

第4章 天然ガス利用産業

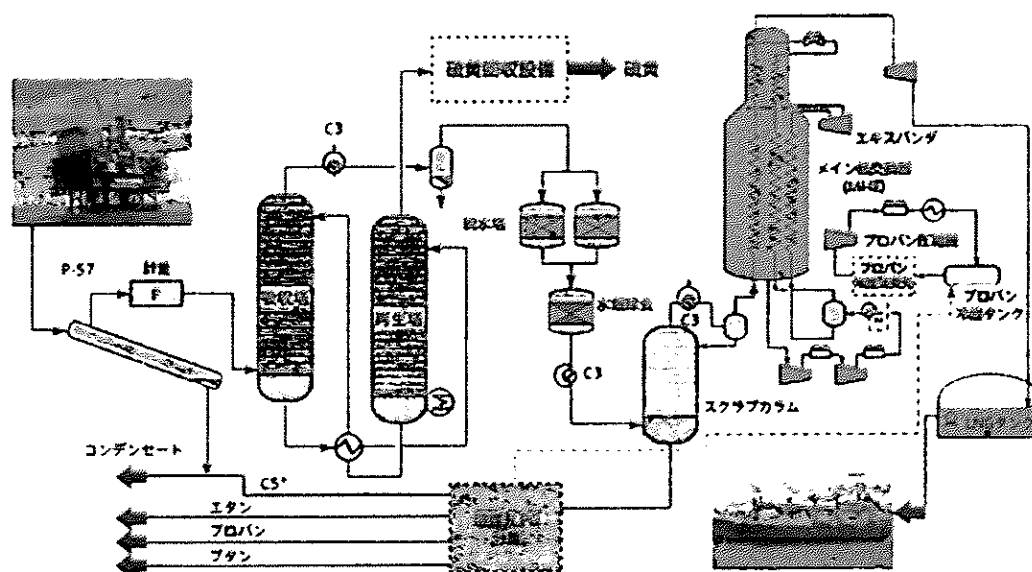
第4章 天然ガス利用産業

4.1 LNG

LNGは常温で気体の天然ガス（主成分はメタン）を -162°C まで冷却して液化し、体積を気体の1/600に圧縮してタンカーによる天然ガスの長距離大量輸送を可能にした技術である。1970年代以降大規模ガス田から遠い日本や北東アジアの市場向けに発達し、今日では国際天然ガス取引量の約1/3がLNGによっている。原料ガスにプロパン、ブタンが多く含まれる場合はLPGの生産も期待できるが、タンザニアのガスは98%がメタンで、LNGプラントからのLPGはほとんど期待できない。

製造プロセス概念図を図4.1-1に示す。

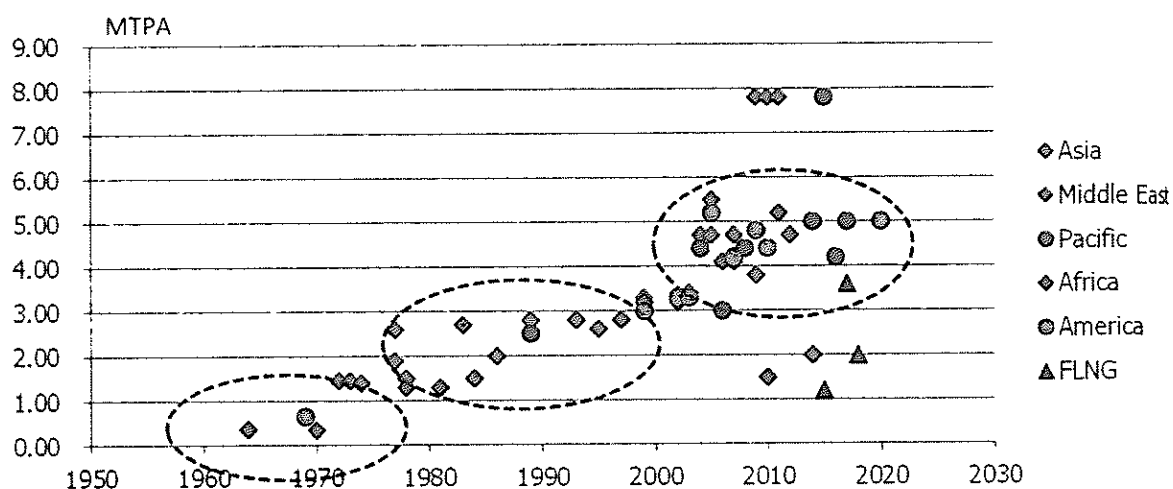
ガス田からのFeed Gasは、まずSlug Catcherにてガスとコンデンセートに分離される。コンデンセートは蒸気圧の調整を経て製品となる。ガスはAcid Gas Removal Unit, Dehydration Unit, Mercury Removal Unitを経て、 CO_2 , H_2S , 水分, Mercuryが除去される。 CO_2 , 水分は、低温において、固化するため、除去が必要である。 H_2S は、環境対策として、除去が必要である。Mercuryは液化セクションで使用される、アルミ材質の腐食防止のため、除去が必要となる。液化セクションでは、まずScrub Columnにて重質分を分離する。重質分は、低温において固化するため、分離が必要である。重質分は、さらに、プロパン、ブタン、コンデンセートに分離され、製品となる。重質分を分離したガスはMCHE(Main Cryogenic Heat Exchanger)にて、冷媒と熱交換することにより、液化され、LNGとなる。MCHEの下流には、動力回収の目的で、Expanderが設置される事もある。圧力をほぼ常圧まで落として、LNG貯槽に送られる。LNG Plantの構成は、上記、プロセス設備の他に、ユーティリティ設備、Storage & Loading設備から成っている。



(出所) 千代田化工建設ホームページ

図 4.1-1 LNG 製造プロセス概念図

LNGプラントの生産能力は当初1系列50万トン/年程度からスタートしたが、近年では年産780万トンという巨大プラントも出現している。図4.1-2にプラント生産能力の歴史的推移を示す。昨今では、年産500万トン級が標準規模となりつつある。表4.1-1に昨今の実績を示す。500万トン級の1トレインの原料ガス使用量は、自家燃料使用量を10%程度見込むと20年間で5.5Tcf程度となる。2系列では11Tcfの所要量となり天然ガスを大量にさばくことができるので、今日ではガス市場から遠くパイプラインによる商業化の難しいガス田を開発する重要な手段となっている。タンザニアで発見された天然ガス田は1,150m～2,500mもの大水深に位置しており、その開発には数百億ドルの巨費が必要といわれている。このような巨大プロジェクトに対して安定的な基礎需要(anchor demand)を提供する手段として、LNGは最も重要なプロジェクトである。



(出所)IEEJ

図 4.1-2 プラント生産能力の歴史的推移

なお、最近の傾向として、在来型のガス田に加え、非在来型のガス田の出現があげられる。豪州における Coal Seam Gas (=coal bed methane) の液化や、北米、カナダでの Shale Gas である。これらの非在来型天然ガスを原料とする複数の液化プロジェクトが進行中である。また、従来は LNG プラントが陸上に設置されていたが、洋上にて LNG を生産する、FLNG のプロジェクトも進行中である。

LNG プロジェクトは、長期間にわたって LNG を供給できる堅牢な設備と安定操作が必要条件となると同時に多額の投資を要するため、投資決定にいたるまでに、技術的、経済的および制度的な観点から検討がなされ、いくつかの意思決定のゲートを通りながら段階的に開発するのが通常のアプローチである。

まず、概念計画や初期経済性検討のスタディを行い、当該案件がさらなる検討の価値ありとされた場合、次の Pre-FEED フェーズに進むことになる。ここでは、プロジェクトの重要な基礎を検討するとともにこれら基礎情報に基づくプロジェクト・コストおよびスケジュールの推算を行う。この Pre-FEED フェーズで前向きな結果が得られたときは、さらに時間と費用をかけて FEED を行ない、EPC を行うにたるプロジェクトの定義の度合いを高める。FEED に基づきディフィニティブ・

コストおよびスケジュールの見積が行われ信頼できる EPC コントラクターが、通常、入札により選定される（最近では 2～3 社による FEED Competition 方式も採用されている）。並行して、環境評価および建設許可取得、天然ガス供給、LNG 販売契約、融資計画等に関する協議を関係機関と行ない、すべての要件を満たした場合に投資決定がなされる。LNG プロジェクトがスティック・ビルト方式で計画される場合、経験上、概念計画・初期経済性検討に 4～6 ヶ月、Pre-FEED フェーズに 6～12 ヶ月、FEED に 12 ヶ月およびディフィニティブ・コスト積算に 4～6 ヶ月程度要するものと思われる。さらに、このフェーズ毎に、コントラクターの選定が必要となる場合、入札期間とその後の承認期間が必要になる。

表 4.1-1 近年の LNG プロジェクト実績

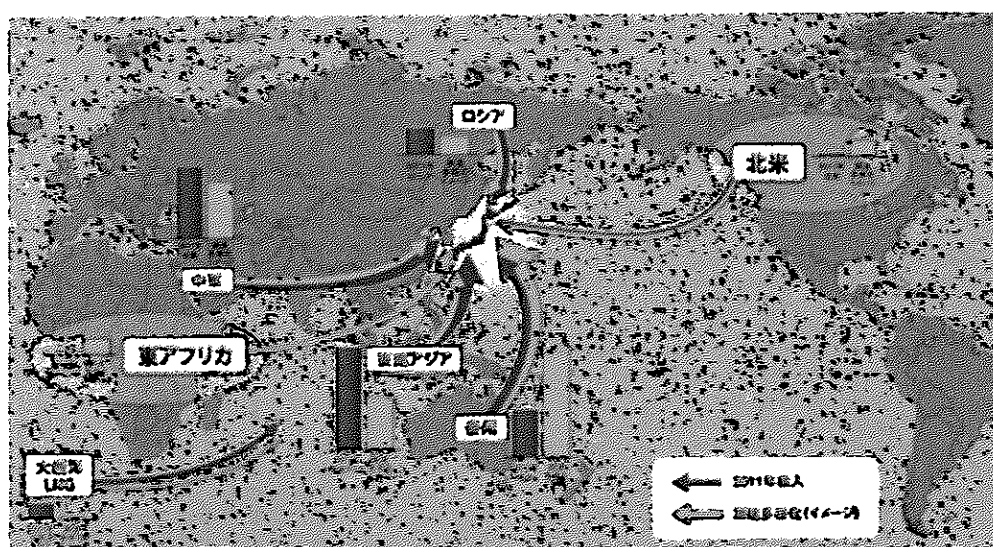
No.	Country	Project	Start Year	Number of Trains	Nameplate Capacity per Train (mmtpa)
1	Equatorial Guinea	EG LNG T1	2007	1	37
2	Norway	Snohvit LNG T1	2007	1	42
3	Qatar	RasGas II (T3)	2007	1	47
4	Australia	North West Shelf (T5)	2008	1	4.4
5	Nigeria	NLNG (T6)	2008	1	4.1
6	Indonesia	Tangguh LNG	2009	2	3.8
7	Qatar	Qatargas II	2009	2	7.8
8	Qatar	RasGas III	2009	2	7.8
9	Russia	Sakhalin 2	2009	2	4.8
10	Yemen	Yemen LNG (T1)	2009	1	3.35
11	Peru	Peru LNG	2010	1	4.45
12	Qatar	Qatargas III	2010	1	7.8
13	Yemen	Yemen LNG (T2)	2010	1	3.35
14	Qatar	Qatargas IV	2011	1	7.8
15	Australia	Pluto LNG (T1)	2012	1	4.3
16	Algeria	Skikda - GLIK Rebuild	2013	1	4.5
17	Angola	Angola LNG (T1)	2013	1	5.2

(出所)IGU World LNG Report - 2014 Edition

プロジェクトの初期段階に行う経済性検討に際して、天然ガス価格、プラント建設費用、操業費用、輸送費用等のコストファクターを推算して、LNG 販売価格からどの程度の利益が期待できるか、あるいは、反対に期待する利益を確保するためにはいかなる代替案が想定できるか、等の

検討が行われる。この中でも、プラント建設費用の推算是重要な部分を占めている。前述のごとく、新設プラントでは、天然ガス前処理設備、液化設備、発電・スチーム等のユーティリティ設備、LNG 貯蔵タンク、払出設備等、構成するすべての設備を考慮する必要がある。特に、天然ガスの組成により前処理設備構成に、LNG 船離着岸確保のため沿岸水深・海象条件により払出設備および海洋工事、さらに土壌条件により基礎工事の推算に大きな振れが生じるため、類似・関連情報があれば、現実に沿った評価を初期検討において行うことができる。

21 世紀に入ってカタールや豪州で大型プロジェクトの建設が相次ぎ、LNG の国際取引はますます盛んとなっている。中国・インドの LNG 輸入市場参入に加え、2011 年の福島原発事故で我が国が LNG 輸入を急増させたことは記憶に新しい。2010 年頃からはタイやインドネシアなどでも LNG の使用が始まり、今後もアジアを中心に需要は確実に伸びると期待されている。



(出所)石油天然ガス金属鉱物資源機構

図 4.1-3 日本向けLNG供給ソースの多様化

2014 年には 2 億 4,000 万トンの LNG が世界で取引された。加えて 2014 年末でオーストラリア・米国案件を含む約 1 億 3,000 万トン相当の LNG プラントが建設中で 2015 年から 2018 年にかけて生産開始予定である。さらに 2019 年以降の立ち上がりを目指してほぼ同量の LNG プロジェクトが投資決定に向けて準備が進められている。計画の初期段階にあるものやかなり投機的と思われる案件まで含めると 7 億トン相当のプロジェクトが計画されている。もちろん全てが実現されることはないし、立ち上がりが遅れてくるものもあるが、タンザニア LNG が生産開始を目指す 2020 年代初頭には、多くの案件が計画されており、案件間の競争が激化している状況が予想される。

買い手側は、多くの計画案件の中から、「長期間安定供給が可能となるよう信頼できる性能を有する設備をもち、安定的に運転操業できることが証明される等プロジェクト基盤がしっかりしており、かつ価格的に競争力のある LNG を供給するべく競争力のある設備が建設される」と思われる案件を選定することになる。このような状況下、「本案件を進展させるための最も緊急の課題は LNG の買い手の確保である」との認識を持つことが重要である。

4.2 アンモニア・肥料

4.2.1 肥料の概要

植物は、根を通して水と無機成分を、葉から二酸化炭素を吸収して栄養としている。肥料は、土壤中で不足しやすい植物の養分を補給するものである。植物の栄養素として最も重要なのは、窒素 (N)、リン (P)、カリ (K) であり、これを肥料三要素という。このほか、カルシウム (Ca)、マグネシウム (Mg) や微量元素も土壤中で不足することがあるので、肥料として補給しなければ植物は満足に生育できない。

