	%	t/day	%
Average LNG production (plant utilisation)	242	60.5	372	93.1

出所：調査団

2. 都市ガス価格

上記のサテライト基地出しガス価格からスタートすると、ドドマの都市ガス平均配送価格は表 11.3-3 のように推定される。基礎需要シナリオでは、平均ガス料金は繋ぎ込み費用込みで 21.00 ドル/MMBtu と推定される。このシナリオでは小口ユーザーしか考えていないため、極端に高いコストになっている。CHP のような大量のガスを消費するプロジェクトが導入されると、この価格は 7.04 ドル/MMBtu まで激減する。

この結果は、基礎需要を創出できる大口産業のような一定のコアユーザー抜きで都市ガス網を商業ビジネス性のある事業として構築することは難しいことを示している。しかしながら、都市ガス供給は生活水準の向上や環境改善の手段と考えるべきであろう。これについては後で議論する。

表 11.3-3 都市ガス輸送コスト

Sector		Base Demand				High Demand			
		Ordinary City Gas		plus CHP		Ordinary City Gas		plus CHP	
		\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%
Ex-satellite Price		20.19	49.0	20.19	73.0	14.48	35.2	14.48	66.0
City Gas		21.00	51.0	7.46	27.0	21.00	51.0	7.46	34.0
City Gas Network		18.47	44.8	6.63	24.0	18.47	44.8	6.63	30.2
Connection		2.53	6.1	0.83	3.0	2.53	6.1	0.83	3.8
					0.0				0.0
Delivered at Users		41.19	100.0	27.65	100.0	35.48	86.1	21.94	100.0
Current Price				\$/ltr				\$/ltr	
Oil 10,000 kcal/kg		1.63	\$/kg	1.10	\$/kg	1.41	\$/kg	0.87	\$/kg
Diesel 8,600 kcal/ltr	1.00	1.47	\$/ltr	0.99	\$/ltr	1.27	\$/ltr	0.78	\$/ltr
LPG 11,300 kcal/kg	1.30	1.85	\$/kg	1.24	\$/kg	1.59	\$/kg	0.98	\$/kg
		t/month	%	t/month	%	t/month	%	t/month	%
Average demand for 25 years		931	100	2,609	280	931	100	2,609	280

出所：調査団

3. バルクユーザーと NGV スタンド

バルク直送および CNG スタンドでのガス価格推定値を表 11.3-4 に示す。これは LNG 配送価格に貯蔵、再ガス化、供給にかかるコストを加算したものである。バルク直送ユーザーではバーナーチップ価格、L-CNG スタンドではポンプ渡し価格である。ここに示した価格は輸入石油製品に対して高い競争力があると言えよう。

表 11.3-4 バルクユーザーおよび NGV スタンドのガスコスト

Sector		Bulk Users				NGV station			
		Base Demand		High Demand		Base Demand		High Demand	
		\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%
Feedgas Price		5.36	23.2	5.36	28.3	5.36	26.4	5.36	33.1
LNG Plant		9.89	42.9	5.89	31.1	9.89	48.7	5.89	36.4
Transport for Dodoma by container		1.79	7.8	1.69	8.9	1.79	8.8	1.69	10.4
Arrival Price		17.04	73.9	12.94	68.2	17.04	83.9	12.94	79.9
Satellite Cost at Bulk User (30t/month)		6.03	26.1	6.03	31.8				
NGV station Operation Cost						3.26	16.1	3.26	20.1
Total		23.07	100.0	18.97	100.0	20.30	100.0	16.20	100.0
Current Price		\$/ltr		\$/ltr		\$/ltr		\$/ltr	
Oil	10,000 kcal/kg	0.92	\$/kg	0.75	\$/kg	0.81	\$/kg	0.64	\$/kg
Petrol	7,900 kcal/ltr	1.08	0.73 \$/ltr	0.60	\$/ltr	0.64	\$/ltr	0.51	\$/ltr
Diesel	8,600 kcal/ltr	1.00	0.82 \$/ltr	0.68	\$/ltr	0.73	\$/ltr	0.58	\$/ltr
Fuel Oil	9,700 kcal/ltr	0.74	0.89 \$/ltr	0.73	\$/ltr	na		na	
LPG	11,300 kcal/kg	1.30	1.03 \$/kg	0.85	\$/kg	na		na	

Note: LPG price was \$1.30/kg for a 15kg cylinder in September 2021. Bulk delivered LPG price may be much lower than them.

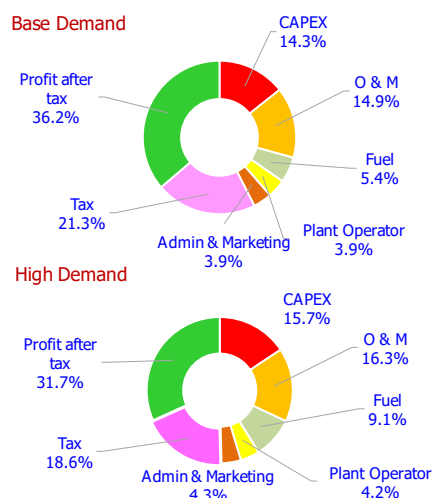
出所：調査団

11.4 部門別分析

11.4.1 LNG プラント

図 11.4-1 に原料ガス購入費を除いたミニ LNG プラント部門（200t/日×2 トレイン）の費用項目と感度分析の結果を示す。投資額では輸入税と VAT が免除されている。主な費用項目は初期資本支出、操業費、メンテナンス費、燃料購入費である。表 11.3-2 に示すように、基礎ケースと比較すると、高需要ケースの方が需要は 54% 高く、プラント稼働率も 60.5% から 93.1% に上昇する。これにより IRR=10% を達成するために必要な料金は大幅に引き下げられる。感度分析における費用項目のうち、資本費の変化が最も影響が大きく、10 年のタックスホリデーがそれに続いている。さらに低い基準となる IRR=7%、タックスホリデー 10 年を実用的な計画目標として考えた場合、必要な料金は約 30% 低下する。

Sensitivity Analysis at IRR=10%		
Base Demand		Required Toll
	\$/MMBtu	%
Base Scenario	9.89	
10 year tax holiday	8.46	-14.5
20% Reduction in		
CAPEX	8.28	-16.2
OPEX	9.29	-6.0
Fuel Price	9.78	-1.1
IRR=7% with tax holiday	6.82	-31.0
High Demand		Required Toll
	\$/MMBtu	%
Base Scenario	5.89	
10 year tax holiday	5.11	-13.2
20% Reduction in		
CAPEX	4.97	-15.6
OPEX	5.55	-5.7
Fuel Price	5.78	-1.8
IRR=7% with tax holiday	4.28	-27.2



出所：調査団

図 11.4-1 LNG プラント：費用構成と感度分析

上記のように、LNG プラントでは規模の経済と稼働率が大きく影響している。2025 年に生産能力の 50%で操業を開始し、2030 年に 100%に到達し、25 年間のプロジェクト期間全体の稼働率が 94.0%となるプラントプロジェクトのモデル需要のプロファイルを考えてみよう。基礎需要シナリオでは、100 トン/日 x 2 トレインの計画の発展パターン段階に沿って需要が増加する。ズズ発電所のガス転換を加えると、需要は 200 トン/日 x 2 トレインの計画に近いパターンで増加する。

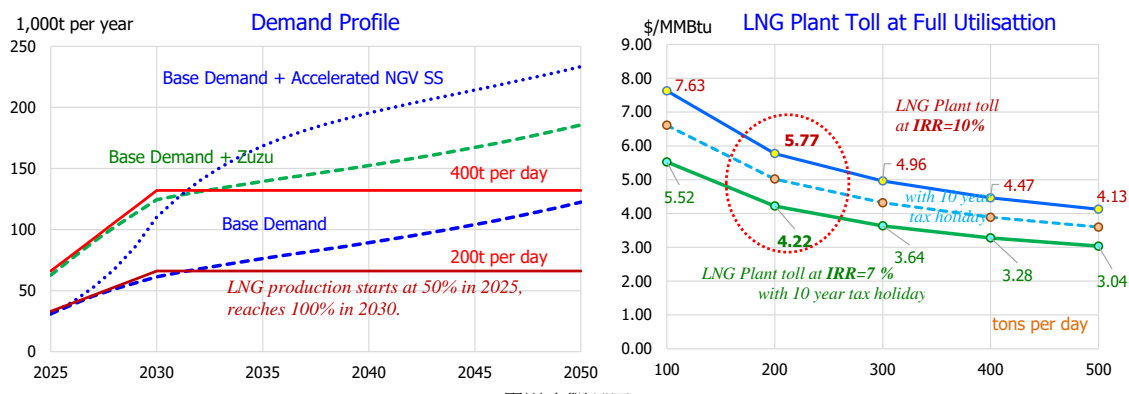


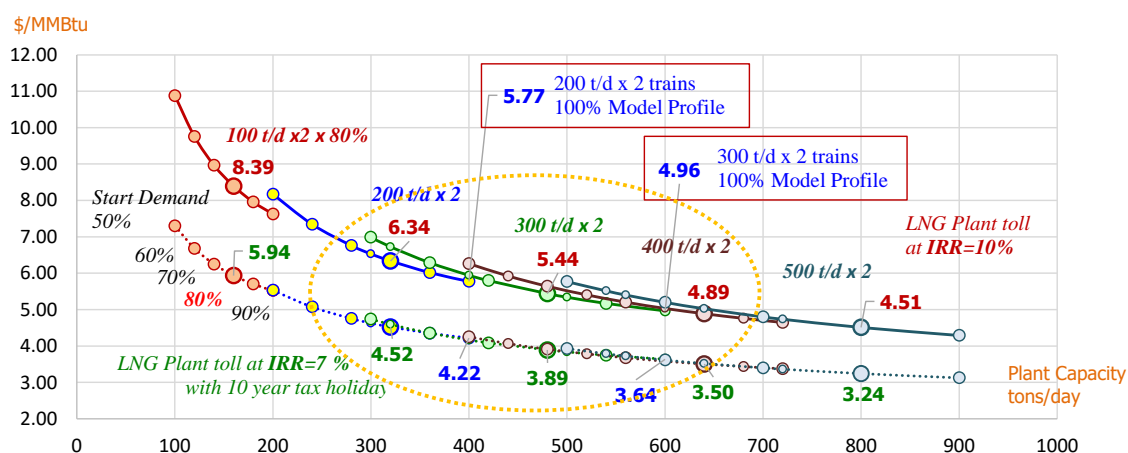
図 11.4-2 LNG プラントの操業段階と料金

一方、図 11.4-2 の右図および図 11.4-3 に示すように、LNG プラントでは規模の経済が大きく影響する。一般的に、大型プラントの方が高いパフォーマンスを発揮する。加えて、図 11.4-3 からは以下の点が読み取れる。

- 稼働開始時の需要が 300 トン/日以下の範囲では、費用曲線は急勾配である。
- 需要が高い範囲では、費用曲線は重なる。すなわち、同じ需要量を提供するなら、よ

り大型のプラントを低い稼働率で運転させる方が有効である。

試算で使用している需要見通しはかなり不確かではあるが、NGV の導入が成功した場合、基礎需要シナリオで想定している 5ヶ所を上回るガススタンドが建設されるだろう。それにより需要プロファイルはさらに高くなるだろう。今後の経済成長の途上では大口産業ユーザーが新規に参入してくることも考えられ、基礎需要を押し上げる可能性がある。したがってプラントは比較的大きいサイズのものを考えた方がベターであろう。大きなプラントの経済性は販売努力によって改善されるが、小さなプラントではそのような効果は期待できない。



出所：調査団

図 11.4-3 LNG プラントの規模および稼働率ごとの料金

同時に、LNG プラント部門では資本投資に対する政策が大きなインパクトを持つ。制度金融や保証契約などの先行政策を取った場合、より低い基準によって計画を進めることができる。IRR=7%、タックスホリデー10年を適用すると、需要モデルにおける料金は 200 トン/日×2 トレインのケースでは 5.77 ドル/MMBtu から 4.22 ドル/MMBtu に、300 トン/日×2 トレインのケースでは 4.96 ドル/MMBtu から 3.64 ドル/MMBtu へと、要求水準を引き下げることが可能である。これらの分析から、本調査では生産能力が 200 トン/日×2 トレイン、所要料金が商業ケースで 6.00 ドル/MMBtu、先行政策ケースで 4.00 ドル/MMBtu の仮想ミニ LNG プラントを想定することとする。

表 11.4-1 では後年に追加のプラントを建設するケースについて試算した。それぞれ A) 300 トン/日×2 トレインのプラントと B) 200 トン/日×3 トレインのプラントを建設するケースを比較すると、最後の 3 つめのトレインを建設するのが 5 年遅れになる。第 10 章で議論した通り、追加のプラントを建設するためにはより多くの費用がかかるため、需要が安定している場合はケース A の方がケース B より好ましい。しかし、追加の需要が求められるのがかなり遅い時期になる場合、建設計画はより慎重に分析しなければならない。

表 11.4-1 プラントの追加建設

Case	A	B	Ref.
	t/day	t/day	t/day
Train Capacity	300	200	200
Trains	2	3	2
Total Capacity	600	600	400
	kt	kt	kt
Sales Volume: 25 years	4,653	4,608	3,102
	\$MM	\$MM	\$MM
CAPEX	195	246	149
Total Expenditure: 25 years including feedgas	1,920	2,005	1,345
Required Toll	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu
IRR=10%	4.96	5.62	5.77
IRR=7% & 10 year Tax Holiday	3.64	4.13	4.22

上記の LNG プラントはコンプレッサー駆動用に自前のガス焼き発電機を持つ独立型プラントとして設計した。しかしながら、このプラントはキネレジで発電所の隣に建設されるので、そこから電力を購入する買電ケースを検討した。燃料消費量は自前の発電設備を持つケースでは LNG 生産量の 10%に相当するガスを使用し、買電ケースでは LNG 生産量 1 トン当たり 600kWh を消費するものとした。電力料金は TANEESCO の 11/33 kV 級のユーザー向け料金（月額定格料金：Tzs16,550 (US\$ 7.2)/kVA 、定量料金 Tzs 156 (US6.8 cents)/kWh）とした。

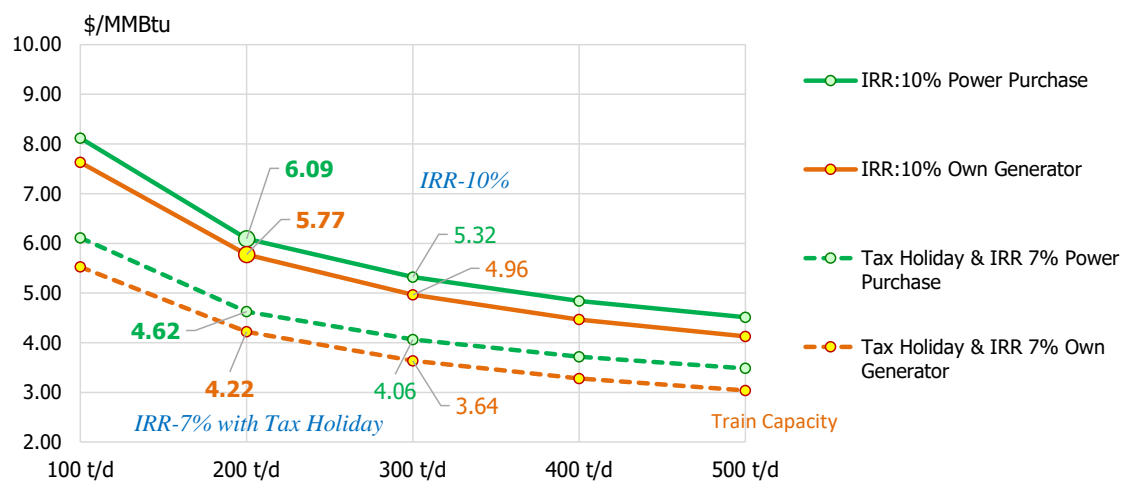
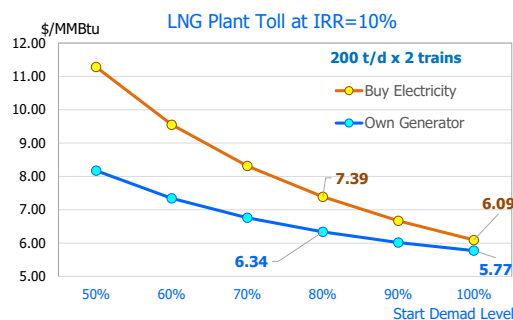


図 11.4-4 買電ケースと自家発ケース

買電ケースでは初期投資額は小さくなるが（表 11.2-3 参照）、経済性はやや悪化する。プロジェクト期間通算の原料ガスを含む非課税総支出額は買電ケースでは 14.49 億ドル、自家発ケースでは 13.45 億ドルになり、前者が 7.7%多くなる。平均電気料金は 7.58 セント/kWh となり、熱量等価で 22.20 ドル/MMBtu に相当するが、燃料として使用する原料ガスの価格は 5.36 ドル/MMBtu である。



出所：調査団

Start Demand	Required Tariff		Electricity (25 years)		
	Own Generator	Buy Electricity	Consumption	Payment	Average Cost
	\$/MMBtu	\$/MMBtu	GWh	\$MM	c/kWh
50%	8.17	11.28	990	86.86	8.77
60%	7.34	9.55	1,188	99.49	8.37
70%	6.76	8.32	1,386	112.10	8.09
80%	6.34	7.39	1,584	124.70	7.87
90%	6.02	6.67	1,782	137.40	7.71
100%	5.77	6.09	1,980	150.00	7.58

図 11.4-5 電力料金と LNG プラントの料金

もし TANESCO の電力供給コストがこれより安ければ、エネルギーシステム全体としては買電ケースの方が利益が大きいといえる。ただし、衡平な電力料金をどのあたりに設定するかという課題は残る。また、買電ケースでは下記のような点でもメリットがあるだろう。

- 豊富な電源により、電力の安定供給が十分保証されている
- 初期投資が少額で済む
- プラントの建設、操業、メンテナンスが容易となる
- TANESCO の発電プラントに対し安定的な基礎需要を提供する

11.4.2 LNG 輸送

目的地別の輸送料金は、一般管理費を目的地ごとの販売量に応じて配分すると、図 11.4-6 に示すような値になる。輸送部門では、車両価格と輸送距離が所要料金を決定する鍵になる。

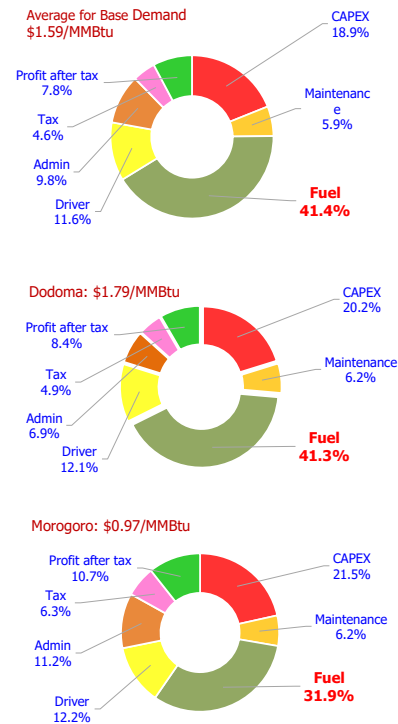
一方、輸送用機器の費用には輸入税と VAT が適用されており、その合計は自動車の CIF 価格の 50%に相当する。これが免除されれば、必要な輸送料金は 9-10%減少し、運送業者の先行投資にかかる経済的な負担を軽減する。

操業費の項目の中では、トラック運用のための燃料費および運転員の賃金その他の費用に比べて圧倒的に高い。そこで、燃料コストが 20%節減できれば、所要料金は 6-10%低下する。これは 11.6 節で述べる内容になるが、トラック燃料を輸入軽油から国産の CNG や LNG に転換すれば達成できると考えられる。

この転換は輸送部門の費用および外貨流出の減少、温室効果ガス排出量の大幅な削減に寄与するであろう。さらに運転員の賃金と総合管理費を含む操業費全体が 20%下がるとすれば、所要料金は 13-14%低下する。しかし、輸入燃料費や運転員の賃金、管理費は政策対応の範囲を超えるものである。

Sensitivity Analysis at IRR=10%

Average	Required Tariff	
	\$/MMBtu	%
Base Scenario	1.59	
10 year tax holiday	1.56	-1.7
20% Reduction in		
CAPEX	1.50	-5.8
OPEX	1.36	-14.2
Fuel Price	1.46	-7.9
Import duty exempted	1.43	-9.7
IRR=7% with tax holiday	1.52	-4.5
Dodoma	Required Toll	
	\$/MMBtu	%
Base Scenario	1.79	
10 year tax holiday	1.76	-1.7
20% Reduction in		
CAPEX	1.74	-2.9
OPEX	1.55	-13.7
Fuel Price	1.65	-8.0
Import duty exempted	1.61	-10.4
IRR=7% with tax holiday	1.71	-4.6
Morogoro	Required Toll	
	\$/MMBtu	%
Base Scenario	0.97	
10 year tax holiday	0.95	-1.8
20% Reduction in		
CAPEX	0.91	-6.4
OPEX	0.84	-13.6
Fuel Price	0.91	-6.2
Import duty exempted	0.87	-10.7
IRR=7% with tax holiday	0.91	-6.0



出所：調査団

図 11.4-6 LNG 輸送：費用構成とセンシティビティ

上記の分析のように、輸送部門における政策の選択肢としては a) 自動車輸入税の免除、b) 天然ガスのトラック燃料への利用、があげられよう。

11.4.3 都市ガス

1. サテライト基地 A+B+C

サテライト基地では、資本費と運転員の人件費が主な費用項目である。一般的な都市ガスユーザーと 2 ヶ所の NGV スタンド建設を想定する基礎需要シナリオでは、需要規模が小さい一方で管理費（主に人件費）の比率が高い。その結果、所要料金が高くなる。

Sensitivity Analysis at IRR=10%

Base Demand		Required Tariff	
		\$/MMBtu	%
Base Scenario		3.15	
10 year tax holiday		2.74	-13.0
20% Reduction in			
CAPEX		2.80	-11.3
OPEX		2.87	-8.7
IRR=7% with tax holiday		2.25	-28.5
High Demand with Zuzu		Required Tariff	
		\$/MMBtu	%
Base Scenario		1.54	
10 year tax holiday		1.33	-13.5
20% Reduction in			
CAPEX		1.33	-13.6
OPEX		1.44	-6.4
IRR=7% with tax holiday		1.10	-28.4

出所：調査団

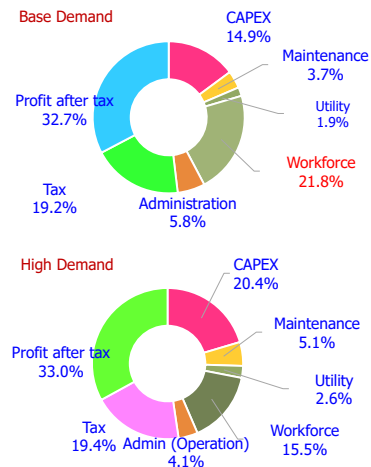
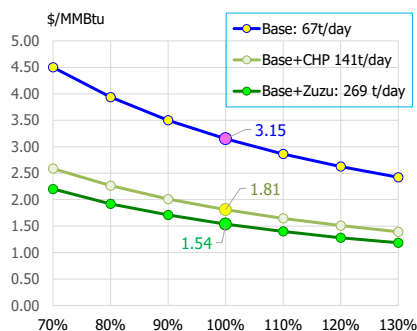


図 11.4-7 LNG サテライト基地 A+B+C：コスト構成と感度分析

高需要ケースの例として、CHP が導入される場合、初期投資額は貯蔵能力と気化器の能力向上のため 1,910 万ドルから 2,660 万ドルに増加する。同時に、プロジェクト期間通算のガス総販売量は 55 万 5 千トンから 116 万 6 千トンに増加する。これにより管理費が大幅に希釈され、都市ガス部門の所要料金は 3.15 ドル/MMBtu から 1.81 ドル/MMBtu に低下する。



	Base		Base + CHP		Base + Zuzu	
	t/d	\$/MMBtu	t/d	\$/MMBtu	t/d	\$/MMBtu
70%	47	4.50	99	2.59	188	2.20
80%	54	3.94	113	2.26	215	1.92
90%	61	3.50	127	2.01	242	1.71
100%	67	3.15	141	1.81	269	1.54
110%	74	2.86	155	1.65	295	1.40
120%	81	2.63	170	1.51	322	1.28
130%	87	2.42	184	1.39	349	1.19

出所：調査団

図 11.4-8 LNG サテライト基地 A+B+C 販売量別感度分析

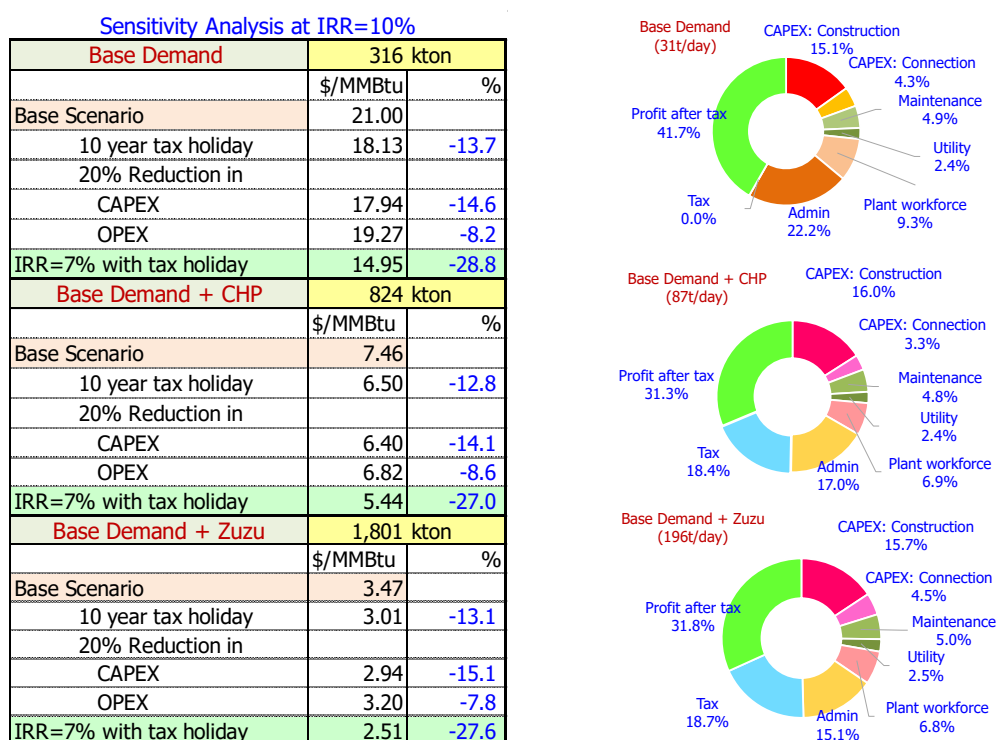
ズブ発電所が顧客リストに加わる場合、大型貯蔵タンク導入のため初期投資額は 1,910 万ドルから 3,700 万ドルに増加する。一方、プロジェクト期間通算のガス総販売量は 55 万 5 千トンから 172 万トンに増加する。都市ガス部門の所要料金は 3.15 ドル/MMBtu から 1.54 ドル/MMBtu に減少するが、大型貯蔵タンクのコストが高いため、コスト減の一部が相殺されている。

稼働率別の所要ガス料金を図 11.4-8 に示す。この計算から CHP のような大型ユーザーがない場合のサテライト基地の料金は 2.50-3.00 ドル/MMBtu になると考えられよう。

2. 都市ガスシステム

都市ガス部門では、費用の大半がガス網の導管の敷設費と管理費で、接続費の割合は比較的小さい。ガス需要が比較的小規模のユーザーに限られている基礎需要ケースでは、1日あたりの平均需要は35トンで、単価は21.00ドル/MMBtuと、他の部門に比べて極端に高い。

CHPの導入される（あるいは工業団地と基地を共有する）高需要ケースでは、図11.4-9に示すように、プロジェクト期間を通じた都市ガス会社のガス総販売量は31万6千トンから2.6倍の82万4千トンに増加する。これは都市ガス部門の総収入を大きく押し上げ、料金を7.46ドル/MMBtuへと劇的に引き下げる。都市ガスプロジェクトの経済性は市場規模が大きく影響する。地方都市ガスシステムでは大口需要家になりうる主要ユーザーを数カ所確保することが非常に重要になる。操業にあたっての人件費は比較的高額になるため、ICTとデジタル化技術の導入は最小限にとどめるべきである。



出所：調査団

図 11.4-9 都市ガス会社：費用構成と感度分析

ここで基礎需要シナリオケースに政策オプションがどのように機能するかについて調べてみよう。図11.4-10に示す通り、評価基準のIRRとFIRRを操作することで、所要料金が21ドル/MMBtuから19ドル/MMBtuへと2ドル低下する。ここで10年のタックスホリデーを適用すると、16.76ドル/MMBtuへと低下する。評価基準についてFIRR=7%に引き下げるとさらに低下する。融資の返済期限を10年から20年に引き延ばすと、料金は少しだけ低下する。補助金によって資本費を20%引き上げると、料金は2ドル/MMBtu低下する。一般

的には、市場規模が小さいと、販売量の増加は大きく作用する。

これらの分析から、推奨できる先行政策は以下のものになる。

- プロジェクトの敷居値を引き下げることができるよう、好ましい事業環境を整え、有利な融資資金を用意する。
- 事業の立ち上がり期間、例えば10年間、にわたるタックスホリデーを設ける。
- 市場規模が小さい場合は投資に補助金をつける。
- 基礎需要を作るために、公共施設や学校での都市ガス導入を促進する。

上記のような積極政策をとることにより、都市ガス部門の料金を15ドル/MMBtuにすることが可能になろう。

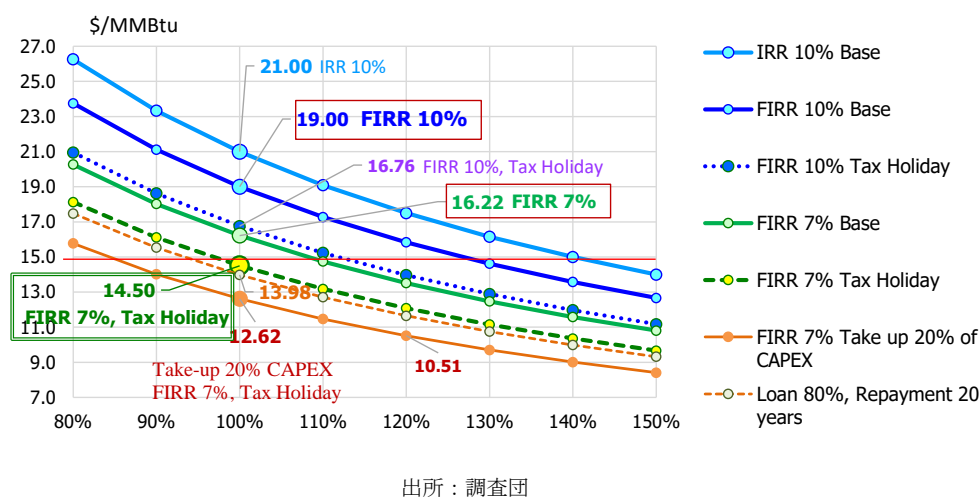


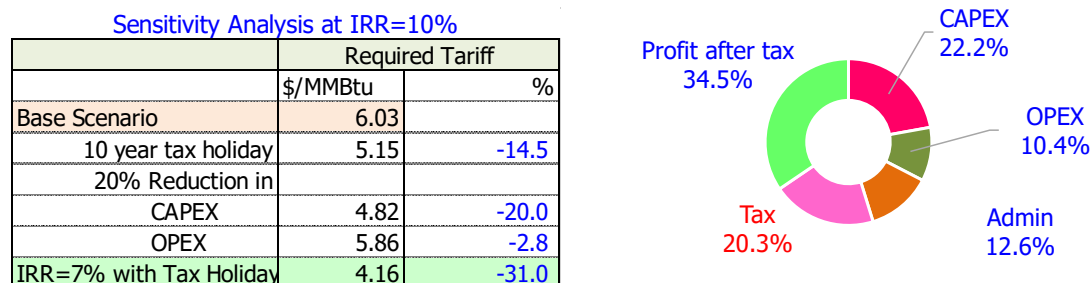
図 11.4-10 需要量の変化と早期需要構築

歴史的には、都市ガス網は社会インフラの一部として展開されてきた。小規模ユーザーを対象とする都市ガス供給網は極端に高価である。事業基盤をもたらす大口な基礎需要が生まれない限り、都市ガスは商業的に容易に採算が取れるものにはならない。これに近い状況がパイプラインによるガス網ではなくLPGが急速に普及した東南アジアの国々で見られた。しかし、先行投資が減価償却されてしまえば、一日あたりのコストはシリンダーによる配送を必要とするLPGと比べて比較的小さくなる。これらの観察から、都市ガスの導入は生活水準向上や、都市開発計画、環境保護など社会経済発展上の様々な視点から議論すべきであると言えよう。

11.4.4 バルク直送ユーザー

表 11.3-4 および図 11.4-11 では、大口ユーザーでのガス設備のコストは他部門と同様に営利事業として評価した。しかし、ユーザーはこの部門で商業的利益を期待しているわけでは

ないので、事業ベースの評価と同じ手法を適用することは適切ではないだろう。むしろ、ここでのコストはリース料金方式で考える方が適切であろう。



出所：調査団

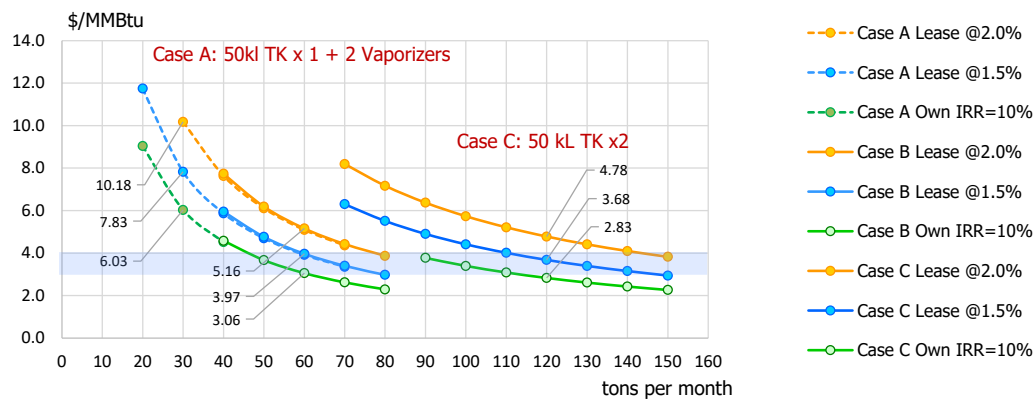
図 11.4-11 バルクユーザー向けのサテライト費用：費用構成と感度分析

ここでは大口ユーザーでのガス取扱設備のコストを表 11.4-2 に示すように想定した。

表 11.4-2 バルク輸送ユーザー

	Specification		Price	A. Storage 50kL		B. Storage 50kL		C. Storage 100kL		D. Storage 300kL	
				360 tons/year		720 tons/year		1,800 tons/year		3,600 tons/year	
			\$k		\$k		\$k		\$k		\$k
LNG Storage Tank	50 kL		240	1	240	1	240	2	480		
	150 kL		430							2	860
Vaporiser	0.05 t/h		5	2	10	4	20				
	0.2 t/h		20					2	40		
	0.8 t/h		80							2	160
Other Equipment					120		120		130		160
Piping Installation					60		60		150		810
Electric Instruments					50		50		130		690
Civil and Office Building					50		50		150		630
Sub-total					530		540		1080		3310
Engineering & Commissioning				40%	210	39%	210	29%	310	9%	310
Total					740		750		1390		3620

図 11.4-12 に需要規模別のバルク直送需要家のサテライトコストの推計値を示す。この計算は小規模のコミュニティガスの検討にも適用できるだろう。ここではリース方式をとって毎月のリース料を初期投資額の 2%および 1.5%としたケースと、ほかのセクターでも使っている標準的な経済性試算を示した。ここで適用した設備の能力は毎月の引き取り量が 30 トン以下の小口ユーザーでは過剰設備となるだろう。そのようなユーザーはもっと小さな設備を使用すると考えられるのでここでは除外すると、ガス取り扱い設備のコストはおおむね 3 ドル～4 ドル/百万 Btu になると考えられる。



出所：調査団

図 11.4-12 バルク直送ユーザーのサテライトコスト

11.4.5 天然ガススタンド

天然ガススタンドの経済性は、7.4 節で展開した事業発展計画：2025 年に月間販売量約 170 トン、一日あたりの利用 150 台でガス販売を開始し、2030 年には月間販売量が当初目標の 500 トン、1 日あたりの利用 500 台以上に到達する、との想定に沿って計算した。NGV スタンドの操業費の試算値は 2.97 ドル/MMBtu である。これは LNG タンクへの建設投資を含む独立型スタンドのケースである。サテライトターミナルに接続されるガススタンドでは、貯蔵タンクを共用でき、投資額全体でみると 10-30%のコストが節約できよう。

Sensitivity Analysis at IRR=10%

	Required Toll	
	\$/MMBtu	%
Base Scenario	2.97	
10 year tax holiday	2.63	-11.5
20% Reduction in CAPEX	2.69	-9.3
OPEX	2.63	-11.5
IRR=7% with Tax Holiday	2.34	-21.3
Sales Volume		
120%	3.37	13.4
80%	5.05	70.2

出所：調査団

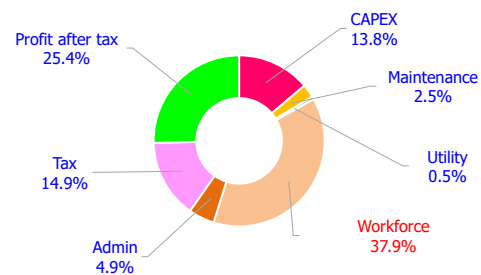


図 11.4-13 天然ガススタンド：費用構成と感度分析

天然ガススタンドでは従業員の給与が最大のコスト費目である。売上高が小さいので、売上高想定的前提条件が少し変わるだけで所要料金の絶対値が大きく変化する。例えば、タックスホリデー10 年を想定すると、所要料金は 2.97 ドル/MMBtu から 2.63 ドル/MMBtu へと 0.34 ドル/MMBtu、11.5%も減少する。これは資本費の 20%削減よりも影響が大きい。一方、操業費の 20%削減で所要料金は 2.63 ドルへと 11.5%低下するが、これを人為的に操作する