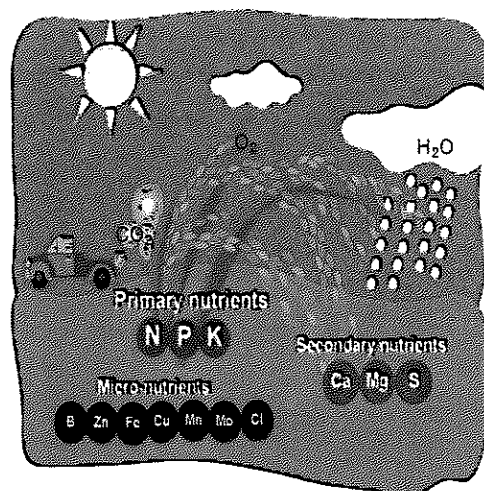


図 4.2-1 植物の生育に必要な栄養素

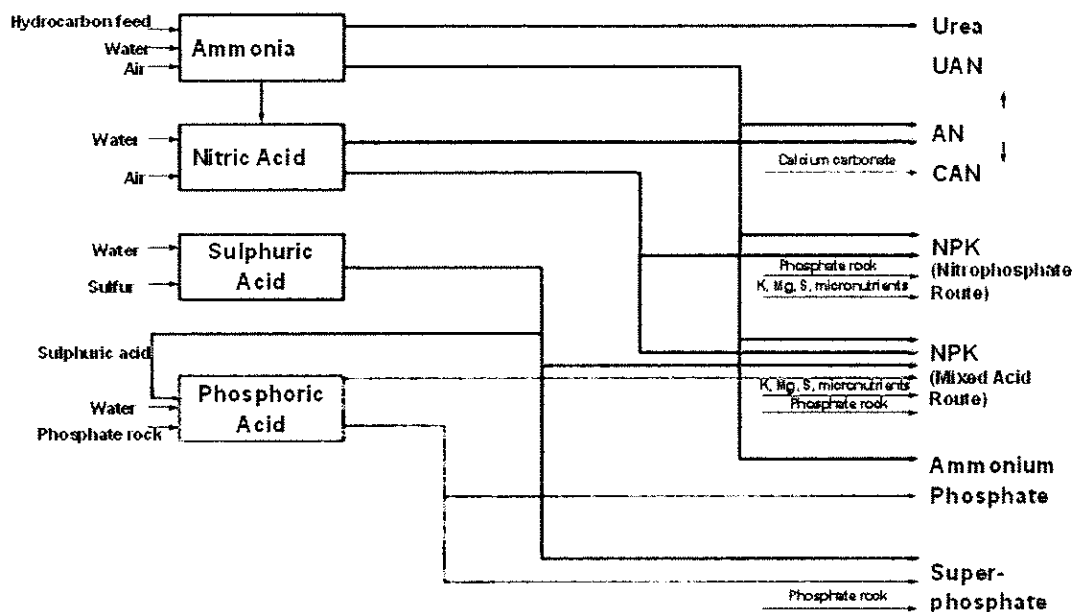


図 4.2-2 代表的な化学肥料のバリューチェーン

4.2.2 アンモニア・尿素とその製造プロセス

代表的な窒素系化学肥料である尿素は、窒素系、リン系、カリ系の化学肥料全体の約 40%を占めている。尿素的原料であるアンモニアは、天然ガスに含まれる水素 (H_2) と大気中の窒素 (N_2) を反応させて製造する。この時副生する二酸化炭素 (CO_2) を用いてアンモニア (NH_3) から尿素が製造される。

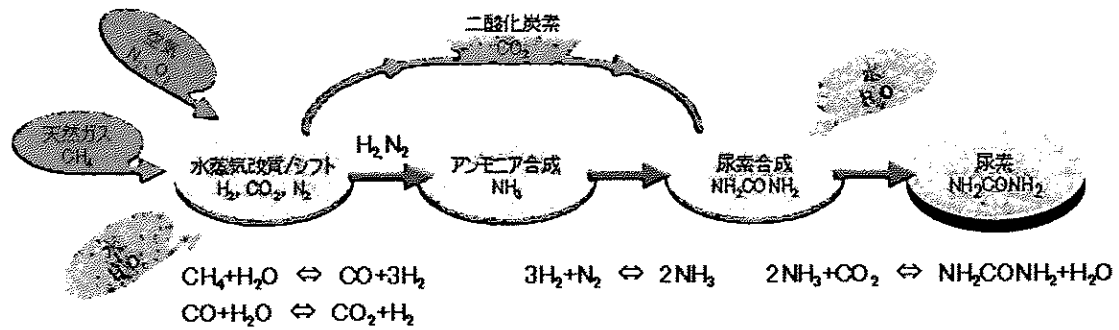


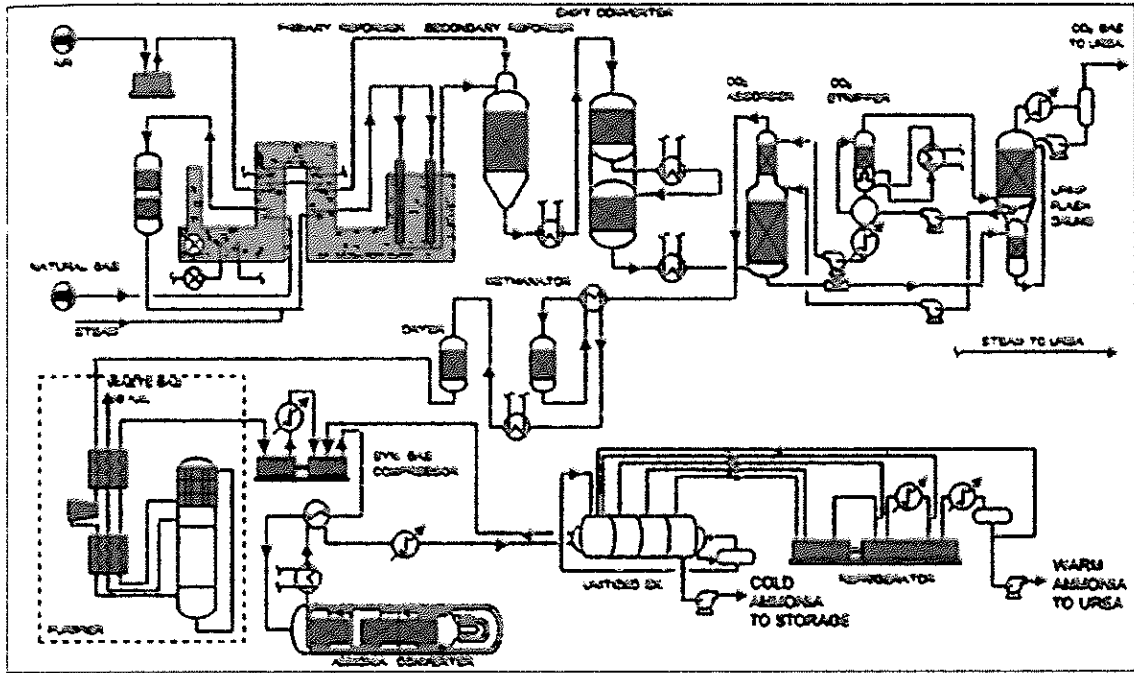
図 4.2-3 アンモニアおよび尿素の製造プロセス

アンモニアは他の窒素肥料（硝安、硫安）や合成繊維などの化学品の原料として利用され、尿素は肥料の他に合板用の接着剤やメラミンなどの原料となるので、これらの製品を組み合わせた化学産業群を形成することができる。アンモニアプラント、尿素プラントは近年大型化と省エネが進み、日産 3,000 トン～4,000 トンの規模に達している。天然ガスの消費量はアンモニアが日産 2,300 トン、尿素が日産 4,000 トンの組み合わせとすると一日当たり 80 MMSCFD (20 年間で 0.5-0.6Tcf) 程度となる。標準的なプラントの天然ガス消費量は LNG プラントの 1/10 程度である。



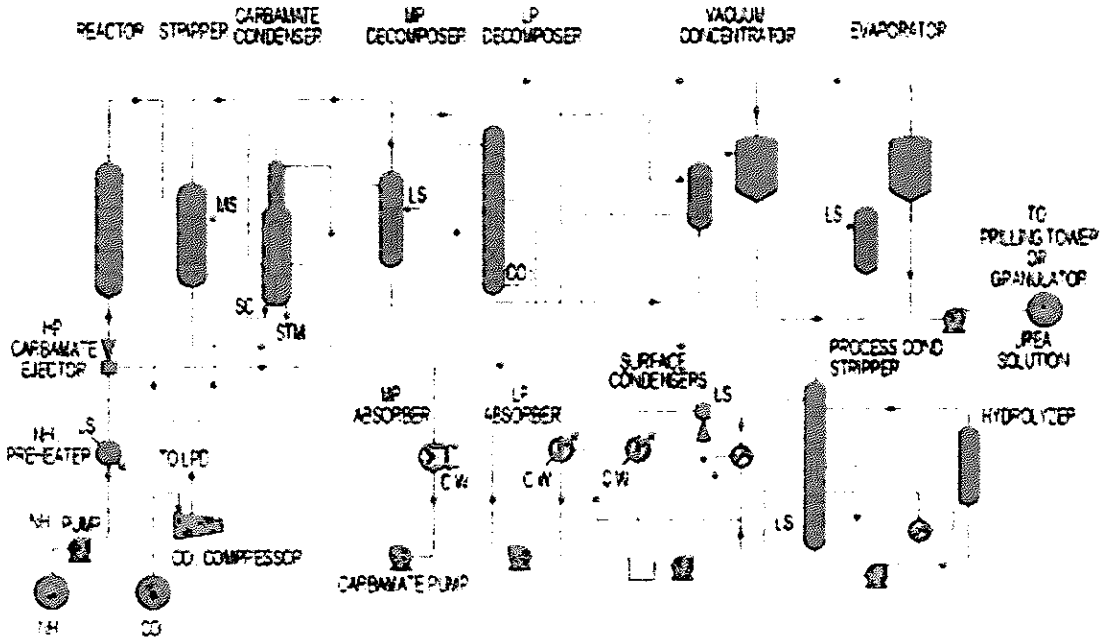
(出所) 東洋エンジニアリング株式会社 (P.T. Pupuk Kalimantan Timur)

図 4.2-4 アンモニア・尿素プラント(インドネシア)



(出所) 東洋エンジニアリング株式会社

図 4.2-5 アンモニアプラントのプロセスフロー図(KBR 法)



(出所) 東洋エンジニアリング株式会社

図 4.2-6 尿素プラントのプロセスフロー図(東洋エンジニアリング法)

4.2.1 と 4.2.2 では、肥料の概要とアンモニア・尿素製造プロセスについて概説した。以降の節では、タンザニアにおける肥料プラント計画検討のための参考として、タンザニアおよび近隣諸国での肥料に関する情報を記載する。

4.2.3 タンザニアにおける肥料使用の実態

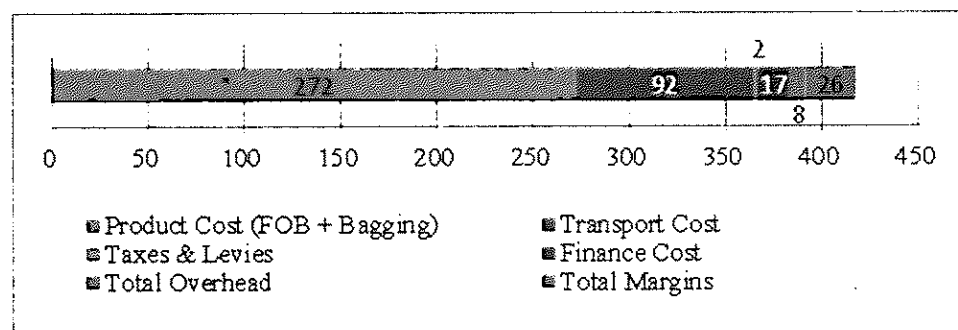
各種研究機関が発表している報告書などからタンザニアにおける肥料使用状況を調査した。国際肥料開発センターによると、タンザニアにおける施肥量は、2015 年政府目標の 52 万 8 千トンに対し 2010 年の実績は 26 万 3 千トンであり、半分に満たない。また、同年の耕作地単位面積当たりの施肥量実績は 7kg/ha であったが、この数値は 2006 年のアフリカ肥料サミットにて出されたアブジャ宣言が設定したサブサハラ諸国の目標値 50kg/ha を大きく下回る。上記の通り、タンザニアは、施肥量の極端な少なさに象徴される肥料不足の状態にある。まず政府目標を、つづいてアブジャ宣言の目標を達成すべく、施肥量を増やすことが求められている。調査団の試算では、現状 7kg/ha の施肥量実績からアブジャ宣言目標の 50kg/ha を達成するためには、2010 年実績 26 万 3 千トンの 7 倍にあたる年間約 200 万トンの施肥量が必要となる。

このような状況下、タンザニア政府は農業生産性を高めるために肥料の使用を奨励している。その代表的な施策として、世界銀行の資金援助による補助金付肥料販売制度（バウチャーシステム）がある。

なお、タンザニアには小規模のリン酸肥料（P205）以外の肥料プラントはなく、尿素を含む肥料の大半を輸入に依存している。

4.2.4 肥料価格

各種研究機関が発表している肥料価格と関連情報を調査した。国際肥料開発センターによると、肥料を他国から輸入し、タンザニア内陸の商業中心地まで輸送した際の価格は、2006 年に平均 419 ドル/トンであり、その内訳は製品の FOB 価格が 65%、輸送コストが 22%、輸入業者の-margin が 6.1%であった。



(出所)IFDC 資料(2009 年)

図 4.2-7 タンザニア内陸の肥料価格内訳(2006 年)

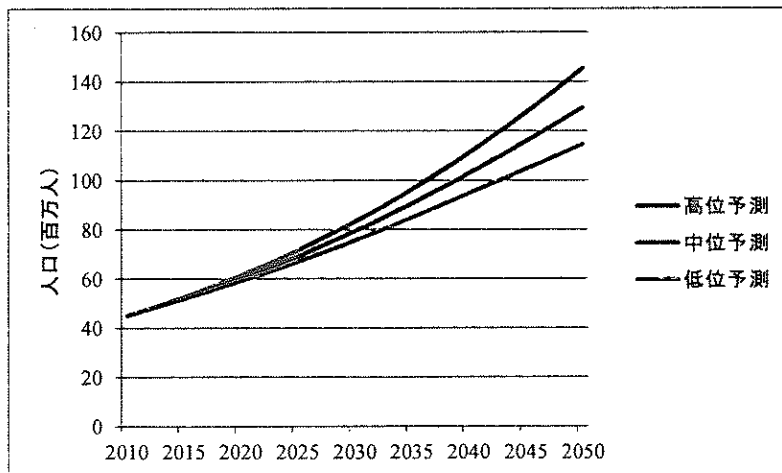
国際食糧政策研究所によると、2010年8月から2011年1月までの尿素の小売価格 592 ドル/トンに対し、FOB 価格は 381 ドル/トン（輸入元：中東湾岸諸国）で小売価格と比較して 64.3%であり、小売価格と FOB 価格の割合はほぼ等しく推移するとしている。

肥料は国際商品でもあり、その価格は需給や原料価格等に影響を受け変動する。2014年7月の中東湾岸諸国の尿素 FOB 価格は 305-318 ドル/トンであった。

4.2.5 肥料需要の見通し

1) タンザニアにおける肥料需要の見通し

タンザニアの人口は 4,925 万人（2013 年、世界銀行）であるが、国際連合の世界人口統計によると 2045 年に 1 億 1,569 万人（中位予測）に達すると予測されている。人口増に伴う食料需要を満たすためには、食料を増産することが優先課題であり、そのためには農業の生産性を向上させることが重要となる。アブジャ宣言の目標値の達成に加え将来の人口増により、肥料需要はさらに増加してゆくと考えられる。



(出所)世界人口統計(国際連合)

図 4.2-8 タンザニアの人口予測

2) タンザニア近隣諸国の肥料需要の見通し

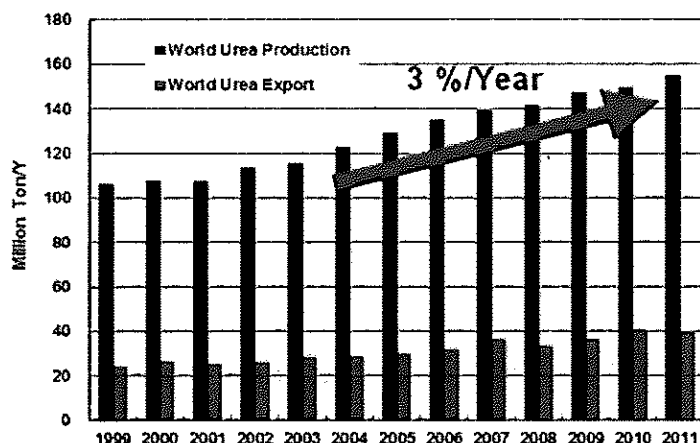
タンザニアと同様、近隣諸国でも肥料の普及が課題となっている。国際肥料開発センター (IFDC) によると、エチオピアでは 2015 年の政府目標施肥量 120 万トンに対し 2010 年の実績は 42 万 7 千トン、ケニアでは 2015 年の政府目標施肥量 91 万トンに対し 2010 年の実績は 44 万 7 千トンであり、それぞれ目標を大きく下回っている。International Fertiliser Society によると、サブサハラ諸国の単位面積当たりの 2010 年の施肥量は 8kg/ha であり、アブジャ宣言目標の 50kg/ha の 6 分の 1 であった。また、エチオピア、ケニアの人口はそれぞれ 9,410 万人、4,435 万人（2013 年、世界銀行）であるが、国際連合の世界人口統計によると、2045 年にはエチオピアが 1 億 7,589 万人、ケニアが 9,081 万人（中位予測）とほぼ 2 倍に達すると予測されている。これら近隣諸国

においても、人口増加に伴う食料需要に対応すべく、政府目標の達成に続くアブジャ宣言目標の達成に加え、さらなる施肥量の増加が求められよう。調査団の試算では、エチオピアとケニアに加えて、ウガンダ、ルワンダ、ブルンジ、ザンビア、マラウィ、モザンビークにおいてアブジャ宣言目標の 50kg/ha を達成するには、2010 年における各国施肥量合計 89 万トンの約 9 倍にあたる年間 800 万トン以上の肥料が必要となる。

なお、近隣諸国には小規模化成肥料プラントが存在するのみで、アンモニア・尿素を中心とした本格的な肥料製造プラントはなく、肥料の大半を輸入に依存する状況である。

3) 世界の尿素需要

世界の尿素消費量は、2001 年以降年率 3 パーセント前後で安定的に増加している。この増加量は大型尿素プラント 3~5 基の生産分であり、今後も尿素を含めた世界の肥料需要は長期的に増加することが見込まれる。



(出所) International Fertilizer Industry Association (IFA)

図 4.2-9 世界の尿素生産量の推移

4) 肥料需要の見通しのまとめ

タンザニア及び近隣諸国では肥料の普及が課題であり、各国政府目標やアブジャ宣言で掲げられた目標の早期の達成が求められている。また、将来の人口増加に伴う食糧需要に対応すべく、農業生産性の向上とその一手段としての施肥量のさらなる増加が必要となろう。

また、タンザニアおよび近隣諸国は肥料の大半を輸入に依存しており、タンザニアで産出する天然ガスから安価に尿素肥料を製造できれば、タンザニア自体の尿素肥料の自給自足と農業生産性の向上に加え、近隣諸国の尿素肥料需要にも応えることができる。また、国際取引商品である尿素は、国際市場向けに輸出することも可能である。

なお、独 Ferrostaal 社は、2015 年 2 月 3 日のプレスリリースにて同社を中心にデンマークの Haldor Topsoe とパキスタンの Fauji Fertilizer Company とともに、アンモニア・尿素プラント

プロジェクトを進めることを公表した。生産量は年間 130 万トン程度で、国内供給及び輸出を目的に、2019～2020 年頃の稼働を予定している。一方、タンザニア及び近隣諸国の肥料需要見通しに鑑みると、今後も新たな肥料プロジェクトが計画されてしかるべきであろう。

4.3 メタノール

4.3.1 メタノールの製造プロセス

メタノールの製造には、天然ガスなどの炭化水素を原料とし、合成ガスを経由して触媒反応によりメタノールを合成、精製し、高純度のメタノールを製造するプロセスが採用されている。合成ガスの製造には、原料炭化水素を触媒存在下、酸化改質剤としての水蒸気とともに高温で反応させる水蒸気改質法などがある。

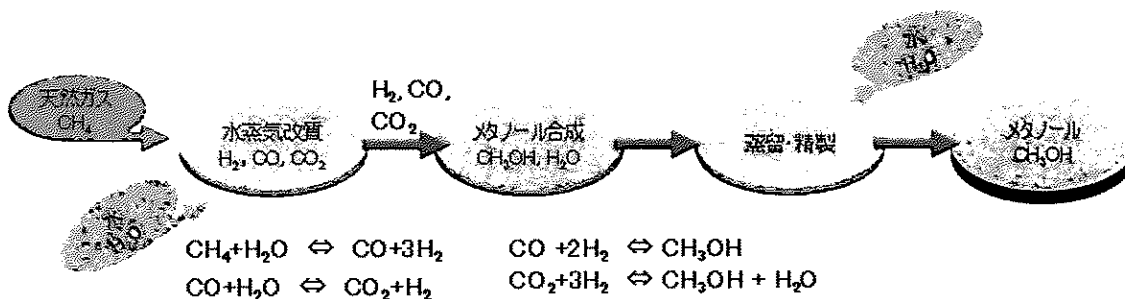
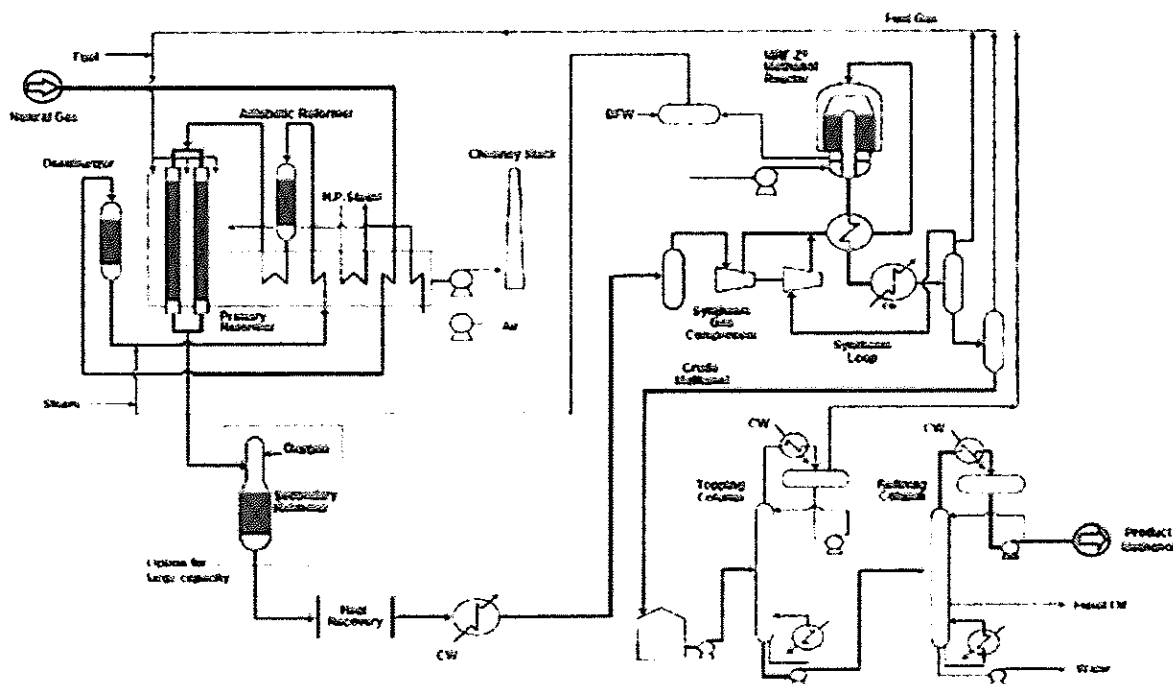


図 4.3-1 メタノールの製造プロセス



(出所) 東洋エンジニアリング株式会社

図 4.3-2 メタノールのプロセスフロー図(東洋エンジニアリング法)

メタノールプラントは大型化が進んでおり、近年では1系列あたり日産3,000~5,000トン(年産100万~170万トン)に達している。日産3,000トンの場合の天然ガス消費量は、100MMSCFD(20年間で約0.7Tcf)程度で、アンモニア・肥料プラントとほぼ同規模である。

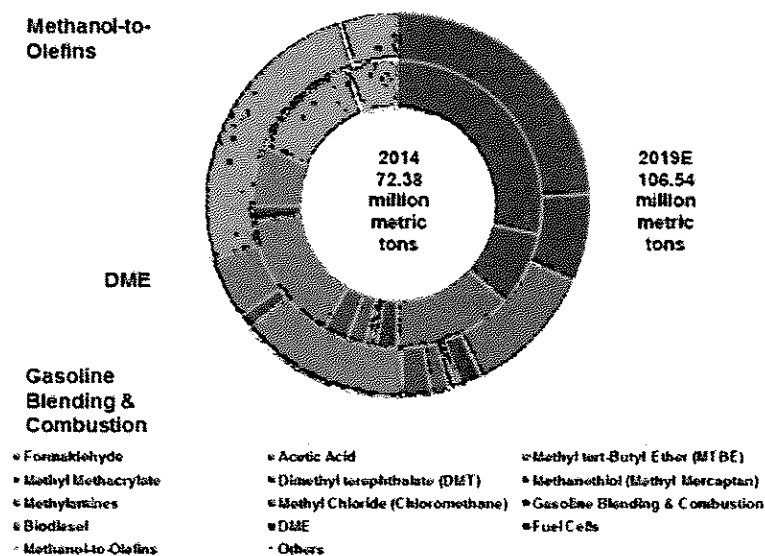


(出所) 東洋エンジニアリング株式会社(Oman Methanol Company L.L.C.)

図 4.3-3 メタノールプラント(オマーン)

4.3.2 メタノールの用途・需要見通し

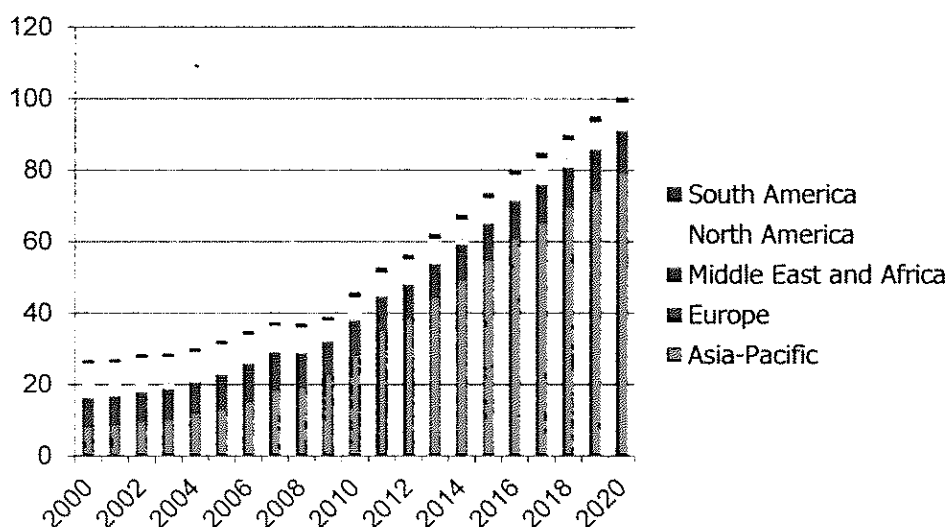
メタノールは主に先進国や中国で消費されており、産ガス地(中東・CIS・南米・東南ア)から需要地(欧米・極東・中国)に向けて流通している。2014年の世界の市場規模は約72百万トンで、約半分が国際市場で取引されており、2019年には市場規模が約107百万トンに達すると見込まれている。



(出所) Courtesy of MMSA Pte Ltd. Feb 2015

図 4.3-4 メタノールの用途及び規模

メタノールは、7～8割が化学用に基礎原料として使用されているほか、2～3割が燃料用であり、安定的な需要増が期待される。化学用では、ホルマリン・酢酸、合成繊維、農薬、建築用の接着剤等に用いられている。また、メタノールの新たな用途として、従来ナフサやエタンから製造していた基礎化学品（エチレン、プロピレンなどのオレフィン類）の代替製造法（MTO：Methanol to Olefin）としての用途が注目されている。さらに、燃料用としてのガソリンへの直接混合のほか、合成ガソリンの原料（MTG：Methanol to Gasoline）およびDME（第4.5節にて記述）などがある。



(出所) GlobalData (19 Jan. 2015)

図 4.3-5 世界のメタノール需要の推移

4.3.3 タンザニアにおけるメタノール製造と関連産業の可能性

タンザニアにメタノールプラントは存在せず、現状、年間 50 トン程度を輸入しているに過ぎない。近隣諸国においても、同様にメタノールプラントは存在せず、少量を輸入している状況である。

天然ガス利用産業として、メタノールは輸出と国内消費の両方が考えられよう。タンザニアで産出する天然ガスからメタノールが安価に製造されれば、近隣諸国や国際市場への輸出に加え、メタノールを原料とした化学産業への展開も可能となろう。

タンザニアは、原油を産出せず、また、石油・石化製品も生産していないことから、メタノールを出発原料とした基礎化学品（MTO）、ガソリン（MTG）およびDME等の製造プラント等の新産業への展開も検討されるべきであろう。