ことは難しい。

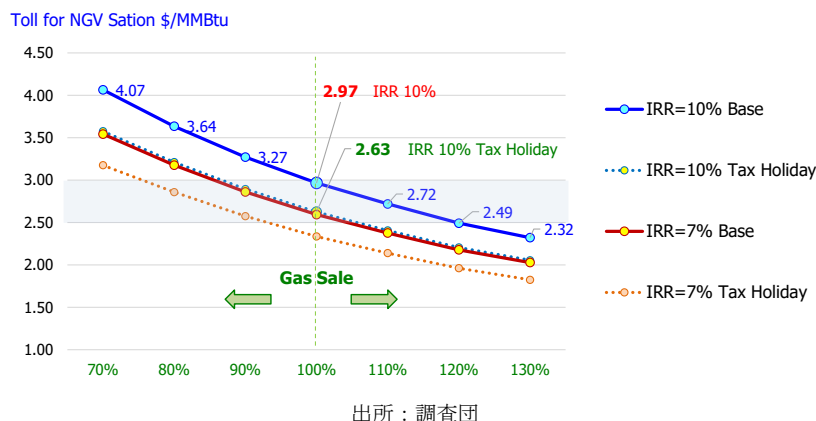


図 11.4-14 天然ガススタンド

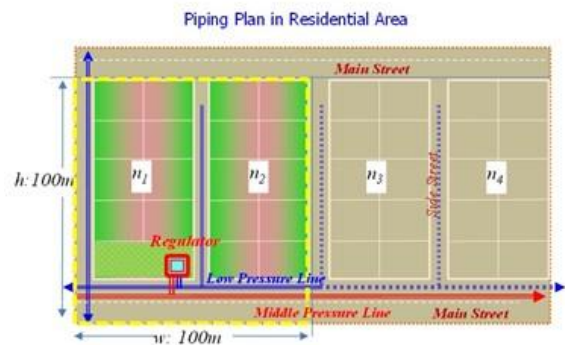
天然ガススタンドの操業費は販売量によって変化するが、図 11.4-14 に示すように 2.50-3.50 ドル/MMBtu の範囲に収まるものと推定される。

11.4.6 コミュニティガス供給計画

バーチャルパイプライン・システムによる恩恵のひとつに、ガスパイプラインの接続されていない比較的小規模なコミュニティにガスを配送できることがある。ガスパイプラインから離れた地域にある小規模コミュニティでも、コミュニティガスシステムを展開することができる。その経済性を検討するため、人口密度の高いコミュニティ形態を以下のように想定する。幅 16 メートルの表通りと幅 8 メートルの脇道 2 本がある 1 ヘクタール (100m×100m) の区画を想定してみよう。この区画のうち道路の占有率を計算すると 29.4%になる。残りのスペースのうち、20%は学校や役場、工場、公園、運動場、緑地などの公共施設が占め、別の 20%は事務所や店舗、レストラン、ホテル、病院などの事業用施設が占めると仮定すると、一般居住用として残るスペースは全体の 42.3%になる。工場は工業団地として独立の区画にあると考え、ここでは考慮しない。民間用のスペースを平均 20 スロットとすると、1 スロット当たりの面積は 212m²となる。住居用地の 20%は空きスペースだとすると、ここには 16 軒の民家があり、1 家族あたりの構成人数を 5 人とする、1 ブロックあたりの在住人口は 80 人となる。家族構成が 1 家族あたり 6 人の場合は 96 人になる。これは日本で 2 番目に大きい都市である人口 370 万人の横浜市 (1 ヘクタールあたり 86 人) に匹敵する数値である。

表 11.4-3 導管によるガス供給が行われる仮想コミュニティの概要

Total Area	100 m	100 m	10,000 m ²
Road	Main Sreet	Side Street	
Width	16 m	8 m	
Number	1	2	
Total			2,944 m ²
Public Space	20%		1,411 m ²
BizCom Area	20%		1,411 m ²
Residential Area			4,234 m ²
Open Land	20%		847 m ²
Housing Land	80%		3,387 m ²
Houses per block	20 slots	Residing	16 houses
Land per house			212
Coverage	50%	Single Story	2 stries
House size		106 m ²	212 m ²
Fam ily member	5	persons	
Population	80	persons	
Gas Consumption	100	kg/person/year	
Annual Demand	8	tons/yers	



出所：JICA 調査団

上記の概要をもとに、表 11.4-4 に小規模コミュニティガスシステムの特徴を要約する。ガス需要は民生用は一人あたり年間 100kg、業務用にはその 20%を追加として各コミュニティのガス需要を推定する。業務部門は土地の 20%を占めると仮定しているため、これは民間部門と業務部門の燃料消費原単位は同じとする設定で、控えめな想定と考えられる。

上記の想定をもとに、コミュニティガスを以下のように設計する。

サテライト基地

- サテライト基地では一週間分の在庫プラス 18 トンコンテナからの受け入れスペースをもつこととし、50KL の LNG タンクを 1 基以上配備する。1 基あたりの価格は 24 万ドル。
- サテライト基地のヴァーパライザーは 1 基あたり 0.05–0.2 トンの能力のものを複数設置する。価格は 0.05 トン/時のものは 5,000 ドル、0.2 トン/時のものは 2 万ドル。
- その他の設備費、建設費、試運転費等として合計 48 万–58 万ドルを見込む。

コミュニティガスシステム

- ガバナー（圧力調整器）は 1km²あたり 1 基を置く：5 万ドル
- ガバナー間を結ぶ中圧パイプライン：（ガバナー数 -1）基：55 万ドル/km
- 低圧パイプライン：本通りおよび脇道に設置：18 万ドル/km
- 接続費：1 家庭あたり 1,300 ドル

表 11.4-4 コミュニティとガス供給システムの規模

Case	Community			Residential Feature			Gas Demand		
	Width	Length	Area	Area	House	Population	Residential	Total	
	km	km	ha	ha			t/y	t/y	t/ha
A	0.1	0.5	5	2.1	80	400	40	50	10
B	0.2	0.5	10	4.2	160	800	80	100	10
C	0.5	0.5	25	10.6	400	2,000	200	240	10
D	0.5	1.0	50	21.2	800	4,000	400	480	10
E	1.0	1.0	100	42.3	1,600	8,000	800	960	10
F	1.0	1.5	150	63.5	2,400	12,000	1200	1440	10
G	1.0	2.0	200	84.7	3,200	16,000	1600	1920	10

Case	Area Size	Demand	Satellite		Gas Network			Total Cost	
			LNG Tank	Vaporiser	Governor	Medium Pressure	Low Pressure		
	ha	t/y				km	km	\$k	\$k/ha
A	5	50	1	2	1	0.0	0.7	1,080	216
B	10	100	1	2	1	0.0	1.4	1,340	134
C	25	240	1	2	1	0.0	3.4	2,200	88
D	50	480	1	3	1	0.0	6.8	3,425	69
E	100	960	2	2	1	0.0	13.6	6,330	63
F	150	1440	2	2	2	1.0	20.4	9,520	63
G	200	1920	3	3	2	1.0	27.2	12,320	62

表に示すように、1 ヘクタールあたりのガス需要はどのケースも年間 10 トンだが、1 ヘクタールあたりの建設費は総需要が小さいと大きく変化する。コミュニティガスの費用は、ガスの総需要が 500 トン前後、800 軒程度のレベルでほぼ安定する。

表 11.4-5 コミュニティガスの市場規模ごとの費用

Case	House	City Gas Charge					City Gas Price		Tax Holiday IRR=7%	
		Satellite	Piping	Connection	Total	Tax Holiday IRR=7%	LNG delivered to Satellite at \$13.06/MMBtu (See Table 12.6-2)			
		\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/kg	\$/MMBtu	\$/kg
A	80	57.9	13.0	5.2	76.1	56.4	89.1	4.00	69.4	3.28
B	160	30.2	12.9	5.5	48.6	36.6	61.7	2.77	49.6	2.34
C	400	13.1	12.4	5.6	31.2	23.2	44.2	1.98	36.2	1.71
D	800	7.1	11.8	5.8	24.7	18.1	37.8	1.69	31.2	1.47
E	1600	4.4	12.2	5.8	22.4	16.5	35.4	1.59	29.5	1.39
F	2400	2.9	13.4	5.8	22.2	16.3	35.2	1.58	29.3	1.38
G	3200	2.6	13.0	5.8	21.3	15.6	34.3	1.54	28.6	1.35

出所：JICA 調査団

表 11.4-5 にコミュニティガスシステムの費用とガスのユーザー届価格の計算結果を示す。導管敷設費と接続費はほぼ同じだが、小規模コミュニティ向けの場合、総費用はサテライト費用が固定的なため上昇する。このような小規模コミュニティでは単独でのシステム構築は明らかに難しい。しかし、11.4 節で議論したように、年間 3,000 トン以上のガスを販売する L-CNG スタンドが付近に建設された場合は、このようなコミュニティもスタンドをサテライトとして共用することが可能である。この場合、サテライト費用は 3.00 ドル/MMBtu へと劇的に減少する。

このガス価格を換算すると、ケース C-G では LPG 換算 1.60–2.00 ドル/kg になる。これは現在の LPG 市場価格と比べてやや高価である。しかし、タックスホリデーや事業化の経済性基準を引き下げるなどの対策を講じれば、価格を競争力のあるレベルにまで引き下げることができよう。

コミュニティガスシステムを考える上では、供給対象地域の需要の大きさと密度が最も重要な要素である。需要量が増加すると、競争力は大幅に改善される。上記の計算では、業務部門でのエネルギー消費原単位は民間部門と同等と仮定した。これが 2 倍になった場合（表 11.4-5 の業務部門の需要率が 20%から 40%に上昇した場合）、ケース E のガス料金は MMBtu あたり 22.4 ドルから 19.2 ドルへと、14%減少する。一般的に、業務、商業、産業部門ではエネルギー消費原単位は民間部門より相当高くなる。ホテル、ショッピングモール、L-CNG スタンド、工場など一定規模以上のエネルギーユーザーがあれば、供給システムを共用することで、小さな町でもコミュニティガスを展開することが可能となる。一方、このようなユーザーがいないコミュニティガスシステムは、コミュニティだけで需要を満たすシステムの閾値は大きなものになる。

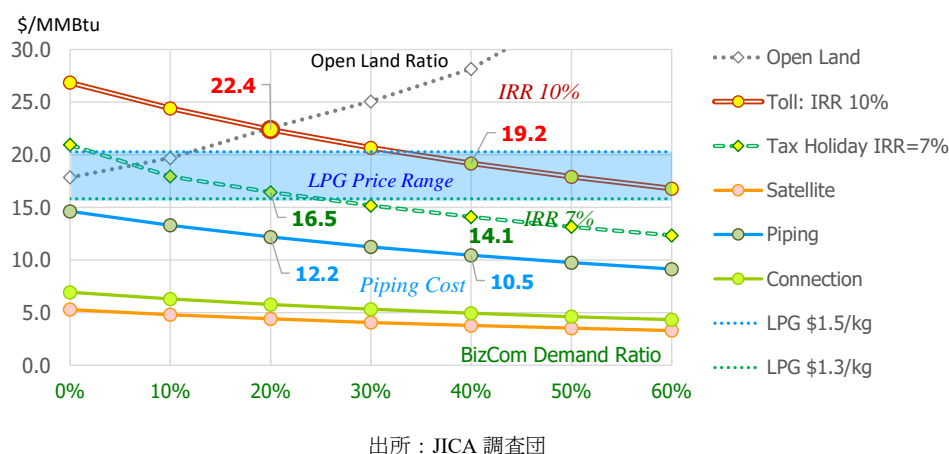


図 11.4-15 コミュニティガスの販売量および料金

要約すると、ここで仮に想定した条件のもとでは、独立したコミュニティガスシステムが成立するのは人口密度の高い 1,000 軒程度の町ということになる。また、サテライト費用を希釈するようなエネルギーユーザーがいる場合、閾値は大幅に下がる。例えば表 11.4-5 で、サテライトを L-CNG スタンドと共用する場合、サテライト費用は 3.0 ドル/MMBtu に減少し、ケース A の 80 軒のコミュニティでもガスシステムを利用できるようになるだろう。この場合は、しかし、まず最初に大型エネルギーユーザーの存在が確約されることが必要である。言うまでもなく、実際にプロジェクトを検討する際には、各々に固有の条件をコミュニティごとにひとつずつ検証する必要がある。

11.5 経済分析のまとめ

11.5.1 費用の構成

前述の分析から、プロジェクト期間 25 年通算で発生する原料ガスを除く総コストを部門別に整理し、表 11.5-1 に示す。初期投資額はプロジェクトの実現可能性を決定するうえで重要だが、プロジェクト期間通算の費用構成でみると、他の費用項目も重要である。

各部門のうち、投資額が最も大きいのは LNG プラント部門である。それゆえ、この部門を成立可能にすることが何よりも重要な事項である。11.4.1 節で議論したように、プラントの規模は経済性を決定するために最も重要な要素である。プラントサイズを決定するうえで最初に必要なのは需要規模と発展パターンを確立することである。

二番目に大きいのは都市ガス部門である。しかし、通常の経済手法によるアプローチで小規模ユーザー向けガス配送網構築を図ることは難しい。家庭、小型店舗やレストラン等の小規模ユーザー向けの繋ぎ込み単価は極端に高い。そこで社会全体として生活水準や環境の改善を行うためにガス導入を図るという視点に立って別のアプローチをとる必要があるだろう。経済地代や余剰利益の見込まれる他部門での収益により初期資金の確保が可能となり、安定した事業基盤が確立できれば、小規模ユーザー向けの都市ガス部門の投資はプロジェクト全体で吸収できよう。一方、大口ユーザー向けのガス配送単価は比較的安く、料金は通常の商取引と同様に決定することになるだろう。

表 11.5-1 部門、要素別コスト

	Plant	Transport	Satellite	City Gas	Connection	NGV 5 SS	Total	
Amount for 25 years	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	\$ million	
CAPEX	148.8	32.4	37.0	52.1	10.6	18.3	299.2	16.2%
Operation & Maintenance	154.8	10.1	9.3	13.0	2.7	3.4	193.2	10.5%
Fuel	56.2	70.9	4.6	6.5	1.3	0.7	140.3	7.6%
Operator/Driver	40.3	19.9	28.1	22.5	0.0	50.3	160.9	8.7%
Admin & Marketing	40.6	16.8	7.5	55.3	0.0	6.5	126.7	6.9%
Sub- Total	440.7	150.1	86.4	149.4	14.6	79.1	920.4	49.8%
Tax	220.7	7.8	86.4	52.0	8.0	19.7	394.7	21.4%
Profit after tax	375.8	13.3	35.1	88.5	13.6	33.6	560.0	30.3%
Total	1,037.3	171.1	181.3	289.9	36.3	132.4	1,848.4	100.0%
	56.1%	9.3%	9.8%	15.7%	2.0%	7.2%	100.0%	
Composition	%	%	%	%	%	%	%	
CAPEX	33.8	21.6	42.8	34.9	72.7	23.1	32.5	
Operation & Maintenance	35.1	6.7	10.7	8.7	18.2	4.2	21.0	
Fuel	12.8	47.2	5.4	4.4	9.1	0.9	15.2	
Operator/Driver	9.1	13.2	32.5	15.1	0.0	63.5	17.5	
Admin & Marketing	9.2	11.2	8.7	37.0	0.0	8.2	13.8	
Sub-Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
Tax	50.1	5.2	100.0	34.8	54.8	24.9	42.9	
Profit after tax	85.3	8.9	40.6	59.2	93.3	42.5	60.8	
Profit +tax	135.4	14.1	140.6	94.0	148.1	67.4	103.7	

出所：調査団

上記の分析では営利事業の商業基準を適用した結果、適正利益と税金とからなる金融コ

ストが高額となる。しかし、パイプの繋ぎ込み費用とユーザーの設備費は実費のみで評価すべきであろう。他燃料との比較では、これらの投資について商業的リターンを考える必要はないと考えられる。

輸送部門では燃料費が支配的であるが、都市ガス部門と NGV スタンドでは管理費と労務費が支配的である。トラック燃料をガスに転換すると、次節で分析するように輸送コストは低下する。事業が拡大するにつれて、管理費、特に労務費が希釈される。このように、ガス導入の初期段階における要員の支援はプロジェクトを成立させる上で大きく貢献する。

11.5.2 感度分析

基礎需要シナリオおよび「プラス・ズズ」の高需要シナリオの部門別感度分析を表 11.5-2 に整理した。ここでは 10 年間のタックスホリデーの導入、資本費および操業費の 20% 削減、およびプロジェクトの採算目標を IRR=7% に引き下げ 10 年間のタックスホリデー付とした場合、について感度分析を行った。それぞれの事象の影響度は部門ごとに異なっている。

特に、これら 2 ケースの需要規模の違いが LNG プラント部門および都市ガス部門で大きな差を生んでいる。プラントの稼働率を大幅に改善する一方で、都市ガス部門の間接費は発電所向けの大量のガス供給により希釈される。他方、輸送部門およびサテライト基地の料金はあまり大きな変化はない。これはこれらの部門の資本支出が事業規模によって流動的に変化するためである。

表 11.5-2 部門別感度分析の概要

	LNG Plant		Transport		Satellite		City Gas		Total (City Gas)		NGV SS	
Feedgas price @ \$5.36 (14.8%)	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%	\$/MMBtu	%
Base Demand Scenario	9.89	24.1	1.59	3.9	3.15	7.7	21.00	51.2	40.98	100.0	2.97	15.0
Sensitivity		%		%		%		%		%		%
10 year Tax Holiday	8.46	-14.5	1.56	-1.7	2.74	-13.0	18.13	-13.7	36.24	-11.6	2.63	-11.5
20% Reduction: CAPEX	8.28	-16.2	1.50	-5.8	2.80	-11.3	17.94	-14.6	35.87	-12.5	2.69	-9.3
OPEX	9.29	-6.0	1.36	-14.2	2.87	-8.7	19.27	-8.2	38.16	-6.9	2.63	-11.5
Fuel	9.78	-1.1	1.46	-7.9	na		na				na	
IRR=7% with tax holiday	6.82	-31.0	1.52	-4.5	2.25	-28.5	14.95	-28.8	30.90	-24.6	2.34	-21.3
Feedgas price @ \$5.36 (31.4%)		%		%		%		%		%		%
High Demand With Zuzu PS	5.89	33.2	1.49	8.4	1.54	8.7	3.47	19.5	17.74	100.0		
Sensitivity		%		%		%		%		%		%
10 year Tax Holiday	5.11	-13.2	1.46	-2.0	1.33	-13.5	3.01	-13.1	16.27	-8.3		
20% Reduction: CAPEX	4.97	-15.6	1.40	-6.0	1.33	-13.6	2.94	-15.1	16.00	-9.8		
OPEX	5.55	-5.7	1.28	-14.1	1.44	-6.4	3.20	-7.8	16.82	-5.2		
Fuel	5.78	-1.8	1.37	-8.1	na		na					
IRR=7% with tax holiday	4.28	-27.2	1.42	-4.4	1.10	-28.4	2.51	-27.6	14.68	-17.3		

出所：調査団

それと同時に、それぞれの影響度合いの絶対値が部門間で異なっており、これは政策を考えるうえで重要な点である。例えば、10 年間のタックスホリデーによるコスト削減効果は LNG プラント部門では 1.43 ドル/MMBtu であるが、輸送部門では 0.03 ドル/MMBtu、サテライト部門では 0.41 ドル/MMBtu、都市ガス輸送部門では 2.87 ドル/MMBtu で、サテライト基地出しのガス価格全体では 1.87 ドル/MMBtu 低下し、都市ガス届け価格は 4.74 ドル/MMBtu になる。天然ガススタンド部門では、LNG プラントで 1.43 ドル/MMBtu、輸送部門で 0.03/MMBtu ドルなのに対し、天然ガススタンド部門では 0.34 ドル/MMBtu、全体では 1.80

ドル/MMBtu になる。

このことから、本プロジェクトを考えるうえで輸送部門とサテライト部門は比較的影響度が小さいといえよう。一方、LNG プラント、都市ガス、天然ガススタンドの各部門については踏み込んだ検討が必要であるといえよう。

また、採算目標を引き下げることで所要料金を大きく引き下げることができる。ただし、健全な財務構造を確保してプロジェクトを「バンカブル」にする必要がある。採算目標については、プロジェクトの公共性と健全性について良識のあるバランスを図るよう慎重に検討しなくてはならない。

11.6 パーチャルパイプラインの標準モデルと経済性

11.6.1 石油製品の価格

タンザニアのエネルギー市場では今でも薪炭のような在来型バイオマスが圧倒的に主流を占めている。第1部で議論したように都市部では薪から木炭への移行が進んでいる。今後の経済成長によりこれらの燃料から近代的燃料への転換がさらに進むであろう。その過程で天然ガスの競争相手となるのは直接的には石油製品であり、電力もある程度競合することになると思われる。すなわち、以下のようになる。

- a. 産業部門：LPG、軽油、重油、電気
- b. 業務部門：LPG、軽油、電力
- c. 輸送部門：ガソリン、軽油
- d. 家庭部門：LPG、灯油、電気

中でも、都市ガスは目下のところダルエスサラームにしかないため、LPG の普及が急速に進んでいる。

タンザニアではガソリン、灯油、軽油の価格が EWURA により規制されており、最新の上限価格は表 11.6-1 の通りである。電気料金も需要家のカテゴリー別に統制されている。一方、現在のところ重油価格や LPG 価格は規制を受けていない。2021 年 9 月の重油の出荷基地渡し価格は 1 リットルあたり 1,526 タンザニアシリング、0.66 米ドルである。これに 188 シリングを加えると、ドドマでの小売価格は 1, 714 シリングもしくは 0.74 米ドルとなる。

表 11.6-1 石油製品の上限規制価格：2021 年 9 月

		at 2,311 Tzs/USD					
		Petrol	Diesel	Kerosene	Petrol	Diesel	Kerosene
		Tzs/ltr	Tzs/ltr	Tzs/ltr	US\$/ltr	US\$/ltr	US\$/ltr
Retail Price	Dar es Salaam	2,427	2,251	2,176	1.05	0.98	0.94
	Dodoma	2,486	2,310	2,234	1.08	1.00	0.97
	Tanga	2,486	2,324	2,222	1.08	1.01	0.96
Wholesale Price	Dar es Salaam Port	2,297	2,122	2,047	1.00	0.92	0.89
	Tanga Port	2,356	2,194	-	1.02	0.95	-
Balance	DSM -->Dodoma	189	188	187	0.08	0.08	0.08

出所：EWURA

表 11.6-1 に 2018 年 12 月および 2021 年 9 月にドドマで見かけられた LPG の価格を示す。この価格はサービスステーション渡しおよびガススタンド渡しのものである。LPG のボンベは、この価格で購入後配達してもらうか、自分で家に持ち帰らねばならない。調査団による地方エネルギー需要調査によると、家族が 4-6 人の標準家庭では、炊事用に木炭も使用しながら、月に 15kg ボンベ 1-2 個分の LPG を消費している。



November 2018(Dodoma)

2305 TzS/USD			
Cylinder Size	LPG	plus Cylinder	Cylinder Price
	Tzs	Tzs	Tzs
6 kg	22,000	45,000	23,000
15 kg	53,000	94,000	41,000
38 kg	118,000	218,000	100,000
	\$/kg LPG		\$
6 kg	1.59		10.0
15 kg	1.53		17.8
38 kg	1.35		43.4

October 2021(Dodoma)

2311 TzS/USD			
Cylinder Size	LPG	plus Cylinder	Cylinder Price
	Tzs	Tzs	Tzs
3 kg	9,000	33,000	24,000
6 kg	17,500	37,000	19,500
15 kg	45,000	87,000	42,000
38 kg	85,000	185,000	100,000
	\$/kg LPG	Change	\$
3 kg	1.30		10.4
6 kg	1.26	-20.7%	8.4
15 kg	1.30	-15.3%	18.2
38 kg	0.97	-28.2%	43.3

出所：調査団

図 11.6-1 ドドマの LPG 価格：2018 年 11 月

図 11.6-1 に示すように、LPG 小売価格は 2018 年から 15-20%下落している。これは 2020 年に起きたコロナによる世界的な経済危機に加え、米国でのシェールオイルの過剰生産により起きた世界的な石油、ガスの価格破壊も反映しているといえよう。しかしながら、第 2 章で述べたように、世界のエネルギー価格は 2021 年初期に底を打ち、ガス価格はその後急速に上昇している。ここに示した 2021 年のシリンダー別ガス価格はやや不規則であるため、本報告書では LPG の基準価格として 1.30 ドル/kg を採用する。

11.6.2 バーチャルパイプラインのモデル

第 11.4 節での分析を基に、天然ガスをドドマに輸送するバーチャルパイプラインモデルの料金を表 11.6-2 に示す。これらのガス価格は表に示した真発熱量 (NCV) 比率でガソリ

ン、灯油、軽油及び LPG との等価価格に換算してある。このモデルプランは以下のように想定した。

生産能力 200 トン/日×2 基のミニ LNG プラントを、稼働率 80-90%で操業する。この仮定は 11.1 節で展開した高需要シナリオ（プラント稼働率 60.5%）よりも高い数字だが、これはより多くの産業ユーザーの獲得や NGVSS 網の展開の促進などの市場取り組みにより達成可能であろう。

コンテナや車両の輸入税を免除すると、ドドマへの輸送コストは図 11.4-4 に示すように 1.85 ドル/MMBtu から 1.67 ドル/MMBtu に低下する。トラック燃料を天然ガスに転換すると、さらに料金は下がる。ここではモデルケースとして 1.70 ドル/MMBtu を適用する。

サテライト基地のコストは、図 11.4-6 の基礎需要ケースで計算するように 3.00 ドル/MMBtu と推定される。ガス化の加速で需要が増加すると、これはさらに安くなるだろう。

表 11.6-2 ドドマへのバーチャルパイプラインの料金

	Base Demand		Base Demand +CHP	
	\$/MMBtu	\$/ton LNG	\$/MMBtu	\$/ton LNG
Feedgas Price	5.36	281	5.36	281
LNG Plant	6.00	315	6.00	315
Transport for Dodoma by container	1.70	89	1.70	89
LNG Delivered to Dodoma	13.06	686	13.06	686
Satellite Terminal	3.00	158	1.80	95
Virtual Pipeline	10.70	562	9.50	499
Natural Gas Ex-Satellite in Dodoma	16.06	843	14.86	780
Equivalent to Current Price				
Oil 10,000 kcal/kg	0.64	\$/kg	0.59	\$/kg
Petrol 7,900 kcal/ktr 1.08	0.50	\$/ltr	0.47	\$/ltr
Diesel 8,600 kcal/ktr 1.00	0.55	\$/ltr	0.51	\$/ltr
LPG 11,300 kcal/kg 1.30	0.72	\$/kg	0.67	\$/kg

出所：調査団

結果として、LNG の形でドドマへ天然ガスを輸送するバーチャルパイプライン料金の合計は約 10.80 ドル/MMBtu、567 ドル/LNG 換算トンになる。この額はガス化を加速する取り組みの促進によって減少する。しかし、需要の増加が遅れると、特に LNG プラント部門の単価を押し上げることになるだろう。

11.6.3 バルク需要家および NGV 向けの天然ガス価格

バルク需要家については、ガス受取および気化コストは取扱量次第で 3.00-4.00 ドル/MMBtu になる。バーナーチップでのガス価格は約 17 ドル/MMBtu、660 ドル/toe になり、輸入石油製品に対して大きな競争力を持つ燃料になる。

天然ガススタンドでは、販売価格は 18 ドル/MMBtu または 1,000 ドル/MMBtu 以下になる。2021 年 9 月の EWURA 発表の上限価格と比較すると、天然ガス価格はガソリン価格より 54%、軽油価格より 45%低い。タンザニアに NGV を導入するには事前の準備が大変であるが、天然ガスの導入は経済面および環境面に相当な利益をもたらすだろう。

表 11.6-3 バルク需要家と NGV スタンドの料金

				Bulk Users		NGV Stations	
				\$/MMBtu	\$/ton LNG	\$/MMBtu	\$/ton LNG
Feedgas Price				5.36	281	5.36	281
LNG Plant				6.00	315	6.00	315
Transport for Dodoma by container				1.70	89	1.70	89
Satellite (receiving and vaporisation)				4.00	210		
NGV Station						3.00	158
Virtual Pipeline				11.70	614	10.70	562
At Burner Tip or Pump				17.06	896	16.06	843
Current Price							
Oil	10,000	kcal/kg		0.68	\$/kg	0.64	\$/kg
Petrol	7,900	kcal/ltr	1.08	0.53	\$/ltr	0.50	\$/ltr
Diesel	8,600	kcal/ltr	1.00	0.58	\$/ltr	0.55	\$/ltr
Fuel Oil	9,700	kcal/ltr	0.74	0.66	\$/ltr	0.62	\$/ltr
LPG	11,300	kcal/kg	1.30	0.77	\$/kg	0.72	\$/kg

出所：調査団

11.6.4 都市ガス

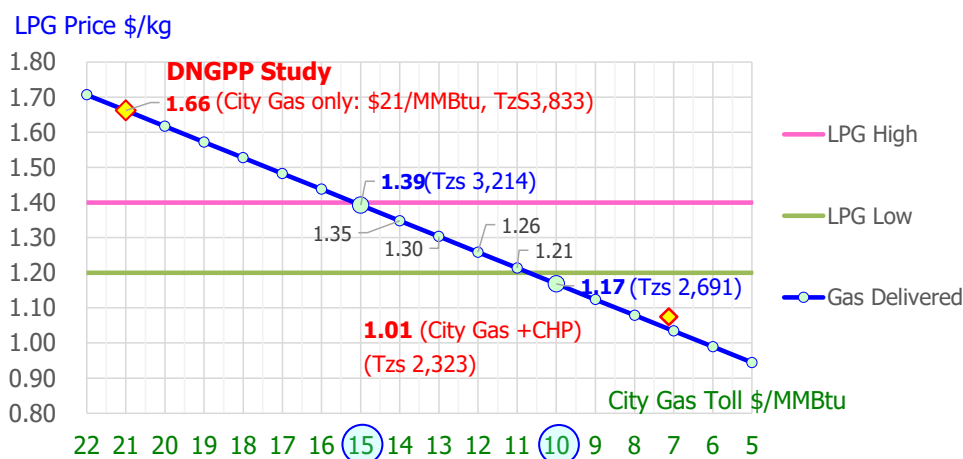
第 11.4.3 項で述べたように、都市ガス部門は小口ユーザーのみを対象にした場合はなかなか商業的に成立しない。表 11.6-4 に示すように、基礎需要ケースで必要な都市ガス部門の料金は販売量の少なさに起因して高額になる。結果として、ガス配送価格は 1.66 ドル/LPG 換算 kg になり、LPG の市場価格と比べてやや高くなる。しかし、CHP のような基礎需要が用意できれば、料金は劇的に低下する。

表 11.6-4 ドドマの都市ガス価格

Case				Base Demand		Base Demand +CHP	
LNG Sale for 25 years				316 kt		824 kt	
				\$/MMBtu	\$/ton LNG	\$/MMBtu	\$/ton LNG
Ex-Satellite				16.06	843	14.86	780
City Gas Network				18.47	970	6.63	348
Connection				2.53	133	0.83	43
City Gas Charge				21.00	1,103	7.46	392
City Gas Delivered				37.06	1,946	22.32	1,172
Equivalent to Current Price							
Oil	10,000	kcal/kg		1.47	\$/kg	0.89	\$/kg
Petrol	7,900	kcal/ltr	1.08	1.16	\$/ltr	0.70	\$/ltr
Diesel	8,600	kcal/ltr	1.00	1.26	\$/ltr	0.76	\$/ltr
Fuel Oil	9,700	kcal/kg	0.74	1.43	\$/kg	0.86	\$/kg
LPG	11,300	kcal/kg	1.30	1.66	\$/kg	1.00	\$/kg

出所：調査団

サテライト基地出しのガス価格は 16.06 ドル/MMBtu だが、都市ガス価格を LPG と競争可能にするにはいくらくらい設定すればいいだろうか。ドドマの LPG 価格は 1.30 ドル/LPG 換算 kg である（LPG ボンベおよび配達分の費用は含まない）。図 11.6-2 に示すように、都市ガス部門の料金は 15 ドル/MMBtu より低くする必要がある、できれば 12 ドル/MMBtu 以下になることが望ましい。加えて、CHP が採用される場合には都市ガスの基礎需要 12,500 トンに 30,000 トンの需要が上乗せされ、都市ガスのコストは 7.46 ドル/MMBtu、LPG 換算では 1.00 ドル/kg へと大幅に希釈される。このように、都市ガスを経済的に成立させるうえでは、需要規模が極めて重要である。



出所：調査団

図 11.6-2 LPG と比較した都市ガス価格

上記の試算は日本で見かけられる都市ガス建設の単価を適用したものである。しかし、タンザニアでは導管敷設工事のうちの土木工事費は日本より安いであろう。もし、パイプ敷設費が 30% 安ければ、初期投資所要額は 23% 下がり、都市ガスの所要料金は 21.00 ドル/MMBtu から 17.36 ドル/MMBtu に低下する。10 年のタックスホリデーが適用され、FIRR を 7% に引き下げればさらに下がる。このとき、LPG 1 キログラムと等価の都市ガス価格は、ベースケースでは 1.67 ドルから 1.50 ドルに下がりタックスホリデーが適用された場合の価格は 1.37 ドルから 1.28 ドルに低下する。

表 11.6-5 パイプライン敷設費と都市ガス所要料金

Pipeline Unit Cost			CAPEX	IRR=10%	FIRR=7%	LPG Price Equivalent	
Medium	Low			Base	Tax Holiday	Base	Tax Holiday
	\$/m	\$/m		\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/kg	\$/kg
100%	550	180	100%	21.00	14.50	1.67	1.37
90%	495	162	92%	19.76	13.76	1.61	1.34
80%	440	144	85%	18.55	13.03	1.56	1.31
70%	385	126	77%	17.36	12.31	1.50	1.28
60%	330	108	69%	16.13	11.56	1.45	1.24
50%	275	90	62%	14.92	10.83	1.39	1.21

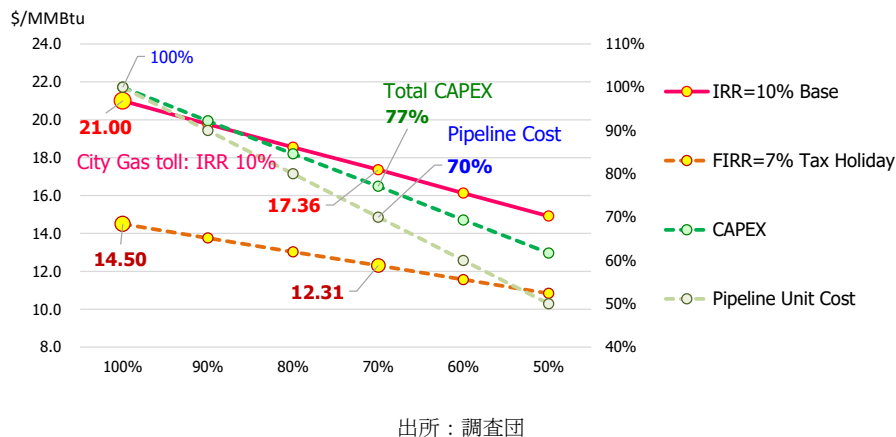


図 11.6-3 都市ガス建設費と所要料金

このほか、都市ガス部門の料金を引き下げるためには、以下のような方法が考えられる。

- ガス需要をできるだけ大きく成長させる
 - ・ サテライトや都市ガスネットワークを産業部門ユーザーと共同利用する。
 - ・ CHP を採用して大口ユーザーの電力需要を取り込む
- ガス導入を加速し、初期段階で高いガス需要を確保する
 - ・ そのためには、パイプの接続やユーザーへの技術サービスを提供する技術チームを早い時期に立ち上げることが重要
- プロジェクトの初期段階ではマネジメントの労務費を別途負担とし、建設期間中の管理費を 30%削減する
- ガス網の骨格となる中圧パイプラインの投資額を別途負担する

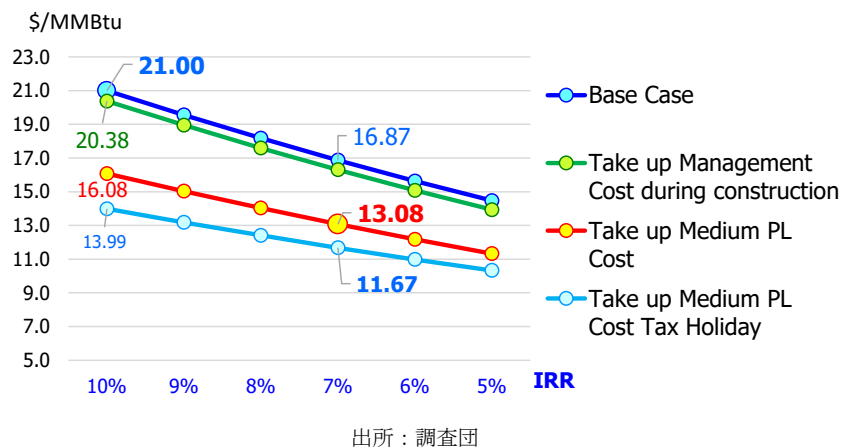


図 11.6-4 都市ガス価格の引き下げ

他の例として、政府の主要オフィスに小規模発電システム、例えば 5,000kW のガスエンジン発電機を導入することが挙げられる。これを行うと毎月 300 トンの LNG を消費し、需要レベルを 20%押し上げることができる。

独立型発電システム

発電機：2,500kW×2 基

稼働率 50%、発電効率 40%

年間燃料消費量：4,700 千石油換算、LNG 換算 3,600 トン

上記の計算値は、他の燃料との競争力を検討するためにパイプ接続費も含んだ計算になっている。表 11.6-4 に示す接続費用 0.8-2.8 ドル/MMBtu は、接続ケースと非接続ケースを比較して計算した平均コストである。しかし、初期に発生する繋ぎ込み費用は大口ユーザーにとっては大した問題にならないものの、家庭などの小口ユーザーには大きな負担になる。

11.5.4 節で述べたように、初期繋ぎ込み費用を年間消費量で割ると、商業部門では 7.0 ドル/MMBtu、家庭部門では繋ぎ込み費用が 1,600 ドルの場合は 60.9 ドル/MMBtu、1,000 ドルの場合は 38.0 ドル/MMBtu と計算される。図 11.6-5 に無利息とした場合の導入コストの年間支払額の単価の違いを示す。

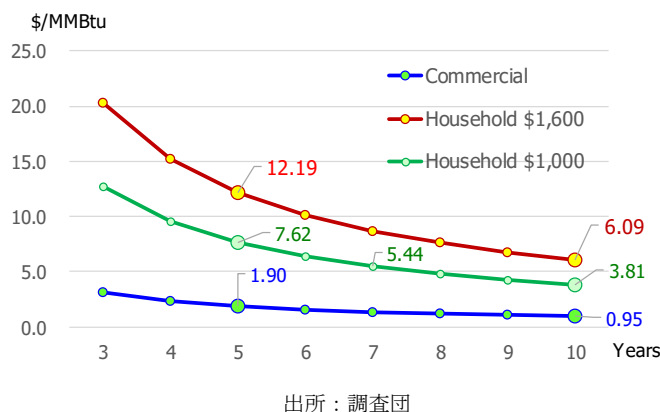


図 11.6-5 都市ガス導入時の繋ぎ込み費用

中～大口のガス顧客にとっては、繋ぎ込み費用は問題にはならない。しかし、家庭部門の場合は、上手な設定を行わないと、法外に高額なものとなる。日本の例では 1 家庭あたり 1,600 ドルの繋ぎ込み費用がかかる。タンザニアではそれよりは安いとして、問題を多少軽減はできても消すことはできない。顧客側での都市ガス導入への躊躇をできるだけ軽減する必要がある。このため、小口ユーザーの初期繋ぎ込み費用を吸収するための何らかの手法を考慮すべきである。

例えば、家庭や中小事業などの小口ユーザーを支援するために都市ガス推進基金を設定し、都市ガス価格が LPG 価格の 85%になるような目標を設定する。また、他の収益性の高い販売先から経済レントをここに振り向けることも考えられる。NGV 基金も同様に設定できよう。これらの基金を 5.00 ドル/MMBtu と仮定すると、バルクユーザーや NGV ドライバー向けの最終ガス価格は表 11.6-6 に示す数字になる。試算では、これらの基金を徴収した上でも、ガス価格は他の燃料に対して十分に競争力のあるものになる。

上記の試算では、2030 年までに徴収される都市ガス推進費の合計は 2,300 万ドル、NGV 基金は 2,800 万ドルになる。これらの基金によって都市ガス網や NGV スタンドでの投資コ

スト引き下げを十分に賄うことができるだろう。しかしながら、このような基金をもとに投資を行うとしても、資金回収の開始以前に発生する初期資金の先行調達が必要である。そして、一度事業活動が始まってしまえば、先行投資を回収したうえで次の基金に投資を行うことが可能になると考えられる。

表 11.6-6 都市ガス推進費および NGV 基金

	Bulk Users		NGV Stations		City Gas		City Gas + CHP		Target
	\$/MMBtu		\$/MMBtu		\$/MMBtu		\$/MMBtu		\$/MMBtu
Feedgas Price	5.36		5.36		5.36		5.36		5.36
LNG Plant	6.00		6.00		6.00		6.00		6.00
Transport for Dodoma by container	1.70		1.70		1.70		1.70		1.70
Satellite Terminal					3.00		1.81		1.80
Satellite (receiving and vaporisation)	4.00								
NGV Station			3.00						
Virtual Pipeline	11.70		10.70		10.70		9.51		9.50
Sub-Total	17.06		16.06		16.06		14.87		14.86
City Gas System					18.47		6.63		8.00
Connection					2.53		0.83		2.00
Total City Gas					21.00		7.46		10.00
City Gas Promotion Levy	5.00								
NGV Fund	0.20 \$/kg		5.00						
Delivered Gas Price	22.06		21.26		37.06		22.33		24.86
Fuel Price Equivalent									
Oil 10,000 kcal/kg	0.88 \$/kg		0.84 \$/kg		1.47 \$/kg		0.89 \$/kg		0.99 \$/kg
Petrol 7,900 kcal/ltr	0.69 \$/ltr		0.67 \$/ltr		1.16 \$/ltr		0.70 \$/ltr		0.78 \$/ltr
Diesel 8,600 kcal/ltr	0.75 \$/ltr		0.73 \$/ltr		1.26 \$/ltr		0.76 \$/ltr		0.85 \$/ltr
Fuel Oil 9,700 kcal/ltr No Levy	0.68 \$/ltr				1.43 \$/ltr		0.86 \$/ltr		0.96 \$/ltr
LPG 11,300 kcal/kg	0.99 \$/kg		0.95 \$/kg		1.66 \$/kg		1.00 \$/kg		1.11 \$/kg
Present Price in Dodoma	Comparison								
Petrol 1.08 \$/ltr	64%		62%		108%		65%		72%
Diesel 1.00 \$/ltr	75%		73%		126%		76%		85%
Fuel Oil 0.74 \$/ltr	91%				193%		116%		129%
LPG 1.30 \$/kg	76%		73%		128%		77%		86%

出所：調査団

11.6.5 まとめ

上記の経済分析の結果判明した点を以下に整理した。

- ミニ LNG ベースのバーチャルパイプライン・システムは、一定の需要が確保できれば他の燃料との競争において十分成立する。特に、LNG プラント部門は最大の費用構成部門であり規模の経済の恩恵を受ける。プロジェクト規模を拡大するためには基礎需要をもたらす大口ユーザーを探し出すことが必要である。
- バルク直送による大口ユーザーや NGV スタンド向けの分野では、国産 LNG による天然ガス供給は輸入 LPG や軽油と比べかなり安い。しかしながら、価格の安い重油と競争するかどうかは、その量的効果も含め、注意深く分析する必要がある。
- 一方で、小売店、レストラン、家庭などの小口ユーザー向けの都市ガス供給は、独立した事業として直ちに商業的採算を実現できるかどうか疑わしい。この部門を展開するためには、立ち上げ時の初期投資負担への支援を行うメカニズムを用意することが必要だろう。
- その他部門向けのガス販売により多額の収益が得られることから、都市ガス網の構築と NGV の導入に必要とされる十分な資金の調達が可能である。しかし、

資金調達システムが開始する前にある程度の初期投資が必要になる。一方、このような基金は、将来、地方電化などの他の社会的発展にも割り当てることができよう。

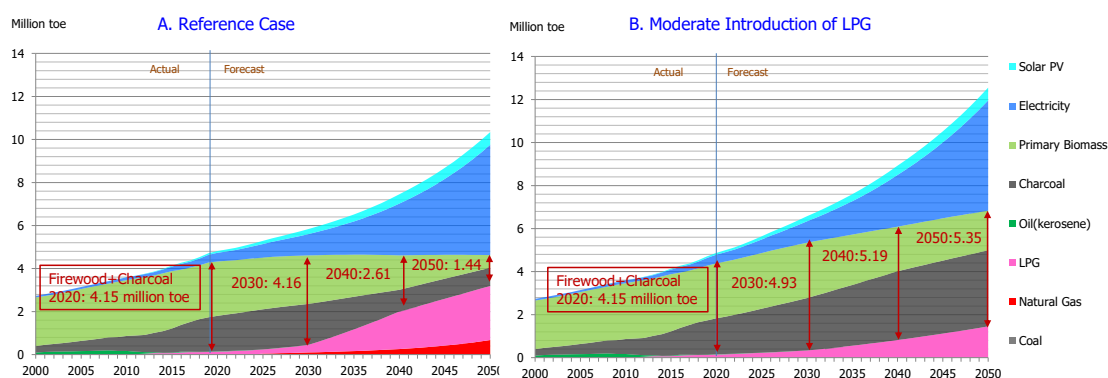
上記の結論から、プロジェクトの基本構造を決定する上では信頼できるガス販売計画を確立することが最も重要と考えられる。タンザニアではこのような需要はいまだ存在せず、これから創出しなければならない。本プロジェクトを実現するためには、まずそのための総合政策の策定

第 12 章 環境社会評価

12.1 天然ガスの国内供給に係る環境社会配慮の検討対象シナリオ

12.1.1 環境社会配慮における天然ガス導入の意義

タンザニアでは在来型の薪炭が多量に使用されており、特に家庭用エネルギーではその大宗（2020 年：86.7%）を占めている。その結果、調理時の室内空気汚染のほか、森林資源の枯渇、薪拾い作業など、環境社会配慮の面で多くの課題を抱えていることが世界銀行の調査などでも報告されている⁷⁴。天然ガスや LPG の導入は、これらの課題を改善するうえで大きな効果が期待される。



出所：調査団

図 12.1-1 家庭部門の薪炭消費と天然ガス・LPG の導入

本調査のリファレンスケースでは、今後天然ガスや LPG の導入が積極的に進められ、図 12.1-1 の左図 (A) のように、2050 年に電気を除く家庭用燃料の 80%（熱効率換算⁷⁵）に到達すると想定した。この場合は、家庭での薪炭消費量は現在のほぼ 1/3 にまで減少する。また、熱効率の良いガスレンジが使用されるため、燃料消費総量は現在とほぼ同程度に抑えることができる。

一方、右図 (B) では、都市ガスの導入はなく、LPG の普及は現在の 5% から都市部を中心に緩やかに進み 2050 年でも 30% 程度にとどまるケースを想定した。この場合、薪炭の消費量は現在の石油換算 415 万トン（うち木炭 167 万トン）から 2050 年には 535 万トン（同 345 万トン）へと増加する。また、効率改善が見込めないため、燃料消費総量も増加する。

後述のように、タンザニアでは森林の劣化が急速に進んでおり、その抑止は喫緊の課題である。また、都市部への木炭の持ち込みを現在の倍以上にするのは物理的にも困難であろう。森林伐採を抑止しつつ経済発展を進める上では近代型エネルギーへの転換が欠かせないと考えられる。また、そこでは石炭や石油よりも CO₂ 排出量の少ない天然ガスを優先するこ

⁷⁴ World Bank 「Tanzania 2019 Country Environmental Analysis」

⁷⁵ 燃料使用時の熱効率は、薪：25%、木炭：35%、ガス：50%と想定。

とが望ましい⁷⁶。さらに、自動車用のガソリンや軽油を天然ガスに切り替えれば、CO₂排出量を 1/4 程度削減でき、石油製品の輸入に必要な外貨の流出も抑制できる。このように、天然ガス導入のメリットは、それに伴う環境社会配慮上のデメリットを凌駕することから、本調査では天然ガスの導入を積極的に進めることを目指し、どのような手法によりその実現を図るかに主眼を置いて検討を行った。

12.1.2 環境社会配慮の検討対象シナリオ

本件では、戦略的環境アセスメント（SEA：Strategical Environment Assessment）の考え方にに基づき、タンザニアにおける天然ガスの国内供給の方策について、以下の 3 つの輸送手段でのシナリオを比較検討することとした。なお、各シナリオの詳細な内容については他の章を参照されたい。

上記のように、経済発展に欠かせない近代型燃料の導入において、国産天然ガスは石炭や石油に比べ環境負荷が低く、外貨の節約にもつながり、メリットが大きいことは明らかである。本事業の目的は全国的な天然ガス利用の推進を図り、タンザニアの産業・経済の発展に資することであり、これらの達成が可能でかつ環境影響評価法の対象事業種の事業を実施しない案は想定されないことから「ゼロオプション」の考え方にに基づく比較検討は行わないこととする。

表 12.1-1 環境社会配慮の検討対象シナリオ

シナリオ	輸送手段	概要
シナリオ 1	Gas Pipeline	Kinyerezi 地区のガスターミナルから Dodoma 方面へ 12 インチのガスパイプラインを敷設して、輸送する。
シナリオ 2	Virtual pipeline (CNG)	Kinyerezi 地区の CNG プラントで圧縮し、トラック及び鉄道コンテナにより Dodoma の CNG サテライトまで輸送する。
シナリオ 3	Virtual pipeline (LNG)	Kinyerezi 地区の Mini-LNG プラントで液化し、トラック及び鉄道コンテナにより Dodoma の LNG サテライトまで輸送する。

出所：調査団

12.2 関連する環境社会配慮関連の政策・法制度

本件を管轄するエネルギー省の政策である「国家エネルギー政策 2015（National Energy Policy 2015）」では、環境・衛生・安全についても方針を掲げており、エネルギーセクターでの環境保全、衛生・安全管理を推進するため、以下の 3 点を行動項目としている。

- エネルギー産業の全てのオペレーションにおいて、環境・衛生・安全、生物多様性の

⁷⁶ CO₂排出係数（Gg-CO₂/10¹⁰kcal）… 石炭：3.72、ガソリン：2.87、軽油：2.88、重油：3.10、LNG:2.13（日本エネルギー経済研究所「エネルギー経済統計要覧」）

課題を考慮するようにする。

- エネルギー産業において、環境保全・衛生・安全の法令順守を確実にする。
- エネルギーセクターにおける防災・災害対応計画の普及、推進を図る。

また、2013 年に策定された「国家天然ガス政策 2013 (National Natural Gas Policy of Tanzania 2013)」においても環境社会配慮に係る事項が掲げられている。

- 企業の社会的責任（CSR：Corporate Social Responsibility）の推進：天然ガス関連の施設に隣接するコミュニティにおいて企業の社会的責任を改善することを目的として、以下の 2 点に取り組む。
 - 天然ガスに係る事業活動を行うコントラクターや投資家に対し、契約上で地域コミュニティにおける優先度の高い開発プログラムを実施することを盛り込むようにする。
 - 天然ガス産業に関わる企業が、企業の社会的責任（CSR）に係る行動計画を適切な機関に提出するようにする。
- 環境・衛生・安全（EHS：Environment, Health and Safety）の管理：天然ガスのバリューチェーンにおいて、EHS に係る基準を遵守するように、以下の 3 点に取り組む。
 - 天然ガスのバリューチェーン上の全てのオペレーションにおいて、環境、生物多様性、衛生、安全に関する課題を考慮するようにする。
 - 天然ガス産業における EHS に係る法令順守とベストプラクティスを取り入れるようにする。
 - 天然ガス関連のオペレーションに問題、支障が生じないよう、災害管理システム・体制を備えるようにする。

このように上記政策において、エネルギー省は、天然ガス関連の施設での EHS の管理の推進、防災対応、施設が立地する地域での CSR の推進をすることを政策の中で掲げている。

12.2.1 タンザニア国の環境社会配慮に係る法制度

1) 環境管理に係る法制度

タンザニアの環境法制度の基本となるものが「環境管理法 2004 (EMA：Environmental Management Act 2004)」であり、環境管理に関して包括的に定めた法律である。各機関の役割、管理指針、環境影響評価、戦略的環境影響評価、汚染の予防と防止、廃棄物管理、環境基準、環境関連の国際的枠組みの実施、国家環境政策の実施等について規定している。同法に関連してその後様々な環境管理に係る規定が整備されている（表 12.2-1）。

表 12.2-1 タンザニアにおける環境管理に係る法規定

カテゴリー	・ 環境管理に係る法規定名
環境管理のフレームワーク	・ 環境影響評価及び監査規定（Environmental Impact Assessment and Audit Regulations (2005)）

カテゴリー	・ 環境管理に係る法規定名
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 戦略的環境影響評価規定 (Strategic Environmental Assessment Regulations (2009)) ・ 環境審査官規定 (Environmental Inspectors Regulations (2011)) ・ 環境専門家登録規定 (Registration of Environmental Experts Regulations (2005))
大気環境・騒音	<ul style="list-style-type: none"> ・ 大気環境基準規定 (Air Quality Standards Regulations (2007)) ・ 騒音・振動基準規定 (Noise and Vibrations Standards Regulations (2009))
水質	・ 水質基準規定 (Water Quality Standards Regulations (2007))
土壌	・ 土壌環境基準規定 (The Soil Quality Standards Regulations (2007))
廃棄物管理	<ul style="list-style-type: none"> ・ 有害廃棄物管理規定 (Hazardous Waste Management Regulations (2009)) ・ 固形廃棄物管理規定 (Solid Waste Management Regulations (2009))

2) 環境基準

EMA140 条 (1) において、タンザニア基準局の国家環境基準委員会は、環境基準の策定、レビュー、提案の申請を行うことが求められている。環境基準の項目としては、水質、排水の放流、大気環境、騒音・振動、低周波振動、電離とその他の放射、土壌環境、悪臭、光害、電磁波があげられている。

基準法 (Standards Act, 2009) : 本法は物・製品やサービスの仕様の基準を促進するとともに、タンザニア基準局 (TBS) を再構築し、その機能や管理の改善を図るものとなっている。TBS 関連の基準としては、TZS 825:2012 (大気環境基準)、TZS 860:2006 (都市・産業排水-都市・産業排水に係る許容基準)、TZS 932:2007 (騒音-環境騒音に係る許容基準)、TZS 972:2007 (土壌の質-居住地と農耕地における土壌汚染の基準) などがある。関連する個別の基準については、後述する影響評価において参照する。

3) その他の関連法制度

自然環境保全関連

- ・ **森林法 (Forest Act, 2002) :** 本法は森林に関する特定の法を廃止した上で、森林の管理や関連事項について定めている。森林保護区やマングローブ林保護区は本法に基づき設置される。
- ・ **野生動物保護法 (Wildlife Conservation Act, 2013) :** 本法は野生動物の保護や野生動物資源、生息地、生態系の管理、保護、持続的な利用を確保するために定められた法律であり、こうした野生生物資源を支える非環境要素 (資源、生息地、生態系) の保護についても定めている。猟獣保護区、猟獣管理保護区、野生動物の移動コリドー、バッファゾーンなども本法に基づき定められる。

用地取得関連

- ・ **土地法 (Land Act, 1999) :** 村落地 (village land) 以外の土地に関連する基本的な法律

である。土地の管理や土地に関する争いの調停などについて定めている。土地法はタンザニアにおける土地利用計画プロセス、土地利用管理、土地所有に関するガイダンスにも関わるものである。

- **村落土地法（Village Land Act, 1999）**：村落土地法は村落における土地の管理、諸手続きについて特に定めたものである。本法により、村落の土地の管理は村落委員会が責任を持つことが定められている。
- **土地収用法（Land Acquisition Act 1967）**：あらゆる土地の収用は本法のもとに行われる必要がある。本法のもとでは、大統領は本法の定めに従い公共の目的で必要となる土地を収用することがありうることを規定している。

12.2.2 タンザニア国における環境社会配慮に係る組織体制

「環境管理法 2004（Environmental Management Act 2004）」は国内の環境管理に係る制度的枠組みを定めており、環境管理に係る全体的な調整業務や中央でのサポート機能を環境担当省庁である副大統領府に対し規定している。本件における環境社会配慮に係る関係機関は次の通りである。

表 12.2-2 タンザニア国における環境社会配慮に係る関係機関

レベル	機関	役割
管轄セクター 省庁	エネルギー省（MOE）	TPDC による天然ガス供給事業、施設整備に係る監督。 各セクター省庁は、環境関連の役割や任務を環境管理法（EMA）や他の法律に従い実施する。各省庁にはセクター省庁環境部（Sector Environment Sections）を設置し、これを通じてセクター省庁は環境管理に関与する。 エネルギー省にも環境担当官が配置されている。
プロジェクト 実施者（事業者）	タンザニア石油開発公社（TPDC）	プロジェクトの実施、環境問題に対する緩和策、モニタリングの実施、コントラクターの監督を行う。TPDC には環境担当オフィサーが配置されている。
国レベル （National）	副大統領府（Vice President's Office）環境担当大臣	NEMC から提出されたプロジェクトのコメントを受けて、環境許認可（EIA 許認可、環境監査許認可）と環境管理付帯条件を発行する。 <ul style="list-style-type: none"> • 環境担当大臣は、規制やガイドラインを策定することができ、セクターレベルにおける環境計画の立案に係るルール、環境行動計画（Environmental Action Plan）に係る規則を策定することができる。 • 環境局長は、環境関連活動の調整、環境関連の法律や国際協定について政府への助言、関連機関の活動の監視及び評価、環境白書（State of

レベル	機関	役割
		Environment Report) の立案及び発効を行なう。
	国家環境管理審議会 (NEMC)	EIA のレビューの実施、環境担当大臣への EIA 許認可発行についての助言を行う。また、EIA 許認可の付帯条件が遵守されるよう監督を行う。モニタリング、評価レポートに基づき、事業者に対し各種命令を発出。
	土地・住宅開発省 (Ministry of Land and Human Settlements Development)	土地利用計画、用地取得、住民移転、補償に関する問題について助言とモニタリングを行う。
	タンザニア道路公社 (TANROADS)	重量のある機器の輸送許可を発行する。また、管轄道路の ROW 内の使用許可の承認を行う。
	労働安全衛生局 (OSHA)	労働者の作業場所の査察や産業衛生調査を行う。また、ガイドライン、規定、基準の発行、労働者の健康診断、トレーニングを行う。
州レベル (Regional)	州政府 (Regional Secretariats)	州内の環境管理について、各種環境関連の助言の調整を行う。州政府には地方環境管理専門家 (REME : Regional Environmental Management Expert) が配置される。REME は管轄の下位自治体に対し、EMA の導入及び施行に係る事項について助言を行う。
県、郡レベル (Local)	県政府 (District)	県の開発事業の監視と許認可の発行を行う。県の環境面での便益を考慮し、プロジェクト実施時の活動のモニタリングを行う。プロジェクト実施者と連携し、環境への負の影響が緩和されるようにする。
	郡 (Ward Council)	郡内の環境管理プログラムを策定し、実施する。また、郡内のプロジェクトの環境関連の活動について報告を行うとともに、環境管理・環境保護に関し、郡内の住民への能力強化を図る。

出所：調査団作成

12.3 国際金融における環境社会配慮に関する枠組み

JICA をはじめ、世界銀行や国際金融公社 (IFC : International Finance Corporation) 等の国際金融機関において、各種プロジェクトへの融資を検討する際に、プロジェクト実施者による環境・社会面への配慮状況について確認するための指針や基準が策定されている。本計画に関わるものとして下記の環境社会配慮枠組が挙げられ (図 12.3-1)、本計画をもとに具体的なプロジェクトを形成し、実施する際に資金調達先に応じてこれらの枠組を考慮することが求められる。



図 12.3-1 世界銀行・国際金融公社・JICA の環境社会配慮に関する枠組み

また、地球規模の環境・社会問題等の社会課題の顕在化や、2015 年の国連サミットで採択された「持続可能な開発目標 (SDGs)」、気候変動枠組条約 (UNFCCC) の第 21 回締約国会議 (COP21) で採択されたパリ協定 (Paris Agreement) などの国際的な流れの中で、国連の責任投資原則 (UNPRI) を受けた ESG 投資が活発化しつつある。こうした動きの中で、国際機関は ESG (環境・社会・ガバナンス) に関係する取組みを推進しており、企業を取り巻くステークホルダーの考え・行動にも変化を及ぼしつつある。資源業界やインフラ分野の資金調達にも投資基準に環境・社会・ガバナンス (ESG) 要因を考慮する動きも見られるため、本計画を踏まえた、具体的な事業の実施の際の資金調達の際には、以下のような国際金融機関の環境社会配慮に関する枠組みを踏まえつつ、環境社会リスクの管理を行うことが望まれる。

12.3.1 国際金融公社 (IFC) の持続可能性に関する枠組み

国際金融公社 (International Finance Corporation: IFC) は世界銀行グループの一員で途上国の民間セクター開発を進める国際開発金融機関である。IFC の持続可能性に関する枠組みは、1998 年に世界銀行の環境関連指針をもとに民間セクターに対応するための修正を加えた 10 のセーフガードポリシーから始まり、2012 年に改定された。IFC の持続可能性に関する枠組みは、金融機関が民間セクターに投融資する際の基準ともなっており、各国の公的輸出信用機関 (ECA) の環境・社会配慮基準や世界の民間金融機関の大規模なプロジェクト融資の際の環境社会リスクの評価・管理指針である「赤道原則 (Equator principles: EP)」でも参照されており、プロジェクト融資の際の環境社会リスク管理の国際的参照基準となっている。

1) IFC Performance Standards (IFC PS)

IFC の持続可能性に関する枠組みの一つである、Performance Standards (PS) は以下の 8 つの項目から構成され、自然環境の保護や公害防止に加え、労働者や影響を受ける地域住民の人権への配慮について示したものである。

表 12.3-1 IFC Performance Standards の 8 つの基準

PS1	環境社会アセスメントとマネジメントシステム	Assessment and Management of Environmental and Social Risks and Impacts
PS2	労働者と労働条件	Labor and Working Conditions
PS3	汚染の防止・削減	Resource Efficiency and Pollution Prevention
PS4	地域社会の衛生・安全・保安	Community Health, Safety, and Security
PS5	用地取得と非自発的住民移転	Land Acquisition and Involuntary Resettlement
PS6	生物の多様性の保全及び持続可能な自然資源管理	Biodiversity Conservation and Sustainable Management of Living Natural Resources
PS7	先住民族	Indigenous Peoples
PS8	文化遺産	Cultural Heritage

2) IFC 環境・衛生・安全 (EHS) ガイドライン (IFC EHS Guidelines)

IFC の環境・衛生・安全 (EHS) ガイドライン⁷⁷⁾は、IFC の「PS2 労働者と労働条件」、「PS3 資源効率と汚染防止」、「PS4 地域社会の衛生・安全・保安」の 3 つの PS における、管理や予防策を示した国際的な手引き書として位置づけられている。

EHS ガイドラインには、セクターに関わらず一般的に適用できる一般ガイドライン (General EHS Guidelines) と産業セクター別ガイドライン (Industry Sector Guidelines) がある。この EHS ガイドラインに示されている公害防止基準は世界標準として利用されており、JICA の環境社会配慮ガイドラインにおいても参照されている。通常、各プロジェクトの環境社会配慮確認では、一般 EHS ガイドラインとプロジェクトが該当するセクター別の EHS ガイドラインの両方を参照して行われる。

- 一般 EHS ガイドライン：以下の 4 つの分野の EHS ガイドラインから成る。
 - 環境（大気環境、水、水資源、騒音・振動、廃棄物管理、省エネ、危険物管理、土壌汚染）
 - 労働安全衛生（労働者の作業環境、健康安全の確保）
 - 地域社会の衛生および安全（水利用、火災安全、交通安全、危険物輸送、疾病予防、緊急時対応等）
 - 建設および廃棄措置（プロジェクトの建設工事後や事業終了後の撤去工事の際の対応策）
- セクター別 EHS ガイドライン：石油・ガス開発、火力発電等の様々な産業セクターのプロジェクトについての環境、労働安全衛生、地域社会の衛生及び安全についての対応策を示している。本計画に関連するセクター別 EHS ガイドラインとしては以下が挙げられる。
 - LNG 設備（EHS Guidelines for Liquefied Natural Gas (LNG) Facilities）

⁷⁷⁾ The World Bank Group Environmental, Health, and Safety Guidelines

- ガス供給設備 (EHS Guidelines for Gas Distribution Systems)

12.3.2 世界銀行のセーフガードポリシー

世界銀行 (IBRD・IDA) は、開発途上国向け融資プロジェクトの環境社会配慮確認の運用指針 (セーフガードポリシー) を策定しており、これは主に世界銀行が融資する公共セクター向けの案件を対象としたもので、以下のような項目から成っている。

- OP 4.01 環境アセスメント (Environmental Assessment)
- OP 4.04 自然生息地 (Natural Habitats)
- OP 4.36 森林 (Forests)
- OP 4.09 病虫害管理 (Pest Management)
- OP 4.11 有形文化財 (Physical Cultural Resources)
- OP 4.37 ダムの安全性 (Safety of Dams)
- OP 4.12 非自発的住民移転 (Involuntary Resettlement)
- OP 4.10 先住民族 (Indigenous People)
- OP 7.50 国際水路上のプロジェクト (Projects on International Waterways)
- OP 7.60 紛争地域のプロジェクト (Projects in Disputed Areas)

また、世界銀行は運用中のセーフガードポリシーに代わり、新しい「環境・社会フレームワーク (Environmental and Social Framework)」を 2018 年 10 月より運用開始した。新環境・社会フレームワークは、環境社会影響評価・労働・資源効率および汚染防止・コミュニティの安全衛生・用地取得/住民移転・生態系・先住民族・文化遺産・金融仲介機関・ステークホルダーエンゲージメントの 10 分野の環境社会スタンダード (ESS) で構成されており、このフレームワークの適用は、2018 年 10 月 1 日以降にコンセプトノート (プロジェクト発掘段階で作成される文書) が承認された案件となり、それ以前の案件は現行のセーフガードポリシーが適用される。

12.3.3 JICA の環境社会配慮ガイドライン

持続可能な開発を実現するためには開発に伴うさまざまな環境費用と社会費用を開発費用に内部化することと、内部化を可能とする社会と制度の枠組みが必要である。JICA では、その内部化と制度の枠組みを作ることを「環境社会配慮」と捉え、こうした考えのもとに策定されたものが「JICA 環境社会配慮ガイドライン (2010 年 4 月)」(以下の記載では公布年月の記載を省略) である。同ガイドラインでは、JICA が行う環境社会配慮の責務と手続き、相手国等に求める要件を示すことにより、相手国等に対し、適切な環境社会配慮の実施を促すとともに、JICA が行う環境社会配慮支援・確認の適切な実施を確保することを目的としている。なお、協力準備調査 (海外投融資)、中小企業海外展開支援事業 (案件化調査、普及・実証事業) は、JICA 環境社会配慮ガイドライン適用対象となる。

JICA の協力事業における環境社会配慮とは、大気、水、土壌への影響、生態系及び生物相等の自然への影響、非自発的住民移転、先住民族等の人権の尊重その他の社会への影響を配慮することとしている。

JICA 環境社会配慮ガイドラインが対象とする JICA の協力事業は以下の通りであり、これらのスキームを活用して事業を実施する場合は、JICA 環境社会配慮ガイドラインに則って行うことが求められる。

- 有償資金協力
- 無償資金協力(国際機関経由のものを除く)
- 外務省が自ら行う無償資金協力について JICA が行う事前の調査
- 開発計画調査型技術協力
- 技術協力プロジェクト

同ガイドラインの基本的な考え方は次の通り。

- JICA の協力事業における、プロジェクトの環境社会配慮についての責任は相手国等にあることを前提として、相手国等の開発目的に資するプロジェクトが環境や地域社会に与える影響を回避または最小化し、受け入れることができないような影響をもたらすことがないよう、相手国等による適切な環境社会配慮の確保の支援と確認を行う。
- JICA は、環境社会配慮の観点から相手国等に求める要件を同ガイドラインで明記し、相手国等がその要件を満たすよう協力事業を通じて環境社会配慮の支援を行う。JICA は、その要件に基づき相手国等の取り組みを適宜確認するとともに、その結果を踏まえて意思決定を行う。

JICA 環境社会配慮ガイドラインでは、JICA の協力事業における環境社会配慮のため、環境社会配慮のプロセスや協力事業のカテゴリー分け、環境社会配慮での検討項目、情報公開、ステークホルダーとの協議、JICA の意思決定などについてのガイドラインを定めている。本計画策定への技術協力事業及び本計画をもとに具体的事業を JICA の協力事業を活用して実施する場合には、同ガイドラインが適用される。

12.3.4 JICA 環境社会配慮ガイドラインとタンザニア国関連法令との主な相違点

以下のように JICA 環境社会配慮ガイドラインとタンザニア国の環境社会配慮に係る法制度ではいくつかの相違点がみられる。

表 12.3-2 EIA 関連法令における主な相違点

JICA 環境社会配慮ガイドライン	タンザニア国関連法	主な相違点及び対応方針
<ul style="list-style-type: none"> プロジェクトは、重要な自然生息地または重要な森林の著しい転換または著しい劣化を伴うものであってはならない。 可能な限り、プロジェクトはすでに転換されている土地（プロジェクトを見越して転換されたと考えられる土地は除く）で行う。JICAは、当該プロジェクトおよびその立地について実行可能な代替案がなく、なおかつ当該プロジェクトの全体的な便益が潜在的な環境コストを上回っていることが包括的な分析によって実証されない限り、自然生息地の著しい転換を伴うプロジェクトは支援しない。自然生息地の著しい転換または劣化をもたらすことが環境アセスメントにより示された場合は、JICAにとって容認できる緩和策をプロジェクトに含める。そうした緩和策には、生息地損失の最小化（戦略的な生息地保全、開発後の回復など）、生態学的に類似した保護区域の構築と維持などが必要に応じて含まれる。JICAがそれ以外の形の緩和策を受け入れるのは、そうした緩和策の技術的妥当性が認められる場合に限られる。 	<ul style="list-style-type: none"> The Environmental Management Act 2004 では、生態系・生物相、特性、地域住民の利害、国際社会との調和等を勘案して、保護区を環境大臣が決定することになっている（47 条）。 National Policies for National Parks in Tanzania, 1994 では、国立公園設立の主目的は資源の保全と次世代への継承であることが述べられている（第 3 章 1）が、一方で、国立公園内において事業を行う場合は環境影響評価を行い、正負の影響を勘案して事業の許認可が行われることになっている（第 2 章 9）。 	<p>タンザニア国内法においては、国立公園内であっても環境影響評価の結果によっては事業が許認可される余地が残されている。</p> <p>経済的便益が環境コストを上回るか否かの分析の必要性までは踏み込んで述べられていない。</p> <p>対応方針としては、国立公園内を避けることとするが、本案件では国立公園内での事業は想定していない。</p> <p>本案件の設備は小規模で、転換済みの用地（エネルギー基地、工業開発区）での建設を想定している。</p>
<ul style="list-style-type: none"> 相手国及び当該地方の政府等が定めた環境や地域社会に関する法令や基準等を遵守しているか、また、環境や地域社会に関する政策や計画に沿ったものであるかを確認する。 	<p>EMA により規定されている環境アセスメント制度がある。</p>	<p>相違点は特にない。</p>
<ul style="list-style-type: none"> 特に、環境に与える影響が大きいと考えられるプロジェクトについては、プロジェクト計画の代替案を検討するような早期の段階から、情報が公開された上で、地域住民等のステークホルダーとの十分な協議を経て、その結果がプロジェクト内容に反映されていることが必要である。（JICA GL） 環境アセスメント報告書作成に当たり、事前に十分な情報が公開されたうえで、地域住民等のステークホルダーと協議が行われ、協議記録等が作成されていなければならない。 地域住民等のステークホルダーとの協議は、プロジェクトの準備期間・実施期間を通じて必要に応じて行われるべきであるが、特に環境影響評価項目選定時とドラフト作成時には協議が行われていることが望ましい。（JICA GL） 	<p>EMA により、事業のスクリーニング段階から住民の参加機会が与えられている。EIA 報告書の審査期間において NEMC により公聴会が開催され、EIA 報告書を公開するとともに、口頭及び書面でコメントを受け付けることになっている。</p> <p>また、EIA 報告書は公文書として NEMC において保管され、必要な時に閲覧できることになっている。</p>	<p>相違点は特にない。</p>

<p>・環境社会配慮に関して調査・検討すべき影響の範囲には、大気、水、土壌、廃棄物、事故、水利用、気候変動、生態系及び生物相等を通じた、人間の健康と安全及び自然環境への影響（越境の又は地球規模の環境影響を含む）並びに以下に列挙する様な事項への社会配慮を含む。非自発的住民移転等、人口移動、雇用や生計手段等の地域経済、土地利用や地域資源利用、社会関係資本や地域の意思決定機関等社会組織、既存の社会インフラや社会サービス、貧困層や先住民族など社会的に脆弱なグループ、被害と便益の分配や開発プロセスにおける公平性、ジェンダー、子どもの権利、文化遺産、地域における利害の対立、HIV/AIDS等の感染症、労働環境（労働安全を含む）。（JICA GL）</p> <p>・調査・検討すべき影響は、プロジェクトの直接的、即時的な影響のみならず、合理的と考えられる範囲内で、派生的・二次的な影響、累積的影響、不可分一体の事業の影響も含む。また、プロジェクトのライフサイクルにわたる影響を考慮することが望ましい。（JICA GL）</p>	<p>EMA では、スクリーニングにおける審査基準が規定されている。る：プロジェクトは、以下の地域に位置せず、かつ、以下の地域に影響を与えないこと</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 国立公園 b) 湿地 c) 生産性のある農地 d) 重要な考古学的・歴史的・文化的サイト e) 法によって保護されている地域 f) 稀なあるいは絶滅危惧動植物の生息する地域 g) 類のない、あるいは著名な地域 h) 山岳、急斜面の丘陵上あるいはその付近 i) 湖及び湖畔付近 j) 社会的弱者にとって重要な資源に係る開発 k) 更なる開発が顕著な環境問題を引き起こす可能性のある人口密度の高い地域あるいは産業活動が盛んな地域及びその付近 l) 主要な地下水涵養地域あるいは水の表面流出に重要な地域 <p>プロジェクトは、以下の結果をもたらさないこと</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 環境に影響を及ぼす、あるいは、悪影響を緩和するための農業補助金増加を促す政策 b) 土地所有権の大きな変化 c) 灌漑、排水設備あるいはダムを通じた水利用の変化、漁業における変化 <p>プロジェクトが以下の影響をもたらさないこと</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 社会経済への悪影響 b) 土地の劣化 c) 水質汚染 d) 大気汚染 e) 野生生物及びその生息地への悪影響 f) 気候及び水循環への悪影響 g) 既存当局によって規制されていない方法による処理・廃棄を要する副産物、残留物あるいは廃棄物 <p>プロジェクトは、潜在的な環境の変化によって、市民の懸念を引き起こす原因となってはならない。その目安は、以下のとおりである。</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 主に、初期段階における影響は良好であるか、有害なものであるか b) 影響を受ける人数及び野生生物種について、その影響の規模は 	<p>相違点は特にない。</p>
--	--	------------------

	<p>どうか</p> <p>c) 影響の強さはどうか</p> <p>d) 影響の継続期間についてはどうか</p> <p>e) 影響による累積効果はあるのか</p> <p>f) それらの影響は、政治的議論を招くのか</p> <p>g) 主要な経済的、生態的、社会的費用をもたらすものか</p> <p>h) 影響は、社会的団体や性別によって異なるのか</p> <p>i) 提案プロジェクトによる国際的影響はあるのか</p>	
<ul style="list-style-type: none"> プロジェクトが先住民族に及ぼす影響は、あらゆる方法を検討して回避に努めねばならない。このような検討を経ても回避が可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補填するために、実効性ある先住民族のための対策が講じられなければならない。 先住民族のための対策は、プロジェクトが実施される国の関連法令等を踏まえつつ、先住民族計画(他の環境社会配慮に関する文書の一部の場合もある)として、作成、公開されていなければならない。(JICA GL) 	<p>タンザニア国内では先住民族についての規定は特にはない。タンザニア国内では Indigenous people の呼称は使用しておらず Vulnerable people (社会的弱者) に含めている。EMA では、社会的弱者にとって重要な資源に係る開発に影響を与えないこととしている。</p>	<p>タンザニアの国内法では先住民族に特化した法制度はみられないが、社会的弱者の配慮の中で対応される。世銀 OP4.10 に該当する Vulnerable people が事業対象地に存在する場合は、影響の回避に努め、影響は避けられない場合は先住民計画を作成する。</p>
<ul style="list-style-type: none"> 環境アセスメント報告書(制度によっては異なる名称の場合もある)は、プロジェクトが実施される国で公用語または広く使用されている言語で書かれていなければならない。また、説明に際しては、地域の人々が理解できる言語と様式による書面が作成されねばならない。 	<p>EIA 報告書等は関係者において理解できる言語で作成されることになっている。</p>	<p>相違点は特にはない。</p>
<ul style="list-style-type: none"> プロジェクトの環境社会配慮に係る情報公開は、相手国等が主体的に行うことを原則とし、必要に応じ、相手国等を支援する。プロジェクトの環境社会配慮に関する情報が現地ステークホルダーに対して公開・提供されるよう、相手国等に対して積極的に働きかける。 環境アセスメント報告書は、地域住民等も含め、プロジェクトが実施される国において公開されており、地域住民等のステークホルダーがいつでも閲覧可能であり、また、コピーの取得が認められていることが要求される。 合理的な範囲内でできるだけ幅広く、現地ステークホルダーとの協議を相手国等が主体的に行うことを原則とし、必要に応じ相手国等を支援する。 	<ul style="list-style-type: none"> 事業のスクリーニング段階から住民の参加機会が与えられている。EIA 報告書の審査期間において NEMC により公聴会が開催され、EIA 報告書を公開するとともに、口頭及び書面でコメントを受け付けることになっている。 また、EIA 報告書は公文書として NEMC において保管され、必要な時に閲覧できることになっている。 	<p>相違点は特にはない。</p>