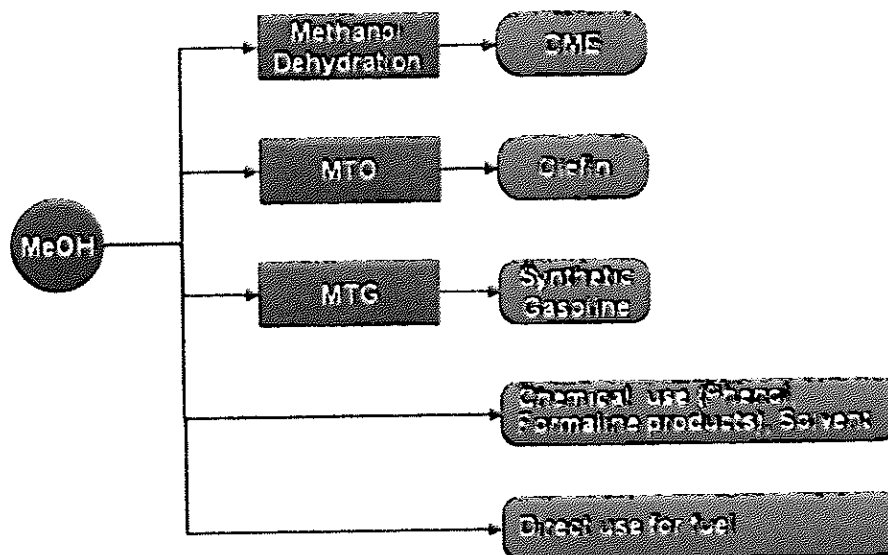


図 4.3-6 メタノールのバリューチェーン

MTO は、メタノールを原料としてオレフィン類を製造するプロセスである。オレフィン類が安価に製造されれば、ポリマーなどの下流の化学産業への展開も可能となる。一般に、MTO プロセスによって、日産 3,000 トンのメタノールから年産 30 万トンのオレフィンを生産することが可能である。

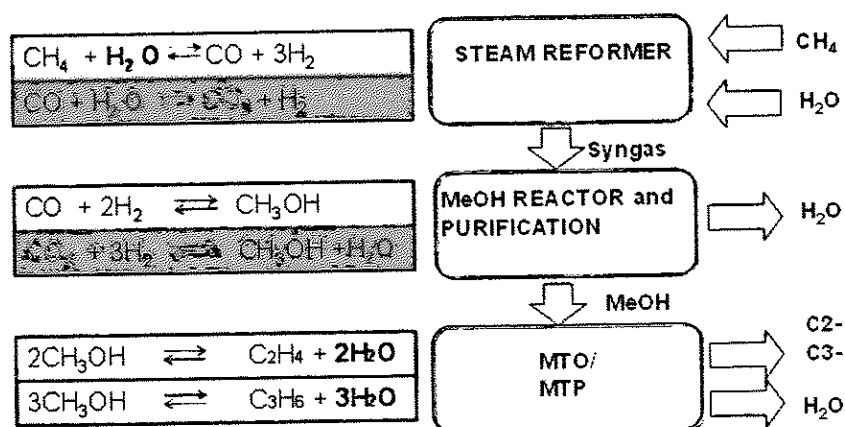
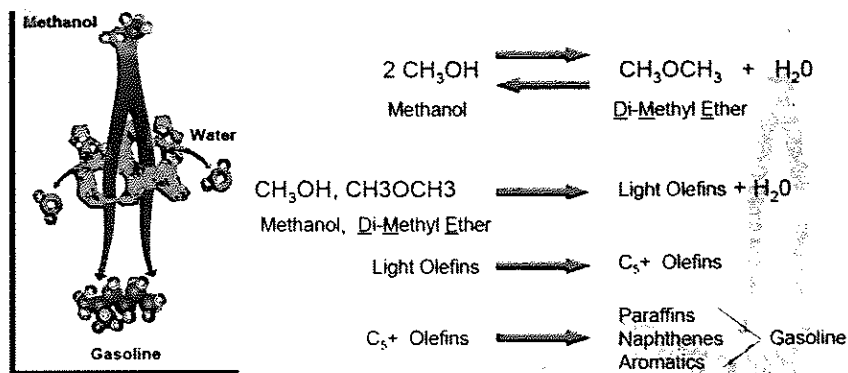


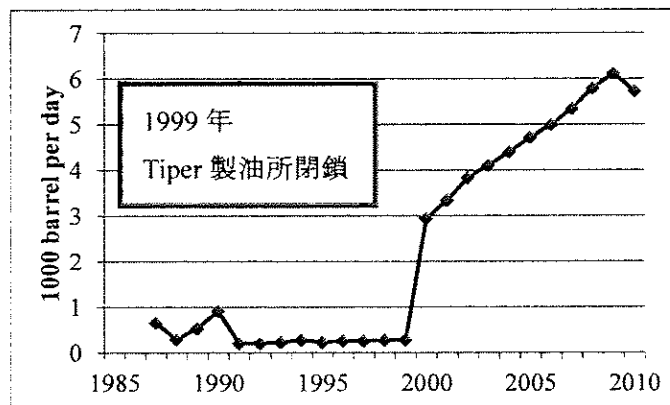
図 4.3-7 MTO の製造プロセス

MTG とはメタノールを原料としてガソリンを製造するプロセスの一般的呼称である。図 4.3-9 に示す通り、1999 年に Tiper 製油所が閉鎖された後、ガソリン輸入量が急激に増加しており、2010 年時点では日量約 6,000 バレルを輸入している。図 4.3-9 のグラフの傾きが示すように、また、これからモータリゼーションを迎えることを考えると、ガソリン需要は今後も増加すると予想される。MTG により自国産のメタノールを原料としてガソリンを生産することにより、ガソリン輸入量の削減、ひいては自給自足も可能となる。一般に、MTG プロセスにより日産 3,000 トンのメタノールから、日産 10,000 バレルのガソリンを製造することが可能である。



(出所) Courtesy of ExxonMobil Research & Engineering

図 4.3-8 MTG の製造プロセス



(出所) Index Mundi

図 4.3-9 タンザニアのガソリン輸入量の推移

4.4 GTL

GTL (Gas to Liquid) プロセスは、天然ガスを原料として、主として Kerosene, Diesel Oil などの液体燃料（石油製品）を製造するプロセスである。タンザニアは、豊富な天然ガス資源を有する一方、石油資源が乏しいため石油製品を輸入している。このような国においては、天然ガスから液体石油製品を製造する GTL プラントは、自国の天然ガス資源を有効に利用するための最も重要なオプションの一つといえよう。

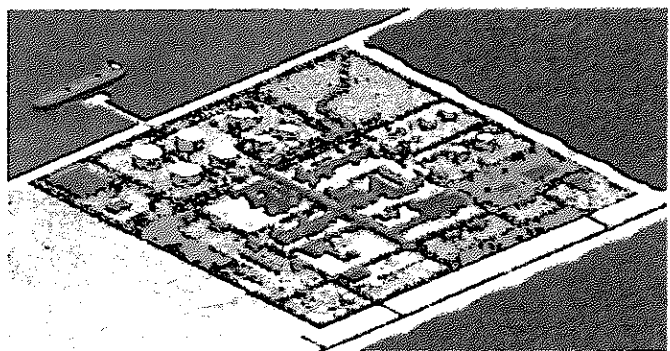


図 4.4-1 General Image of GTL Plant

GTL プロセスは、合成ガス製造、FT 合成、アップグレーディングの3つのセクションにより構成されている。

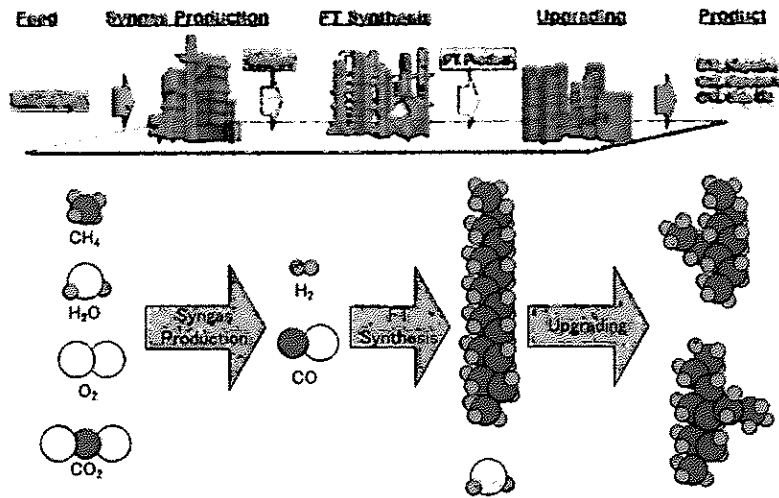


図 4.4-2 GTL の製造プロセス

まず原料天然ガスは、合成ガス製造セクションに供給され、ここで天然ガス（メタン）は、二酸化炭素、スチームあるいは酸素と反応して、水素と一酸化炭素からなる合成ガス(Syngas)となる。次いで合成ガスは FT 合成セクションに送られ、FT 油（液状の炭化水素）に変換される。FT 油はさらにアップグレーディングセクションにて処理され、最終的な GTL 製品油となる。

それぞれのセクションでの反応は次の通りである。

第一段階である合成ガス製造セクションでは、天然ガス（メタン）がスチームや二酸化炭素、あるいは酸素と化学反応し、合成ガス（水素＋一酸化炭素）となる。これらの反応は、図 4.4-3 に示すように、部分酸化反応、酸化反応、水蒸気改質反応、二酸化炭素改質反応であり、合成ガス製造では、これら反応の組み合わせにより複数のプロセスが商業化されている。

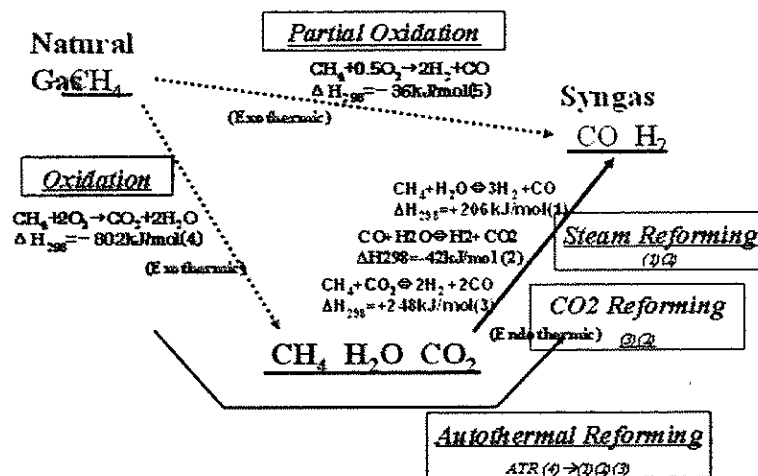


図 4.4-3 合成ガス製造セクション

第二段階である FT 合成セクションでは、合成ガス（水素＋一酸化炭素）が直鎖状の炭化水素に変換される。この反応は、炭化水素（パラフィン）鎖の一単位である（-CH₂-）が順次つながって炭化水素鎖が成長してゆく反応（連鎖成長）が主であるが、連鎖成長の過程で一定の割合で水素と反応して連鎖成長が停止する反応も起こる（図 4.4-4 参照）。そのためメタン、エタン、プロパンといったガス状の炭化水素も生成する。反応する炭素（ここでは一酸化炭素由来）のうち、連鎖成長に組み込まれる割合を連鎖成長確率と呼び、液状の製品収率を大きくする意味で、90%以上が望ましい。

メタン、エタン、プロパンといった軽質の炭化水素ガスは分離回収され、熱源としての利用あるいは原料へのリサイクルが行われるが、プロパンやブタンを分離した LPG 製品とする場合もある。

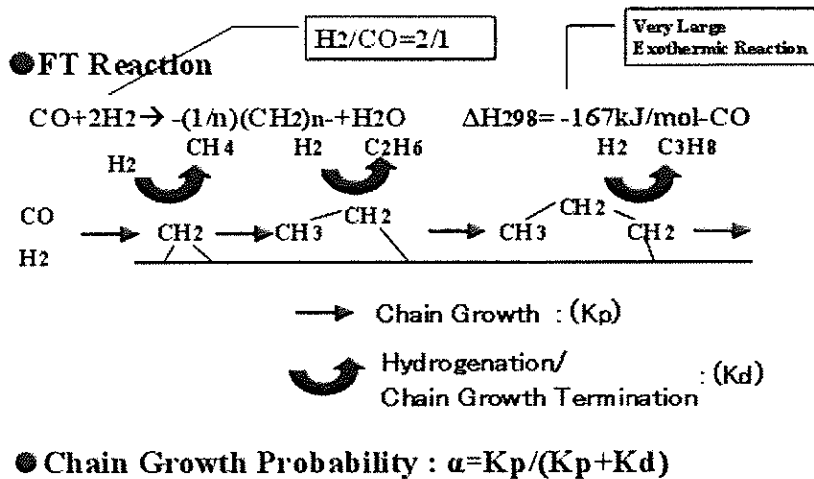


図 4.4-4 FT 合成セクション

FT 合成セクションで生成した FT 油は、ほとんどが n-パラフィンであり、さらにオレフィンやアルコール類を含んでいるので、アップグレーディングセクションにてこれらを精製除去・改質して最終製品とする。ここでは、FT 油の水素化精製、異性化、水素化分解反応が行われることにより性状が改善され、Naphtha、Kerosene、Diesel Oil の最終製品となる。

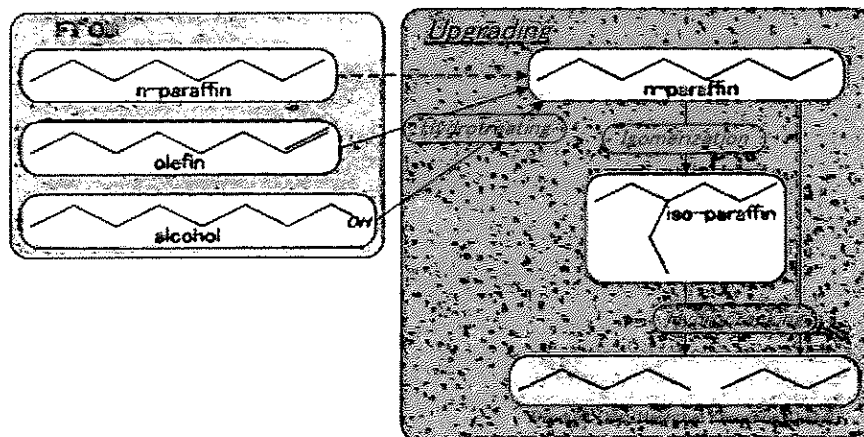
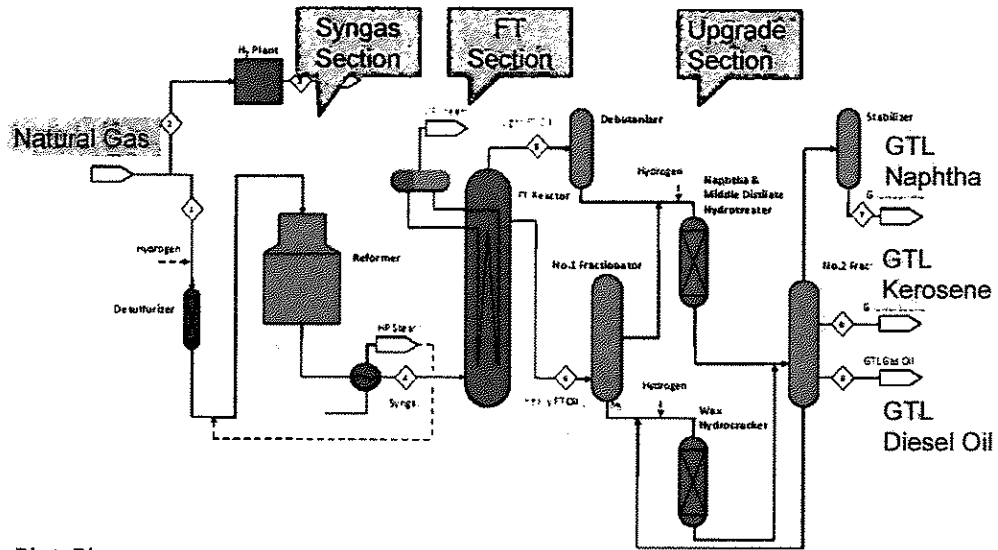


図 4.4-5 アップグレーディングセクション

GTL プラントの標準的なプロセスフロー、およびレイアウトを以下に示す。

GTL Process Flow



Plot Plan

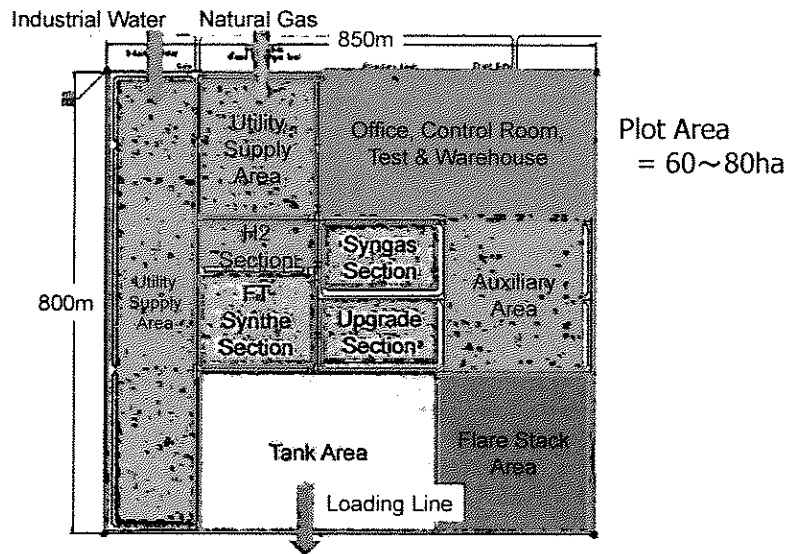


図 4.4-6 GTLプラントのプロセスフローとプロットプラン

現在商業化されている、あるいは商業化レベルに達している GTL プロセスは、Sasol、Shell、Japan-GTL の 3 つであり、これらは表 4.4-1 に示したように、それぞれ異なるプロセスによる 3 つのセクションの組み合わせとなっている。現在は、南アフリカの Mossel Bay、マレーシアの Bintulu、カタールの Oryx や Pearl が、GTL の商業プラントとして稼働しているが、さらに数多くのプロジェクトが世界各地で計画されており、今後も増えてゆくものと予想されている。

表 4.4-1 商業化されている主要 GTL 技術

	Syngas Production	FT Synthesis	Upgrading
Sasol	Topsoe (Autothermal Reforming)	Sasol (SBCR)	Chevron (Isomerization/ Hydrocracking)
Shell	Shell (Partial Oxidation)	Shell (Fixed Bed)	Shell (Hydrocracking)
Japan-GTL	Chiyoda (CO ₂ /Steam Reforming)	NSENGI (SBCR)	JX-NOE (Isomerization/ Hydrocracking)

Note: SBCR: Slurry Bubble Column Reactor
 Chiyoda: Chiyoda Corporation
 NSENGI: Nippon Steel & Sumikin Engineering Co.,
 JX-NOE: JX Nippon Oil & Energy Corporation Ltd.

これら3つのプロセスのうち Japan-GTL プロセスは最も新しく商業化段階に達したプロセスであるが、日本のユニークな最先端技術によるプロセスと触媒を用いている。図 4.4-7 に示す通り、Japan-GTL プロセスは原料ガスとして 40%以下の CO₂ をそのまま利用でき、かつ、従来の GTL プロセスのように酸素製造プラントを必要としない。

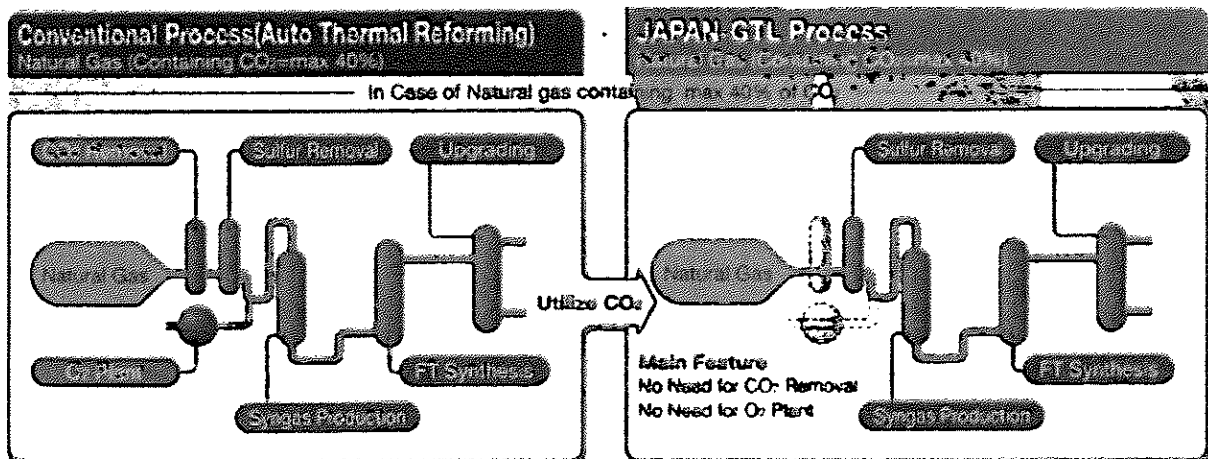


図 4.4-7 Japan-GTL プロセスの特徴

GTL 製品油としての Kerosene、Diesel Oil は、優れた燃料油と言える。GTL Diesel Oil は、既存の石油製品に比して、セタン値が高い、芳香族成分を含まない、硫黄分を含まないといった優れた性状を有している。即ち GTL 製品油は、クリーンで環境にやさしい燃料油である。また GTL Naphtha は n-パラフィンが主成分のためオクタン価が低く、そのままではガソリンとして利用できないが、一方で、エチレンプラントの原料としては大変優れている。

GTL 製品は、輸送用の液体燃料、石油化学原料としての利用に加えて、潤滑油製造の基油としても優れており、種々のマーケットへの展開が可能である。いずれの場合もその経済性は、製品の販売価格、プラントへの投資額、原料天然ガスの購入価格に大きく依存するものである。

4.5 DME

DME（ジメチルエーテル）は天然品ではなくメタノールの脱水縮合や合成ガスからの直接合成で得られる合成品である。無毒で、空気中で容易に分解される液化ガスであることからスプレー缶のプロペラントとしてある程度の量が使用されている。しかしながら、原料の多様性、製造や貯蔵の容易さ、あるいはまたその優れた物性から、21世紀のエネルギー媒体として、また、水素キャリアとして、さらには化学品原料として、近年においては非常に注目されつつある。

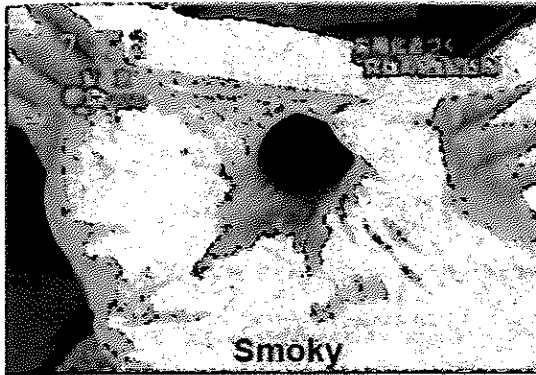
DMEの沸点は -25°C で常温常圧では気体だが、 20°C 約5気圧で液化し常温加圧容器での輸送が可能である。DMEとLPG（プロパン、ブタン）を比較すると、蒸気圧はプロパンとブタンの中間、ややプロパンよりである。さらにガス密度、分子量ともにプロパンよりも若干高いがほぼ同等である。このようにDMEはLPGと類似している物性が多く、貯蔵・取り扱いはLPGの技術が応用できるとされている。しかし、LPGは炭素と水素だけからなる炭化水素類であるのに対してDMEは酸素を含むエーテル類であるので、化学的特性に起因する物性については異なる点がいくらかはある。そこでLPG装置・設備と共用ないし、転用するには装置設計などにおいて差異のある物性に関しては十分留意する必要がある。表4.5-1にDMEと他の燃料の物理的性質をまとめた。

表 4.5-1 DME の性状(他の燃料との比較)

	DME	Methane	Propane	Methanol	Diesel
Boiling Point ($^{\circ}\text{C}$)	-25.1	-161.5	-42	64.6	180~360
Liquid Density ($\text{g}/\text{cm}^3@20^{\circ}\text{C}$)	0.67	-	0.49	0.79	0.84
Ignition Temp. ($^{\circ}\text{C}$)	350	650	470	450	250
Cetane Number	55~60	-	5	5	40~55
Lower Heating Value (kcal/kg)	6,900	12,000	11,100	4,800	12,200

DMEは他のガス体燃料同様に、燃焼しても黒煙が全く出ず、排ガスがとてもクリーンである。すなわち、すす等のPM（粒子状物質）や硫黄酸化物の排出が無く、二酸化炭素や窒素酸化物も大幅に低減できる、とても地球に優しいエネルギーである。勿論、現在問題になっているPM2.5も排出することはない。これらの性質により、ディーゼルエンジン燃料として利用した際に、DPF（Diesel Particulate Filter）が不要となる等、排ガス後処理の負担が大幅に軽減され、コストやメンテナンスの手間の削減が望める。

Diesel Car

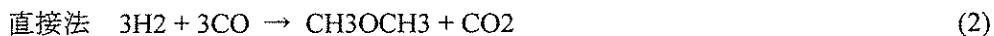
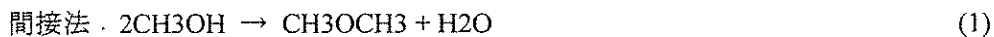


DME Car



図 4.5-1 排気ガスの比較(ディーゼル車とDME車)

DMEの製造技術には、メタノールを原料とした間接法と、合成ガスを原料とした直接法があり、反応式は以下で示すことができる。



ただし、今日現在、直接法のプロセスは実証までにとどまっており、商業装置が存在するのはメタノール原料の間接法のみである。

現在、世界全体で燃料用需要が年間200～300万トン、燃料以外の用途向けが15万トン程度で、その多くが中国で消費されている。民生用や輸送用の燃料としてグローバルな需要拡大が期待されており、タンザニアでは、クリーンな新燃料としての国内使用と近隣諸国への輸出の双方が考えられる。図4.5-2に今後の計画も含めた、世界のDME設備能力を示す。

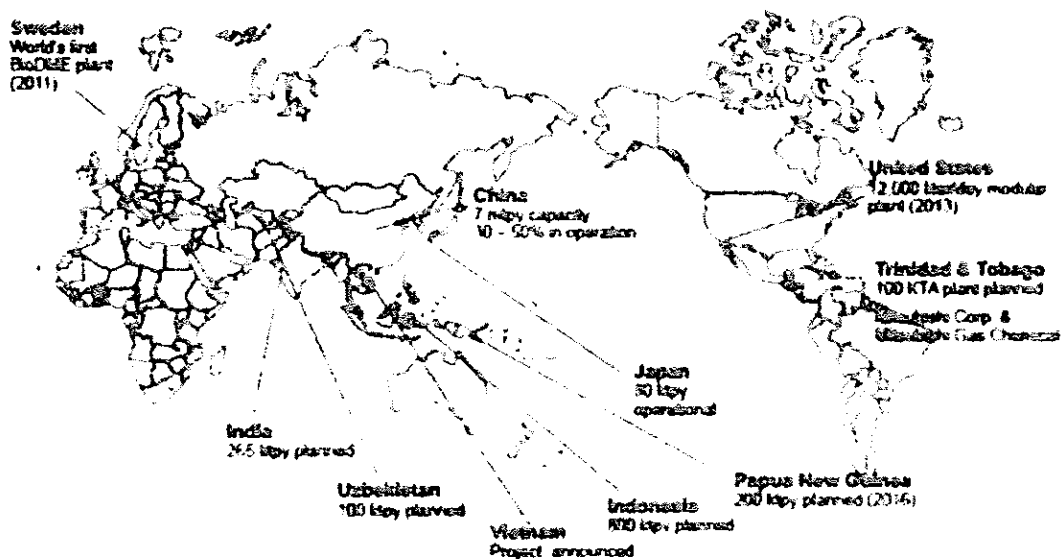


図 4.5-2 世界のDME設備能力(現在計画中の施設も含む)

DMEのプラント規模は上流のメタノールプラントの規模に大きく依存し、例えばその能力が日産3,000トンであり、全量をDMEの原料にできるとすると、DMEの生産量は日産2,000トン程度

である。日産 2,000 トン規模の DME 製造プラントでの天然ガス使用量は日量 100MMSCFD で、20 年間では 0.7Tcf 程度に相当する。DME の生産量については、上流メタノールプラント能力のうち、どの程度を DME の原料にするかなど、検討が必要である。

DME は多様な用途で利用が可能であり、各種利用機器について試験が行われ、その実用性が確認されている。

1) 民生用燃料

都市ガス、LPG と同様の用途、厨房用や暖房用に利用できる。20%程度までであれば、DME を LPG に混合して LPG 用機器をそのまま利用できることが確認されている。また、ディーゼルエンジンを利用したコジェネレーションシステムも開発されている

2) 輸送用燃料

DME はセタン価が 55-60 と高いことからディーゼルエンジン用燃料としても利用することができる。DME エンジン開発、DME 自動車開発が完了し、10 万 km を超える走行試験により、耐久性が確認されており、ススの発生がなく、光化学スモッグ影響の炭化水素排出がない次世代クリーンディーゼル車として期待されている。また、DME 自動車への DME 燃料充填設備の開発も完了している。

3) 発電用燃料

ボイラー燃料、ガスタービン燃料として利用することができる。既存設備を利用した実証試験により、天然ガスと同等の熱効率、環境特性が得られることが確認されている。また、発電用の大型ディーゼルエンジン試験も実施されている。天然ガス、LPG などに比べ、比較的低温で水蒸気改質され、熱バランス上有利なことから、燃料電池用の燃料としての利用も期待されている。また、燃料電池自動車用にコンパクトな改質装置も開発されている。

4) 工業用燃料

食品会社のボイラーに使用されている。

5) ケミカル原料

DME からエチレン・プロピレンを製造する技術が開発されている。価格の高騰している石油ナフサからの製造に比べ、コストを下げられると期待されている。

4.6 MTG (Methanol to Gasoline)

タンザニア国内の液体燃料需要において、ガソリン需要は 1/4 をしめる。本項では、天然ガスを利用して液体燃料を製造するオプションのひとつとして、天然ガスを原料としてメタノール経由でガソリンを製造する MTG (Methanol to Gasoline) について考察する。