<p>・相手国等が環境社会配慮を確実に実施しているか、相手国等を通じ、そのモニタリング結果を確認する。モニタリング結果の確認に必要な情報は、書面等の適切な方法により、相手国等より報告される必要がある。また、相手国等によるモニタリング結果について、相手国等で一般に公開されている範囲でウェブサイトで公開する。</p>	<p>NEMC が環境監査を行うことになっている。EIA を作成した事業者はモニタリングデータを保持するとともに年次報告書を作成し、当初計画に対する実績を NEMC に対して報告する。また、負の影響が生じている場合は適切な緩和措置を計画・実施する。</p>	<p>モニタリング結果の公表については規定が無い。 対応方針としては、モニタリング結果をウェブサイトで公開することとする。</p>
---	--	---

表 12.3-3 用地取得・住民移転関連法令における主な相違点

JICA 環境社会配慮ガイドライン	タンザニア国関連法	主な相違点及び対応方針
<p>非自発的住民移転及び生計手段の喪失は、あらゆる方法を検討して回避に努めねばならない。(JICA GL)</p>	<p>環境社会影響評価 (ESIA) によりこの項目は検討が行われるが、タンザニアの法制度上は非自発的住民移転の回避あるいは生計手段の喪失に関する特別な措置はない。</p>	<p>タンザニアの法制度では非自発的住民移転について言及されていない。 対応方針としては、非自発的住民移転の回避に努めることとする。 本案件の設備は小規模で、転換済みの用地（エネルギー基地、工業開発区）での建設を想定している。</p>
<p>このような検討を経ても回避が可能でない場合には、影響を最小化し、損失を補償するために、実効性のある対策が講じられなければならない。(JICA GL)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ 移転が避けられない場合、法に基づき、補償が行われる。(土地法, 1999 – Cap 113, Part II Section 3 (1) (g) , Section 34 and 156) ・ 補償内容は、土地合体資本の市場価格⁷⁸、土地障害手当、移転手当、宿泊手当、利益喪失手当である。ただし、再取得価格ではなく、減価償却による移転コストが査定されることになる。また、市場価格が十分に考慮されない、プロジェクトの被影響者に対する情報が十分に提供されないなど、査定に際して必要な事項が十分に考慮されずに査定が行われていることがある。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 再取得価格（市場価格と各種手続き等に係る費用）はタンザニアの法制度では言及されていない。 ・ 移転による影響を最小限に抑える緩和策については、タンザニアの法制度には明記されていない。 ・ 対応方針としては、再取得価格を考慮し、移転による影響を最小限に抑える緩和策を検討することとする。なお、本事業では非自発的住民移転の発生は想定されない。
<p>移転住民には、移転前の生活水準や収入機会、生産水準において改善又は少なくとも回復できるような補償・支援を提供する。(JICA GL)</p>	<p>影響を受ける社会サービスの代替サービス（代替保健衛生施設あるいは教育施設など）が提供されることがあるが、タンザニアの法制度では生計回復への対処はされていない。</p>	<p>生計回復はタンザニアの法制度では明記されていない。 対応方針としては、非自発的住民移転移転が発生する場合は生計回復策を検討する。</p>

⁷⁸ 土地法, 1999 では、土地の所有者（あるいはその代理人）による当該土地への資本あるいは労働の投下により直接的に起因するその土地に永久的に帰属するもの、あるいはその価値を土地合体資本としている。具体的には、生産性の増加、ユーティリティ、樹木や作物、農牧業等を含む持続可能性に関わる環境面での質である。本条件は、2004 年に改正された土地法 2004 で、土地法 1999 のセクション 8 と 9 を置き換えることにより修正され、開発目的のため、土地合体資本を考慮せずに土地の売却が認められるようになっている。

JICA 環境社会配慮ガイドライン	タンザニア国関連法	主な相違点及び対応方針
補償は可能な限り再取得費用に基づかなければならない。(JICA GL)	補償は市場価格とされているが、通常の運用では減価償却が考慮された価格で補償されている。(タンザニアの法制度では減価償却を考慮した価格を用いることを規定はしていない。)	再取得価格での支払いはなされていない。 対応方針としては、可能な限り再取得価格での支払いとする。
補償やその他の支援は、物理的移転の前に提供されなければならない。(JICA GL)	補償は移転の前に支払われなければならない。(用地取得法, 1967 (15-1)) and Land Act1999- Cap 113)。タンザニアでは、補償金を支払う前に、政府が取得した土地を所有することを認めているが、現在の習慣では、土地を所有する前に補償金を支払う努力がなされている。	相違点は特にない。
大規模非自発的住民移転が発生するプロジェクトの場合には、住民移転計画が、作成、公開されていなければならない。住民移転計画には、世界銀行のセーフガードポリシーの OP4.12 Annex A に規定される内容が含まれることが望ましい。(JICA GL)	大規模住民移転に対しては補償が提供されなければならない(用地取得法 1967 Part II Section 11 and Land Cap 113, Part II Section 3 (1) (g))	タンザニアの法制度では、住民移転計画の策定は義務付けられていない。 対応方針としては、非自発的住民移転が発生する場合は、住民移転計画を作成することとする。
住民移転計画の作成に当たり、事前に十分な情報が公開された上で、これに基づく影響を受ける人々やコミュニティとの協議が行われていなければならない。(JICA GL)	The Land Acquisition Act では、大統領は公共目的のため用地取得を行う際に公告を行うことが明記されている。一方で、土地所有者が反論する権利を有していることが明示されている。また、土地法により、所有者は評価する必要がある土地に関してフォームに記入し、資産の価値について自分の意見を述べることができる。査定実施前に、被影響者と地方の関係機関に対してプロジェクトやその影響、査定、補償プロセスについて通知がなされる。(土地法Cap. 113 Section34 (6), 35 (3))	タンザニアの法制度では、被影響者との協議及び情報開示について、JICA ガイドラインや世銀のセーフガードポリシーに相当するものはない。 対応方針としては、被影響者と詳細かつ、効果的な協議と情報共有を図ることを考慮する。
協議に際しては、影響を受ける人々が理解できる言語と様式による説明が行われていなければならない。(JICA GL)	The Land Acquisition Act では、大統領は公共目的の用地取得を行う際に公告を行うことが明記されている。一方、土地所有者が反論する権利も明示されている。また、土地法により所有者は評価する必要がある土地に関しフォーム(スワヒリ語)に記入し、資産価値について自分の意見を述べるができる。査定を実施する前に、被影響者と地方関係機関にプロジェクトやその影響、査定と補償プロセスについての情報が通知される。(土地法 Cap. 113 Section 34 (6), 35 (3) and Part XIV Section 168(1) and 169 (1) and (2). And Land Acquisition Act Part II	タンザニアの法制度では、被影響者との協議及び情報開示について、JICA ガイドラインや世銀のセーフガードポリシーに相当するものはない。 対応方針としては、被影響者が理解できる言語や様式により、被影響者と詳細かつ、効果的な協議と情報共有を図ることを考慮する。

JICA 環境社会配慮ガイドライン	タンザニア国関連法	主な相違点及び対応方針
	Section 7(1))	
非自発的住民移転及び生計手段の喪失にかかる対策の立案、実施、モニタリングには、影響を受ける人々やコミュニティの適切な参加が促進されていなければならない。(JICA GL)	住民移転の手順として、プロジェクトにより正、または負の影響を受ける関係者、各ステークホルダーを含めた協議が定期的に開催されているが、タンザニアの法律では、非自発的住民移転における社会的弱者への配慮についての特段の規定は設けていない。	タンザニアでは非自発的住民移転に際して住民移転計画の計画、実施、モニタリングの過程で、社会的弱者への配慮の規定がない。 対応方針としては、住民移転計画の計画、実施、モニタリングの過程で、被影響者の適切かつ効果的な参加がなされるように考慮する。また、社会的弱者への配慮を考慮する。
非自発的住民移転及び生計手段の喪失の影響を受ける人々やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されていなければならない。(JICA GL)	タンザニアの法制度では、法廷に苦情を訴えることを含め、苦情対処にかかるメカニズムが定められている。 (用地取得法 1967, Section 13 (1) and (2) and Land Act, Cap 113. Part XIII Section 167 (1))	タンザニアの苦情処理メカニズムは被影響者にとって容易にはアクセスできない。 対応方針としては、非自発的住民移転が発生する場合は、苦情処理メカニズムにおいて被影響者のアクセスしやすさを考慮することとする。
補償や支援の受給権者は、土地に対する法的権利を有するもの、土地に対する法的権利を有していないが、権利を請求すれば、当該国の法制度に基づき権利が認められるもの、占有している土地の法的権利及び請求権を確認できないものとする。(WB OP4.12 Para.15)	補償や支援の受給権者は、土地に法的権利を有する人々である。これには、法の下で慣習的、伝統的に土地の権利が認められている人を含む。また、査定時点で土地に法的な権利を有していないものの、その土地に投資をした人々は土地を除く資産の補償の対象となる。土地法 Cap 133	タンザニアの法制度では不法占拠者については対応していない。 対応方針としては、土地に対する法的権利を有していない占拠者についても補償や支援の対象として考慮することとする。
移行期間の支援を提供する。(WB OP4.12 Para.6)	-	タンザニアの法制度では、移転期間中の支援と生計回復支援については言及されていない。 対応方針としては、移転期間中の支援についても考慮することとする。

出所：調査団作成

12.4 対象エリアに係るベースライン

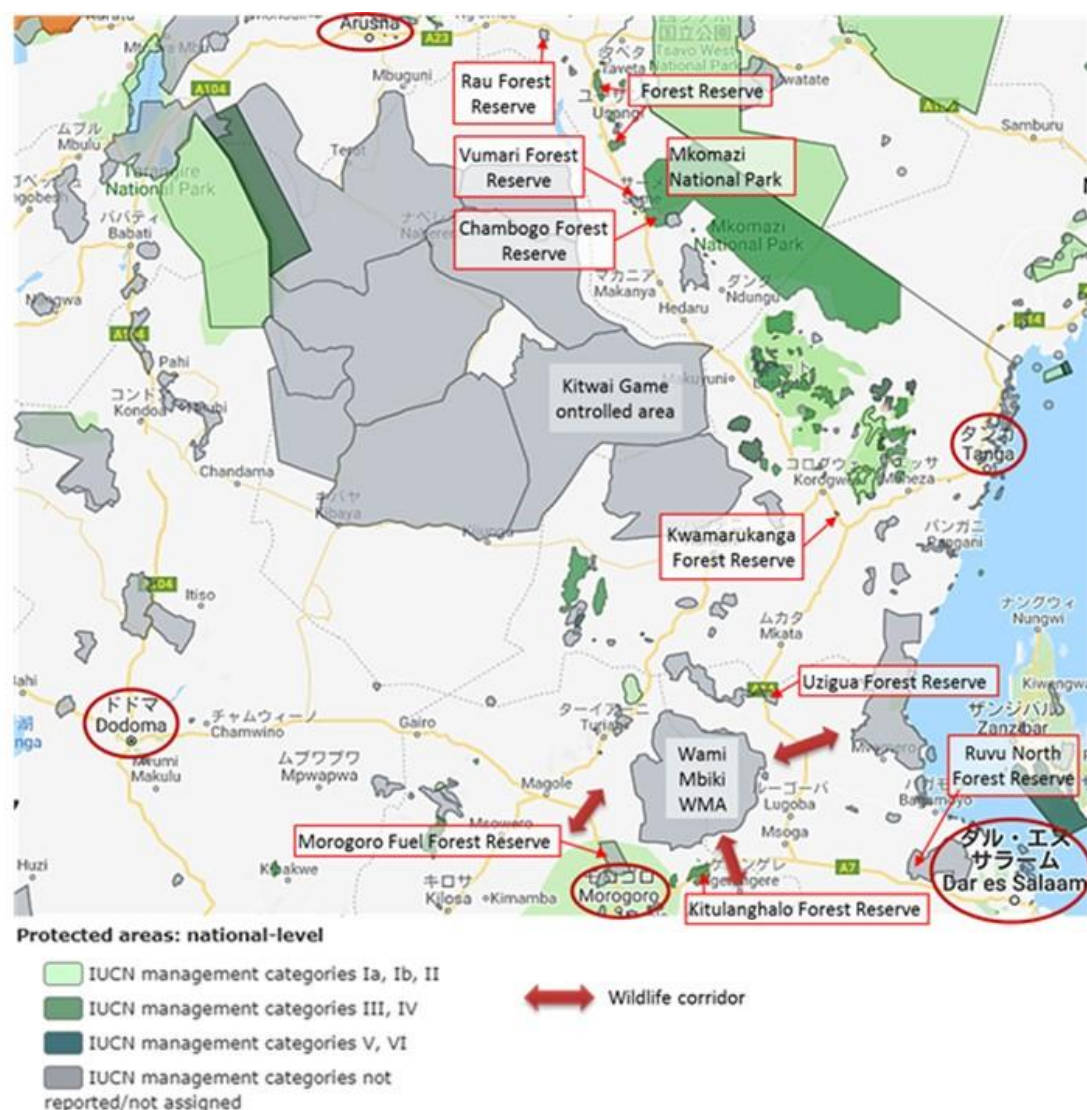
12.4.1 自然環境

1) 保護区

タンザニア北東部の保護区及び野生動物の移動ルートは図 12.4-1 に示す通りである。天然ガスの輸送ルートとなりうるダルエスサラームからモロゴロへの幹線道路 A7 は Kitulanghalo Forest Reserve を通っており、ダルエスサラームからタンガ、アルーシャ方面へ北上する幹線道路 A14 は Uzigua Forest Reserve を通過し、アルーシャに向かう途中で、

Kwamarukanga Forest Reserve を通過する。また、モロゴロからドドマまでの幹線道路 B127 号線の東側に Morogoro Fuel Forest Reserve がある。

また、野生動物の移動ルートと考えられているルートを既存の幹線道路が横切っている箇所は図 12.4-1 の赤色の矢印で示した 3 か所がある。これらは Wami Mbiki Wildlife Management Area (WMA)と南西の Mikumi National Park、南の Selous Game Reserve、北東の Sadani National Park との間での移動ルートとなっていると考えられており、象やバッファロー、クーズー (greater kudu)、ハーテビースト、ウォーターバックなどが移動するとされている⁷⁹。

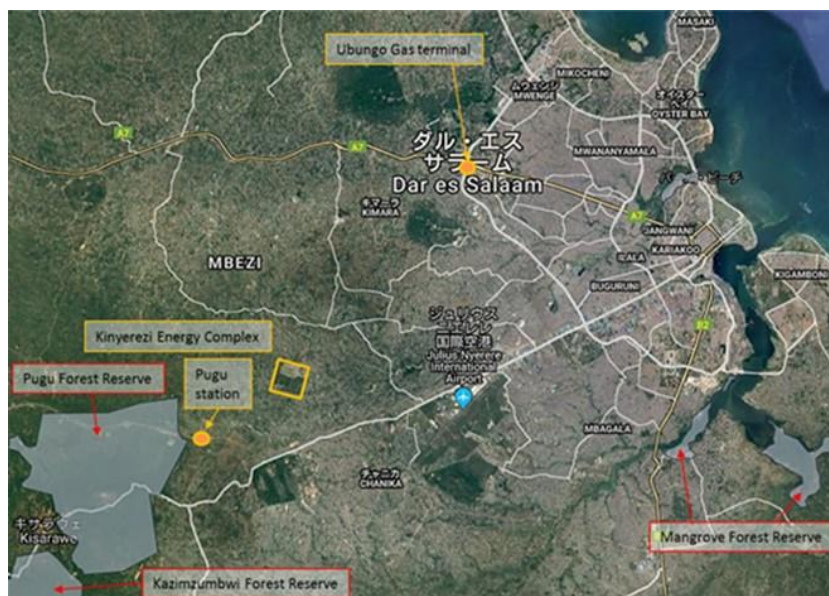


出所：BirdLife International、CI、UNEP 等のデータ及び Wildlife Corridors in Tanzania, 2009 をもとに JICA 調査団作成

図 12.4-1 タンザニア北東部の保護区及び野生動物移動経路

⁷⁹ Wildlife Corridors in Tanzania, Tanzania Wildlife Research Institute (TAWIRI), 2009

天然ガスの輸送の起点となるダルエスサラームの候補エリアである Kinyerezi にあるエネルギーコンプレックスは保護区には位置しておらず、南西の Pugu Forest Reserve までは約 4km 離れている（図 12.4-2）。また、Kinyerezi エネルギーコンプレックスから鉄道の Pugu 駅までの輸送ルートやモロゴロ方面への幹線道路 A7 への輸送ルートとなりうる南北のエリアにも保護区はない。



出所：BirdLife International、CI、UNEP 等のデータを基に作成

図 12.4-2 ダルエスサラーム付近の保護区

ドドマにおいても同様に 3 つのサテライト候補エリアは保護区には位置していない（図 12.4-3）。



出所：BirdLife International、CI、UNEP 等のデータを基に作成

図 12.4-3 ドドマ付近の保護区

2) 生態系・河川

図 12.4-4 に示したタンザニア北東部の土地被覆図によると、ダルエスサラームからモロゴロへの幹線道路とタンガ方面への幹線道路ともに、いずれも森林保護区となっている場所以外は主に草地 (bushland) と耕作草地 (cultivated bushland) を通っている。タンガからアルーシャまでのルートとモロゴロからドドマまでのルートでは、主に草地 (bushland)、耕作草地 (cultivated bushland)、穀物等の耕作地 (grains and other crops) を通っている。

幹線道路付近の主要な河川については、ダルエスサラームからモロゴロまでの区間で Ruvu 川を横切っており、モロゴロからドドマまでの区間で Wami 川を横切っている。ダルエスサラームからタンガ、アルーシャまでの区間では、Wami 川、Mligazi 川、Msangazi 川、Pangani 川を横切っている。

Mini-LNG プラント等の設置が想定される天然ガスの輸送起点のダルエスサラームについては、宅地開発、社会基盤整備、公園の整備といった都市開発により植生及び生息動物のほとんどは喪失または置き換えが進んでいる。Msimbazi 川とその河口沿いに生息する小型哺乳類、鳥類、爬虫類、両生類を除き、市内中心部には大型野生動物は見られない。一般的に見られる動物としては、鳥類、蝶、バッタ類、蟻類などである。

主な植生には、海岸灌木、ミオンボ (Brachystegia)、林地、海岸湿地、マングローブ林がある。マングローブ林は Msimbazi 川河口付近に存在し、本件 Mini-LNG プラントの候補対象地からは離れている。市街地の植生は常緑樹であるが、自然植生はわずかに点在するのみである。

ドドマは、年間降雨量が 550mm から 600mm であり、ダルエスサラームの 800mm から 1,300mm よりも少なく乾燥した気候である。東アフリカ中央高原に属し、標高約 400m の平原状の地形である。こうした自然条件からドドマは樹木や草本植生が非常に少なく、草がまばらに生える開けた草地と茂みのある植生が特徴となっている。また、風や浸食により土壌の肥沃度も低い。

森林の劣化と燃料用の木材資源利用

タンザニアの総森林面積は 4,800 万 ha で、そのうち 7%のみが森林(マングローブ、沿岸林、湿ったモンタン林、植林地)に分類されている。タンザニアの土地のうち約 2,800 万 ha (33%)が法的保護下にある(保護された森林と野生生物保護区)。木材の年間損失は、以下の表に示すように 62.3 百万 m³ と推定された。この消費量は持続可能な供給量を上回り、年間 19.5 百万 m³ の木材赤字を招いている。木材の平均需要は 1.39m³/年/人、年間許容削減量(持続可能な供給)は 0.95m³/年/人と推定されている。森林減少からの GHG 排出量に関しては、タンザニアの森林基準排出量(FREL)は 58.4 百万トン-CO₂e/年と推定されている。これは森林中の 63 億トン-CO₂ の総量の約 0.92%である。

表 12.4-1 タンザニアの木材資源の需要と供給のバランス

Supply and losses	Unit	2013
Supply		
Gross increment of all trees in Tanzania mainland	million m ³ /yr	83.7
Legally available wood (AAC plus recoverable deadwood)	million m ³ / yr	42.8
Losses:		
Household wood demand (0.96 m ³ /capita)	million m ³ / yr	-43.0
Industrial and household wood demand (0.05 m ³ /capita. FAOSTAT 2014)	million m ³ / yr	-2.3
LULC change analysis (1995 vs 2010 maps) on FW: (-372816 ha/a * 40 m ³ /ha; 0.33 m ³ /capita)	million m ³ / yr	-14.9
Import-export balance (charcoal, lumber and logs; 0.00 m ³ /capita)	million m ³ / yr	-0.1
Illegal felling for charcoal/lumber mfg, trading (0.05 m ³ /capita)	million m ³ / yr	-2.0
Total losses	Million m³/ yr	-62.3
Wood Balance	million m³/ yr	-19.5

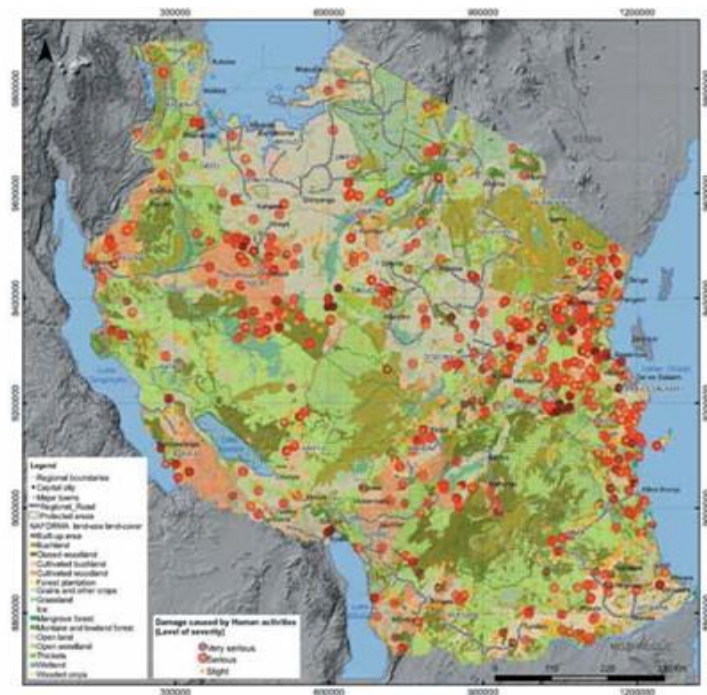
出所：National Forest Monitoring and Assessment (NAFORMA) of Tanzania, Ministry of Natural Resources and Tourism (MNRT), Tanzania Forest Services (TFS) Agency, 2015

表 12.4-2 各地域の森林被覆の状況

	Region	Area of the region (ha)	Percentage of the land covered by forest and wood land in the region (%)	Total volume of forest wood (million m3)	Number of trees (trees/ha)
1	Morogoro	6,886,883	63.6	376.2	1,268
2	Dodoma	4,183,192	32.8	117.8	685
3	Tanga	2,810,612	47.9	115.2	1,576
4	Arusha	3,822,918	43.5	58.3	693
5	Kilimanjaro	1,250,496	48.6	47.9	579

出所：NAFORMA of Tanzania, Ministry of Natural Resources and Tourism, TFS, 2015

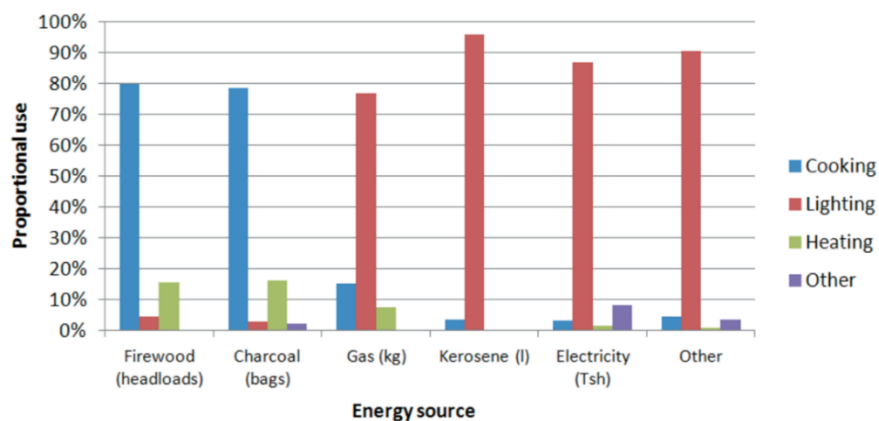
図 12.4-4 に人間の活動による森林資源への被害と被害の程度を示す。都市部および/または都市部へ近接していることによると思われるが、人間活動によって引き起こされた被害の大部分はタンザニア東部および西部地域で記録された。この被害は、都市部の消費者向けの木炭生産、薪用材やその他の木材製品向けの過剰伐採や移動耕作によるものである可能性がある。



出所：National Forest Monitoring and Assessment (NAFORMA) of Tanzania, Ministry of Natural Resources and Tourism (MNRT), Tanzania Forest Services (TFS) Agency, 2015

図 12.4-4 人間活動による森林や森林への被害の程度

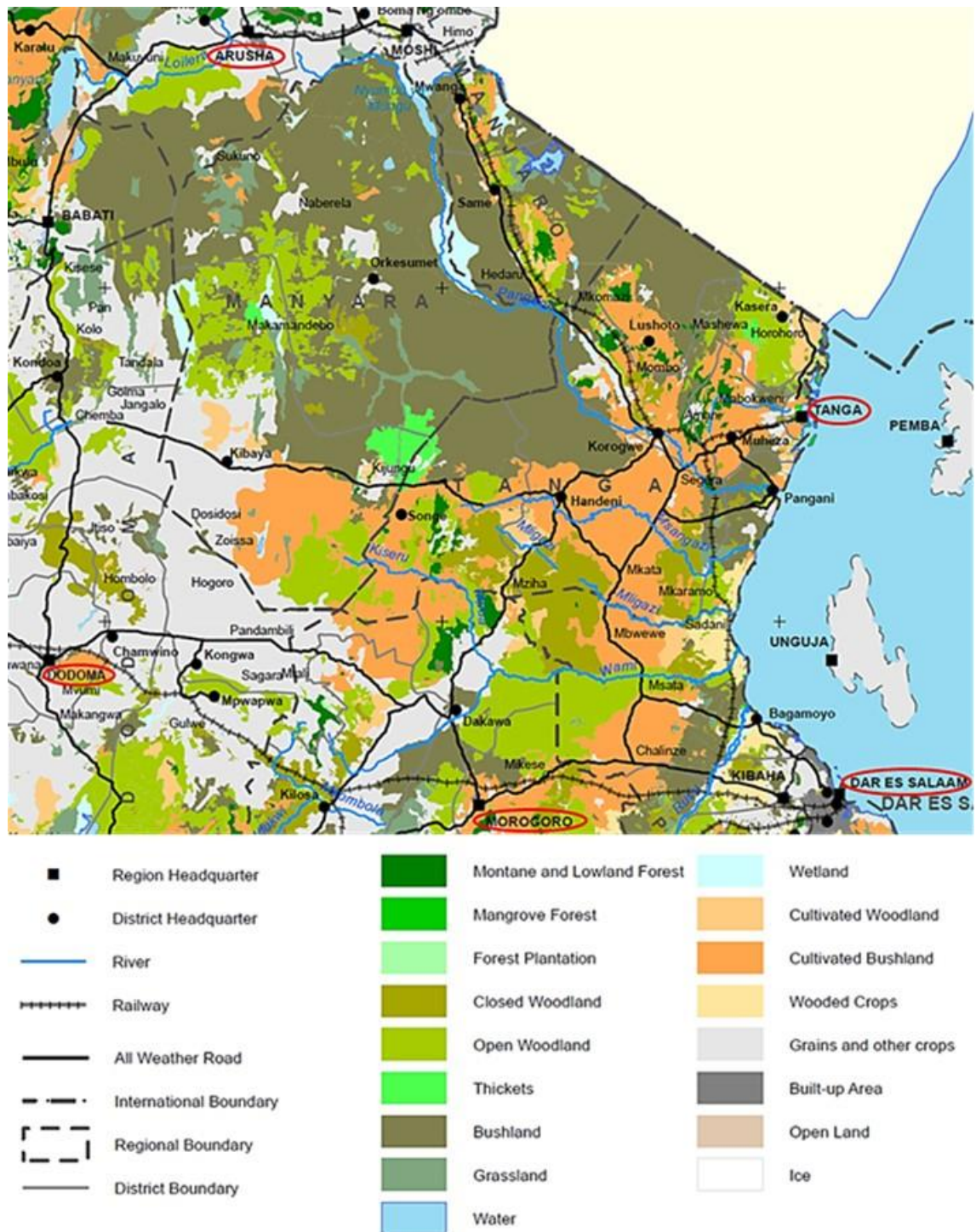
図 12.4-5 は、家庭でのエネルギー源をまとめたものである。薪用材、木炭が主に調理に使用され、灯油、電気等が主に照明に使用されることが分かる。



出所: NAFORMA, MNRT, 2015

図 12.4-5 家庭レベルでのエネルギー源別消費量

このように人々は調理のために木材資源（火材、木炭）に依存しており、木材資源の過剰使用が木材資源の供給よりも需要が上回る状況にある。



出所：自然資源・観光省 2011

図 12.4-6 タンザニア北東部の土地被覆図

3) 大気汚染

第2次環境報告書（VPO, 2014）によれば、都市部の道路渋滞(ダルエスサラーム、ムワンザ、アルーシャ、ムベヤ、タンガ)では、道路網の拡大に伴い、需要を満たすために必要な

車両数がキャパシティを超えているため、大気汚染問題が顕在化している。例えば、Dar es Salaam は、タンザニアの車両の 50%～60%をその道路上に有しているが、これらの道路は、200 万人までの人口を想定して設計されていると言われており、道路のキャパシティは、15,000 台であると推定される。しかしながら、この道路上を走行する車両は約 19 万台に上る。

ダルエスサラームの 1 時間当たりの平均硫黄酸化物濃度(SOx)は、127～1385ug/m³ の範囲であり、推奨される WHO ガイドラインを上回っている。1 時間当たりの平均窒素酸化物(NOx) 濃度は 18～53ug/m³ の範囲であり、これは 200 ug/m³ の WHO ガイドライン値未満である。

1 時間当たりの平均浮遊粒子状物質 (SPM) は 98～1,161 ug/m³ の範囲であり、WHO の推奨値 230 ug/m³ を超えている。

表 12.4-3 ダルエスサラームにおける大気汚染物質の年間排出量の推定値

大気汚染源	SPM		NOx (t/yr)	SOx (t/yr)	Benzene (t/yr)
	PM10 (t/yr)	PM2.5 (t/yr)			
車両	442	398	1,250	2,851	436
産業	55,647	50,082	1,215	453	-

Source: Dar es Salaam city Environment Outlook 2011 (Vice President's Office)

表 12.4-4 IFC EHS ガイドライン値とダルエスサラームの大気汚染物質の濃度

項目	ダルエスサラーム	IFC EHS ガイドライン値
SOx	1 時間値 127～1,385ug/m ³	1 時間値 350 ug/m ³
NOx	1 時間値 18～53ug/m ³	1 時間値 200 ug/m ³
SPM	1 時間値 98～1,161 ug/m ³	1 時間値 230 ug/m ³

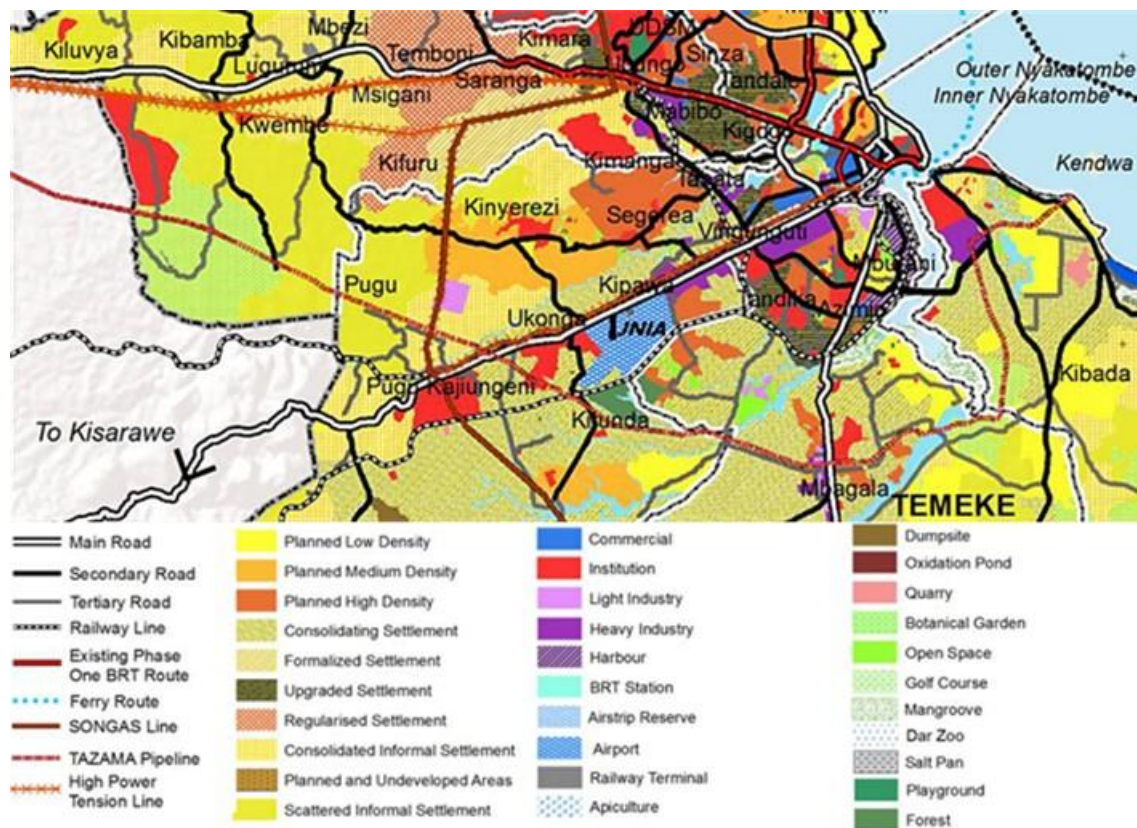
出所：IFC EHS ガイドライン、Dar es Salaam city Environment Outlook 2011

12.4.2 社会環境

1) 土地利用

Mini-LNG プラントあるいは CNG プラントの設置はダルエスサラームの Kinyerezi Energy Complex 内が想定されているが、このエリアにはすでにガス処理プラントや発電所が設置されており、ダルエスサラーム都市マスタープラン 2030 でも産業エリアに区分されていることから (図 12.4-7)、既存の土地利用 (図 12.4-7) や将来の土地利用計画とも整合性がある。同 Complex から幹線道路へのアクセス道路になるルート付近の土地利用は、現状では南にインフォーマルな住宅地、北に中程度の密度の計画的住宅地があり (図 12.4-8)、敷地の近

隣に住宅があるのが確認できる（図 12.4-8、12.4-9、12.4-10）。



出所：Dar es Salaam City Master Plan 2016-2036

図 12.4-7 ダルエスサラームの土地利用の状況



図 12.4-8 Kinyerezi energy complex: Access road from northwestern boundary



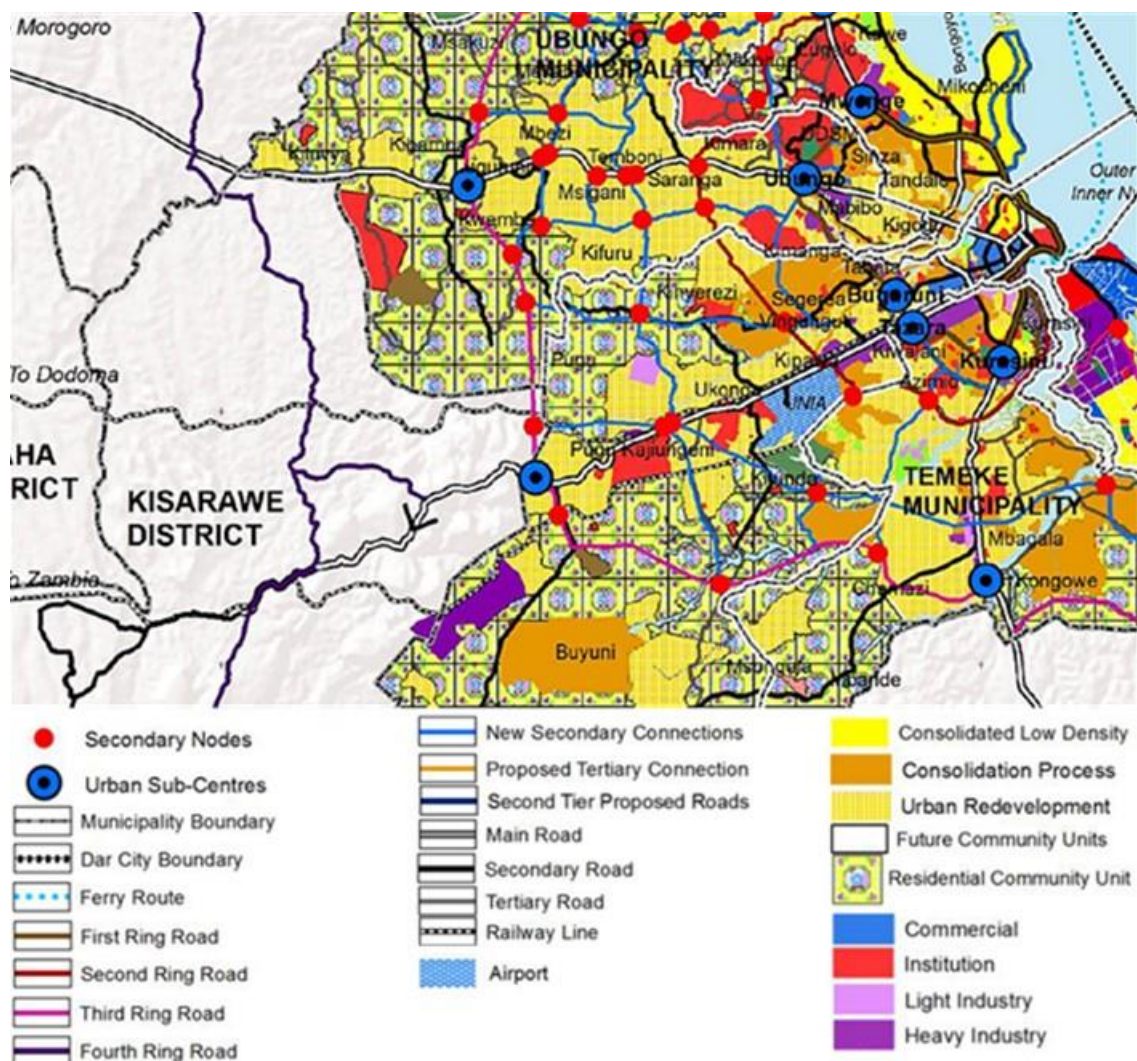
図 12.4-9 Kinyerezi energy complex:
Western boundary