天然ガスから液体燃料(輸送用燃料)を製造するプロセスとしては、主として Kerosene と Diesel Oil を製造する GTL (Gas to Liquid) と、ガソリンを製造する MTG (Methanol to Gasoline) がある。製造のスキームを以下に示す。

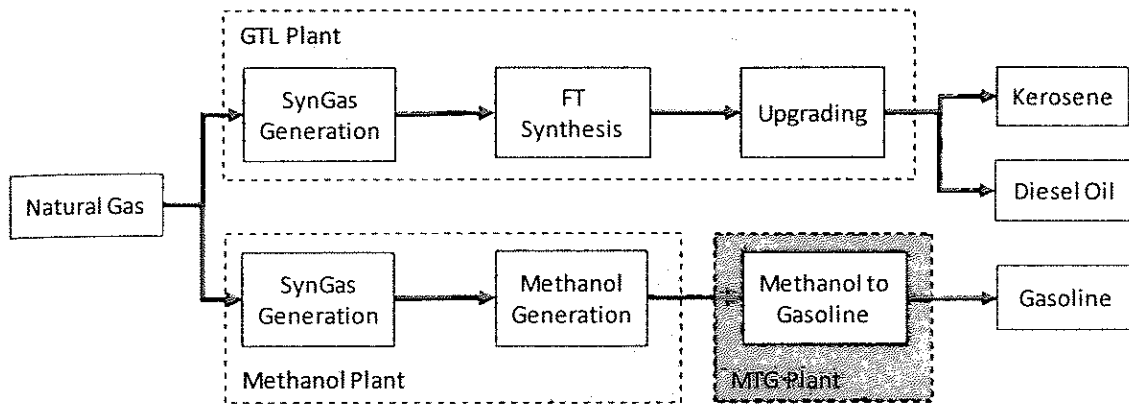


図 4.6-1 合成燃料場の製造スキーム

いずれの製造スキームも、天然ガスを原料とする 3 ステップのプロセスである。本マスタープランにおいては、MTG プラントはメタノールプラントの下流に位置する燃料製造プラントとなる。

MTG プロセスは、Exxon Mobil により実用化された。同社は 1986 年に、天然ガスからメタノールを経由してガソリンを製造する商業プラントをニュージーランドにおいて建設した。プラント規模は、ガソリン年産 57 万トンであった。最近では、中国が Exxon Mobil プロセスを導入し、石炭由来のメタノールからガソリンを生産する MTG プロセスの研究を進めている。年産 10 万トン規模の実証プラントを建設し、運転に入っているほか、多くの MTG プロジェクトが公表されている。

ここでは、標準的な MTG プラントを取り上げる。プラント構成を以下に示す。なお、MTG プラントで生産されるガソリンおよび LPG は、そのまま、タンザニア国内市場の既存のサプライチェーンインフラストラクチャを利用できる。

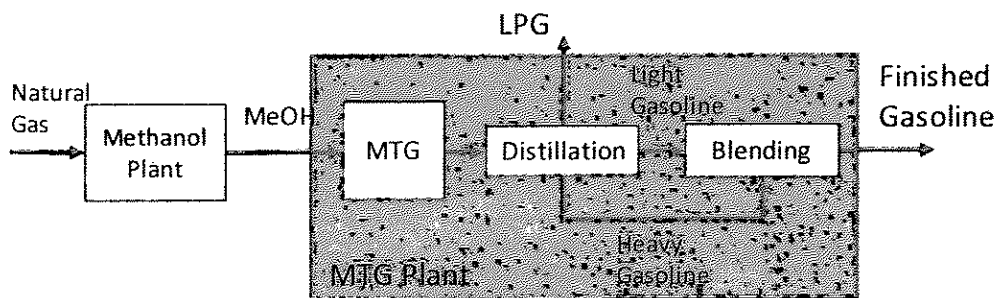


図 4.6-2 MTG プラントのプロセススキーム

4.7 CNG

4.7.1 CNG 車の概要

CNG (Compressed Natural Gas) とは、文字通り圧縮された天然ガスのことである。天然ガスは気体のままでは密度が非常に低く、体積の割にわずかの重量しか運搬や保管が出来ないため、そのままパイプラインで運べるガス以外は、ガスに高圧を掛けて圧縮した CNG やガスを -162°C 以下に冷却して液体にした LNG に変換してから利用されてきた。

天然ガスは、他の化石燃料と比べて地球温暖化の原因となる CO_2 の排出が少ないこと、また光化学スモッグや酸性雨を引き起こす $\text{NO}_x \cdot \text{SO}_x$ の排出が少なく、健康に害をもたらす煤煙や PM の排出が殆どないクリーンなエネルギーであることから、自動車の分野でも応用されてきた。

現在 NGV (Natural Gas Vehicle) には主に CNG 車と LNG 車があるが、殆どの NGV は、常温で燃料を管理でき、一般車からの改造が容易な CNG 車である。

また、CNG 車はエンジンのタイプから 4 種類に分類されている。

1) CNG 専焼車

CNG 専焼車は、CNG だけを燃料とする車両であるため、燃料タンクは無く、代わりに CNG シリンダーに置き換わったものである。このタイプの車は、エンジンが CNG 用に最適化しているため、他の種類の CNG 車と比べて燃焼効率が高いものの、CNG ステーションが無い地域では走行できない。このため CNG ステーションを自前で持てる自治体や会社が、路線バスやごみ収集車、配送トラック等、一定の地域を定期的に走行する車両として利用するのが最適である。

2) バイフューエル車

バイフューエル車は、CNG とガソリンのどちらの燃料でも走行可能な車両である。普段は CNG を利用し、CNG を使い切った際にはガソリンに切り替えて利用できるため、CNG ステーションの整備が進んでいない地域でも走行可能である。

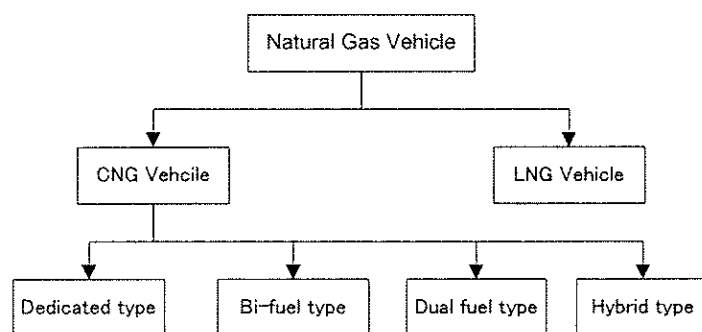
3) デュアルフューエル車

デュアルフューエル車とは、ディーゼルエンジンの構造をほぼそのまま利用しながら、吸入空気に天然ガスを混合させ、少量の軽油をエンジンの圧縮工程において噴射し、この軽油の自発火により天然ガスに点火させる車両である。

このエンジンは、ディーゼルエンジンと同様の高いエネルギー効率を持っており、燃料の 60～85% を天然ガスで賄うとすると、軽油のみを使用する場合に比べて、10～20% 程度 CO_2 発生量を削減することができる。また CNG を使い切った際には軽油のみでの走行が出来るため、CNG ステーションの整備が不十分な地域でも走行可能である。

4) ハイブリッド車

ハイブリッド車とは、天然ガスエンジンに電気モーターを組み合わせた車両で、エンジンを効率的に運転しているときに発生する余分なパワーや、減速時に熱として捨てていたエネルギーを回収して発電を行い、その電気で発進時にモーター走行に置き換えるものである。このため CNG 専焼車より燃費は良くなるものの、車両価格は高くなるきらいがある。



(出所)日本ガス協会

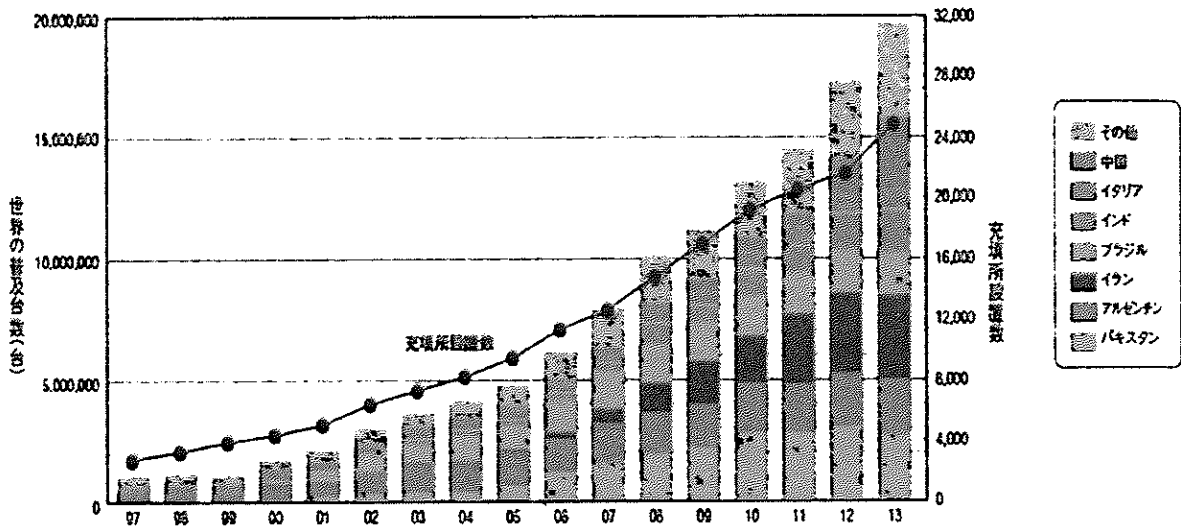
図 4.7-1 天然ガス車の種類

CNG 車は、CNG の供給システムや走行距離の制約から、当初はバスやタクシーなどの公共機関を中心に使用されてきたが、近年では技術改善やガス供給網の拡充が進み、実用性や環境性能の面から世界の環境対応・代替燃料車の中で主流を占めるようになった。

4.7.2 世界における NGV の推移

現在の NGV の台数をみると、イラン、中国、パキスタン、アルゼンチン、インドなど、天然ガスの産出国で普及が進んでおり、世界の天然ガス自動車の保有台数は 2013 年には約 2,000 万台に達している。

石油製品を輸入に頼るタンザニアの状況は、これらの CNG 車先進国と似ており、今後の普及の可能性を探るべく現在 60 台ほどを導入してテストが行われている。すでにガス供給システムを持つダルエスサラームなどでは、有望な石油代替手段の一つである。



(出所) Gas Vehicle Report

図 4.7-2 世界の CNG 自動車

4.7.3 タンザニアにおける CNG 車の現状

1) CNG 車の現状

タンザニアでは、国内で産出する天然ガスを活用するための一環として、2009 年より CNG 車の導入が開始されており、現在 60 台の CNG 車がダルエスサラーム市で利用されている。

これら CNG 車は、全てガソリン乗用車を改造したバイフューエル車である。エンジンの改造は、主にダルエスサラーム大学の監修の下、私企業 (Tanzania Triangle Ltd.) が実施している。改造費はキット代を含めて約 160 万 TZs (4 気筒) ~ 200 万 TZs (8 気筒)、改造に必要な日数は 1 日である。

CNG 車の所有形態を見ると、官公庁のみならず、民間企業も利用している。そのうち PanAfrican Energy Tanzania Ltd. は 3 台の CNG 車を所有し、テスト運用を行っている。

2) CNG 車の経済性

ガソリン 1 リットル当たりの乗用車の走行距離を 12 km とすると、同距離を走行するのに必要なガソリン車ベース CNG 車の CNG の消費量は 0.73 kg である。

12km を走行するためのガソリン価格は 2,300 TZs/l、CNG 価格は 1,210 TZs/kg とすると、ガソリン車と CNG 車の燃費はそれぞれ 191.7 TZs/km、73.6 TZs/km となる。

このことからガソリン車ベースの CNG 車を導入すると、燃費はガソリン車の 38% で済むようになる。また 1km 走行当たりの燃費節約額は、118.1 TZs となる。

同様に軽油 1 リットル当たりの乗用車の走行距離を 12 km とすると、同距離を走行するのに必要なディーゼル車ベース CNG 車の CNG の消費量は 0.67 kg である。

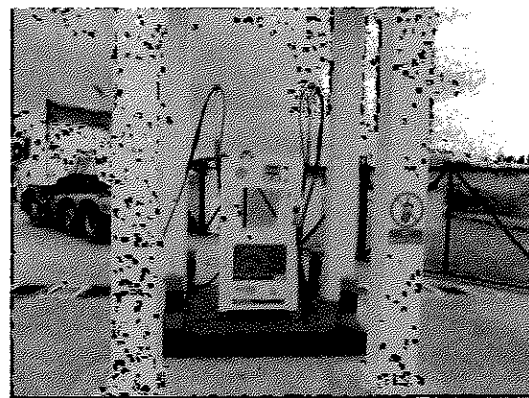
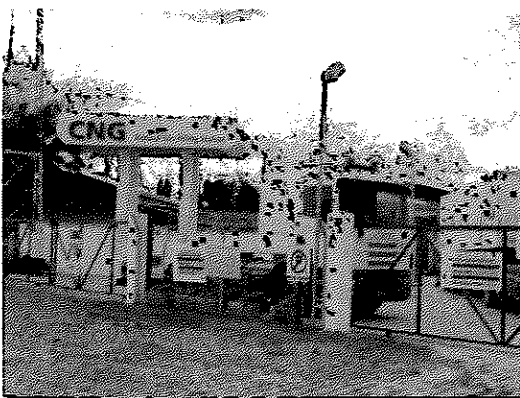
12km を走行するための軽油価格は 2,200 TZs/l、CNG 価格は 1,210 TZs/kg とすると、ディーゼル車と CNG 車の燃費はそれぞれ 188.3 TZs/km、67.6 TZs/km となる。

このことからディーゼル車ベースの CNG 車を導入すると、燃費はディーゼル車の 36% で済むようになる。また 1km 走行当たりの燃費節約額は、120.7 TZs となる。

3) CNG ステーションの現状

CNG ステーションは、現在 Ubungo に 1 か所あり、TPDC と PanAfrican Energy Tanzania 等が共同出資して運営を行っている。

- a. Ubungo の CNG ステーションの建設費は約 100 万\$である。
- b. CNG ステーションには大型のコンプレッサの他、3 つのディスペンサが設置されているが、そのうちの 1 つは CNG トレーラー用である。
- c. 乗用車 1 台への充填時間は短く、小型車で 1 分、大型車でも数分で終了する。
- d. 1 日当たりの CNG 車の利用台数は 3~5 台程度と少ないが、その主な理由は、CNG ステーションが都心部から道路渋滞により 1 時間以上掛かる不便な場所に位置するためである。
- e. その他、Mikocheni 準工業地域に CNG を運ぶための CNG トレーラーが 1 日に 2~3 回、CNG ステーションを利用している。
- f. 加えて、この CNG トレーラーには 200 本のガスシリンダーが積載されており、一度に約 4 トンの CNG を輸送することが可能である。
- g. CNG の値段は CNG 車用、工業団地用とも 1,100 TZs/kg である。