図 12.4-10 Kinyerezi energy complex:
Southern boundary

将来の土地利用計画においても、同 Complex の北と西は市内通勤者の住宅コミュニティエリアとなっており、南は都市再開発区域となっている（図 12.4-10）。

今後、ダルエスサラームは人口がますます増加し、同 Complex 周辺の住民も増えると思われる。北にあるモロゴロ方面への幹線道路 A2 へのアクセス道路となる道路沿いには学校や診療施設がある。



出所：Dar es Salaam City Master Plan 2016-2036

図 12.4-11 ダルエスサラームの土地利用計画及び道路整備計画

ドドマのサテライト施設の設置候補エリアは図 12.4-11 に示した通りであり、これらのエリアの将来の土地利用計画上の区分では、Satellite A の New Government City は行政エリアになっており、Satellite B の Zuzu 発電所エリアは産業エリア、Satellite C の Iyumbu Satellite centre 付近は住宅地エリアになっている（図 12.4-11）。

各サテライトの候補エリアの現状の状況は図 12.4-12、12.4-13、12.4-14 に示す通り。



図 12.4-12 Satellite A: New Government City



図 12.4-13 Satellite C: Iyumbu Satellite centre

Zuzu 発電所エリアは次図 12.4-14 のように、既存の小規模な発電所と比較的新しい変電所があり、その周辺も TANESCO が土地を確保しており、住宅はほとんど見られなかった。

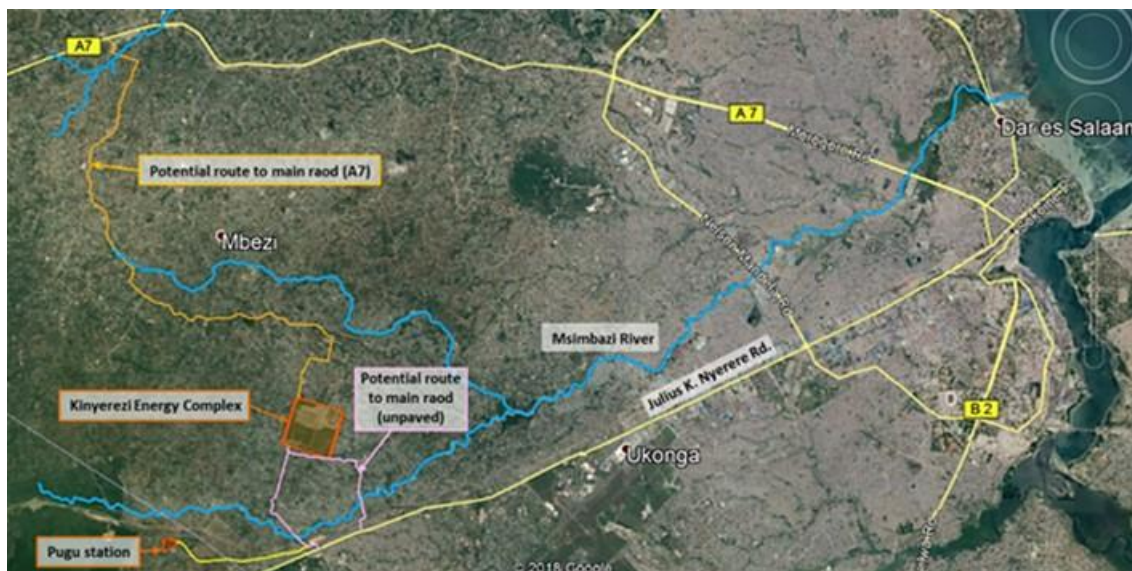


図 12.4-14 Satellite B: Zuzu power Station (left) and substation (right)

2) 道路

ダルエスサラームからモロゴロ、ドドマ、タンガ、アルーシャへは幹線道路があるため、天然ガスを LNG あるいは CNG の形態にしてこれらの既存幹線道路を利用して車両で輸送することが想定される。Mini-LNG プラント等の設置が想定される天然ガスの輸送起点となりうるダルエスサラームの Kinyerezi Energy Complex から既存の幹線道路までのアクセス道路については、モロゴロ方面の幹線道路（A7）へは、同 Complex から北に延びるアクセス道路を通して、図 12.4-15 に示す既存道路のルートで輸送することが考えられる。この道路は舗装されており、ダルエスサラーム都市マスタープラン 2030 においても、第 4 リング道路として位置づけられている。一方で、天然ガスを Pugu 駅から鉄道によりモロゴロ、ドドマまで輸送する場合、同 Complex から南の幹線道路へアクセスするには現在の道路網では

図 12.4-15 のピンクのルートが改修、舗装するか、新規に道路を整備することになる。このうち東側のルートがダルエスサラーム都市マスタープラン 2030 では 2 次接続道路として計画されているルートに近く、この道路が整備されれば、同 Complex から Pugu 駅までアクセスできるようになると思われる。同 Complex 周辺は住宅が密集している。また、この南のエリアには Msimbazi 川も通っている。



出所：Google earth より JICA 調査団作成

図 12.4-15 Kinyerezi Energy Complex から幹線道路までの輸送道路

3) 文化遺産

タンザニアには約 4 百万年前の鮮新世期から現在までの幅広い時期にわたっての文化遺産資源が非常に豊富にある。自然資源・観光省の文化遺産部門は政府機関として、こうした文化遺産資源を保護、保存、管理をしていく責任を担っている。

文化財法（Antiquities Act of 1964 (Act No.10 of 1964 Cap 550)）とその改正法（Antiquities (Amendment) Act of the 1979 (Act No. 20 of 1979)）及び関連規定（Rules and Regulations of 1981, 1991, 1995 and 2002）により文化遺産サイトは法的に保護されており、ダルエスサラーム、ドドマ、タンガ付近における文化遺産サイトは表 12.4-5 の通りである。

表 12.4-5 ダルエスサラーム、ドドマ、タンガ付近における文化遺産サイト

サイト名	Region	District	タイプ	時代	管理
Kunduchi Ruins	Dar es Salaam	Kinondoni (北東部)	スワヒリ文化サイト	20 世紀	中央政府
Magomeni Museum			博物館	13 世紀	中央政府
Kondoa Irangi Rock Art	Dodoma	Kondoa	岩絵	5000 年前	中央政府
Ambon Caves	Tanga	Tanga Urban	地質学的サイト	不明	中央政府
Tongoni Ruins			スワヒリ文化サイト	14 世紀	中央政府

出所：自然資源・観光省文化遺産部

4) 先住民族

タンザニアは 120 以上の民族からなる多民族国家であるが、先住民族については正式な特定はなされておらず、先住民族についての法制度も特に設けられていない。タンザニアにおける先住民族に関する 2012 年の世銀のプロジェクトによる報告書によると、Hadzabe 族と Barabaig 族が先住民族として検討されている⁸⁰。これらの民族の多くはタンザニアの北部に住んでいる。Hadzabe 族は移動しながら狩猟をする生活様式をとっており、アルーシャ市からさらに西の Eyasi 湖付近の Ngorongoro Conservation Area (NCA)の南に多く居住している。Barabaig 族は、移動しながら牧畜をして暮らしており Manyara Region の Hanang District に多く居住している。

12.5 スコーピング・環境社会配慮調査・影響評価

1) スコーピング

タンザニアにおける天然ガスの国内供給の方策について、一般的に利用されるパイプライン、CNG 及び LNG の 3 つの輸送手段によるシナリオについて、上記のベースラインの情報を踏まえて、表 12.5-1 に示すとおりスコーピングを行った。

⁸⁰ Draft TASAF III Indigenous Peoples Policy Framework, 2012

表 12.5-1 天然ガスの国内供給の輸送手段に係るスコーピング

カテゴリー	番号	項目		評価			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
Pollution	1	Air Pollution	Construction Phase	✓	✓	✓	<p>Construction Phase: Exhaust gas from construction vehicles and heavy equipment may increase during construction works. Dust emissions may be generated by site excavation and movement of earth materials for pipeline route, mini-LNG, CNG facility areas.</p> <p>Operation Phase: Gas pipeline and distribution system may generate leaks, principally consisting methane (CH₄). Emission from flaring, venting, and fugitive sources may result from gas processing facilities. CNG or LNG transporting trucks generate air emission from fuel combustion.</p>
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	2	Water Pollution	Construction Phase	✓	✓	✓	<p>Construction Phase: Discharges to water bodies may increase during construction works and land reclamations.</p> <p>Operation Phase: Wastewater may contain dissolved hydrocarbons and other contaminants. Storm water from the facility site may be contaminated as a result of spills.</p>
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	3	Soil Contamination	Construction Phase	✓	✓	✓	<p>Construction & Operation Phase: If adequate measures are not taken to prevent soil contamination by leaked materials, products and chemicals used during the construction and operation of the natural gas processing facility, soil contamination may occur.</p>
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	4	Waste	Construction Phase	✓	✓	✓	<p>Construction Phase: Construction wastes may be generated during construction works.</p> <p>Operation Phase: General waste is expected to be generated. Hazardous waste such as hydrocarbon or chemical contained waste may be generated from the gas processing facilities, or maintenance activities.</p>
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	5	Noise and Vibration	Construction Phase	✓	✓	✓	<p>Construction Phase: Noise and vibration may occur due to the operation of earth moving and excavation equipment, and materials transport.</p> <p>Operation Phase: Natural gas processing operation and gas product transportation by rail or road may increase noise and vibration.</p>
			Operation Phase		✓	✓	
	6	Ground Subsidence	Construction Phase				<p>Construction & Operation Phase: Large scale groundwater pumping is not expected.</p>
			Operation				

カテゴリー	番号	項目		評価			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
			Phase				
	7	Odor	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction & Operation Phase: Construction work and transportation of gas product may increase exhaust gas. Waste generation may cause odor if not properly managed.
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	8	Bottom sediment	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction Phase: Sediment and erosion from construction activities and storm water runoff may increase turbidity and affect bottom characteristics. Operation Phase: Since vegetation along the gas pipeline route is necessary to be removed, soil erosion along the gas pipeline route may occur affecting nearby water bodies.
			Operation Phase	✓			
Natural Environment	9	Protected Areas	Construction Phase	✓			Construction & Operation Phase: Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities are not expected to be located in the protected areas. Gas pipeline may be passing through or nearby the protected areas.
			Operation Phase	✓			
	10	Ecosystem	Construction Phase	✓			Construction Phase: Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities are expected to be located in urban area. Gas pipeline may be passing through or nearby habitat areas, wildlife corridors, and rivers. Land reclamation and establishment of gas pipeline may create temporary or permanent habitat alternation depending on the characteristics of existing vegetation. It could also cause habitat fragmentation and loss of wildlife habitat. Operation phase: Since the main road to be used for Gas product transportation is passing wildlife corridors and forest reserves, wildlife may be affected if transportation operation is not well managed.
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	11	Hydrology	Construction Phase	✓			Construction Phase: Land reclamation and construction work for the gas pipeline nearby water body may cause hydrological changes. Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities are expected to be located in urban area and require limited area. Operation Phase: Topographical change and vegetation removal by gas pipeline installation may cause hydrological change.
			Operation Phase	✓			

カテゴリー	番号	項目		評価			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
Social Environment	12	Topography and Geographical Features	Construction Phase	✓	✓	✓	<p>Construction Phase: Land reclamation for facility installation may change topography and geographical features. Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities are expected to require relatively small area.</p> <p>Operation phase: Soil erosion along the gas pipeline route may occur affecting topographic features.</p>
			Operation Phase	✓			
	13	Involuntary Resettlement and Land Acquisition	Construction Phase	✓	✓	✓	<p>Construction Phase: Although at the moment exact siting of the facilities are not known, depending on the location, involuntary resettlement and land acquisition may occur associated with the facility development. Such impact should be avoided, mitigated and compensated properly. Wayleave width of 12" gas pipeline is 30m and a large area around 1,500 ha is necessary to be acquired for installing gas pipeline between Dar es Salaam and Dodoma, while relatively small area is required for Mini-LNG, CNG and satellite facilities.</p>
			Operation Phase				
	14	Poverty (poor people)	Construction Phase	✓			<p>Construction phase: Due to the large area of land to be acquired for installing gas pipeline, it would affect livelihood of poor people because of the physical or economical relocation. Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities do not require large land area and little impact is expected for installing such facilities, however, construction activities may affect livelihood and daily life of poor people living around the construction site.</p> <p>Operation Phase: Since siting plan will be developed during the course of master plan formulation, it is not known if there is any impact on such people at the moment. Construction work and gas supply operation may bring associated employment opportunity to the poor.</p>
			Operation Phase				
	15	Ethnic minority and Indigenous Peoples	Construction Phase	✓	✓	✓	<p>Construction & Operation Phase: There is no official identification of indigenous people in Tanzania although a concept of tribe does exist. Since exact siting plan is not known, it is not known if there is any impact on such people at the moment. Hadzabe and Baragaig are mainly in northern Tanzania and they are usually moving with their livestock or for hunting. If such people come close to the gas pipeline or gas</p>
			Operation Phase	✓	✓	✓	

カテゴリー	番号	項目		評価			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
							transportation route, their activity may be affected.
	16	Local Economy (Employment, Livelihood etc.)	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction & Operation Phase: Facility development and promotion of gas utilization may increase employment opportunity and enhance local economy. Construction vehicle and gas product transportation vehicle traffic may have some impact on existing road or railway operation depending of its planned volume and frequency. It may cause impact on local economic activities. Land acquisition for installing gas pipeline and associated relocation may have impact on livelihood of affected local people. Once operation starts, gas as clean modern fuel becomes available in local markets providing stable energy platform replacing firewood, charcoal, coal and oil.
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	17	Land Use and Utilization of Local Resources	Construction Phase	✓			Construction & Operation Phase: Local land use planning may be facilitated by the master plan formulation. During the course of master plan formulation, local urban development plans/land use plans are to be considered.
			Operation Phase	✓			
	18	Water Use	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction Phase: Construction work may cause increase in turbidity of the water resource for local people. Operation Phase: Water use by gas facilities is very little and it is negligible. (The LNG plant is designed to use air-cooling.)
			Operation Phase				
	19	Existing Social Infrastructure and Services	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction Phase: Due to the influx of construction workers although the size of expected workforce is rather small, the capacity of the existing social service infrastructure such as health care facility may be pressurized to some extent. Construction work may cause traffic congestions and traffic accidents. Operation Phase: Gas product transportation may have some impact on existing road or railway operation depending of its planned volume and frequency. Due to the installation of gas pipeline, the existing infrastructure such as water wells may be affected depending on the route.
			Operation Phase		✓	✓	

カテゴリー	番号	項目		評価			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
	20	Social Institutions such as Local Decision Making Institutions	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction & Operation Phase: Schools and dispensary are located near the potential transportation route from Kinyerezi Energy Complex to the main road, construction vehicle and gas transportation vehicle traffic may have some impact on safe access to such social institutions and decision making institutions of local centres. Establishment of gas pipeline may affect the way to such institutions as well. Once the operations starts, hospitals, schools and other social institutions will greatly benefit from easy, clean and efficient fuel gas system for preparation of meals and hot water.
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	21	Misdistribution of Benefit and Damage	Construction Phase				Construction & Operation Phase: Areas which cannot receive benefit from gas supply operation may exist. Changes of land use due to installation of gas pipeline may have some impact on local people's livelihood.
			Operation Phase				
	22	Local Conflict of Interest	Construction Phase				Construction & Operation Phase: Conflict between benefited group and non-benefited group within or around the planned area may occur such as employment opportunity.
			Operation Phase				
	23	Cultural Heritage	Construction Phase	✓			Construction & Operation Phase: Since Mini-LNG plant or CNG plant is expected to be located within Kinyerezi Energy Complex, which is an industrial area, no impact on cultural heritage is expected from these plants. Satellite facilities are expected to be located in urban area considering land use plan and little impact is expected from satellites. Since installation of gas pipeline involves large scale land acquisition, land use change or construction works may displace or demolish cultural sites. Facility development should avoid such sites.
			Operation Phase				
	24	Landscape	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction Phase: Depending on location of construction works, use of heavy equipment and construction vehicles may give impact on landscape. Operation Phase: Establishment of gas facilities and gas pipeline may have some impact on landscape. Mini-LNG plant or CNG plant is expected to be located within Kinyerezi Energy
			Operation Phase	✓	✓	✓	

カテゴリー	番号	項目		評価			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
							Complex which is an industrial area, and it would not have significant impact on landscape since power plants are already existing.
	25	Gender	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction & Operation Phase: Promotion of domestic gas utilization may benefit local people life including women's living environment. A dispensary is located near the potential transportation route from Kinyerezi Energy Complex to the main road, construction vehicle and gas transportation vehicle traffic may have some impact on women to go to dispensary especially with elders and small children. Establishment of gas pipeline may affect the way to dispensary and hospital as well. Once operation starts, gas as clean modern fuel will replace firewood and charcoal and will dramatically improve domestic air quality to reduce lung diseases, shorten cooking time, and ease fuel collection and carrying in which women are mainly engaged.
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	26	Right of Children	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction & Operation Phase: Promotion of domestic gas utilization may improve local people life including children's living environment such as less fire wood collection and smoke in the house. Schools are located near the potential transportation route from Kinyerezi Energy Complex to the main road, construction vehicle and gas transportation vehicle traffic may have some impact on school children. Establishment of gas pipeline may affect the way to school as well.
			Operation Phase	✓	✓	✓	
	27	Infectious Diseases (such as HIV/AIDS)	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction Phase: Workforce influx may cause increase of infectious diseases such as HIV/AIDS although the expected size is rather small. Operation phase: Since the size of workforce operating gas facilities is very small, increase of infectious diseases due to workforce influx is not expected.
			Operation Phase				
	28	Public Health	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction Phase: If waste and swage of the work area are not properly managed, deterioration of public health around project sites may occur. Operation Phase: If waste and wastewater are not properly managed, public heath may be
			Operation Phase	✓	✓	✓	

カテゴリー	番号	項目		評価			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
							affected. Once operation starts, gas will replace firewood and charcoal and will dramatically improve domestic air quality to reduce lung diseases.
Others	29	Accidents and Safety	Construction Phase	✓	✓	✓	Construction Phase: Accidents may occur during construction works. Exposure of workers to harmful gases and explosive gas may occur.
			Operation Phase	✓	✓	✓	Operation Phase: Storage, transport of LNG or CNG may result in leaks or accidental release from tanks, pipes, and pumps. The storage and transport of LNG or CNG poses a risk of fire and explosion as well as leakage from gas pipeline.
	30	Cross-Border Impact, Global Warming	Construction Phase				Construction: Necessary construction workforce is not expected to be large scale for mini-LNG and CNG facilities, satellite facility, and gas pipeline.
			Operation Phase	✓	✓	✓	Operation Phase: Natural gas facility may emit CH ₄ due to leakage. Transportation of gas product involves CO ₂ emissions from vehicles. Introduction of natural gas will contribute to preservation of forests replacing firewood and charcoal, and also reduction of GHG emissions with its high efficiency as well as preventing potential use of more carbon rich fuels such as oil and coal.

2) 影響評価

環境社会配慮調査の結果に基づく、本計画の実施に伴う環境社会配慮影響の評価結果を以下に示す。

表 12.5-2 天然ガスの国内供給の輸送手段に係る影響評価

カテゴリー	番号	項目		想定される影響			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
Pollution	1	Air Pollution	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Exhaust gas from construction vehicles and heavy equipment may increase during construction works. Dust emissions may be generated by site excavation and movement of earth materials for pipeline route, mini-LNG, CNG facility areas. Operation Phase: Gas pipeline and distribution system may generate leaks, principally consisting methane (CH ₄). Emission from flaring, venting,
			Operation Phase	B-	B-	B-	

カテゴリー	番号	項目		想定される影響			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
							and fugitive sources may result from gas processing facilities. CNG or LNG transporting trucks generate air emission from fuel combustion.
	2	Water Pollution	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Discharges to water bodies may increase during construction works and land reclamations.
			Operation Phase	B-	B-	B-	Operation Phase: Wastewater may contain dissolved hydrocarbons and other contaminants. Storm water from the facility site may be contaminated as a result of spills.
	3	Soil Contamination	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction & Operation Phase: If adequate measures are not taken to prevent soil contamination by leaked materials, products and chemicals used during the construction and operation of the natural gas processing facility, soil contamination may occur.
			Operation Phase	B-	B-	B-	
	4	Waste	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Construction wastes may be generated during construction works. Operation Phase: General waste is expected to be generated. Hazardous waste such as hydrocarbon or chemical contained waste may be generated from the gas processing facilities, or maintenance activities.
			Operation Phase	B-	B-	B-	
	5	Noise and Vibration	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Noise and vibration may occur due to the operation of earth moving and excavation equipment, and materials transport. Operation Phase: Natural gas processing operation and gas product transportation by rail or road may increase noise and vibration.
			Operation Phase	D	B-	B-	
	6	Ground Subsidence	Construction Phase	D	D	D	Construction & Operation Phase: Large scale groundwater pumping is not expected.
			Operation Phase	D	D	D	
	7	Odor	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction & Operation Phase: Construction work and transportation of gas product may increase exhaust gas. Waste generation may cause odor if not properly managed.
			Operation Phase	B-	B-	B-	
	8	Bottom sediment	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Sediment and erosion from construction activities and storm water runoff may increase turbidity and affect bottom characteristics.
			Operation	B-	D	D	

カテゴリー	番号	項目		想定される影響			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
			Phase				Operation Phase: Since vegetation along the gas pipeline route is necessary to be removed, soil erosion along the gas pipeline route may occur affecting nearby water bodies.
Natural Environment	9	Protected Areas	Construction Phase	B-	D	D	Construction & Operation Phase: Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities are not expected to be located in the protected areas. Gas pipeline may be passing through or nearby the protected areas.
			Operation Phase	B-	D	D	
	10	Ecosystem	Construction Phase	B-	D	D	Construction Phase: Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities are expected to be located in urban area. Gas pipeline may be passing through or nearby habitat areas, wildlife corridors, and rivers. Land reclamation and establishment of gas pipeline may create temporary or permanent habitat alternation depending on the characteristics of existing vegetation. It could also cause habitat fragmentation and loss of wildlife habitat. Operation phase: Since the main road to be used for Gas product transportation is passing wildlife corridors and forest reserves, wildlife may be affected if transportation operation is not well managed.
			Operation Phase	B-	B-	B-	
	11	Hydrology	Construction Phase	B-	D	D	Construction Phase: Land reclamation and construction work for the gas pipeline nearby water body may cause hydrological changes. Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities are expected to be located in urban area and require limited area. Operation Phase: Topographical change and vegetation removal by gas pipeline installation may cause hydrological change.
			Operation Phase	B-	D	D	
	12	Topography and Geographical Features	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Land reclamation for facility installation may change topography and geographical features. Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities are expected to require rather small area. Operation phase: Soil erosion along the gas pipeline route may occur affecting topographic features.
			Operation Phase	B-	D	D	
Social Enviro	13	Involuntary Resettlement	Construction Phase	A-	C	C	Construction Phase: Although at the moment exact siting of the facilities are not known,

カテゴリー	番号	項目		想定される影響			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
		and Land Acquisition	Operation Phase	D	D	D	depending on the location, involuntary resettlement and land acquisition may occur associated with the facility development. Such impact should be avoided, mitigated and compensated properly. Wayleave width of 12" gas pipeline is 30m and a large area around 1,500 ha is necessary to be acquired for installing gas pipeline between Dar es Salaam and Dodoma, while rather small area is required for Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities.
	14	Poverty (poor people)	Construction Phase	B-	D	D	<p>Construction phase: Due to the large area of land to be acquired for installing gas pipeline, it would affect livelihood of poor people because of the physical or economical relocation. Mini-LNG and CNG facilities, satellite facilities do not require large land area and little impact is expected for installing such facilities.</p> <p>Operation Phase: Since siting plan will be developed during the course of master plan formulation, it is not known if there is any impact on such people at the moment. Construction work and gas supply operation may bring associated employment opportunity to the poor.</p>
			Operation Phase	D	D	D	
	15	Ethnic minority and Indigenous Peoples	Construction Phase	C	C	C	<p>Construction & Operation Phase: There is no official identification of indigenous people in Tanzania although a concept of tribe does exist. Since exact siting plan is not known, it is not known if there is any impact on such people at the moment. Hadzabe and Baragaig are mainly in northern Tanzania and they are usually moving with their livestock or for hunting. If such people come close to the gas pipeline or gas transportation route, their activity may be affected.</p>
			Operation Phase	C	C	C	
	16	Local Economy (Employment, Livelihood etc.)	Construction Phase	B±	B±	B±	<p>Construction & Operation Phase: Facility development and promotion of gas utilization may increase employment opportunity and enhance local economy.</p> <p>Construction vehicle and gas product transportation vehicle traffic may have some impact on existing road or railway operation depending of its planned volume and frequency. It may cause impact on local economic activities. Land acquisition for installing gas pipeline and</p>
			Operation Phase	A+	A+	A+	

カテゴリー	番号	項目		想定される影響			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
							associated relocation may have impact on livelihood of affected local people. Once operation starts, gas as clean modern fuel becomes available in local markets providing stable energy platform replacing firewood, charcoal, coal and oil.
	17	Land Use and Utilization of Local Resources	Construction Phase	B-	D	D	Construction & Operation Phase: Local land use planning may be facilitated by the master plan formulation. During the course of master plan formulation, local urban development plans/land use plans are to be considered.
			Operation Phase	B-	D	D	
	18	Water Use	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Construction work may cause increase in turbidity of the water resource for local people. Operation Phase: Water use by gas facilities are very little and it is negligible. (The LNG plant is designed to use air-cooling.)
			Operation Phase	D	D	D	
	19	Existing Social Infrastructure and Services	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Due to the influx of construction workers although the size of expected workforce is rather small, the capacity of the existing social service infrastructure such as health care facility may be pressurized to some extent. Construction work may cause traffic congestions and traffic accidents. Operation Phase: Gas product transportation may have some impact on existing road or railway operation depending of its planned volume and frequency. Due to the installation of gas pipeline, the existing infrastructure such as water wells may be affected depending on the route.
			Operation Phase	C	B-	B-	
	20	Social Institutions such as Local Decision Making Institutions	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction & Operation Phase: Schools and dispensary are located near the potential transportation route from Kinyerezi Energy Complex to the main road, construction vehicle and gas transportation vehicle traffic may have some impact on safe access to such social institutions and decision making institutions of local centers. Establishment of gas pipeline may affect the way to such institutions as well. Once the operations starts, hospitals, schools and other social institutions will greatly benefit from easy, clean and efficient fuel gas system for
			Operation Phase	A+	A+	A+	

カテゴリー	番号	項目		想定される影響			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
							preparation of meals and hot water.
	21	Misdistribution of Benefit and Damage	Construction Phase	C	C	C	Construction & Operation Phase: Areas which cannot receive benefit from gas supply operation may exist. Changes of land use due to installation of gas pipeline may have some impact on local people's livelihood. Support for supply of LPG should be promoted simultaneously.
			Operation Phase	C	C	C	
	22	Local Conflict of Interest	Construction Phase	C	C	C	Construction & Operation Phase: Conflict between benefited group and non-benefited group within or around the planned area may occur such as employment opportunity. Support for supply of LPG should be promoted simultaneously.
			Operation Phase	C	C	C	
	23	Cultural Heritage	Construction Phase	C	D	D	Construction & Operation Phase: Since Mini-LNG plant or CNG plant is expected to be located within Kinyerezi Energy Complex, which is an industrial area, no impact on cultural heritage is expected from these plants. Satellite facilities are expected to be located in urban area considering land use plan and little impact is expected from satellites. Since installation of gas pipeline involves large scale land acquisition, land use change or construction works may displace or demolish cultural sites. Facility development should avoid such sites.
			Operation Phase	C	D	D	
	24	Landscape	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Depending on location of construction works, use of heavy equipment and construction vehicles may give impact on landscape. Operation Phase: Establishment of gas facilities and gas pipeline may have some impact on landscape. Mini-LNG plant or CNG plant is expected to be located within Kinyerezi Energy Complex which is an industrial area, and it would not have significant impact on landscape since power plants are already existing.
			Operation Phase	B-	D	D	
	25	Gender	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction & Operation Phase: Promotion of domestic gas utilization may benefit local people life including women's living environment. A dispensary is located near the potential transportation route from Kinyerezi Energy Complex to the main road, construction vehicle and gas transportation vehicle traffic may have
			Operation Phase	A+	A+	A+	

カテゴリー	番号	項目		想定される影響			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
							some impact on women to go to dispensary especially with elders and small children. Establishment of gas pipeline may affect the way to dispensary and hospital as well. Once operation starts, gas as clean modern fuel will replace firewood and charcoal and will dramatically improve domestic air quality to reduce lung diseases, shorten cooking time, and ease fuel collection and carrying in which women are mainly engaged.
	26	Right of Children	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction and Operation Phase: Promotion of domestic gas utilization may improve local people life including children's living environment such as less fire wood collection and smoke in the house. Schools are located near the potential transportation route from Kinyerezi Energy Complex to the main road, construction vehicle and gas transportation vehicle traffic may have some impact on school children. Establishment of gas pipeline may affect the way to school as well.
			Operation Phase	B+	B±	B±	
	27	Infectious Diseases (such as HIV/AIDS)	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Workforce influx may cause increase of infectious diseases such as HIV/AIDS although the expected size is rather small. Operation phase: Since the size of workforce operating gas facilities is expected to be very small, increase of infectious diseases due to workforce influx is not expected.
			Operation Phase	D	D	D	
	28	Public Health	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: If waste and swage of the work area are not properly managed, deterioration of public health around project sites may occur. Operation Phase: If waste and wastewater are not properly managed, public heath may be affected. Once operation starts, gas will replace firewood and charcoal and will dramatically improve domestic air quality to reduce lung diseases.
			Operation Phase	A+	A+	A+	
	29	Accidents and Safety	Construction Phase	B-	B-	B-	Construction Phase: Accidents may occur during construction works. Exposure of workers to harmful gases and explosive gas may occur. Operation Phase: Storage, transport of LNG or CNG may result in leaks or accidental release from tanks, pipes, and pumps. The storage and transport of LNG or CNG poses a risk of fire and
			Operation Phase	B-	B-	B-	
Others							

カテゴリー	番号	項目		想定される影響			説明
				Pipeline	CNG	LNG	
							explosion as well as leakage from gas pipeline.
	30	Cross-Border Impact, Global Warning	Construction Phase	D	D	D	Construction: Necessary construction workforce is not expected to be large scale for mini-LNG and CNG facilities, satellite facility, and gas pipeline. Operation Phase: Natural gas facility may emit CH ₄ due to leakage. Transportation of gas product involves CO ₂ emissions from vehicles. Introduction of natural gas will contribute to preservation of forests replacing firewood and charcoal, and also reduction of GHG emissions with its high efficiency as well as preventing potential use of more carbon rich fuels such as oil and coal.
			Operation Phase	A+	A+	A+	

A+ : Significant positive impact is expected.

A- : Significant negative impact is expected.

B- : Some negative impact is expected.

B+ : Some positive impact is expected.

C : Extent of impact is unknown at this stage (Extent of impact may become clear as study progresses).

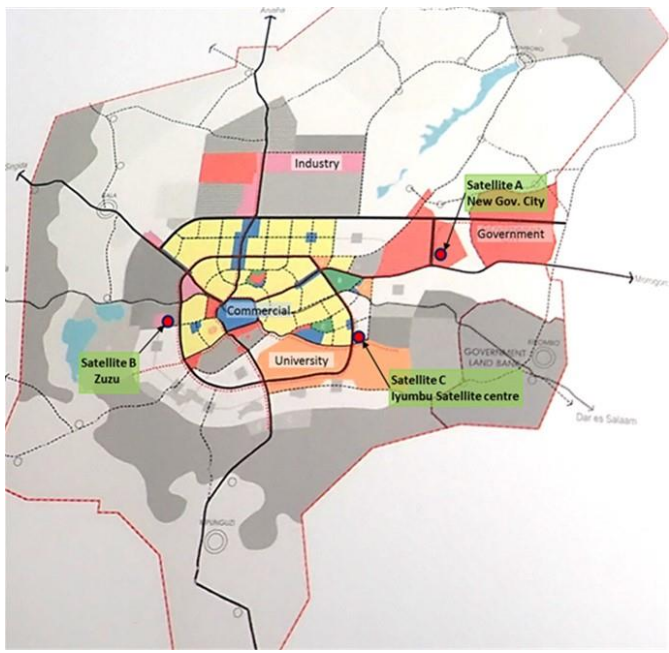
D: No impact is expected (except tentative impacts to be managed by future detailed construction plan)

3) 環境社会配慮調査結果

スコーピングを踏まえた環境社会配慮調査結果を以下に示す。

影響項目	調査結果
自然環境・生態系	<p>天然ガスを LNG または CNG の形態で車両により輸送する場合は、既存の幹線道路を通して輸送することになると考えられるため、保護区に著しい影響を与えることはないと思われる。一方で、既存幹線道路上で森林保護区や野生動物の移動ルートを横切っている部分があるため、夜間などの走行が計画される場合は、こうした箇所での走行時に影響がある可能性がある。</p> <p>ガスパイプラインを敷設する場合は、ルート上での植生の除去を行うため、森林保護区への影響や土壌浸食の発生、野生動物の移動ルートを妨げとなる可能性などの影響が発生する可能性がある。</p> <p>ダルエスサラーム、ドドマともに、Mini-LNG プラントやサテライト施設等の設置候補エリアは市街地（あるいは市街地の予定区域）にあり、自然生態系に影響を及ぼすことはほとんどないと思われる。</p>
河川	<p>天然ガスの輸送ルートなる幹線道路付近の主要な河川については、ダルエスサラームからモロゴロまでの区間で Ruvu 川を横切っており、モロゴロからドドマまでの区間で Wami 川を横切っている。ダルエスサラームからタンガ、アルーシャまでの</p>

影響項目	調査結果						
	<p>区間では、Wami 川、Mligazi 川、Msangazi 川、Pangani 川を横切っている。こうした主要河川を横切っている箇所では雨季の洪水等の浸水の可能性がある。また、ガスパイプラインを敷設する場合は、このように河川を横断するルートになる可能性があるため、施工上の対応が必要になる可能性がある。</p>						
大気環境	<p>工事期間中は建設機材の稼働等により、排出ガスが増加し、一時的ではあるが大気質の悪化が見込まれる。</p> <p>天然ガス自動車（NGV）の導入が普及すれば、NOx、SOx などの大気汚染物質の排出負荷の低減や、自動車からの GHG 排出量の低減に寄与し、タンザニアの都市の大気質の改善につながると思われる。</p> <div style="text-align: center;"> <p>GHG emissions (2050)</p> <table border="1"> <caption>GHG emissions (2050) Data</caption> <thead> <tr> <th>Vehicle fuel</th> <th>GHG emissions (ton-CO2eq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Gasoline, Diesel (Baseline)</td> <td>10,000</td> </tr> <tr> <td>NGV (fuel conversion)</td> <td>8,000</td> </tr> </tbody> </table> <p>出所：JICA study team</p> </div> <p>図 12.5-1 天然ガスへの燃料転換による GHG 排出削減量の推計</p>	Vehicle fuel	GHG emissions (ton-CO2eq)	Gasoline, Diesel (Baseline)	10,000	NGV (fuel conversion)	8,000
Vehicle fuel	GHG emissions (ton-CO2eq)						
Gasoline, Diesel (Baseline)	10,000						
NGV (fuel conversion)	8,000						
水質汚濁	<p>工事期間中、建設工事から発生する濁水が放流先の表流水の水質に影響を及ぼす可能性がある。水質汚濁防止のため、排水設計において、堆積物や汚染物質を除去できる排水溝により対応できる見込みである。</p>						
土壌汚染	<p>工事期間中の重機等からのオイル漏れについては、一般的に工事前に提出される工事計画により防止策の妥当性を確認し対策が実施されている。</p>						
騒音・振動	<p>工事期間中に住居が近接している地域では、建設重機や資材搬出入車両による工事区間周辺において騒音・振動の影響が想定される。なお、工事を昼間に限定し、夜間工事を実施しないなどの措置により騒音・振動被害を減少させることができる。供用後は天然ガスの輸送車両の通行により輸送ルート沿線周辺において一定の騒音・振動レベルの増加が想定される。</p>						
土地利用	<p>天然ガスの輸送ルートは Virtual pipeline の場合は、既存の幹線道路を利用して各都市間を輸送するため、輸送ルートに関わる土地利用への影響は特にはないと思われる。一方で、天然ガスを LNG あるいは CNG の形態にする施設やサテライト施設の設置をするための場所については土地利用状況や将来の計画を考慮する必要がある。</p>						

影響項目	調査結果
	<p>天然ガスを Pugu 駅から鉄道によりモロゴロ、ドドマまで輸送する場合、Kinyerezi Energy Complex から南の幹線道路へアクセスするには現在の道路網では図 12.4-17 のピンクのルートを開修、舗装するか、新規に道路を整備する必要があると考えられる。ただし、同 Complex 周辺は住宅が密集しており、南へのアクセス道路整備には用地取得や住民移転が必要になる可能性がある。</p> <p>各サテライトの立地可能性</p> <ul style="list-style-type: none"> • Satellite A は、政府の新都心計画地にあたる。このエリアは現状では開発に着手したばかりで居住している住居もほとんど見られないことから、行政区域の開発計画と調整してサテライト施設の立地を位置づける必要性はあると思われるものの、設置を検討できる可能性のある場所は十分にあると思われる。 • Satellite B の Zuzu 発電所エリアについては、TANESCO が Zuzu 発電所に隣接した変電所を含む比較的広いエリアを確保していることから、TANESCO の用地内に設置するスペースがあると思われる。 • Satellite C は新規に整備中の住宅地であり、現状では周辺には広大な空き地が広がっている。このエリアでは今後の開発計画と調整しつつ立地を検討することになるものの、周辺の状況から設置可能性のある場所は十分にあると思われる。 <p>3 か所のサテライト施設とともに主要道路の計画ルートにも近く、輸送車両のアクセスも大きな問題はないと思われる。</p>  <p>出所：Dodoma Capital City Master Plan 2030 を基に JICA 調査団作成</p> <p>図 12.5-2 ドドマの土地利用計画と計画候補エリア</p>
文化遺産	<p>ダルエスサラーム、ドドマ、タンガ付近における文化遺産サイトはいずれも Mini-LNG プラントやサテライト施設等の設置候補エリアからは離れているため、これ</p>

影響項目	調査結果
	らの文化遺産サイトには影響は及ぼさないと思われる。
事故	Mini-LNG プラントあるいは CNG プラントの設置はダルエスサラームの Kinyerezi Energy Complex 内が想定されているが、北にあるモロゴロ方面への幹線道路 A2 へのアクセス道路となる道路沿いには学校や診療施設もあり、大型の輸送車両の通行にあたっては、安全管理への影響が生じる可能性がある。

12.6 代替シナリオの影響評価

タンザニアでは最大のエネルギー消費部門である民生部門において今なお在来型の薪炭が大宗を占めている。天然ガス供給事業の実施は、在来型燃料（薪炭）の消費増加、煙による人体への悪影響や森林資源の減少、GHG 排出量の増加や LPG・石油製品の輸入による外貨流出増加などの抑制に大きな効果を上げると期待され。このような分析をもとに、スコーピングと SEA の考え方を踏まえ、本案件では天然ガスの国内供給を実現するための輸送手段について比較検討した（表 12.6-1）。

ガスパイプラインのシナリオは、土地収用面積が 1,500ha と大規模となることから社会面の影響が大きく、かつ、土地改変による生態系への影響は他の 2 つのシナリオに比べて大きい。一方で、CNG 及び LNG による輸送のシナリオでは既存の道路、あるいは鉄道を通じて輸送するため、土地収用の必要性も限定的で自然環境への影響も小さい。CNG と LNG のシナリオでの比較では、LNG による輸送シナリオの方がさらに必要土地面積も小さくなり、より影響が小さい。経済的側面では必要投資規模がパイプラインシナリオが最も大きくなり、LNG シナリオが最も小さい。これらを踏まえると、自然環境面、社会環境面、経済的観点からも LNG による輸送シナリオが 3 つにシナリオのうち最も望ましいと考えられる。

上記のように少量の天然ガスを地方に供給する場合は、ミニ LNG をベースとするバーチャルパイプラインシステムが適している。しかし、大量の天然ガスを消費する大型火力発電所の建設が計画される場合は、環境面でも経済性の面でもパイプラインによる天然ガスの輸送が圧倒的に優位になると予想される。したがって、天然ガス供給システムの構築は電源開発計画と密接に関係づけて設計することが大切である。本評価は 2019 年夏に実質的に完了したが、2020 年 9 月に発表された電力マスタープラン（PSMP 2020 Update）では、既存ガスパイプライン以遠に位置するドドマとバガモヨに天然ガス火力を建設する計画が計上された。これにより、本調査で想定した天然ガス供給システム構想は再考する必要が生じている。

表 12.6-1 天然ガスの国内供給に係る輸送手段について比較検討

各シナリオの概要					
	LNG シナリオ		CNG シナリオ		パイプラインシナリオ
システムの概要	キネレジ・エネルギーコンプレックスのミニ LNG 処理施設で液化し、タンクローリー、トレーラー、コンテナ列車で LNG サテライトに輸送。		キネレジ・エネルギーコンプレックスの CNG ステーションで圧縮(加圧)し、タンクローリー、トレーラー、コンテナ列車で CNG サテライトに輸送する。		ガスは、70 バールの受圧でキネレジ・エナジー・コンプレックスのガスターミナルから受け入れ、目的地への 60 バールの到着圧力でガスパイプラインによって受圧ガスターミナルに輸送される。
主成分	ミニ LNG プラント	LNG サテライト	CNG プラント	CNG サテライト	1) 12 インチまたは 20 インチのパイプライン(設計圧力 75 バール、500km の鋼管) 2) 保守・清掃用ピッグステーション 3) 非常遮断弁と逃がし弁を備えた安全システム 4) 取引金額を識別するための計量ステーション 5) 圧力制御 6) ガスの流量・圧力等を監視・管理・記録する管理センター
	1) ガスエンジン発電機 2) アルミニウム製の極低温熱交換器 3) 冷媒圧縮機およびその駆動装置 4) 空気分離器(冷媒として N ₂ を生成する) 5) Storage: Bullet type LNG tank (600kL) x 2 6) LNG 積載・出荷施設 輸送:コンテナ容量:LNG18 トン	1) トラックヤード 2) 荷下ろし用ベイ 3) LNG タンク 4) 気化器 5) 管理システム	1) 原料ガスを受け入れる配管 2) 脱水前処理システム 3) ガス圧縮機 4) リサイクルガス冷却システム 5) ガス積込・出荷ベイ 輸送:容器のキャパシティ:250kg/cm ² の CNG に対して 7.5 トン。	1) トラックヤード 2) 荷下ろし用ベイ 3) ガスタンク 4) 管理システム	
設備投資費用	116-217 百万米ドル		89-271 百万米ドル		525-556 百万米ドル
ガス輸送費	18.30 USD/MMBtu (66,000 t-LNGeq/年) 14.04 USD/MMBtu (132,000 t-LNGeq/年)		15.55 USD/MMBtu (66,000 t-LNGeq/年) 14.42 USD/MMBtu (132,000 t-LNGeq/年)		44.89 USD/MMBtu (90,000 t-LNGeq/年) 20.93USD/MMBtu (323,000 t-LNGeq/年)
キャパシティ	ミニ LNG プラント	LNG サテライト	CNG プラント	CNG サテライト	パイプライン

各シナリオの概要					
	LNG シナリオ		CNG シナリオ		パイプラインシナリオ
	100 t/日～200t/日×2 トレイン (66,000～132,000 t-LNGeq/年)	5・50 t/日、最大 170t/日	100 t/日～200t/日×2 トレイン (66,000～132,000 t-LNGeq/年)	2.5-5 トン/日	12" パイプライン 14,000m ³ /時(90,000 t-LNGeq/年) 20" パイプライン: 50,000m ³ /時(323,000 t-LNGeq/年)
自然環境					
	ミニ LNG プラント	LNG サテライト	CNG プラント	CNG サテライト	パイプライン
保護地域	施設は、保護区域内に置かない。	施設は、保護区域内に置かない。	施設は、保護区域内に置かない。	施設は、保護区域内に置かない。	ガスパイプラインがダルエスサラームとドドマの間の保護区域を通過する可能性がある。
生態系	Mini-LNG プラントは、工業地区の Kinerezi Energy Complex に設置される予定である。生態系への影響はほとんどないと予想される。	LNG サテライトは都市部に位置することが予想される。そのため、生態系への影響はほとんどないと予想される。	CNG プラントは、工業地区のキネレジ・エネルギーコンプレックスに位置すると思われる。生態系への影響はほとんどないと予想される。	CNG サテライトは都市部に位置することが期待される。生態系への影響はほとんどないと予想される。	パイプラインは森林保護区と野生生物回廊を通過することが見込まれる。1,500ha の植生の除去、生息地の変化、野生生物の移動の妨害も予想される。
	輸送：輸送経路は、いくつかの野生生物回廊および保護区域を通過する。潜在的なリスクは、このような地域での野生生物との衝突、特に夜間の衝突がある。		輸送：輸送経路は、いくつかの野生生物回廊および保護区域を通過する。潜在的なリスクは、このような地域での野生生物との衝突、特に夜間の衝突がある。		
土壌	比較的小さい面積が必要とされ、土壌浸食は小さいと予想される。	比較的小さい面積が必要とされ、土壌浸食は小さいと予想される。	比較的小さい面積が必要とされ、土壌浸食は小さいと予想される。	比較的小さい面積が必要とされ、土壌浸食は小さいと予想される。	パイプライン工事による 1,500ha の植生除去は 500km にわたるガスパイプラインルート沿いでの土壌侵食が生じうる

各シナリオの概要					
	LNG シナリオ		CNG シナリオ		パイプラインシナリオ
水の使用量	1) 通常の運転では、工業用水の供給は不要である。 2) 保守・修理工事に要する水量は 50～100m ³ /時(短時間)、総量は 50～100m ³	無視できる (サテライトでは水はほとんど必要とされない。)	無視できる (プラントではほとんど水を必要としない。)	無視できる (サテライトではほとんど水を必要としない。)	
排水	工事段階： 建設工事から発生する濁水が放流先の表流水の水質に影響を及ぼす可能性がある。 操業時： 0.2-0.4 トン/時(4.8～9.6 トン/日) <Wasterwater source> ・ 脱水処理 ・ プラントからの維持排水 ・ 敷地内の雨水 (リテンションベイスン、油水分離器設置、pH 調整不要)	工事段階： 建設工事から発生する濁水が放流先の表流水の水質に影響を及ぼす可能性がある。工事エリアは小さいため、影響は小さい。 操業時： 無視できる (敷地内の雨水のみ、雨水の敷地内には油水分離装置を設置する予定。工程排水は予定していない。)	工事段階： 建設工事から発生する濁水が放流先の表流水の水質に影響を及ぼす可能性がある。 操業時： 無視できる (敷地内の雨水のみ、雨水用の敷地内には油水分離装置を設置する予定。工程排水は予定していない。)	工事段階： 建設工事から発生する濁水が放流先の表流水の水質に影響を及ぼす可能性がある。工事エリアは小さいため、影響は小さい。 操業時： 無視できる (敷地内の雨水のみ、雨水用の敷地内には油水分離装置を設置する予定。工程排水は予定していない。)	工事段階： 建設工事から発生する濁水が放流先の表流水の水質に影響を及ぼす可能性がある。 操業時： 無視できる (有意な点源排出物または排出物は存在しない。)
大気排出	工事段階： 建設機材の稼働等に伴い、一時的ではあるが工事個所の粉じんの発生可能性があり、大気質の悪化が想定される。	工事段階： 建設機材の稼働等に伴い、一時的ではあるが工事個所の粉じんの発生可能性があり、大気質の悪化が想定される。	工事段階： 建設機材の稼働等に伴い、一時的ではあるが工事個所の粉じんの発生可能性があり、大気質の悪化が想定される。	工事段階： 建設機材の稼働等に伴い、一時的ではあるが工事個所の粉じんの発生可能性があり、大気質の悪化が想定される。	工事段階： 建設機材の稼働等に伴い、一時的ではあるが工事個所の粉じんの発生可能性があり、大気質の悪化が想定される。

各シナリオの概要					
	LNG シナリオ		CNG シナリオ		パイプラインシナリオ
	操業段階： CO ₂ : 1.2～2.4 トン/hr (10,512～21,024 トン/年) <GHG emission source> ・ 酸除去工程からの排出量 ・ ガスエンジン発電機による燃焼<10MW	操業段階： 無視できる (燃焼予定なし)	操業段階： 無視できる (燃焼予定なし)	操業段階： 無視できる (燃焼予定なし)	
	NO _x :50～150ppm <NO _x emission source> ・ ガスエンジン発電機による燃焼<10MW	LNG タンクからの CH ₄ の一部			
	輸送車(ディーゼル車)からの GHG 排出量: 2025 年:1,603-3,790 トン-CO ₂ 当量/年 2030 年:3,058-7,288 トン-CO ₂ 当量/年 自動車燃料に CNG を使用した場合、GHG 排出量は約 20%減少する。		輸送車(ディーゼル車)からの GHG 排出量: 2025 年:3,790-8,745 トン-CO ₂ 当量/年 2030 年 7,434-17,342 トン-CO ₂ 当量/年 自動車燃料に CNG を使用した場合、GHG 排出量は約 20%減少する。		天然ガス輸送パイプラインからの GHG 排出量: 12" パイプライン: 570-3,777 トン-CO ₂ 当量/年 20" パイプライン:2,036-13,491 トン-CO ₂ 当量/年
主要な排出源 (排出源から 1m)のノイズレベル	工事段階： 建設重機や資材搬出入車両による工事場所周辺において騒音・振動が発生 操業時：85dBA <Major noise source> ・ 冷却器 ・ Compressor, Expandar	工事段階： 建設重機や資材搬出入車両による工事場所周辺において騒音・振動が発生 (比較的短期間) 操業時：85dBA <Major noise source> ・ コンプレッサー ・ ポンプ	工事段階： 建設重機や資材搬出入車両による工事場所周辺において騒音・振動が発生 (比較的短期間) 操業時：85dBA <Major noise source> ・ コンプレッサー	工事段階： 建設重機や資材搬出入車両による工事場所周辺において騒音・振動が発生 (比較的短期間) 操業時：85dBA <Major noise source> ・ コンプレッサー	工事段階： 建設重機や資材搬出入車両による工事場所周辺において騒音・振動が発生

各シナリオの概要					
	LNG シナリオ		CNG シナリオ		パイプラインシナリオ
廃棄物	1) 一般廃棄物 ・ 一般事務・包装廃棄物 2) 有害廃棄物の一部 ・油水分離装置の油性汚泥 ・水銀吸着材(4年ごとに廃棄) ・酸除去装置からの H ₂ S 吸着剤(アミン)	1) 一般廃棄物 ・一般事務・包装廃棄物 2) 有害廃棄物の一部 ・メンテナンス	1) 一般廃棄物 ・一般事務・包装廃棄物 2) 有害廃棄物の一部 ・メンテナンス	1) 一般廃棄物 ・一般事務・包装廃棄物 2) 有害廃棄物の一部 ・メンテナンス	
材料	コンクリート:3,000～6,000 m ³ 鉄筋:200～400 トン 鋼材 300～600 トン	小型サテライト: コンクリート: 300m ³ /サテライト 鋼材: 40 トン/サテライト	コンクリート: 800～1,600 m ³ 鋼材:80～160 トン	小型サテライト: コンクリート: 150m ³ /サテライト 鋼材: 20 トン/サテライト	コンクリート: 50,000m ³ 鉄筋:1,500 トン 砂:1,750,000m ³ 、バックフィル: 875,000m ³ 土壌処理量 1,750,000m ³

社会環境			
	LNG シナリオ	CNG シナリオ	パイプラインシナリオ
用地取得 住民移転	必要な土地:概算。3.25ha ミニ LNG プラント=180m×150m(2.7ha) サテライト=0.55 ha サテライトの貯蔵タンク(あまりスペースを必要としない) A: 1000kl x 2 (20m x 20m: 0.04ha) B: 3000kl x 2 (70m x 70m: 0.49ha) C: 100kl x 2 (20 m x 10m: 0.02ha) 産業用としての LNG 受入サテライトは、顧客の施設として顧客用地内(例えば、工場敷地内)に設置すると思われる。そのため、アルーシャ、タンガ、およびモロゴロにおける産業用としての追加の用地取得はほとんど見込まれない。	必要土地の:概算。5.5ha CNG プラント=50m×50m(0.25ha)、 サテライト:約。5ha サテライトにコンテナを保管する(かなり大きなスペースが必要となる) 92-441 容器(容量:7.5 トン/容器) 小型サテライト: 20m×20m(0.04ha)、大型サテライト: 200m×200m(4ha) 産業用としては、CNG サテライトは、顧客の施設として顧客用地内(例えば、工場敷地内)に位置することが期待され、したがって、アルーシャ、タンガ、およびモロゴロにおける産業用の追加の用地取得はほとんど期待されない。	必要土地:概算。1,500ha
	用地取得の影響が少ない。 必要な土地は、CNG シナリオよりも小さい。	LNG システムよりも多くの土地が必要と見込まれる。	住民移転の影響が大きいと思われる。
交通	11-26 2025 年に必要な車両 ->132 trip/月(4.4 trip /日)-312 trip /月(10.4 trip /日) 21-50 2030 年に必要な車両 -> 252 trip /月(8.4 trip /日)~600 trip /月(20 trip /日)	26-60 2025 年に必要な車両 -> 312 trip /月(10.4/日)-720 trip /月(24 trip /日) 51-119 2030 年に必要な車両 -> 612 trip /月(20.4 trip /日)-1,428 trip /月(47.6 trip /日)	なし
	毎月 12 往復/車両(毎月 24 日/車両) Diesel: 368ltr/trip -> 年間ディーゼル消費量 2025 年:1,584 旅行/年(583kL/年)~3,744 旅行/年(1,378kL/年) 2030 年:3,024 回/年(1,112kL/年)~7,200 回/年(2,650kL/年)	毎月 12 往復/車両(毎月 24 日/車両) Diesel: 368ltr/trip -> 年間ディーゼル消費量 2025 年:3,744 trip /年(1,378kL/年)~8,640 旅行/年(3,180kL/年) 2030 年 7,344 旅行/年(2,703kL/年)-17,136 旅行/年(6,306kL/年)	

社会環境					
	LNG シナリオ		CNG シナリオ		パイプラインシナリオ
労働力・労働規模	<建設時>		<建設時>		<建設時>
	ミニ LNG プラント： 約 200～400 人の労働者	LNG サテライト： 約 30～60 人の労働者	CNG プラント： 約 60～120 人の労働者	CNG サテライト： 約 30 名	ガスパイプライン： 約 80 名
	<操業時>		<操業時>		<操業時>
	約 19 名 1 日 3 交替で 24 時間運転	約 26 名	約 5 名 1 日 1 シフトで運営	約 34 名	約 15 名
	輸送用 2025: 17・46 人 2030: 27・88 人		輸送用 2025: 40・111 人 2030: 65・208 人		
安全衛生リスク	1) LNG タンクからの LNG 漏洩 2) 輸送・積載時の LNG 流出 3) 液化装置から硫化水素(H ₂ S)が放出される可能性がある。 4) LNG の貯蔵および取扱いは、人員を非常に低温の製品と接触させる可能性がある。 5) 火災および爆発 6) 輸送車両に関する交通安全		1) 配管、ガス圧縮装置、ディスペンサー、CNG チューブタンクなどからの CNG 漏洩 2) 火災および爆発: CNG は、ディーゼル燃料よりも高い引火点および自己発火温度を有する。 3) 輸送車両に関する交通安全		1) ガス配管の漏洩・腐食 2) ガス漏洩・爆発 3) 他の地下インフラ、道路建設、掘削等との干渉の可能性 4) パイプラインカバーの侵食、洪水事象によるパイプラインの浮上 5) 近隣鉄道、高圧送電線等の誘導電圧・障害電流

12.7 優先シナリオについての緩和策

優先シナリオとして、天然ガスを LNG の形態でダルエスサラームからドドマへ輸送して供給する場合の主な影響に対する取りうる緩和策を表 12.7-1、12.7-2 に示した。本計画の実施段階では、個別プロジェクトの計画内容に応じて、ここで挙げられている緩和策を参考にしつつ、詳細の緩和策内容を EIA にて検討することが望まれる。

1) 建設段階

表 12.7-1 優先シナリオ（天然ガスを LNG の形態でダルエスサラームからドドマへ輸送して供給する）における建設段階の主な影響に対する緩和策

分類	プロジェクト活動と影響を受ける対象	生じうる影響	想定される緩和策
大気汚染	<ul style="list-style-type: none"> • サイトの準備、埋め立て、整地 • 建物・設備基礎の土壌掘削 • 設備基礎の杭打ち。 • コンクリート工事 • 輸送作業 	<ul style="list-style-type: none"> • 粉塵の発生 	<ul style="list-style-type: none"> • 必要に応じ、野積み地区の散水や保管資材のシートかけをおこなう。 • 輸送ルートを指定し、あるいは資材置き場を大気汚染レセプターとの境界線からできるだけ離れた場所に置き、大気汚染や粉塵の影響を防止する。 • 野積み地区の面積、保管量、保管期間を最小必要限にとどめる。 • 粉塵の発生しやすい資材を一時的に保管する場合は、不浸透性シートで覆うか、散水を行う。 • 廃棄物、植物等の現場での焼却を禁止する。
	<ul style="list-style-type: none"> • 重機・輸送車両の運転 	<ul style="list-style-type: none"> • 自動車の排ガス 	<ul style="list-style-type: none"> • 建設機械の定期的な保守・点検
水質汚染	<ul style="list-style-type: none"> • 排水と水の流出 • 建物・設備基礎の土壌掘削 	<ul style="list-style-type: none"> • 水資源(地表・表層水、地下水)の水質障害 • 地表水浸透の減少 	<ul style="list-style-type: none"> • 建設労働者用に適切な衛生設備を設置し、排泄物を衛生的に処理する浄化槽を置く。 • 建設作業で発生する廃液は、適用される基準(タンザニア基準、IFC 基準、IFC EHS ガイドライン等)に沿って処理の上、排出する。 • プロジェクトサイトからの雨水等の排水をコントロールできるように排水溝を設計する。 • 定期的に、特に降雨後は、排水溝、浸食対策箇所、シルト除去対策箇所等を点検し、常時、適切かつ効率的な管理を行う。 • 建設資材置き場の排水溝に、建設資材、土砂、瓦礫等が流れ込むのを防止する措置を講じる。 • 食堂でボウル、シンク、排水溝等から出る排水は、グリーストラップで濾過のうえ衛生的な下水道に排出する。 • 油分を含む石油汚染水は、認可を受けている地元の廃水処理業者が集荷・処理する。
	<ul style="list-style-type: none"> • 廃棄物の保管と処分 	<ul style="list-style-type: none"> • 水資源(地表・表層水、地下水)の水質障害 	<ul style="list-style-type: none"> • 指定区域における廃棄物処理及び衛生施設の使用に関し、全従業員の訓練を行う。 • 建設資材および廃棄物の保管を適切に実施し、資材の損傷や汚染を防止する。

分類	プロジェクト活動と影響を受ける対象	生じうる影響	想定される緩和策
			<ul style="list-style-type: none"> 有害廃棄物と無害廃棄物を分別し、廃棄物の種類に応じた適切な容器を用意する。 保管場所では、床は不浸透性とし、容器を用意する。 廃棄物の処分は認可を受けた業者が行う。指定区域における廃棄物処理及び衛生施設の使用に関し、職員の訓練を行う。
	<ul style="list-style-type: none"> 漏洩事故 	<ul style="list-style-type: none"> 水資源(地表・表層水、地下水)の水質汚染 	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄場所は汚泥を含む有害・無害の廃棄物用として指定された場所とする。 有害廃棄物の保管場所では、ベストプラクティス/国際基準を順守する。 事故や流出時の緩和措置/モニタリングプログラムを作成し、プロジェクト着手の初期にコントラクターに周知する。 コントラクターは荷役手順書を用意し、作業員の漏洩防止訓練を行う。 コントラクターは、石油や燃料、化学物質等の流出が起きたときは速やかに清掃措置をとるようガイドラインと手順書を用意する。 石油や燃料、化学物質の貯蔵地区は防油堤もしくはこれに準ずる封鎖手段により包囲し、漏出した石油や燃料、化学物質の地中への浸透や排水桝への流れ込みを防止する。 建設資材の指定保管場所を設け、その損傷や汚染の防止を図る。
土壌	<ul style="list-style-type: none"> 現場整備、埋め立てと整地 	<ul style="list-style-type: none"> 現場整備作業中の不適切な管理による土壌の喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 整地計画では、豪雨、極端な乾燥、強風などの極端な気象の回避を図る。 一時的に使用する土地では再植栽を行い、段階的な回復を図る。 重車両の移動経路を指定し、土地の変形や表土の圧密を最小限とする。 分水路、土留めフェンス、土砂保留地等を設け、浸食を防止する。
	<ul style="list-style-type: none"> 建設廃棄物の保管・取扱い・処分 	<ul style="list-style-type: none"> 汚染土の漏洩、溢出、持ち込みなどによる建設中の土壌汚染 	<ul style="list-style-type: none"> 荷役作業手順書を定め、これに沿って作業員が荷役作業中の漏洩の防止を図る。 燃料タンクおよび化学薬品貯蔵区の土地は舗装し、地下への浸透を防止する。 燃料および危険物質貯蔵場所の周囲には二次封鎖施設を設け、適切な排水溝と漏出した液体の回収設備を備え、危険物の漏出や封鎖地区への表層水の流入を防ぐ。 燃料補給作業は、舗装されている指定地区で行う。 建設資材の保管場所の設営では、資材の損傷や汚染の防止に努める。 衛生廃水は、敷地内又は隣接地では処分しない。 漏洩・溢出防止措置、汚染事故発生時の緊急手続及び実務について、従業員への訓練を実施する。
廃棄物	<ul style="list-style-type: none"> 一般工事 	<ul style="list-style-type: none"> 固形・有害廃棄物の発生 油及び有害物質の漏洩 	<ul style="list-style-type: none"> 建設開始前に廃棄物管理計画を作成し、建設・操業段階で発生すると認知されたすべての廃棄物について管理、回避、削減、および再利用を図る。 建設開始前に、コントラクターは地方自治体や関係機関にコンタクトし、建設中に発生する廃棄物について、当該地区の廃棄物処理ネットワークに持ち込み可能な能力を確認する。 プロジェクトサイトに廃棄物処理施設を置き、その旨の標識を設置する。

分類	プロジェクト活動と影響を受ける対象	生じうる影響	想定される緩和策
			<ul style="list-style-type: none"> 回収した廃棄物はすべて規定に従って管理、分離、廃棄する。 廃棄物発生の回避、削減、再利用を図るため、作業員の訓練を行う。
騒音・振動	<ul style="list-style-type: none"> 建設工事用重機の運転 設備基礎の杭打ち 輸送作業 	<ul style="list-style-type: none"> 騒音と振動の増加 	<ul style="list-style-type: none"> 現場では十分保守整備済みの機器を使用する。 同時に運転する機器の数をできるだけ抑える。 騒音・振動の多い機器（油圧ハンマーや車載コンクリートポンプなど）は、できるだけレセプターから離して設置する。 現場及びその周辺で住宅地に近いアクセス道路を通る場合は、物資輸送計画を作成する。 現場の建設活動によるノイズや振動に敏感なレセプターを保護するため、資材の備蓄や遮蔽物の設置などの適切な処置をとる。 建設資材の輸送を日中のみに制限する。 可能な限り、コントラクターは居住地域を通過しないようにする。
悪臭	工事实施時の廃棄物の発生	<ul style="list-style-type: none"> 工事現場での廃棄物の不適切な管理による悪臭の発生 	<ul style="list-style-type: none"> 工事現場での適切な廃棄物の管理を行う。
底質	工事实施時の土壌浸食の発生	<ul style="list-style-type: none"> 工事現場での土壌浸食の発生による近隣水域への流入 	<ul style="list-style-type: none"> 工事現場で土壌浸食が発生しないように重機の作業計画を適切に管理する。
地形・地質	工事現場での造成	<ul style="list-style-type: none"> 土地の造成に伴う地形の改変 	<ul style="list-style-type: none"> 土砂の掘削や土砂の移動を最小化し、土地の改変をできるだけ抑える。
用地取得 住民移転	サテライト、アクセス道路又は関連施設のための用地取得が必要とされる場合	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクト候補地における関係者の物理的・経済的な移転 	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクト実施のために用地取得が必要な場合、TPDCは用地取得と住民移転による影響を軽減するために被影響者（PAP）の損失を補償する必要がある。補償方針は国内法および融資条件（JICA 環境社会配慮ガイドライン、世界銀行セーフガード政策、IFC パフォーマンス基準）に沿って定め、住民移転計画(RAP)または簡易住民移転計画(ARAP)を作成する。 被影響者(PAP)と認定された人には弱者支援を行う。 用地取得対象地に先住民族・少数民族が存在するかを確認し、存在する場合は先住民計画を作成する。
		<ul style="list-style-type: none"> 用地取得・再定住に関する補償、土地利用紛争、水利用紛争等の苦情 	<ul style="list-style-type: none"> 被影響者が住民移転及び補償プロセスに関する懸念を生じたときに発言することを可能にし、必要であれば、是正措置を迅速に進めるツールとして苦情救済メカニズムを設ける。

分類	プロジェクト活動と影響を受ける対象	生じうる影響	想定される緩和策
コミュニティ・インフラと公共サービス	<ul style="list-style-type: none"> 建設労働者の増加 人員輸送と道路の使用 	<ul style="list-style-type: none"> 社会サービスへの圧力の高まり 	<ul style="list-style-type: none"> 現場に適切な娯楽施設を設置する。これにより、労働者が地域のインフラやサービスを利用する必要性を減らすことができる。 現場の安全管理計画を策定し、実施する。この計画では、労働者の疾病や負傷に対処し、また管理するため、現場での適切かつ十分な医療サービスの提供を確保する。
先住民族・少数民族	建設労働者の流入	<ul style="list-style-type: none"> 先住民族・少数民族の住民が使用する生活インフラへの圧力の高まり 	<ul style="list-style-type: none"> 事業対象地に先住民族・少数民族が存在するかを確認し、存在する場合は先住民計画を作成する。
雇用・経済	一般の建設作業	<ul style="list-style-type: none"> 現地における市場機会の増加 現地雇用の拡大 	<ul style="list-style-type: none"> 現地の人々に雇用機会について公平にタイムリーな周知を図る。 現地企業に対し予定される投資や雇用機会などを広報し、受注の機会などのタイムリーな周知を図る。これには、必要とされる品質の野菜や食品の生産についての農家の意識向上なども含む。
文化遺産	一般的な建設作業	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクトサイトで発見された埋蔵遺産の喪失 	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクトサイトで埋蔵遺産が発見された場合の対応手順を準備する。工事中に埋蔵遺産が発見された場合は、地方自治体や資源観光省(MNRT)の考古物部門など関係当局に報告する。 着工以前に通知を受けた文化的サイトには、コミュニティの合意なしに手を付けない。
景観	一般的な建設作業	<ul style="list-style-type: none"> 建設機械の設置、稼働による一時的な景観の変化 	<ul style="list-style-type: none"> 建設機械の運用時には地域の景観に配慮するようにする。
地域の安全衛生	建設労働者の流入	<ul style="list-style-type: none"> HIV/エイズおよびその他の STDS のリスク増加 	<ul style="list-style-type: none"> すべての作業員を対象とする HIV/エイズ法・規制の施行の啓発、感染症に関する訓練。これは、労働者が知らないうちに伝染性疾患を伝播する可能性を減らすのに役立つ。 人事行動規範の制定。社会的行動に関する具体的な措置をその条項に含める。 ベクター（媒介生物）管理手順。現場でのベクター減少に殺虫剤を利用するかどうかを含む。 健康問題がエスカレートし、迅速な対応が必要とされるときに備えた緊急時管理手順書の作成。
地域の安全労働安全衛生	<ul style="list-style-type: none"> 建設労働者の流入 交通量の増加 	<ul style="list-style-type: none"> 犯罪・不安の増大 危険・事故の増加 	<ul style="list-style-type: none"> 地域のステークホルダーと協働し、地域村落での交通事故の危険性について意識向上を図る。その際に地域の医療機関を利用する女性や学校に通学する子どもに配慮する。 救急キットをプロジェクト現場に装備する。 警備員に適切な訓練を施し、訓練の様子を長期にわたりモニターし、当該地域におけるあらゆる安全問題について意識の向上を図る。 フェンスを建設し、周辺地域や保管地区もカバーする警備灯を設置する。

出所：JICA 調査団作成

2) 操業段階

表 12.7-2 優先シナリオにおける運転段階の主な影響に対する緩和措置(ダルエスサラームからドドマへの LNG による天然ガスの輸送・供給)

分類	プロジェクト活動と被災地	影響の可能性	可能な緩和措置
大気汚染	NOx 排出量	<ul style="list-style-type: none"> 大気への影響 	<ul style="list-style-type: none"> NOx 排出量が IFC 排出ガイドラインの限度内にあることを確認するため、排出地点の NOx 排出濃度および他の関連パラメータをモニターする。
	CO ₂ 排出量(LNG プラントの運転、LNG の輸送)	<ul style="list-style-type: none"> GHG 排出量 	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクトからの GHG 排出量をモニタリングするため、毎年汚染物質排出インベントリを実施する。GHG 排出源は CO₂e 単位で報告する。温室効果ガスの排出量は、プラントの運転で実際に使用される天然ガスの量をもとに計算し、モニターする。 メタンおよび二酸化炭素は、強力な温室効果ガスである。LNG 施設では、運転安全のために小さなガスフレアが必要だが、フレアは最小限にする。処理装置、貯蔵タンク、バルブ、コンプレッサーや他の漏出源についてメタン排出量を測定し、削減を図る。
	貯蔵中の LNG は、「ボイルオフガス(BOG)=少量のメタンガス蒸気」を放出する。	<ul style="list-style-type: none"> メタンガス蒸気の排出 	<ul style="list-style-type: none"> LNG プラントでは、メタン蒸気はプロセスに戻して液化するか、燃料として使用する。 再ガス化施設 (LNG サテライトターミナル) では、回収したメタン蒸気をプロセスシステムに戻して燃料として使用する、圧縮して都市ガス販売フローに投入する、あるいはフレアする。
水質汚染	排水と水の流出	<ul style="list-style-type: none"> 水資源(地表・表層水、地下水)の水質汚染 	<ul style="list-style-type: none"> 油水分離器を設置し、地表の雨水は処理したうえで雨水システムに排水する。分離した油は、油性廃棄物として有害廃棄物の処理フローに沿って処分する。 現場要員のための適切な衛生設備を設置する。 雨水排水の制御のための排水カルバートを設ける。 ミニ LNG プラントでの排水、下水および廃水は、WB/IFC EHS ガイドラインに準拠して処理の上、排出する。
	廃棄物の保管と処分	<ul style="list-style-type: none"> 水資源(地表・表層水、地下水)の水質汚染 	<ul style="list-style-type: none"> 指定区域における廃棄物処理及び衛生施設の使用に関し、全従業員の訓練を行う。 有害廃棄物と無害廃棄物を分別し、廃棄物のタイプ別に適切な容器を用意する。 保管場所では、床は不浸透性とし、容器を用意する。 廃棄物の処分は認可事業者が行う。
	漏洩事故	<ul style="list-style-type: none"> 水資源(地表・地下水、地下水)の水質障害 	<ul style="list-style-type: none"> 石油や化学物質の貯蔵区域は防油堤もしくはこれに準ずる封鎖手段により包囲し、漏出した石油や化学物質の地中への浸透や排水桝への流れ込みを防止する。 排水溝やタンクは、地中への浸出を防ぐために、すべてコンクリート舗装の上に設置する。 石油や化学物質などの流出が起きたときは速やかに清掃措置をとるようガイドラインと手順書を用意する。

分類	プロジェクト活動と被災地	影響の可能性	可能な緩和措置
	LNG の貯蔵や積み替え、輸送では、漏洩や偶発的な放出、火災や爆発などを起こす危険性がある。	<ul style="list-style-type: none"> 火災や爆発の危険性 	<ul style="list-style-type: none"> LNG 貯蔵タンクおよび関連設備（パイプ、バルブ、ポンプ等）は、通常運転中や自然災害に遭遇した時に壊滅的な故障を避け、火災や爆発の発生を防止するため、国際基準を満たす構造設計の完成度と運転性能を備えること。 貯蔵タンクおよび関連設備（屋根やシール等）については、腐食および構造的強度について定期検査を実施し、機器（パイプ、シール、コネクタ、バルブ等）の定期的な保守および交換を行う。また、腐食を防止し、または最小限に抑えるため、必要に応じカソード防蝕システムを設置する。 LNG 荷役作業は、事故による放出や火災/爆発の危険を防止するため、事前に確立した正規の手順に従い、適切に訓練された作業員が行う。手順書には、到着から出発までのあらゆる納入・荷役作業、すなわち接地システムの確実な接続、適切なホースの接続及び接続解除の確認、作業員および及び訪問者の禁煙および裸灯禁止方針の遵守等を含めるものとする。
土壌	地表水浸透の減少	<ul style="list-style-type: none"> 土壌喪失 	<ul style="list-style-type: none"> 排水溝の容量が、プロジェクトの不浸透性表土からの雨水流出量の増加に十分対応できる設計する。
	運転中の廃棄物の保管・取扱い・処分	<ul style="list-style-type: none"> 漏洩・流出による土壌汚染 	<ul style="list-style-type: none"> すべての排水溝とタンクは、地中への浸透を防ぐよう、コンクリート舗装面に設置する。 油の流出、漏出および/または浸出を管理するため標準操作手順書(SOP)を用意する。SOP は、油、油性廃棄物、空のドラム缶等の輸送、取扱い、保管、使用および廃棄を対象とする。SOP について、運用担当者の研修を実施する。
廃棄物	プラント運転	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物の発生（事務所のゴミ、包装など一般廃棄物、廃油、使用済みバッテリー、空の塗料缶、使用済み脱水媒体（例えば、モレキュラーシーブ）および油水分離器からの油性スラッジ、酸性ガス除去ユニットからの使用済みアミンなど）。 	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物管理計画を策定する。ここでは、操業段階の全ての廃棄物の流れについて管理、回避、削減、再使用の推進を定める。 廃棄物管理（回避・削減・再利用）に関する研修を従業員に実施する。 廃棄物の分別を適切に実施する。 プロジェクトサイトに廃棄物処理施設を置き、その旨の標識を設置する。 回収されたすべての廃棄物は、所要の規制に沿って管理し、処分する。 廃棄物の適正処理を確認するため、法令に基づき、指名した廃棄物処理業者をモニターする。
騒音・振動	プラント運転(LNG 設備の主な騒音・振動源はポンプ、コンプレッサー、発電機、ドライバ、エアクーラー)	<ul style="list-style-type: none"> 騒音・振動の増加 	<ul style="list-style-type: none"> より静かな機器を選択する。 消音器、消音器、音響エンクロージャを設置し、常時、該当する騒音・振動の多い機器の音響出力レベルを下げる。 距離と遮蔽の効果を利用するため、感度がより低くなる区域にノイズ源を配置する。 プロジェクトで発生する騒音・振動を監視するため、定期的な測定を実施する。

分類	プロジェクト活動と被災地	影響の可能性	可能な緩和措置
			<ul style="list-style-type: none"> 騒音・振動の影響を最小限に抑えるため、NSR（Noise sensitive receptor）付近のサイト境界線に沿って植樹し、緑地帯を形成する。
生態形	車両による LNG 輸送	<ul style="list-style-type: none"> 脆弱な種、地域の陸生生物多様性、野生生物への影響 	<ul style="list-style-type: none"> 車両および機械は、不必要な騒音・振動発生を最小限に抑えるため、工業規格に沿ってメンテナンスを行う。 ダルエスサラームからモロゴロ、ドドマ、タンガに至る主要道路を経由して LNG を輸送する場合は、適切な速度制限と運行計画を実施し、特に付近の野生生物回廊や森林保護区の動物相への打撃を最小限に抑えるものとする。
コミュニティ・インフラと公共サービス	プロジェクトの操業	<ul style="list-style-type: none"> 社会サービスへの圧力の高まり 	<ul style="list-style-type: none"> 現場の安全管理計画を策定し、実施する。この計画によって労働者の疾病及び負傷に対処し、管理を行って、現場及び労働者キャンプでの適切かつ十分な医療サービスの提供を確保する。
先住民族・少数民族	プロジェクトの運営	<ul style="list-style-type: none"> 先住民族・少数民族の住民が使用する生活インフラへの圧力の高まり 	<ul style="list-style-type: none"> 事業対象地に先住民族・少数民族が存在するかを確認し、存在する場合は先住民計画を作成する。
雇用・経済	プロジェクトの運営と周辺地域の発展	<ul style="list-style-type: none"> 現地における市場機会の増加 現地雇用の拡大 	<ul style="list-style-type: none"> 現地の人々に雇用機会について公平にタイムリーな周知を図る。 現地企業に対し予定される投資や雇用機会などを広報し、受注の機会などのタイムリーな周知を図る。これには、必要とされる品質の野菜や食品の生産についての農家の意識向上なども含む。
地域の安全衛生	プロジェクトの実施と近隣コミュニティの人口増加	<ul style="list-style-type: none"> HIV/エイズおよびその他の STDS のリスク増加 	<ul style="list-style-type: none"> すべての作業員を対象とする HIV/エイズ法・規制の施行の啓発、感染症に関する訓練。これは、労働者が知らないうちに伝染性疾患を伝播する可能性を減らすのに役立つ。 人事行動規範の制定。社会的行動に関する具体的な措置をその条項に含める。 ベクター（媒介生物）管理手順。現場でのベクター減少に殺虫剤を利用するかどうかを含む。 健康問題がエスカレートし、迅速な対応が必要とされるときに備えた緊急時管理手順書。
地域の安全・安心、労働安全衛生	<p>プロジェクトの運営</p> <p>LNG 輸送</p> <p>LNG の積み降ろし</p>	<ul style="list-style-type: none"> 危険・危険・事故の増加 <p>輸送時の BOG の蓄積、タンクからの漏洩</p> <p>火災および爆発</p>	<ul style="list-style-type: none"> 地域のステークホルダーと協働し、地域村落での交通事故の危険性について意識向上を図る。その際に地域の医療機関を利用する女性や学校に通学する子どもにも配慮する。 救急キットをプロジェクト現場に装備する。 警備員に適切な訓練を施し、訓練の様子を長期にわたりモニターし、当該地域におけるあらゆる安全問題について意識の向上を図る。 LNG ローリーまたは LNG コンテナは、輸送中に極低温の液体を低温に保つために、真空と断熱システムを組み合わせた二重壁構造とする。