(出所) JICA 調査団

図 4.7-3 Ubungo CNG ステーション

4.7.4 天然ガスの将来供給計画について

1) 計画の概要

この計画は、2013年にTPDCが外部コンサルタントに委託して作成されたものであり、ダルエスサラームにある30,000世帯の事業所やホテルを含む住居に天然ガスを供給するとともに、8,000台のCNG車を運行させることで、ガソリンやLPG、石炭、薪等既存のエネルギー源から天然ガスへの転換を推進させ、その結果、燃料輸入の削減と外貨支払いの節約を行うとともに、大気汚染の削減、森林破壊の削減、貧困削減、エネルギーの確実な供給を行うことを目的とするパイロットプロジェクトである。

そのため、市内にガスを敷設するとともに、大口利用者のために38ヶ所のガスの末端と、CNG車のために15ヶ所のCNGステーションを設置することを提案している。

目標年次は、特に決まっておらず、ドナーの融資次第となっている。

このプロジェクトの全体コストは7,600万ドル、経済便益はCNG車への転換分で172億TZs、石炭からの転換分が1,752億TZs、LPGからの転換分が104億TZsで、合計で2,028億TZsと推計されている。(図4.7-4を参照)

2) 車両用天然ガスの利用推進計画の概要

このパイロットプロジェクトでは、ダルエスサラーム市内の15地点でCNGステーションを建設し、とりあえず8,000台の車のCNG化を図るものである。

8,000台のCNG車の利用者は、官公庁だけでなくタクシーや公共バス会社、一般私企業の利用を想定している。

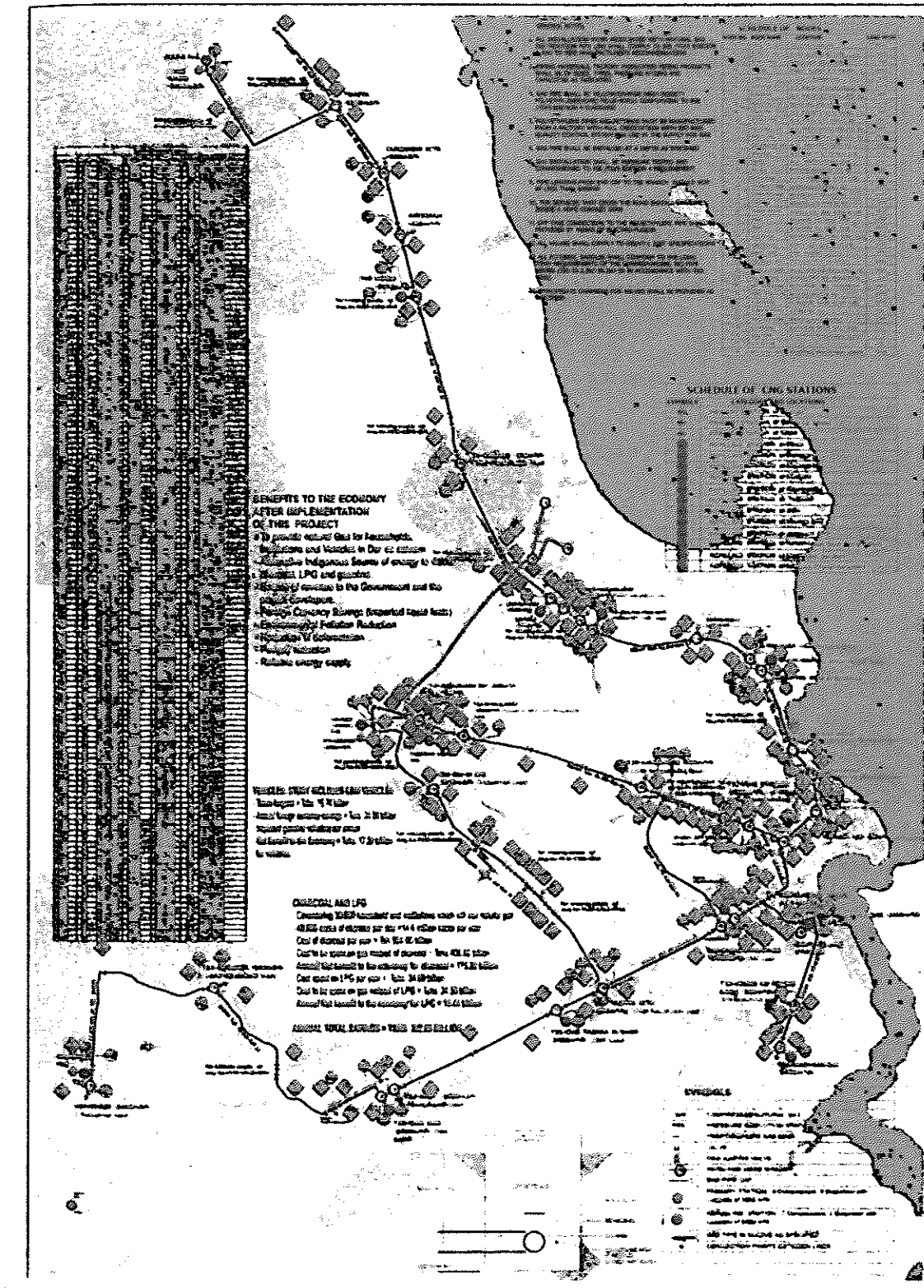
ダルエスサラーム市内で8,000台のCNG車を稼働させることは、あくまでも暫定的なパイロットプロジェクトの目標であり、ダルエスサラーム市の最終の目標値ではない。このため本調査では超長期(2045)におけるダルエスサラーム市内で稼働するCNG車の台数を別途設定する。



TANZANIA PETROLEUM DEVELOPMENT CORPORATION

Piped Natural Gas for Industries, Households, Institutions and Vehicles in Dar es Salaam

Project to include 30,000 households including institutions/hotels and 8,000 vehicles; Project cost -US\$ 76 million

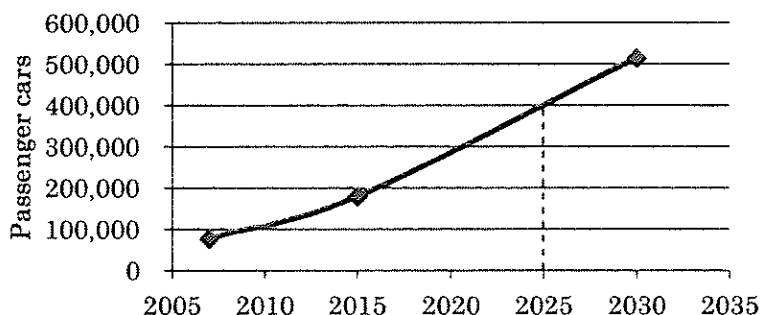


(出所) TPDC

図 4.7-4 プロジェクト位置図

3) ダルエスサラーム市における 2025 年の乗用車類全体に占める CNG 車の割合

ダルエスサラーム市居住者の乗用車類の保有台数は、JICA が 2008 年に実施した「ダルエスサラーム総合都市交通体系策定調査」によると、2007 年時点で 77,800 台であり、2015 年には 180,000 台、2030 年では 515,000 台に増加すると予測されている。



(出所)2008 年 JICA M/P を基に JICA 調査団が作成

図 4.7-5 ダルエスサラーム市における乗用車類の台数の推移

このグラフから、今から 10 年後の 2025 年には、ダルエスサラーム市の乗用車の保有台数は約 40 万台になると予想される。

一方、車両用天然ガスの利用推進計画によると、まずは 8,000 台の車の CNG 化を図ることを目標としている。このパイロットプロジェクトが 2025 年に完了した場合、ダルエスサラーム市の乗用車保有台数に対する CNG 車の割合は 2%と控えめな計画であることから、十分実現可能と考えられる。

4) 車両用 CNG 利用推進計画を実現させるための課題

CNG 車を稼働させる計画を実現させるためには、タンザニア政府主導で必要な場所に必要な数のガス・ステーションを整備するとともに、一定規模以上の公共/民間車両使用事業者に一定の割合で CNG 車の導入を義務付ける必要がある。また CNG 車優遇策を実施し、CNG 車利用者に対してインセンティブを与える必要がある。

以下に世界各地で実施されているインセンティブの例を示す。

- CNG をガソリンやディーゼルより安価に提供すること。
- CNG 車への改造が安価に出来るよう政府が改造費の援助や税金の減免をすること。
- CNG 車と一般車の車両価格の差額の一部を政府が負担すること。
- CNG 車への改造を行う地元の自動車整備士の育成や援助を行うこと。
- CNG 車への税金を減免すること。一方 CO₂ 排出量に応じた税金を課すこと。
- CNG 車に対する都心部乗入税や通行料金等を免除すること。
- CNG 車には、同乗者数に関係なく HOV レーン²の通行を許可すること。

² HOV (High-occupancy vehicle)レーン：規定人数以上が搭乗している車のみ走行可能な車線のこと

第5章 タンザニアにおける天然ガス需要の見通し

第5章 タンザニアにおける天然ガス需要の見通し

5.1 モデルの構造と前提条件

5.1.1 エネルギー需要モデルの構築

本節で説明するエネルギー需要の見通しは、現在実施中の JICA 調査「ダルエスサラーム電力システムマスタープラン策定、電力システムマスタープラン 2012（以下「PSMP 調査」）再考察計画」で策定されている長期エネルギー見通しと同じ前提・方法を適用して作成したものである。

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、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）。まず最初に、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、利用可能性、価格、利益/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。

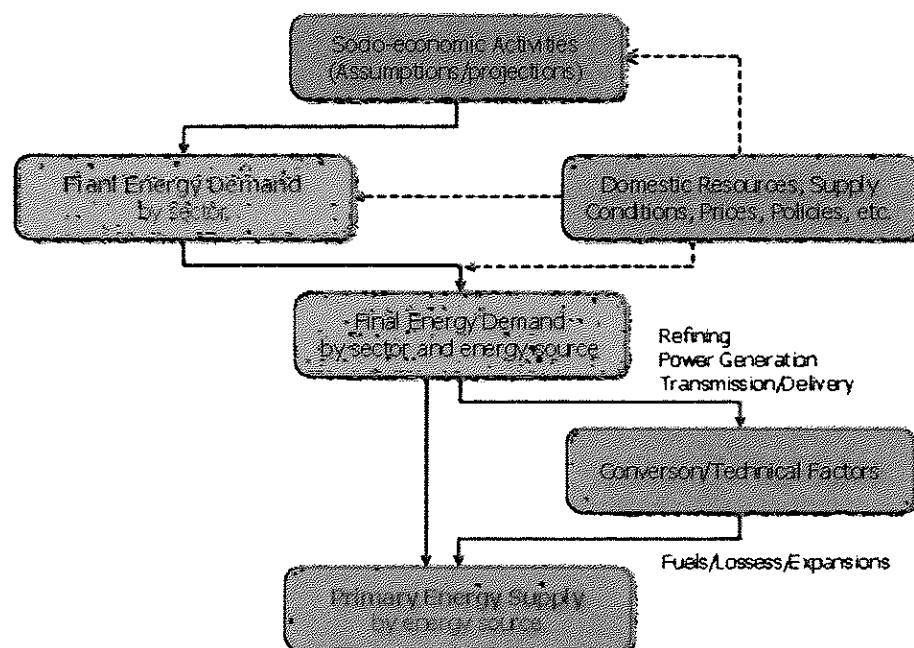


図 5.1-1 エネルギー需要モデルのフローチャート

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。

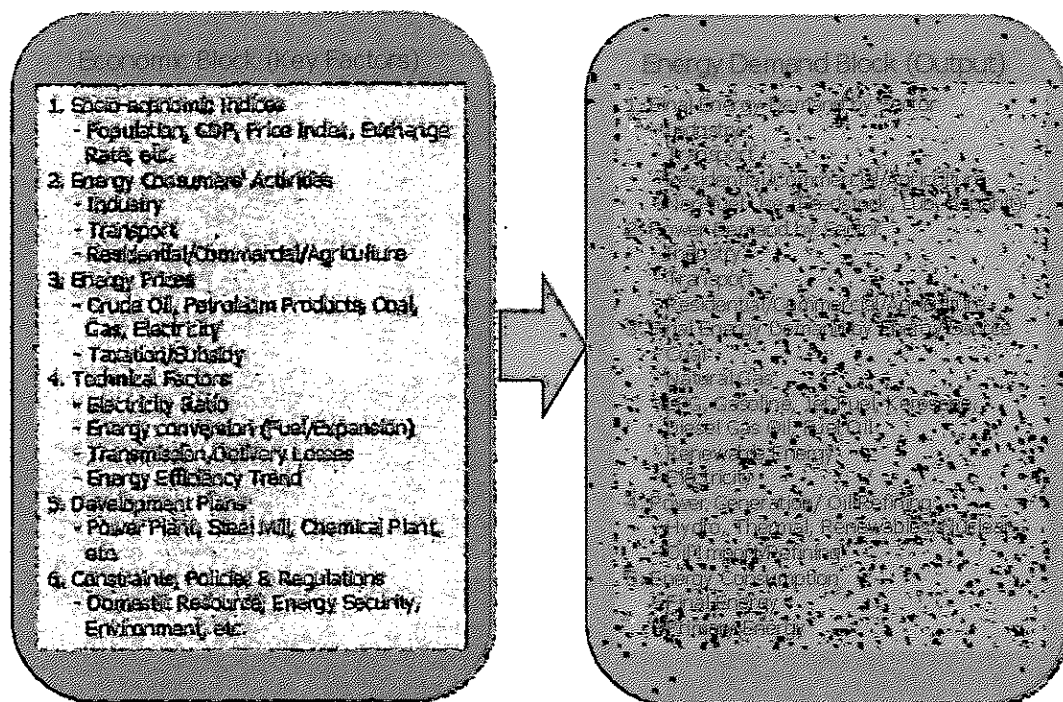


図 5.1-2 エネルギー需要モデルの主要要素とアウトプット

このモデルは過去の統計を用いた計量経済分析、技術的關係の評価、効率改善、資源のアベイラビリティ、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。様々な要素の關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觀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。

5.1.2 主な前提条件

(1) 人口

タンザニアの人口は最近 10 年では年率 2.7%の安定した増加率を示しているが、今後この増加率は次第に低下すると見込まれる。人口は今後 30 年でほぼ倍増し、2012 年の 4,490 万人から 2045 年には 8,500 万人になると見込まれる

表 5.1-1 人口成長率の想定

		2000	2012	2025	2035	2045	12⇒45
Population	(million)	32.6	44.9	61.5	74.5	85.0	-
AAGR	(%)	-	2.71	2.45	1.92	1.34	1.95