分類	プロジェクト活動と被災地	影響の可能性	可能な緩和措置
	<p>LNG の制御されていない放出は、点火源が存在する場合にはジェットまたはプール火災を起こし、または点火源が存在しない開放条件下では可燃性(フラッシュ火災)のメタン蒸気雲の生成につながる可能性がある。温かい表面(水など)上に直接こぼれた LNG は、急速相転移(RPT)による急激な膨張を起こし、付近の構造物に損傷を引き起こす可能性がある。</p> <p>LNG の保管・取扱</p>	<p>• 火災の危険性(ジェット・プール火災、急速相転移)</p> <p>低温面との接触</p> <p>化学物質、燃料、有害物質含有製品への従業員 の暴露</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 鉄道・タンクローリーなどへの製品の積み降ろしにあたっては、フェールセーフ制御弁、ESD 装置などの安全対策を実施する。 • 静電気の蓄積や着火の危険を避けるための適切な接地を確保し、潜在的な点火源の生成を防止する。このため、接地接続の使用や保守手順を定める。 • 施設に保管される可燃性物質の種類や量に対応する国際的に認められた技術仕様を満たす火災検知器及び抑制装置を適切に装備する。 • 固定消火システムには、タンクに設置する泡消火器、積み込み/積み降ろし場所に設置した自動または手動消火システムを含める。水は、LNG の蒸発速度を増加させるので、LNG 火災の消火には適さない。 • LNG は本来直接燃焼しない安全な物質だが、発生する蒸気は可燃性の天然ガスなので、蒸気の放出を避けるよう取り扱いには留意する。(業界の安全記録は卓越しており、LNG は気化し始めるまでは安定した物資だが) 多くの国で LNG は有害物質に分類され、貯蔵と輸送には厳しい基準が適用されている。また、国際機関や貿易機関が安全基準を公表しており、一部は国際的に使用されている。 • 施設及び輸送作業について、流出リスクのアセスメントを実施する。 • 懸念される主要な事故のシナリオと排出量の規模を想定した流出防止・管理計画を策定する。漏洩対応装置は、あらゆるタイプの漏洩に対処可能なものとする。 • 施設には、ガス漏洩の早期発見のため、ガスを検知し、発生源を特定するシステムを設置する。 • 重大な LNG 漏洩が発生したとき自動停止処置を起動する緊急遮断システムを設置する。 • 施設には、グレーディング(危険度等級の判別)システム、排水管、気化抑制装置、処理装置、LNG を転送・保持可能な区画などを設置する。 • ガスが放出された場合には安全に分散するよう、該当区画の換気を最大にし、ガスが密閉あるいは一部密閉された空間に蓄積する可能性を最小にする。流出した LNG は、放置して蒸発させる。 • LNG 船・LNG ターミナル間の荷役作業では、漏洩防止手順を定め、これに沿って作業を実施する。 • 超低温のため作業員に業務上の危険のあるプラント設備は、作業員の偶発的な接触を減らすよう適切に識別し、保護(例えば、断熱)する。LNG の充填など LNG を取り扱う作業員(例えば、LNG 燃料ステーション)には、低温面との接触の危険性(低温やけど等)を教育する訓練を行う。また、保護具(PPE。例えば、手袋、断熱衣類)を用意する。 • 施設には信頼性の高いガス検知装置を設置し、ガスの放出源を隔離し、放出の可能性のあるガス量の抑制を図る。 • ガス処理を行う液化設備では、硫化水素(H₂S)放出の可能性もある。このため、避難から通常運転再開にいたるまでの重要局面の説明も含め、H₂S 放出事故対応の危機管理計画を策定する。

出所: JICA 調査団

12.8 優先シナリオについてのモニタリング計画

天然ガスを LNG の形態でダルエスサラームからドドマへ輸送して供給する場合のモニタリング計画案を表 12.8-1, 12.8-2 に示す。

モニタリングの目的は、①緩和策が適切に実施されていることを確認すること及び②定期的に環境状況の変化に係る情報を収集することで本計画の実施段階で引き起こされる環境への影響がないかを確認することにある。モニタリングは、TPDC の HSE ユニット（衛生・安全・環境ユニット）と各施設の操業を担当する部門との協働により実施し、実施結果は、HSE ユニットへ報告することを想定する。

本計画実施時の詳細のモニタリング計画は、表 12.8-1 を参考に個別プロジェクトに応じたプロジェクト EIA や環境社会管理計画（ESMP）で検討した項目で実施する。

1) 建設段階

表 12.8-1 優先シナリオ（天然ガスを LNG の形態でダルエスサラームからドドマへ輸送して供給する）における建設段階の主なモニタリングの観点

分類	影響	モニタリング項目	場所	測定	頻度	責任
一般	緩和策の遵守状況	環境・社会管理計画(ESMP)に示され、契約文書に規定されている緩和措置の全般的な遵守の状況	工事現場	活動中のすべての作業区域の目視検査	毎日	コントラクター
大気汚染	粉塵発生	PM10	建設現場から 200m 以内のレセプターでの確認	12 時間	年 2 回	TPDC
	車両粉塵	PM10	活動地域から 100m 以内のレセプターでの確認	12 時間	年 2 回	TPDC
水質汚染	濁水の発生	工事中発生する濁水の状況	工事現場近隣	目視による確認	月 1 回	コントラクター
廃棄物	固形廃棄物管理	適正な回収・輸送・管理	工事現場の廃棄物収集拠点	廃棄物収集現場の目視点検、適正処理の確認	毎日	コントラクター
	油及び有害物質の漏洩	油・燃料の流出	工事現場	目視による確認	毎日	コントラクター

分類	影響	モニタリング項目	場所	測定	頻度	責任
騒音・振動	騒音外乱・振動の増加	Leq、Leq day、Leq night、hourly Leq の騒音・振動レベル	建設現場から 200m 以内のレセプターでの確認	12 時間	年 2 回	TPDC
悪臭	工事実施時の廃棄物の発生	工事現場での廃棄物の不適切な管理による悪臭の発生	工事現場での適切な廃棄物の管理を行う。	目視による確認	毎日	コントラクター
底質	工事実施時の土壌浸食の発生	工事現場での土壌浸食の発生による近隣水域への流入	工事現場で土壌浸食が発生しないように重機の作業計画を適切に管理する。	目視による確認	発生状況に応じて	コントラクター
地形・地質	工事現場での造成	土地の造成に伴う地形の改変	土砂の掘削や土砂の移動を最小化し、土地の改変をできるだけ抑える。	目視による確認	月次	TPDC
土壌	土壌浸食の促進	Soil erosion tendencies	工事現場	目視による確認	雨季が終わるたびに	コントラクター
住民移転 (必要に応じて)	移転・補償費用	住民移転の進捗状況	被影響コミュニティ	定住の進捗状況 (PAPs へのヒアリング)	月次	TPDC
	補償、土地利用紛争、水利用紛争等の用地取得・再定住に関する苦情	苦痛緩和メカニズム (GRM) における苦情	被影響コミュニティ	GRM による苦情	月次	TPDC
先住民族・少数民族	先住民族・少数民族の住民が使用する生活インフラへの圧力の高まり	先住民計画に基づくモニタリング	被影響コミュニティ	苦情救済メカニズムと同様	苦情救済メカニズムと同様	苦情救済メカニズムと同様
雇用・経済	現地市場機会の増加	現地市場の機会	被影響コミュニティと周辺コミュニティ	地域住民・関係当局へのヒアリング	年 1 回	TPDC / コントラクター
	現地雇用の拡大	地域雇用	被影響コミュニティと周辺コミュニティ	地域住民・関係当局へのヒアリング	年 1 回	TPDC / コントラクター
	社会サービスへの圧力の高まり	地域からの苦情	被影響コミュニティ	苦情救済メカニズムと同様	苦情救済メカニズムと同様	苦情救済メカニズムと同様
コミュニティ・インフラと公共サービス	工事に従事する労働者による地域医療機関の利用増加	工事現場近隣地域の医療機関のひっ迫状況	被影響コミュニティと周辺コミュニティ	医療機関へのヒアリング	発生状況に応じて	TPDC / コントラクター
文化遺産	工事時の文化遺産の発見	文化遺産と思われるものについての発見	工事現場	目視による確認	発生状況に応じて	コントラクター

分類	影響	モニタリング項目	場所	測定	頻度	責任
景観	工事車両による景観の阻害	地域からの苦情	工事現場	目視による確認	発生状況に応じて	コントラクター
地域の安全衛生	犯罪・不安の増大	犯罪・苦情	被影響コミュニティ	犯罪・苦情	発生状況に応じて	TPDC /コントラクター
	危険・事故の増加	事故・事故・苦情	被影響コミュニティ	事故・事故・地域苦情	発生状況に応じて	TPDC /コントラクター
	HIV/エイズおよびその他のSTDs のリスク増加	STD の罹患率	作業員および被影響コミュニティ	安全衛生計画に記載されている健康診断	年間	TPDC /コントラクター
労働安全衛生	危険・危険・事故の増加	ヒヤリハット事例・職業病・危険事例	工事現場	建設段階の労働安全衛生計画にて定める	労働安全衛生計画に基づく	コントラクター

出所：JICA 調査団作成

2) 操業段階

表 12.8-2 優先シナリオ（天然ガスを LNG の形態でダルエスサラームからドドマへ輸送して供給する）における操業段階の主なモニタリングの観点

分類	影響	モニタリング項目	場所	測定	頻度	責任
一般	緩和策の遵守状況の点検	ESMP および運用マニュアルに記載されている緩和措置の全般的な遵守の状況	事業実施地域	事業実施場所すべての作業区域の目視検査	毎日	TPDC
大気汚染	大気汚染物質の排出	窒素酸化物	排出口	標準的な分析法	年間	TPDC
	大気環境の変化	1 時間および 24 時間平均 NO2	近隣のレセプター（居住地など）	標的な準分析法	年間	TPDC
	気候変動への影響	GHG 発生量	プラント制御室	ガス使用量	年間	TPDC
水質汚染	地表水の水質の汚染	濁度、pH、DO、TSS、総溶解固形分、油脂、総大腸菌群、重金属	排水排出箇所	標準的な分析法	四半期に 1 回	TPDC
	地下水の水質汚染	深さ、pH、塩分、NH ₄ 、総 P、重金属、油脂、BOD、COD、総大腸菌群	近隣の井戸	標準的な分析法	半年に 1 回	TPDC

分類	影響	モニタリング項目	場所	測定	頻度	責任
廃棄物	固形廃棄物管理	廃棄物の適正な回収・輸送・管理	事業実施地域の廃棄物回収拠点	廃棄物収集場所の目視点検と適正処理の確認	毎日	TPDC
騒音・振動	騒音/振動の増大	Leq、Leq day、Leq night、hourly Leq の騒音・振動レベル	プロジェクト境界および最も近い騒音・振動のレセプター	24 時間	四半期に 1 回	TPDC
土壌	土壌汚染の発生	タンク類の設置場所、油類の保管場所での漏洩状況	事業実施場所	目視による確認	月に 1 回	TPDC
生態系	LNG 輸送ルート沿いでの野生動物との衝突	ガス輸送時の野生動物の衝突	LNG 輸送ルート	野生動物との衝突事案	年 1 回	TPDC
先住民族・少数民族	先住民族・少数民族の住民が使用する生活インフラへの圧力の高まり	先住民計画に基づくモニタリング	被影響コミュニティ	苦情救済メカニズムと同様	苦情救済メカニズムと同様	苦情救済メカニズムと同様
雇用・経済	現地での市場機会の増加	事業実施地域付近の市場機会	被影響コミュニティと周辺コミュニティ	地域住民・関係当局へのヒアリング	年 1 回	TPDC
	現地雇用の拡大	地域での雇用状況	被影響コミュニティと周辺コミュニティ	地域住民・関係当局へのヒアリング	年 1 回	TPDC
	社会サービスへの圧力の高まり	地域からの苦情	被影響コミュニティ	苦情救済メカニズムと同様	苦情救済メカニズムと同様	TPDC
コミュニティ・インフラと公共サービス	プラントで従事する労働者による地域医療機関の利用増加	事業地域近隣地域の医療機関のひっ迫状況	事業実施地域の近隣	医療機関へのヒアリング	発生状況に応じて	TPDC
地域の安全衛生	犯罪・不安の増大	犯罪・苦情	被影響コミュニティ	犯罪・苦情	発生状況に応じて	TPDC
	事故の増加	事故・苦情	被影響コミュニティ	事故・苦情	発生状況に応じて	TPDC
	HIV/エイズおよびその他の STDs のリスク増加	STD の罹患率	作業員および被影響コミュニティ	安全衛生計画に記載された健康診断	年間	TPDC
労働安全衛生	危険・危険・事故の増加	ヒヤリハット事例・職業病・危険事例	事業実施地域	建設段階の労働安全衛生計画と同様	労働安全衛生計画と同様	TPDC
	危険・事故の増加	ヒヤリハット事例・職業病・危険事例	事業実施地域	建設段階の労働安全衛生計画と同様	労働安全衛生計画と同様	TPDC

分類	影響	モニタリング項目	場所	測定	頻度	責任
	プラント設備による騒音・振動発生	音圧レベル	騒音・振動発生源から 1m	標準的な測定方法	年 1 回	TPDC

出所：JICA 調査団作成

12.9 ステークホルダー協議

タンザニア国の SEA 規定 2008 では、コンサルテーションを行う主な対象を以下のように示しており、コンサルテーションの調整には副大統領府の環境局（DOE-VPO）が関与することとされている。

- セクター省庁
- 政府系機関・部門
- 地方行政機関

上記を踏まえた上で、カウンターパートである TPDC とも協議を行い、本件では以下の機関を交えた 2020 年 1 月に開催したワークショップにて本計画の概要の説明と代替シナリオの比較評価の概要を説明し、参加者から意見を聴取した。

表 12.9-1 本件におけるステークホルダーミーティングの対象機関

	カテゴリー	対象機関
1	セクター省庁	• エネルギー省（MOE）：管轄セクター省庁
2	関連する政府系機関・部門	• タンザニア石油開発公社（TPDC）：実施機関 • 土地・住宅開発省（MLHSD）
3	地方行政機関	• 首相府地方自治庁（PMO-RALG）
4	環境行政管轄機関	• 副大統領府環境局（DOE-VPO） • 国家環境管理審議会（NEMC）

主な意見は、本計画の実施上の留意事項としてガスの利用に伴うリスク管理を適切に行えるように安全管理基準の整備の必要性などの安全対策面での対応が挙げられた。また、本計画による環境面での効果として、エネルギー利用の薪炭材からガスへの転換による森林破壊の抑制が挙げられ、参加者の意見は基本的に本計画の実施について肯定的であった。

12.10 優先シナリオ実施に際しての留意事項・検討課題

12.10.1 プロジェクトの実施と EIA 等の許認可の取得及びそのプロセス

タンザニアの EIA 制度は、「国家環境政策（1997）」及び「環境管理法（Environmental Management Act: EMA）2004」により定められている。EMA に基づく詳細の実施規定を定めたものが「EIA 及び環境監査に係る規定 2005（Environmental Impact Assessment and Audit Regulations, 2005）」であり、これに沿って EIA は実施される。

エネルギーセクターについては、「EIA 及び環境監査に係る規定 2005」の付則第一により以下のプロジェクトでは EIA の実施が必須とされている。

- ・ 電力、ガス、蒸気、地熱エネルギーの生産・供給（Production and distribution of electricity, gas, steam and geothermal energy）
- ・ 天然ガスの貯蔵（Storage of natural gas）
- ・ 火力発電所開発（Thermal power development）

- ・ 水力発電 (Hydro-electric power)
- ・ その他の大規模な再生可能エネルギー及び非再生可能エネルギーの開発 (Development of other large scale renewable and non renewable sources of energy)

これによるとガスの貯蔵や供給、生産に係るプロジェクトはEIAの実施が求められることになると思われる。ただし、最終的なEIAの要否の判断はプロジェクト概要書を国家環境審議会(NEMC)に提出し、NEMCでのスクリーニングを通じて決定される。

タンザニア国におけるEIAのプロセスは、環境影響評価及び監査規定2005により以下の通り定められている。表12.10-1にプロジェクト実施に係るEIAの想定スケジュール、表12.10-2に各ステップの概要についてまとめた。

表 12.10-1 プロジェクト実施に係る EIA のステップと想定スケジュール

ステップ	責任機関	月										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 EIA登録申請	TPDC	■										
2 スクリーニング	NEMC		■	■								
3 スコーピングレポートの作成	TPDC/EIAコンサルタント			■	■							
4 スコーピングレポートの承認	NEMC				■							
5 EIA調査の実施	TPDC/EIAコンサルタント				■	■	■	■	■			
6 EIAレポートのNEMCへの提出	TPDC								■			
7 EIAレポートのレビュー	NEMC及びTAC								■	■	■	
8 EIAレポートの修正	TPDC/EIAコンサルタント										■	
9 EIA許可の承認	環境担当大臣の承認										■	■

出所：調査団

表 12.10-2 タンザニア国における EIA のプロセス

プロセス	概要
プロジェクトの登録 (Registration)	プロジェクト実施者は、EIA 申請フォームを国家環境管理審議会 (NEMC) に提出することによりプロジェクトの登録を行う。
スクリーニング (Screening)	プロジェクトのカテゴリー分類とどのレベルの EIA が必要かを決定するため、事業者から提出された EIA 申請フォームと Project Brief (プロジェクト概要書) に基づき、NEMC がスクリーニングを行う。
スコーピング (Scoping)	スクリーニングの結果、フルスケールの EIA が必要となった場合、プロジェクト実施者はコンサルタントによるスコーピングを実施し、想定される主な問題を特定する。その上で、EIA のドラフト TOR を作成し、スコーピングレポートとともに NEMC に提出し、レビューと承認を受ける。
影響評価 (Impact Assessment)	NEMC に承認された TOR に基づき、EIA を実施する。EIA で行うべき重要な内容は、想定される影響の特定、その影響の程度の評価、負の影響を回避、最小化し、かつ、便益を最大化する適切な緩和策を提案することである。この段階でのアウトプットは EIA レポート (または、Environmental Impact Statement: EIS) である。EIA レポートには想定される影響の管理とモニタリング方法をまとめた環境管理計画 (Environmental Management Plan: EMP) とモニタリングプラン (MP) が含まれる。また、EIA を実施する場合は住民説

プロセス	概要
	明会を実施することが必須であり、プロジェクト実施者はキーとなるステークホルダーから意見を聴取することが求められる。
レビュー (Review)	プロジェクト実施者が EIA レポート (EIS) を提出した後、NEMC はプロジェクトのサイトビジットを実施する。このサイトビジットは、EIA レポートの情報を検証するために行われるものである。その後、NEMC は EIA レポートをレビューするため、技術助言委員会 (Technical Advisory Committee: TAC) と調整する。NEMC からのコメントを受けて、環境担当大臣は EIA レポートの承認、または、不承認の判断を行う。
住民説明会 (Public hearing)	レビュープロセスの一環として、計画されているプロジェクトへの住民の懸念に対処するため、住民説明会が必要になる場合がある。住民から主要な懸念があがった場合やプロジェクトサイトの位置、プロジェクトのタイプや規模、用いられる技術、土地利用、住民移転、累積的影響などによっても住民説明会の必要性が生じる場合がある。
許認可 (Environmental decision-making)	最終版の EIA レポートが提出された後、TAC のコメントや勧告に適切に対処されているかを NEMC が確認を行う。その後、EIA 許認可を発行する際の条件を NEMC が作成する。最終的な EIA レポートの承認の可否は環境管理法 (EMA) に基づき、環境担当大臣によってなされる。
不服申し立て (Appeals)	プロジェクト実施者及びプロジェクトにより影響を受ける人々は不服申し立てを行う権利を有する。仮に決定された内容に不服がある場合は、環境法廷に対し、不服申し立てができる。
プロジェクトの実施 (Project implementation)	承認された付帯条件に基づき、環境管理計画 (EMP) 及びモニタリングプラン (MP) に沿ってプロジェクトを実施する。
モニタリング (Monitoring)	日常のモニタリングはプロジェクト実施者により行われ、NEMC とキーステークホルダーにより、コンプライアンスモニタリングが実施される。
環境監査 (Environmental Audit)	環境監査には 2 つのタイプがあり、一つは、プロジェクト実施後に EIA レポートで予測されている影響と実際の状況を比較する、環境影響監査 (Environmental Impact Audit) であり、もう一つは、計画や緩和策及び一般的なコンプライアンスの遵守状況を確認する、環境管理監査 (Environmental Management Audit) である。

出所：JICA 調査団作成

また、EIA 許認可以外に優先シナリオでのプロジェクト実施に関連するその他の許認可としては次表のようなものが想定される。

表 12.10-3 プロジェクト実施に関係するその他の許認可

許認可	説明
土地利用許可	事業者（TPDC）が Mini-LNG、LNG サテライト等の施設を設置する場合、その設置する場所の土地利用の許可を受ける必要がある。
道路用地の利用許可	道路用地内にガス配管を敷設する場合は、事業者（TPDC）は TANROADS、市議会等管轄する機関に道路法 2007 に基づき、ガス管建設を行うために道路用地の使用許可を申請して許可を得る必要がある。
安全調査許可	労働安全衛生法 2003 に基づき、建設段階及び操業に際して求められる許認可である。
立地地方政府による建築許可	事業者（TPDC）が Mini-LNG、LNG サテライト等の施設を建設する場合、施設が立地する地方政府に建築許可を申請し、建設開始までに許可を得る。
荷揚港からサイトまでの重量物輸送許可	非常に大型で重量のある機器、設備等を輸送する場合、TANROADS が課金する重量課金を支払うことで輸送許可を得る。コントラクターは事業者（TPDC）を通じて輸送前に本許可を取得する必要がある。

出所：JICA 調査団作成

12.10.2 プロジェクト実施に係るその他の留意事項

1) 用地取得と補償

優先シナリオにおけるプロジェクトでは大規模な用地取得は想定されないが、LNG サテライト等の施設を設置する際やアクセス道路を整備する際に新規に用地取得が必要になる可能性がある。JICA 環境社会配慮ガイドラインが参照する世界銀行のセーフガードポリシー（OP4.12）では、非自発的住民移転が生じる場合は、住民移転行動計画（RAP）を作成し、それらはプロジェクト評価の前提条件として公開が要求される。住民移転の規模が小規模な場合は簡易住民移転計画（ARAP）の作成をすることとなっている。また、IFC の PS5 用地取得と非自発的住民移転においても、事業者は RAP あるいは生計回復計画（Livelihood Restoration Plan）の作成と実施を求めている。

タンザニア国内法では、用地取得に係る補償についての規定は定められているが、RAP の作成は規定されていない。そのため、プロジェクトで RAP を作成する場合は、通常、プロジェクト融資機関側の環境社会配慮面での要求事項への対応として、作成されている。また、取得する用地の境界が検討段階の場合は、住民移転方針フレームワーク（RPF）を作成し、その中で補償や RAP を作成する方針を決めて置き、境界確定後に法に基づく補償費査定が行われ、RPF に基づき RAP の作成を行うこととなる。

JICA 環境社会配慮ガイドラインや世界銀行のセーフガードポリシーの補償方針とタンザニアの国内法での補償基準には相違点があり、このうち大きな相違点として住宅等の建造物の補償費査定の際に、国内法では減価償却を適用して査定するが、国際基準では減価償却を適用せずに再

取得価格での補償額とする点異なる。こうした補償に係る方針の相違点への対応は、プロジェクト実施時に TPDC 等の事業者と協議をして予め合意をしておくことが望まれる。

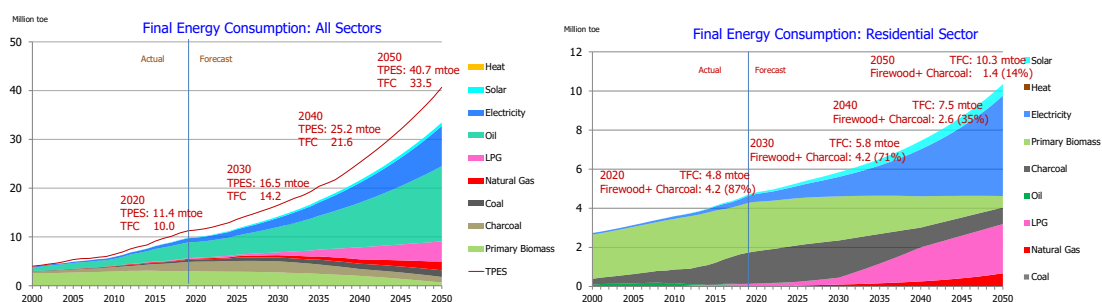
2) 安全衛生に関する啓発や周辺地域住民への説明

発電所等の施設を計画した場合に、周辺住民から排水、騒音・振動、廃棄物の発生などについての懸念の声があがることもあり、事業者が事業・施設の計画内容やこれらの処理、対応について説明する機会を設け、周辺住民の理解を図ることで操業後に周辺住民からは苦情などの問題が生じないように周辺地域住民への事前の説明と関係を良好に構築しておくことが望まれる。また、タンザニアではガスについての安全面、危険性の理解がまだ十分とは言えず、関連する法制度も順次整備されているところであるので、啓発活動やレーニングを行ってガスの危険性の理解を図っていく必要がある。

第 13 章 DNGPP の実現に向けて

13.1 タンザニアにおけるエネルギー消費の現状と天然ガス導入の意義

タンザニアの総エネルギー消費量は、調査団の推計によれば、2020 年では石油換算 1 千万トン程度で、その半分が家計部門で使用されている。また、家計部門のエネルギー消費の 87%を薪炭などの在来型燃料が占めている。人口増加、経済成長と生活の高度化、都市化、自動車の普及などにより、エネルギー消費量は今後急速に増加すると見込まれる。新型コロナウイルスの蔓延で世界経済がショックを受け、エネルギー需要の増加はやや減速したが、必要とされる一次エネルギー供給量は 2050 年には 40 百万トンを超えるだろう。



出所：JICA 調査団

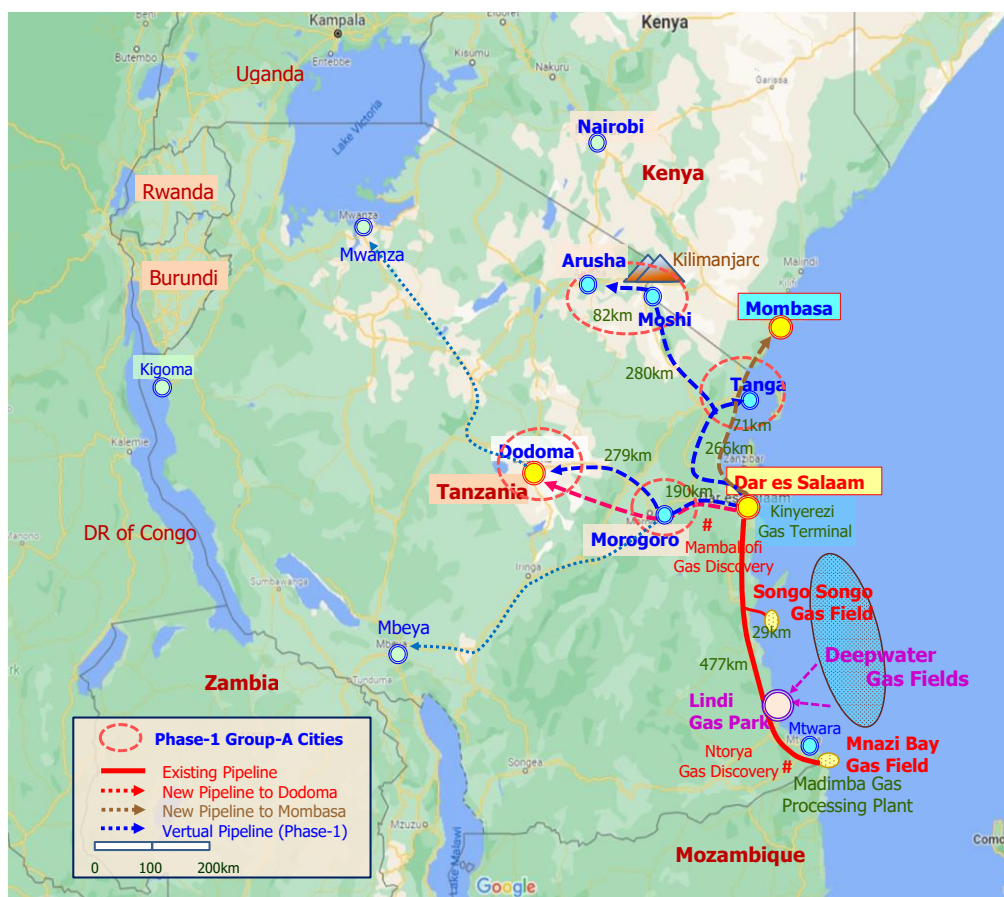
図 13.1-1 タンザニアの長期エネルギー需要見通し

タンザニアのエネルギー消費は我が国の僅か 2%に過ぎず、過半を在来型エネルギーに頼っている。現在のエネルギー構造のまま経済発展を続けること、あるいは現状から一足飛びに再生可能エネルギーを軸とする近代的な経済を築くことは不可能と考えられる。まず、既存技術を用いてエネルギーインフラを拡充し、生活や経済の近代化を進めることが現実的な選択であろう。なかでも、家計部門では薪拾い作業を減らし、室内空気の浄化と森林保護を図るため、薪炭からガスへの燃料切り替えが喫緊の課題である。ガス供給インフラの拡充を進め、将来、このシステムにバイオガスを投入する、メタネーションを導入する、あるいはこれを基盤として水素ネットワークの構築を図るのが、低炭素社会構築に向けた現実的な取り組みであろう。

2016 年に発表された天然ガス利活用マスタープラン（ファイナルドラフト）では、沿海部で発見された天然ガスをもとに LNG などの大型産業を興し、国内各地に天然ガスを供給する方針が示された。その実行可能なプランを確立することを目的として本調査を実施した。同国の東南部は既存パイプラインでカバーされているので、ここではその先の地域に天然ガスを送り届ける方法を検討した。

通常、天然ガスの輸送にはパイプラインが使用される。十分な需要があれば問題はないが、タンザニアでは今後エネルギー需要の増加が期待されるものの、各地に点在する需要はまだ小さく、パイプラインが敷設可能な規模に達するにはかなり時間を要するだろう。

歴史的にも、世界では都市ガスと火力発電を組み合わせた市場開発が進められてきた。ダルエスサラームより先の地域のエネルギー需要はそれほど大きくはなく、新規のガス火力建設計画が浮上しない限り、パイプラインの建設は採算に乗らないだろう。検討の結果、内陸部のエネルギー市場に天然ガスを届ける方法としてはミニ LNG ベースのバーチャルパイプライン・システムが最も効率よく、かつ実現性の高い選択肢であるとの結論を得て、2020 年 1 月に開催したシンポジウムで報告した。



出所：グーグルマップをもとに JICA 調査団作成

図 13.1-2 タンザニアでのパイプラインとバーチャルパイプライン

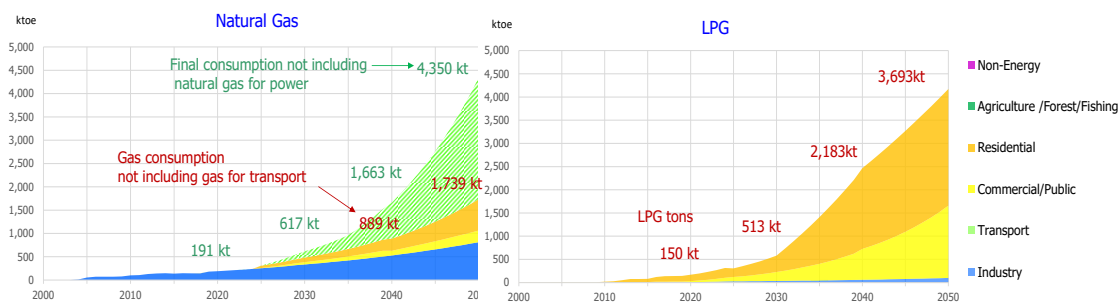
調査団が上記の報告を行って以降、幾つか重要な進展がみられた。2020 年 9 月に発表された電力マスタープラン 2020 年版（PSMP 2020 Update）では、ドドマとバガモヨの 2 ヶ所でのガス火力建設が計上され、ガス消費量の点からみて、既存パイプラインがこれら 2 地点に向けて延長される計画が打ち出された。2021 年 5 月にはタンザニアとケニアの間でダルエスサラームとモンバサを結ぶガスパイプラインの建設が合意された。これらのパイプラインが建設されれば、その沿線と終点周辺に天然ガスを供給する新しい手段が開かれることになる。天然ガス供給体系の検討は、バックボーンとなるパイプライン計画におけるこのような進展を織り込んで見直す必要が出てきた。

本調査ではバーチャルパイプラインの採用について前向きの結果がえられたが、試算の前提と

したガスの販売見通しはまだ多くの不確実性を含んでいる。タンザニアにおけるガスの利用はパイプラインの沿線地域に限られており、その先の地域で天然ガスの導入がどのようなスピードで進むかは様々な要素に左右されるだろう。例えば、供給システムの建設速度、ガス利用設備・機器の建設、購入への支援策、技術サービスの提供、そして消費者が手の届く価格でガスを供給できるかどうかなど、エネルギー政策の裏付けを必要とする事項は多い。

第5章で説明したように、ガス需要は、長期的には相当規模に達すると見込まれる。業務部門や家計部門のエネルギー需要が薪から木炭に代わり、さらにガスに移行する。図 5.2-12 に示したように、2050 年には家計部門での在来型エネルギーの使用は 15%以下になると見込まれる。また、都市ガスとしての天然ガスの利用は 2025 年に家庭用 5 万トン+業務用 5 千トンの規模で始まり、2030 年までに倍増し、その後は毎年 10%増加すると想定した。しかし、この普及速度は仮の目標値で、確たる裏付けがあるわけではない。また、次の点に留意する必要がある。

- 1) 上記想定ではガス需要全体に占める天然ガスの比率は 2050 年でも 20%程度にとどまり、残りは輸入 LPG で賄うことになる。都市ガスの敷設対象となるのはある程度需要密度の高い市場で、地域ごとに対象地区を確認する必要がある。また、国際級の LPG の輸入・普及体制の整備が必要である。
- 2) NGV の導入を図った場合、ここでは 2050 年で 15%程度のガス転換を想定しているが、家計部門や産業部門をはるかに上回るガス需要が喚起される。ただし、これは試算に過ぎない。



出所：JICA 調査団

図 13.1-3 ガス需要の見通し

今後は、発電用とガスを原料とする産業（LNG や肥料）を除く最終エネルギー消費部門でも天然ガス供給が増加し、潜在的な LPG 輸入を代替すると考えられる。これによる輸入代金の節約額は 2030 年で 5 億ドル、2040 年で 9 億ドル、そして 2050 年には 17 億ドルにのぼると見込まれる。しかしながら、ここでは天然ガス導入の進展をガス体燃料需要の伸びに比べてやや控えめに想定している。そのため、表 13.1-1 に示すように、ガス体燃料の需要に対する輸入 LPG の比率は 70%を超えると試算される。この結果、LPG の輸入代金は 2040 年には 20 億ドル近くにまで増え、2050 年には 30 億ドルを超える。もちろん、地方部の小規模需要家にガスを供給するには LPG が必要だろう。しかし、積極政策を採用して NGUMP を加速すれば、LPG 輸入をかなり置き換えること

ができると期待される。

さらに、NGV の導入も大きなインパクトを持つ。最初の 10 年、15 年はゆっくりと進むが、NGV の普及はモータリゼーションの進行とともに加速し、やがて 2050 年には 20 億ドル以上の外貨節約をもたらすだろう。

表 13.1-1 ガスの潜在需要と輸入代金

	2030	2040	2050	2030	2040	2050
	ktoe	ktoe	ktoe	\$ billion	\$ billion	\$ billion
Natural Gas replacing LPG Import	485	889	1,739	0.3	0.7	1.4
LPG Import	580	2,467	4,173	0.3	1.8	3.3
LPG Share over total Gas Fuel	54%	73%	71%			
NGV to replace Oil Import	132	774	2,611	0.1	0.6	2.3

出所：JICA 調査団

上記の 2 件に共通しているのは、どの程度の進展が望めるかは不確かだが、実現すればクリーンなガスの導入による室内空気の浄化や温室効果ガスの排出削減等の環境改善に資すること、また、LPG や石油製品の輸入に必要な外貨の流出を削減できることである。その効果は大きいですが、ガスへの切り替えは導入初期のハードルが高く、自然発生的な進展は期待できない。そこで、人口密度や集住率が高く、早期の需要立ち上げが見込まれる地域から順次着手する、LNG 回廊を構築して NGV の普及を図るなど、政府が具体的なプランを打ち出し、旗を振ることが大切だと考える。

なかでも、立ち上げ初期に十分かつ確実な基礎需要を確保し、競争力と強靱性を備えたガス供給システムを構築することが望ましい。そのため、調査団としては、次節で述べるような野心的なプロジェクトを展開することが望ましいと考える。一方、既存パイプラインを延伸し、Pwani 地区の既存・新規需要をカバーしようという計画もある（第 5.7 節参照）。これらのプロジェクトの実施については、国家エネルギー政策において高い次元でのコンセンサス形成が必要だろう。このような状況を踏まえ、調査団はフレームワークスタディを実施して取り上げるテーマを選択・決定し、天然ガス開発総合計画（National Gas Development Plan）によって基本原則と優先順位を定め、タンザニアにおける天然ガス供給システム構築のバックボーンとすることを提唱する。

13.2 主要な検討課題

前向きな結論を得たとはいえ、現在のところ、バーチャルパイプラインと云えどもタンザニアで直ちに着手できる状況にはない。本調査での検討によれば、国産天然ガス普及促進プラン（DNGPP）の下で具体的なプロジェクトを組み立て、実行していく上では、次のような課題が指摘されよう。

1. プロジェクトを形成する上での課題
 - a. ガス需要は中長期的には大きく成長すると見込まれるが、初期の需要は小規模かつ不確実で、競争力の高い強靱なプロジェクトの実現には不十分である。

- b. 消費者は、ガス利用設備の設置・改造、ガス器具の購入、天然ガス自動車（NGV）の購入あるいは車の天然ガス利用への改造など、初期に多額の支出が必要である。家庭や商店などの小口需要家にとってはガスのつなぎ込み費用（1,000~1,500 ドル）や機器の購入が高額の負担で、必ずしも積極的な参加を期待できない。
- c. NGV の普及を図るには、天然ガススタンドのネットワークの展開が必要である。

2. プロジェクトを実行する上での課題

- a. ガスへ転換するユーザーに対し、設備・器具の設置、運転・操作、メンテナンスなどのサービス体制（裾野産業）を構築する必要がある。
 - ・ 都市ガス設備とその利用に関する技術サービス：中・大口ユーザー向け
 - ・ ガス器具ショップ：中小ユーザー向け
 - ・ NGV 向けの L-CNG ステーション
 - ・ NGV の修理工場
- b. ガスの供給部門とサービス部門の両方で適切な人材形成が必要である。
- c. ガス産業の保安・環境などを対象とする総合的で一貫性のある法律制度や推進機関を整備する必要がある。

政府はこのような課題を検討し、天然ガス開発総合計画（National Gas Development Plan）という形でそれぞれのプロジェクトの明確なコンセプト、各プロジェクトの優先順位と総合的なロードマップを定めた明快なガス導入プランを打ち出すことが必要である。以下、これらの課題について検討する。

13.2.1 ガス需要の見通し

パイプラインではその沿線と目的地周辺の需要のみが供給対象となるが、バーチャルパイプラインでは広い方向に散在するエネルギーユーザーを拾い上げることができる。それにより各地に点在する需要家をつなぐにまとめた天然ガス市場を形成できる。しかしながら、我々の調査によれば、現時点で予想されるタンザニア内陸部のエネルギー需要はバーチャルパイプラインを立ち上げるのにさえ小さすぎると考えられる。これは LNG プラントのコストで規模の経済が大きく作用するためである。今回想定した立ち上げ初期のガス需要は LNG 換算で年間 60,000 トン程度（表 12.1-1；2030 年で 61,300 トン）だが、ミニ LNG プラントは最低でも 200 トン/日×2 基、できれば 300 トン/日×2 基としたい（第 11.4 節）。この場合、LNG の年間取扱量は 132,000 トンないしは 198,000 トンとなる。安定操業を確保するためトレインは 2 基としている。これに対し、パイプラインにより競争力のある価格で天然ガスを 500km 運ぶには、LNG 換算で少なくとも年間 600,000 トンの輸送量が必要である。

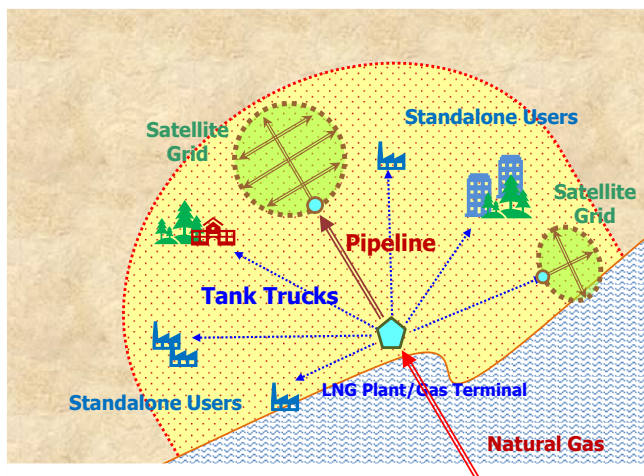
バーチャルパイプラインを採用するとしても、プロジェクトの成立を図るには立ち上げ初期から基礎需要を提供する安定的な追加需要を創出する必要がある。ある程度量を稼ぐことのできる追加需要の候補としては次のような案件が考えられる。

- a. ドドマの Zuzu にあるような、現在軽油を使用している老朽火力のガス火力への切り替え
- b. 地域エネルギーシステムあるいは工業団地のエネルギー基盤としての中規模クラスの CHP

(5~50MW 級のコージェネ) の新設

- c. NGV の導入とガススタンド網の建設。LNG をガススタンドで使用すれば LNG も CNG も提供できるので、主要幹線沿いに LNG 回廊を構築することを検討すべきである。

通常規模の大型ガス火力の建設は別としても、上記のようなオプションでもガス開発を進める上では大きなインパクトがある。天然ガスの導入は環境にやさしいエネルギーによる経済発展、電力の安定供給、外貨の流出削減や NGV 産業の展開など、国民経済に大きな果実をもたらすと期待される。同時に、いずれもかなりの課題を抱えており、実施については国民的コンセンサスを形成する必要がある。このため、我々は次のステップで各種のオプションを検討・選択し、具体的な実施プランを天然ガス開発総合計画として策定することを提案したい。確度の高い需要プランを作るには多くの複雑な課題を解く必要がある。しかし、一度事業基盤が確立しプロジェクトが立ち上がれば、事業が回り始め、ガス配送システムを全国に展開して、国全体のエネルギー供給システムのバックボーンを構築することが可能になると考える。



出所: JICA 調査団

図 13.2-1 パイプラインとバーチャルパイプライン

13.2.2 ガス価格とガス導入時の高額のコストの緩和策

本調査の結果、以下のような課題が判明した。

- 比較的に安価な重油、石炭、石油コークスなどを使用しているユーザーを除くと、大口ユーザーに対してはバーチャルパイプラインを利用することで魅力のある価格を十分に余裕をもってオファーできる。ただし、これらのユーザーも技術サービスや初期費用の融資などを必要とするだろう。
- 家庭や小さな商店などの小口需要家に対しても、バーチャルパイプラインの利用により競争力のある価格をオファーできる。ただし、これらのユーザーは技術サービスやガス管のつなぎ込み費用、ガス器具の購入などに必要な初期費用への支援を必要とするだろう。
- NGV の利用者にも、バーチャルパイプラインの利用により魅力のある燃料価格がオファーできる。ただし、これらのユーザーは十分な技術サービスの提供と初期費用への支援を必要とするだろう。

これらの課題については、次のような解決策が考えられる。

- ガス利用設備、ガス器具、天然ガス自動車やこれらの部品に課される輸入税の免除。タンザニアでは概ね 50%の輸入税が課されており、その免除は供給、需要両サイドに大き

なインパクトがある。

- b. 天然ガスの導入に対するタックスホリデーや優遇税制の適用。
- c. 設備・機器購入への補助金の支給。
- d. 初期費用を対象とした低利融資や分割払い方式の導入。

このような支援策を実施するには資金が必要である。それには、内部補助金の適用が考えられる。第 11 章で分析したように、輸入石油製品を代替することで、ガス導入プロジェクト全体ではかなりの経済レントや余剰利益が出てくる。そこで、上流でのガス生産の政府取り分や一部の需要部門で発生する過剰な経済レントにガス開発税 (Gas Development Levy) を課して資金を確保し、これを元手に都市ガス基金や NGV 基金を設立し、以下のような使途にあてることができよう。

- a. 都市ガス基金：都市ガス網の構築や小規模ユーザーのパイプ接続、作業員の技術向上などの補助に提供される基金
- b. NGV 基金：自動車工場ネットワークや天然ガススタンド網、車両のガス転換や作業員の技術向上などの補助に提供される基金

一度プログラムが回り始めると、これらの基金の原資はガス開発税で調達できるようになる。しかし、スタート時点では初期段階の支出をカバーする資金を用意する必要がある。初期に準備する資金は、ガス開発税による資金調達が安定期に入るまでの数年分が必要になる。この資金の調達は世界銀行やアフリカ開発銀行、各国の輸出入銀行や国際協力機関などによる低利融資や無償供与に求めることができよう。また、大規模 LNG プロジェクトが実現すれば、LNG の長期販売契約を担保とするローンを組むことも可能になるだろう。

13.2.3 技術サービスを対象とする人材育成

タンザニアでは、天然ガスを導入するにあたり、下記のような分野を対象とする技術サービス体制を整備する必要がある。

- a. ガス利用者の設備・機器
- b. NGV 向けの天然ガススタンド
- c. NGV を対象とする技術サービス

世界的にはこれらの分野の技術は成熟・確立したものが入手可能だが、タンザニアでは必要な機器を揃え、技術サービスチームを準備するのにある程度時間がかかると思われる。たとえば、準備作業でも課題がある。都市ガスを敷設するとき、ガスパイプ接続チームが溝を掘り、パイプを敷き、家庭のパイプに接続し、溝を埋め戻すという作業を 1 日に 3 軒、年間で 1,000 軒こなすとなると、年間 10,000 件の接続を行うのに 10 チームが必要だ。自動車の燃料システム換装を行う自動車工場でも多くのチームが必要となる。自動車の場合は、輸出国で出荷前に換装するという方法もあるが、そのような産業を国内で育てる方が望ましい。

適切な資格をもつ技術者で編成したチームが準備できるかどうか、また彼らのスキルがどの程度かという点が、需要積み上げのスピードを決める上で極めて重要である。プロジェクトの経済性にも大きく影響する。そこで、諸外国の支援を得て能力開発プログラムを進めることが想定

される。相当数の作業チームを立ち上げることが必要なので、まず、十分前広に講師となる人材を育成し、そのうえで、彼らを軸に技術チーム育成の研修コースを国内で用意するという手順になるだろう。

13.2.4 法律制度

プロジェクトの実施に当たっては、総合的なプロジェクトコンセプトに基づく適切な法律制度を用意するとともに制度の実施を担当する公的機関を設けることが必要である。タンザニアではガス利用の歴史が浅いため、既存の法律制度をチェックし、適切な政策指針を示し、事業環境を整備することが必要である。検討対象としては下記のような事項があげられよう。

- a. 都市ガス事業、ガスの設備機器のサービス業、NGV 向けガススタンドなどの事業の枠組み
- b. 安全なガス利用に関する保安規則、技術標準の制定や建築基準法など関連する法規や手続きの整備
- c. ガス使用設備と運転、NGV などに関する技術者の資格制度の制定
- d. ガス利用の普及を図る融資や保証、補助金、税制など公的支援制度の整備
- e. ガス機器等の安全性の審査と検定、技術者の資格試験、公的支援の実施などを担当する公的機関の整備

参考までに、付属資料 E にガスパイプラインに関する日本の法律制度のサマリーを用意した。

13.3 DNGPP モデルプロジェクトとプロジェクト実施のためのロードマップ

全国天然ガス供給システムを構築するには、バンカブルなプランを確立することが何よりも重要である。この点を念頭において、天然ガス開発総合計画（National Natural Gas Development Plan）の下で、ガス利用部門の選択と各部門の優先順位の基本原則を定めることが必要だ。これにより、プロジェクトの規模と時間軸に沿った建設プランを決めることができる。とりわけ、中核ユーザーのガス導入計画を中心とするガス利用計画のモデルプランを確立することが重要だ。このようなプランをもとにして、バーチャルパイプラインの各セクターの実施計画を組み立てるというロードマップになるだろう。

13.3.1 需要の創出

まず、ガス需要のモデルプランを確立することが何よりも重要である。そのためには、以下に示すようなカテゴリ別の候補を評価し、総合的に整理することが必要である。

1) 需要創出プラン-1：ガス火力発電

- a. ズズ発電所のような老朽化した発電所のガス転換
- b. 新首都や地方都市のセキュリティ強化のための自立型電力システム
- c. 地域冷暖房システムや工業団地のエネルギー基盤となる CHP

このような発電計画案に関しては、以下のような諸点を再検討することが必要である。

- ・ 電力システムマスタープランにおけるこれらの案の位置づけ
- ・ 都市開発計画や工業団地開発計画
- ・ 供給形態および供給規模別のガス価格の体系

2) 需要創出プラン-2：LNG および都市ガスユーザー

- 主要都市における都市ガス計画
- LNG 直送の対象となる独立した大口需要家

これらのユーザーのプランを確立するには、次のような諸点についての支援策を固める必要がある。

- ・ ユーザーの設備、建設費用と設置作業スケジュールのモデルプラン
- ・ 技術サービスとユーザーサポート計画
- ・ 供給形態および供給規模別の価格体系
- ・ 補助金や融資、免税などのガス導入支援策
- ・ 技術標準、安全性、環境などに係る法規

3) 需要創出プラン-3：天然ガススタンド

- 天然ガススタンドによる LNG 回廊の展開計画
- 天然ガススタンドに直結した地域ガスグリッドの展開

これらのプランを確立するには次のような諸点について支援策を固める必要がある。

- ・ 国家自動車発展計画と NGV 導入計画
- ・ 自動車のガス転換を行う修理工場の展開計画
- ・ 自動車のガス転換のモデルプランおよび費用
- ・ ガス価格の体系
- ・ NGV への換装に対する補助金や低利融資、免税などの支援策
- ・ 技術標準、安全性、環境などに係る法規

13.3.2 ガス供給システムのモデルプラン

確度の高い需要見通しができあがると、下記のような点を軸とする供給サイドの建設計画を策定する。

- LNG プラント建設計画
- LNG 輸送網の展開計画
- 都市ガスの展開計画
- ガス価格体系の整理
- 補助金や免税、資金調達などの施策
- 技術標準、安全性、環境に係る法規、審査、許認可手続き

ここでは、本調査での検討結果をもとに、まず下記のようなモデルプランをたたき台として議論を進める。

- a. ダルエスサラームのキネレジ・エネルギー基地に 200 トン/日×2 トレイン、できれば 300 トン/日×2 トレインの生産能力を持つミニ LNG プラントを建設する。このプラントはキネレジ・エネルギー基地の GASCO システムから原料ガスを調達する
- b. LNG は大口バルク直送ユーザー、天然ガススタンドおよび都市ガスシステムに販売する。LNG は最大積載量 18 トンのトレーラー・コンテナで輸送する。
- c. ドドマやその他の主要都市に都市ガス網を建設する。
- d. 独立したバルク直送ユーザーでは、LNG の受入、利用設備を建設する。
- e. NGV 導入計画に沿って L-CNG スタンドを建設する。

上記のプランは 13.1.1 で説明した需要見込みの見直しを織り込んで修正する。そうして総合プランが確定すれば、上記設備の建設、操業を実施する事業体として、以下の特別目的会社を設立する。

- a. LNG 会社：LNG プラントの建設、操業および大口ユーザー、天然ガススタンド、都市ガス会社向けの LNG バルク直送を行う。同社の機能のうち、LNG 輸送は事業形態が特殊なので、別事業体の運輸会社に外注することになる。
- b. 都市ガス会社：ドドマや他の主要都市に都市ガス網を構築する。これらの会社は LNG の受入れ、貯蔵、再ガス化および都市ガスの配送を行う。同時に販売区域内にあるバルク直送ユーザーの獲得も目指す。
- c. オートガス会社：天然ガススタンドの建設、操業を行う。同社は LNG の受入れ、貯蔵、再ガス化および NGV 向けの LNG と CNG の供給を行う。

上記に加え、以下のような天然ガス導入のバックアップを行うサービス会社を設立する。

- a. ガスショップ：中小口ユーザー向けのガス設備機器の販売とメンテナンスを行う。ガスショップにはガス機器取り扱いの安全と効率に関する技術資格保有者の配備を義務付ける。
- b. エネルギーサービス会社 (ESCO)：大口ユーザー向けのガス使用システムの設計、建設、操業、メンテナンス。特に、LNG と気化器の取り扱いについて専門の技術者が必要だが、タンザニアでは直ちには手当てできない。ガス利用機器は売り切りでもよいし、リースにすることもできる。都市ガス会社にこのようなサービス機能を持たせることもできる。ガスの導入にあたっては、資格保有技術者で編成するチームのサポートつきで提案することがユーザーの負担軽減に繋がるだろう。
- c. 自動車修理工場：自動車の燃料システムの換装およびメンテナンス。自動車ディーラーが海外でガス転換済みの車両を輸入するか、石油仕様の車両を輸入し、ガス仕様に換装して NGV として販売することになる。

13.3.3 ロードマップ

上記の各種プランは統一された枠組みのもとに整合性のある形でまとめることが大切である。そのために、図 13.3-1 に示すようなプロジェクト展開のロードマップについて、各セクター間で

コンセンサスを確立しておく。その上で、以下のような手順に沿ってプロジェクトを進めることになるだろう。

1. ステージ1：フレームワークスタディ

まず、バーチャルパイプラインの基本的な枠組みを定める。13.2.1 での議論に沿ってプロジェクト開始当初の需要規模が決まれば、確度の高いプロジェクトのモデルプランを設定できる。それは本調査の成果を精緻化したもので、天然ガス開発総合計画による裏付けを行うものとする。このステージでの作業は、以下のような内容となる。

- a. LNG プラント計画、特にプラントの規模とコストの見直し
- b. 大口ユーザーでの LNG 受入れ・貯蔵・気化設備の建設費、操業費を含めたモデルプラン
- c. NGV の導入と天然ガススタンドのネットワーク展開のモデルプラン
- d. 主要都市での都市ガス展開計画

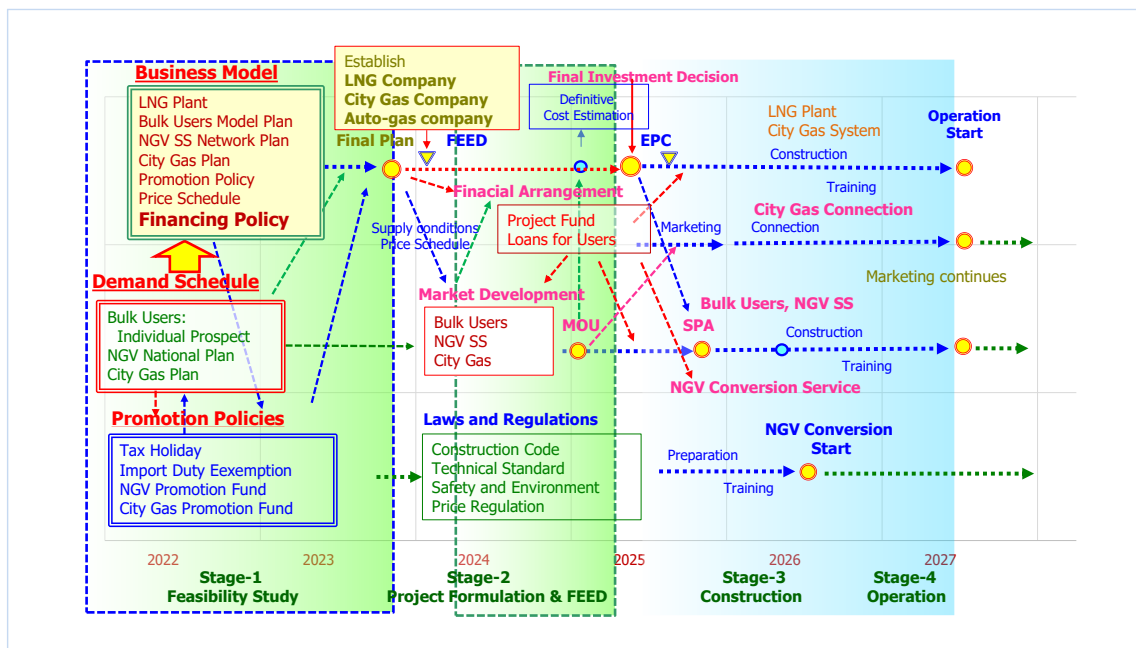
このステージでは以下のような支援策の内容を固めておくことが不可欠である。

- a. 供給部門、すなわち LNG プラント、輸送、都市ガス、技術サービス会社などに対する採算性、資金調達、事業運営や技術者などの人材育成に関する支援策。
- b. 大口ユーザーを対象とするガス転換の採算、初期投資資金の融資、技術サポートなどの普及促進策
- c. 都市ガスの中小口ユーザーを対象とする接続費や機器購入などの初期投資に関する普及促進策
- d. NGV の導入に関し、経済性（特に輸入税）、初期投資資金の融資、技術サービスなどに関する普及促進策

2. ステージ2：プロジェクトの形成

フレームワークスタディが完了すると、ステージ2 のプロジェクト形成に移る。各セクターでは図 13.3.1 のロードマップに示すような手順で整合性をとりながら作業を進める。このステージでは主に次のような活動を実施する。

- a. 事業参加者と資金調達構造を決定し、プロジェクト会社（LNG 会社、都市ガス会社、オートガス会社）を設立する。
- b. プロジェクト会社はガスの販売条件や価格体系、サービスプログラムを設定し、販売活動と顧客の勧誘を開始する。特に、プロジェクト実施の助けになる大規模の基礎需要を確保するため、大口の LNG ユーザーや長距離運送会社などへのガスの売り込みを成功させることが大切である。
- c. プロジェクト会社（LNG プラント、都市ガス、オートガス）は設備建設に向けた FEED（Front End Engineering and Design、基本設計）を実施する
- d. ガス転換の技術サービスを提供する会社や NGV への換装を行うサービス会社の設立を準備する
- e. 政府部門は推進政策を策定し、法規や手続きの見直しや新設を行う



出所：調査団

図 13.3-1 LNG ベースのバーチャルパイプラインのロードマップ

プロジェクトプランはステージ 2 で得られた追加情報を織り込んで精緻化を図る。プロジェクトの実現に必要なとされる十分な量の需要が確認され、資金調達方法が固まれば、最終プロジェクトプランを作成し、事業参加者および関係者の合意を得る。この段階でプロジェクトの実施はほぼ確定する。承認された最終版プロジェクトプランをもとにプロジェクト実施作業に移り、LNG プラントや都市ガス網、L-CNG スタンド建設の FEED を実施する。FEED で良好な結果が得られれば、資金調達計画を確定し、最終投資決定（FID）を行う。

3. ステージ 3：建設

FID が行われると、プロジェクトは建設段階のステージ 3 に移る。

- LNG プラント、サテライト基地、都市ガスシステム、ユーザーの設備や天然ガススタンドを建設する。
- 顧客との LNG・ガスの販売契約を決定し、締結する。販売活動は継続する。
- 都市ガス配送導管の設置が完了すると、ユーザーへの接続を行う。
- LNG コンテナ、トレーラーを調達する。
- LNG プラント、都市ガスシステム、天然ガススタンドや技術サービス会社の要員を雇用し、総合訓練と資格の取得を行う。
- 自動車工場では自動車のガス転換を開始する。

4. ステージ 4：操業

上記の全部門で建設や調達が完了すると、プロジェクトはステージ 4 の操業段階に入る。最初のプロジェクトが軌道に乗れば、同じシステムを周辺地区、その他の地区、その他のバルクユーザーなどにも拡大していく。LNG 販売が増加し、当初の供給能力に近くなれば、キネレジでの追加トレイン建設やリンディに建設される新規大型 LNG プラントなどからの追加供給を検討する。

これに加え、LNG 導入による以下のような副次的事業も検討する。

- a. 国産エネルギーを用いた分散型発電による地方電化
- b. 冷凍倉庫や氷の生産など、極低温の LNG を用いた「コールドチェーン」の構築
- c. その他

13.4 その他の課題とさらなる発展の可能性

13.4.1 環境問題と良質燃料の役割

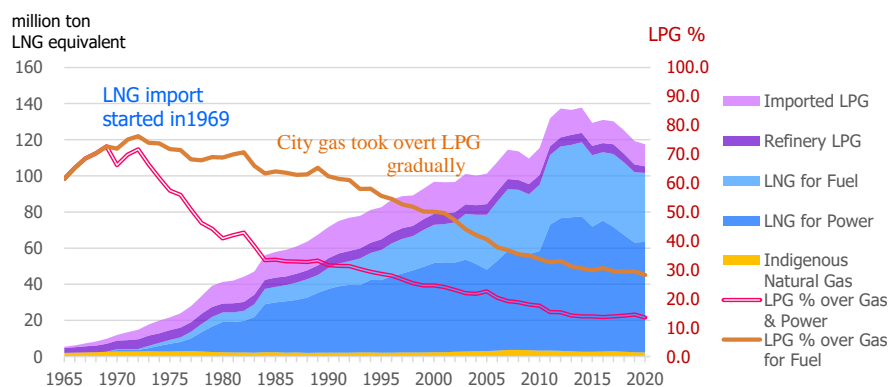
天然ガスの導入は他の燃料に比べて温室効果ガスを削減し、薪や木炭の消費を代替することで減少の続く森林資源を保護し、タンザニア国内の環境問題を軽減することが期待される。また、薪拾いなどの燃料調達作業の削減、調理の際の室内の空気環境の改善、食事の用意にかかる時間の削減などの効果もあり、ジェンダー問題の改善にも寄与すると期待される。

窯業やガラス製造業などの産業では、製品の品質を確保するうえで天然ガスのような不純物の少ない燃料を必要とする。エネルギー消費の少ない産業でも便利な天然ガスが選択されるだろう。ガスは電気と同様に手間がかからず、必要な時必要なだけ利用できるのも、エネルギー管理が容易だからである。

このように、環境や燃料の品質という点で、天然ガスは好適の選択肢といえよう。

13.4.2 LPG の普及促進

これまで説明したように、最初の天然ガス導入プロジェクトの実現までには数年かかり、他の地域にこのシステムを展開できるのはその後になる。電力網と同様、都市ガス網が展開できるのは人口密度、集住率が十分高い地域のみである。このため、個々の市場について都市ガス網の範囲がどの程度になるかを確認する必要がある。また、それ以外の需要の希薄な地域への天然ガス輸送の展開は相当遅くなるのが確実で、場所や条件によっては実現しないだろう。そのような地域では、輸送の簡便性や経済性の点で、LPG が選好されるだろう。



出所：IEEJ「エネルギー・経済統計要覧」より作成

図 13.4-1 日本のガス体燃料に占める LPG 比率

我が国においても、1969年にLNGの輸入が開始されて以降、東京、大阪、名古屋の三大都市圏においてさえ都市ガスがLPGにとって代わるのに15年程度を要し、地方部への展開ではさらに時間がかかった。古くから石炭ガスによる都市ガス供給が行われてきた中国では2000年以降比較的迅速に天然ガス転換が進められたが、他のアジア諸国ではLPGの利用が進み、都市ガスの普及は遅れている。産ガス国のマレーシアやブルネイでも、ごく一部の地域を除き、家庭用の都市ガス供給は進んでいない。一方、インドネシアやインドではLPG導入支援制度を設け、普及のスピードアップに成功した。

東南アジア諸国ではLPG導入の初期に中古シリンダーの不適切な取扱い（再利用）による事故が多発した。今後LPGの普及が見込まれるタンザニアでは、安全規則（safety regulation）、LPG取扱い資格制度（日本では高圧ガス保安技術主任者）、LPG導入支援制度等を整備するとともに、安全対策の周知徹底、設備機器の検定、技術者資格試験の実施、普及促進に関する補助金の給付事務などの実務を担当する公的機関（日本では高圧ガス保安協会やLPガス協会など）を設けることが必要であろう。

ガスの普及は生活水準の向上を図る上で喫緊の課題であり、早期の都市ガス建設が難しい地域ではまずLPGの導入から始めることが基本的な取り組みとなろう。そして、都市ガスプロジェクトが成立可能な地域では順次都市ガスに置き換えていくことになる。

タンザニアのLPG消費量は近年増加しており、2019年には125千トン記録した。現在はまだ少量にとどまっているが、第5章で述べたように2030年には50万トン超まで拡大するだろう。国産天然ガスはプロパン比率が極めて低いリーンなガスなので、LPGは海外から輸入せざるを得ない。しかし、タンザニアのLPG輸入、配送設備はまだ貧弱だ。今後予想される需要増に対応するため、タンザニアだけでなく他の近隣内陸国の玄関口としても、世界クラスの輸入ターミナル、貯蔵設備や配送システムの建設を目指し、適切な計画を策定する必要がある。健全な市場を育てるベースラインとして、品質や安全性をコントロールする法律も制定しなければならない。また、ICTを利用した正確で効率の高い配送システムの導入も検討対象となろう。

LPGの導入を適切かつ整然と実行するために、上記のような内容を織り込んだ総合的なLPG導

入計画を策定することが必要とされている。

13.4.3 バーチャルパイプラインの近隣諸国への拡大

上記のシステムが一度軌道に乗ると、同じシステムを他の地方やユーザーにも展開できるようになる。また、LNGを近隣諸国に輸出することも考えられる。表13.4-1に示すように、近隣国の化石燃料需要は、幹線ガスパイプラインを建設するにはまだ低すぎる。エネルギー需要が一定水準に達するまでの間、これらの国へクリーンエネルギーを供給する現実的な選択肢として、LNGによるバーチャルパイプラインの応用が考えられる。このシステムは東アフリカ諸国におけるエネルギー安全保障、生活水準、環境や森林保護の改善にも資するであろう。

表 13.4-1 近隣国のエネルギー消費：2019 年

一次エネルギー供給	人口	石炭	石油	天然ガス	水力	地熱	太陽光・風力	新炭等	電気 (輸出入)	合計	新炭を 除く合計
	百万人	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe
エチオピア	115.0	280	4,485	0	1,252	0	47	38,813	-86	44,792	5,979
ケニア	53.8	1,512	4,763	0	276	4,200	109	17,996	22	28,878	10,882
タンザニア	59.7	439	2,371	818	213	0	8	18,296	10	22,155	3,859
モザンビーク	31.3	11	1,656	756	1,284	0	3	7,597	-214	11,092	3,495
ウガンダ	45.7	0	1,849	0	347	0	14	16,199	-24	18,385	2,186
ザンビア	18.4	588	1,226	0	1,060	0	10	7,684	-67	10,501	2,817
構成比		%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
エチオピア		0.6	10.0	0.0	2.8	0.0	0.1	86.7	-0.2	100.0	13.3
ケニア		5.2	16.5	0.0	1.0	14.5	0.4	62.3	0.1	100.0	37.7
タンザニア		2.0	10.7	3.7	1.0	0.0	0.0	82.6	0.0	100.0	17.4
モザンビーク		0.1	14.9	6.8	11.6	0.0	0.0	68.5	-1.9	100.0	31.5
ウガンダ		0.0	10.1	0.0	1.9	0.0	0.1	88.1	-0.1	100.0	11.9
ザンビア		5.6	11.7	0.0	10.1	0.0	0.1	73.2	-0.6	100.0	26.8

(注) 人口とGDPは2020年(世界銀行)。IEAのバイオマス(新炭等)推計値は過大計上。

電力バランス	一人当たり GDP	発電用エネルギー投入量									電力生産
		石炭	石油	天然ガス	水力	地熱	太陽光・風力	新炭等	合計	化石燃料 合計	
	ドル	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	TWh
エチオピア	2,422	0	1	0	1,252	0	47	0	1,300	1	15.1
ケニア	4,576	0	365	0	274	4,200	109	0	4,948	365	10.5
タンザニア	1,076	0	472	706	213	0	0	31	1,422	1,178	7.8
モザンビーク	1,297	0	30	621	1,284	0	3	0	1,938	651	18.8
ウガンダ(→)	2,293	0	0	0	0	0	0	2,697	2,697	0	0.1
ザンビア	3,456	478	138	0	1,060	0	10	0	1,686	616	14.7
構成比		%	%	%	%	%	%	%	%	%	普及率
エチオピア		0.0	0.1	0.0	96.3	0.0	3.6	0.0	100.0	0.1	48.3%
ケニア		0.0	7.4	0.0	5.5	84.9	2.2	0.0	100.0	7.4	69.7%
タンザニア		0.0	33.2	49.6	15.0	0.0	0.0	2.2	100.0	82.8	37.7%
モザンビーク		0.0	1.5	32.0	66.3	0.0	0.2	0.0	100.0	33.6	29.6%
ウガンダ		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	100.0	0.0	41.3%
ザンビア		28.4	8.2	0.0	62.9	0.0	0.6	0.0	100.0	36.5	43.0%

(注) IEA電力統計：ウガンダ統計は不適正。地熱投入熱量の推計値(熱効率9.5%で計算)は過大計上。(水力：100%、原子力：33%)

出所：IEA World Energy Balances 2019

13.5 今後の取り組みについて

タンザニアにおける天然ガスの開発利用の進展は遅い。その背景には次のようなおぼろげな不安があるように思える。

- 3) 火力発電やLNG事業を進めると、30年後にはガスが無くなってしまう。
- 4) 世界がネットゼロ社会への移行を目指しているとき、化石燃料の消費を増やすのはいかなものか。

第1に、タンザニアにおける天然ガス探鉱はまだ初期段階にあり、先行諸国の歴史に見られる

ように⁸¹、今後の探鉱による資源量の増加が期待できる。30 年待たなければガスが売れないのであれば試掘に投資するプレーヤーは現れない。20 年、30 年先に使うガスはこれから発見すればよい。地質ポテンシャルは大きく、ガス需要を創出すれば、活発なプレーヤーの登場による資源ベースの拡大を実現できるだろう。

第2に、タンザニアのエネルギー消費は我が国の2%に満たず、その大宗を在来型の薪炭が占めている。この状態から供給安定性に欠ける再生可能エネルギーを軸に一気に国民生活や経済の近代化を図るのは不可能である。まず、比較的環境にやさしい天然ガスを最大限利用してエネルギーインフラを拡充し、そのうえでバイオガスの投入や水素ネットワークの構築などの脱炭素化を目指すのが現実的な選択であろう。

タンザニアでは、最近になって、以下のように幾つかの重要な進展が見られた。

- 1) 既存の Songo Songo および Mnazi Bay ガス田に加え、Ntorya と Mambakofi でかなりの量の天然ガス資源の確認が進んできた。これらのガス田は陸上にあり、既存のパイプラインにも近いので、国内向け供給源として比較的容易に開発できると考えられる。一方、生産者の側からみれば、これらのガス田や既存ガス田の周辺にあるプロスペクト(未試掘構造)の開発を進めるのに十分な需要の創造が急務である。
- 2) 2020 年 9 月に 2020 年版電力マスタープラン(PSMP 2020 Update)が発表された。この見直しでは、ダルエスサラーム・ガスターミナル以遠の 2 地点におけるガス火力、Dodoma ガス火力(600MW、2033 年運開)と Bagamoyo ガス火力(300MW、2040 年運開)、の建設が計上された。
- 3) 2021 年 5 月、タンザニアとケニアの間でダルエスサラームとモンバサを結ぶ 600km のパイプライン建設が合意された。
- 4) 調査団は、グーグルマップによる潜在需要の読み取りとエネルギー省スタッフによる市場調査の 2 件のエネルギー需要調査を実施した。2018 年に実施した地方エネルギー需要実態調査を含め、これまでにタンザニア本土 26 州のうち 7 州~11 州をカバーする需要調査を実施したが、残りの地域についてはガスの潜在需要を推し量るための情報がない。
- 5) 2022 年 1 月、IOC との LNG 交渉における政府側テクニカル・アドバイザーとして国際的にも著名な Bateer Botts 社が指名された。これにより LNG プロジェクトの具体的な進展が期待される。

とりわけ、ドドマ火力向けやモンバサ向のガスパイプライン建設が実現するのであれば、国内向け天然ガス供給システムのバックボーンが大きく変わることとなるが、これらの案件はまだ多くの不確定要素を含んでいる。このため、これまで実施してきた調査はこれら案件の進展動向を確認し、適宜織り込んで、総合的な全国ガス導入促進計画に組みなおす必要が出てきたと考える。この作業の要点は下記のようなものとなる。

⁸¹ BP 統計によれば、マレーシアの天然ガス埋蔵量は LNG 輸出開始直前の 1983 年に 19.7Tcf であったが、その後 2020 年までに 63Tcf のガスを生産したうえで、2020 年の埋蔵量は 32Tcf であった。これには、現在評価作業中の 10Tcf 以上と目されるガス資源は含まれていない。

1) 天然ガス展開の基本姿勢の確立

- a. 30年後に使う天然ガスはこれから発見することとして、既存埋蔵量の早期事業化を図り、同時に積極的な探鉱活動と呼び込む石油開発政策を展開する。
- b. まず、化石燃料の中では比較的クリーンな天然ガスを利用する近代的エネルギーインフラの構築を進め、将来、その低炭素化を進めていく。

2) 天然ガス需要のグランドデザイン:

- a. これまでの調査でカバーしていない地域についてエネルギー需要に関する情報を追加取得する。
- b. 天然ガス供給の対象となる需要、即ち、天然ガス網の展開に適した需要密度の高い地域の需要およびガス直送の対象となる独立立地型の大口ユーザーの需要を確認する。同時に、需要展開の時間的な流れも把握しておく必要がある。これ以外の需要の希薄な地域ではLPGを供給する。
- c. 天然ガス自動車（NGV）や農村電化などの新しい需要分野の検討。ただし、世界的なEV化の潮流を鑑み、NGV導入政策については慎重に判断する必要がある。
- d. 上記を整理し、天然ガスとLPG需要のグランドデザインを作成する。肥料や大型LNGなどのガス産業で使用する原料ガスの需要はこれとは切り離して検討する。

3) 天然ガス供給システムのグランドデザイン:

- a. PSMP 2020、PSMP 2025 に向けての検討、ケニアとの合意などと整合したドドマ及びモンバサ向けパイプライン建設の確度とタイミングの確認。これらのパイプラインは全国天然ガス供給システムのバックボーンになると考えられる。
- b. パイプライン、CNG 及び LNG について、天然ガスの供給手段としての経過措置的な役割と恒久的な役割をコスト、時間軸及び供給保障などの観点から整理する。ここでは、初期段階における経過的手段として CNG を利用した天然ガス需要の創造を開始し、その後バックボーンとなるパイプラインと CNG 及びミニ LNG を組み合わせた恒久的なシステムに繋いでいくというシナリオが考えられよう。
- c. ガス供給システムのグランドデザインを、システム展開の時間軸を含めて、策定する。

調査団は、上記のような目的のもとにフレームワークスタディを実施し、タンザニア国のガス供給システムのグランドデザインを策定することを提唱する。しかし、このプロジェクトを実現する上ではまだ様々な課題が控えている。立ち上げ時の需要規模が小さく、ガス供給システムはゼロから作らなければならない。プロジェクトを実現可能にするには、特に以下のような点に関し入念な準備が必要になる。

- a. 天然ガス導入に向けたユーザー支援策を含む総合的な政策の策定
- b. 確実な追加需要の創出による実行可能なプロジェクトプランの策定

- c. 適切な法規制や条例、資格制度や許認可手続きの整備
- d. 初期投資のための資金調達方法の確立
- e. 人材開発のための研修・訓練の実施

とりわけ実行可能なプロジェクトプラン、すなわちバンカブルなプロジェクトプランを確立するには立ち上げ初期における有効需要の確保が喫緊の課題である。

ひとたび天然ガス供給事業が始動し、一定の安定操業レベルに到達すれば、ガス導入計画は自力で回転し始めるだろう。そうなれば、さらなる拡大に必要な資金はガスの売り上げで賄うことができるようになる。また、エンジニアの育成が進み、オートガススタンドや自動車工場のネットワークは自立的に展開するようになるだろう。プロジェクトの始動が大きな課題ではあるが、本調査団は、タンザニア政府が国内天然ガス発展計画（DNGPP）を積極的に推進されることを期待する。