(2) GDP

タンザニアの實質 GDP は、2000 年から 2013 年まで年率約 7%で安定した成長を記録してきた。

1995年にNEEC (National Economic Empowerment Council) が策定した“THE TANZANIA DEVELOPMENT VISION (TDV) 2025”では、政府は2025年までの目標として8%/年以上の成長率と、高レベルの人材開発を伴った中所得国になることを掲げている。この目標を達成するため、国内経済は生産性の低い農業中心の経済から準工業化経済へ移行し、2025年には1人あたり所得は最低でも3,000米ドルに到達するものとされている。高い生産性を備えた競争力のあるダイナミックな経済を実現するための強固な基盤として、十分な規模のインフラを構築しなければならない。また、これと同様、政府は2011年に策定した5ヶ年計画“THE TANZANIA FIVE YEAR DEVELOPMENT PLAN 2011/2012-2015/16”においては、年率10%の高い成長率を期待している。

これらの計画を考慮に入れ、本プロジェクトでは3つのシナリオ、ベースケース (Base ケース)、高成長ケース (High ケース)、低成長ケース (Low ケース) を設定した。ベースケースでは実質GDPの足元の伸び率が2025年まで続き、その後は成長率が若干減少するものと想定した。その結果、2045年までの全体の平均成長率は6.1%となる。高成長ケースでは現在の5ヶ年計画で想定されているレベルを維持し、2045年までほぼ年率8%の成長が続くものと想定した。一方、低成長ケースではベースケースよりも成長率が1%程度低くなるものと想定した。

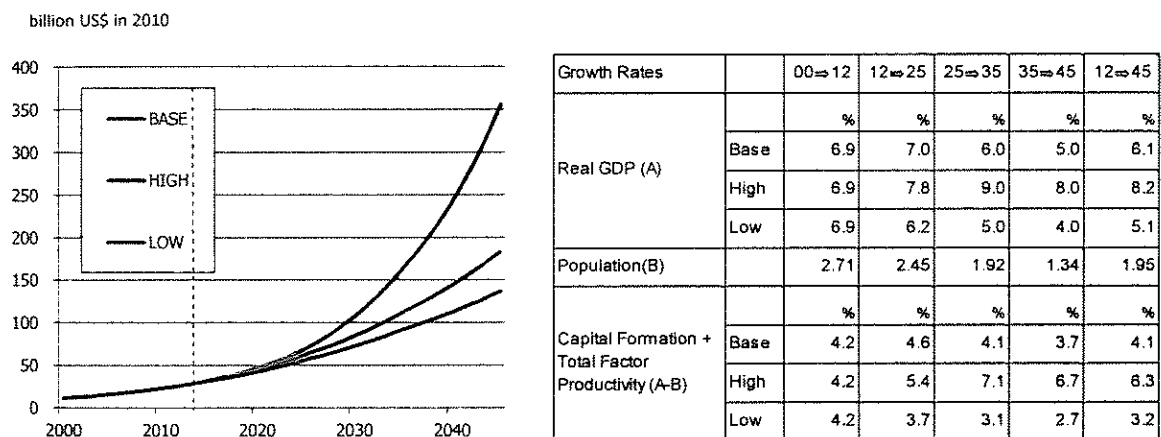


図 5.1-3 シナリオ別 GDP 成長率

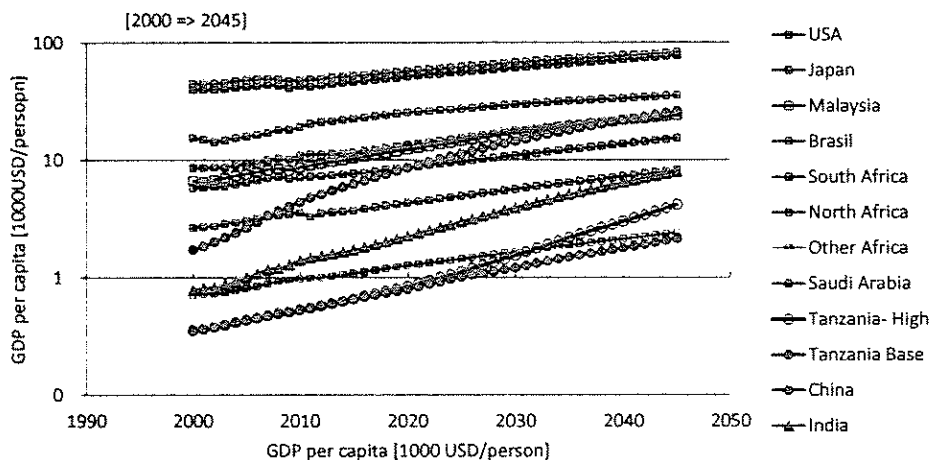
図 5.1-3 の右側の表はこれらのシナリオをどのように読みむかの説明である。長期経済開発の検討によく用いられるコブ-ダグラス生産関数の概念を用いると、経済成長率は資本投入、労働人口、全要素生産性の成長率の合計となる。Base ケースでは、資本投入と全要素生産性（これは経済成長率全体の合計から人口増加率を引いたもの）の成長率の合計がおおよそ現在の年間4%のペースを維持する。これが High ケースになると2%以上上昇し、Low ケースでは1%低下する。Base ケースは発展途上国にとっては並レベルの予測とみられ、力強い成長ポテンシャルがあるという背景から、健全な資本投入と人的資源の開発が一定のペースで維持されるとする想定である。Low ケースは世界経済の悪化などの外的要因によって起こり、High ケースは野心的ではあるが、積極的な開発政策の採用により高度経済成長の実現に成功するケースである。

表 5.1-2 シナリオ別の GDP と一人当たり GDP

		2000	2012	2025	2035	2045	00⇒12	12⇒25	25⇒35	35⇒45	12⇒45
		\$ billion	\$ billion	\$ billion	\$ billion	\$ billion	%	%	%	%	%
Real GDP in 2010 US \$	Base	11.7	26.1	62.9	112.6	183.4	6.9	7.0	6.0	5.0	6.1
	High	11.7	26.1	69.6	164.8	355.9	6.9	7.8	9.0	8.0	8.2
	Low	11.7	26.1	56.7	92.3	136.7	6.9	6.2	5.0	4.0	5.1
Real GDP per capita in 2010 US\$		US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	%	%	%	%	%
	Base	359	581	1,021	1,512	2,157	4.1	4.4	4.0	3.6	4.1
	High	359	581	1,132	2,214	4,185	4.1	5.3	6.9	6.6	6.2
Nominal GDP per capita		US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	%	%	%	%	%
	Base	312	629	2,356	4,919	9,371	6.0	10.7	7.6	6.7	8.5
	High	312	629	2,610	7,203	18,187	6.0	11.6	10.7	9.7	10.7
	Low	312	629	2,125	4,035	6,985	6.0	9.8	6.6	5.6	7.6

表 5.1-2 は上記の経済成長を前提としたときの結果をまとめたものである。2010 年米ドル基準の実質 GDP は 2012 年の 260 億ドル（2010 年価格）から 2045 年には、Base ケースでは 1,830 億ドル、Low ケースでは 1,370 億ドル、High ケースでは 3,560 億ドルまで伸びる。注意すべきは、Base ケースと High ケースの間には平均成長率の差がわずか 2% しかないが、30 年を経ることで極めて大きな差が生じることである。High ケースの GDP は Base ケースのものほぼ倍にまで達する計算になる。

2045 年の一人あたり実質 GDP は Base ケースで 2,200 ドルに届き、Low ケースと High ケースではそれぞれ 1,600 ドル、4,200 ドルとなる。一人あたりの名目 GDP は 2020 年台後半には 3,000 ドルを超えると見込まれる。



(出所) "Asia/World Energy Outlook 2014", IEEJ is referred for the countries other than Tanzania.

図 5.1-4 一人当たり GDP の国際比較

図 5.1-4 はタンザニアと他の主要経済国との間の年間 GDP の成長軌道を比較したものである。Base ケースでは、タンザニア経済は 2045 年には 2000 年代初頭の中国のレベルに達する。High ケースでは、タンザニア経済は 2030 年にはインドの現在のレベルを追い越し、2045 年には中国の現在のレベルに追いつくだろう。産業化と都市化が相当程度進むことが予想され、遅かれ早かれ

生活水準の改善が進むだろう。

5.2 最終エネルギー需要

5.2.1 総エネルギー需要

上記の前提に基づく最終エネルギー需要の見通しを図 5.2-1 に示す。

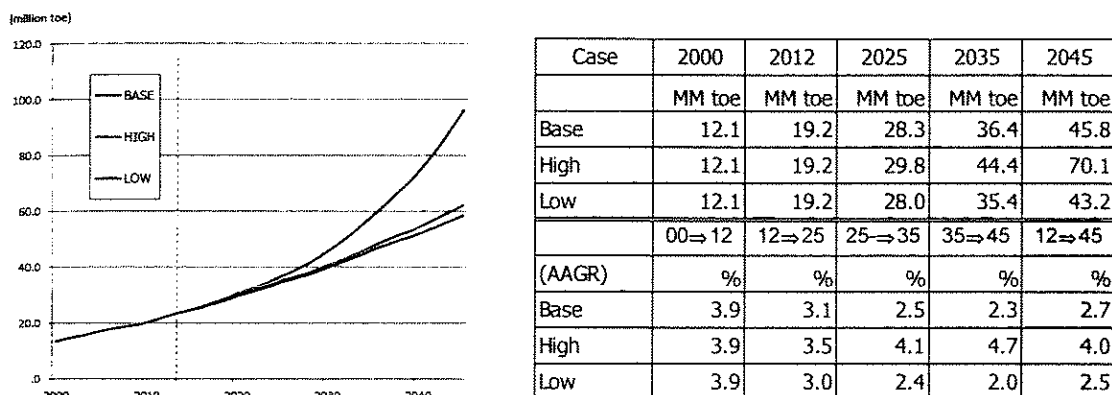


図 5.2-1 最終エネルギー需要見通し

2012年から2045年の期間で、エネルギー消費は2012年の19Mtoeから、2045年には、Baseケースでは56Mtoeへと平均3.3%の年間成長率で増加し、Highケースでは77Mtoe、年率4.3%で、Lowケースでは50Mtoe、年率2.9%で増加する。一見、ここで推定されている需要増加率は低いように映る。これは経済成長の過程で伝統的バイオマスから近代エネルギーへの移行が確実に起こり、それがエネルギー効率の大幅な改善をもたらすためである。表 5.2-1 に示すように、燃焼型再生可能エネルギーを除く近代エネルギーの消費量は、Baseケースでは平均年率8.5%で増加し、Highケースでは10.1% (表 5.2-3)、Lowケースでは7.5%で増加する。

表 5.2-1 エネルギー源別最終需要見通し: Base Case

	Final Energy Demand				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12=>25	25=>35	35=>45	12=>45
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%	%	%
Coal	49	442	1,250	2,693	0.3	1.6	3.4	5.9	20.2	11.0	8.0	12.9
Oil	1,850	4,471	8,528	15,109	9.7	15.8	23.4	33.0	7.6	6.7	5.9	6.6
Natural Gas	130	985	2,936	6,628	0.7	3.5	8.1	14.5	18.4	11.5	8.5	12.7
Electricity	382	1,672	4,080	7,848	2.0	5.9	11.2	17.1	13.1	9.3	6.8	9.6
New Renewables	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Combustible RE	16,742	20,773	19,629	13,558	87.4	73.3	53.9	29.6	1.8	-0.6	-3.6	-0.6
Total	19,153	28,342	36,424	45,837	100.0	100.0	100.0	100.0	3.3	2.5	2.3	2.7
Excluding RE	2,410	7,569	16,795	32,279	12.6	26.7	46.1	70.4	10.0	8.3	6.8	8.2

エネルギー源別に見ると、自動車保有台数の増加によって石油製品需要が年率約6.7%で増加する。天然ガスは主に産業部門における増加によるところが大きく、年率13%で大幅に増加する。国産天然ガスは、輸入品の軽油や重油よりも安く、より安定して供給されると期待されるため、産業部門では歓迎されよう。電力需要は、運輸部門以外の全ての部門で大きく増加する。電力需

要については、5.3節で詳述する。

表 5.2-2 セクター別最終エネルギー需要: Base Case

	Final Energy Demand				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12=>25	25=>35	35=>45	12=>45
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%	%	%
Industry	2,715	6,474	11,920	19,675	14.2	22.8	32.7	42.9	7.5	6.3	5.1	6.2
Transport	1,593	2,985	4,840	7,848	8.3	10.5	13.3	17.1	5.4	5.0	5.0	5.0
Household	13,344	16,823	16,840	14,238	69.7	59.4	46.2	31.1	1.9	0.0	-1.7	0.2
Commercial	89	320	799	1,729	0.5	1.1	2.2	3.8	11.2	9.6	8.0	9.4
Agriculture & Others	1,411	1,740	2,025	2,347	7.4	6.1	5.6	5.1	1.8	1.5	1.5	1.6
Total	19,153	28,342	36,424	45,837	100.0	100.0	100.0	100.0	3.3	2.5	2.3	2.7

部門別でみると、急速な需要増加が期待されるのは商業部門で、主にサービス産業と商業ビルの発展を主因として業務用床面積が急速に拡張し、これを反映して年率9.4%の伸び率になると見込まれている。新たな産業の出現と発展によって、工業部門のエネルギー消費は年率6.2%で成長する。一方、家庭部門は、2045年時点で最大シェアを誇るにもかかわらず、伸び率は年率1.8%にとどまる。熱効率の低い伝統的バイオマスがガスや電力のような商業エネルギーに置換されるため、総エネルギー消費量の伸びが見かけ上低くなっている。

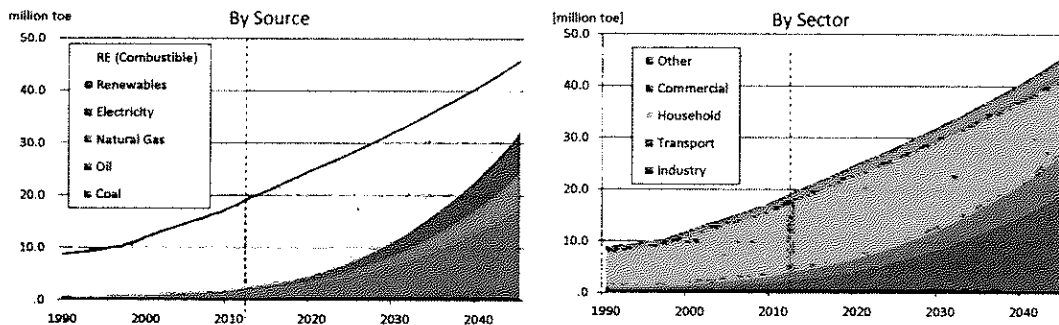


図 5.2-2 最終エネルギー需要見通し(Base case)

Base ケースの予測に比べて、High ケースの予測は表 5.2-3 に示す通り大幅に高くなる。2045年の総エネルギー消費量は Base ケースより 53%高くなり、化石燃料消費量は伝統的バイオマスから近代エネルギーへの転換が一層急速に進むため、75%高くなる。石油製品は輸送用燃料消費の急速な増加を反映し、エネルギー源の中で支配的な地位を続ける。なお、パイプラインによる天然ガスの利用が不可能な地域の家庭部門と工業/商業部門で消費される LPG も、石油製品に含まれている。

表 5.2-3 エネルギー源別最終需要見通し: High Case

	Final Energy Demand				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12=25	25=35	35=45	12=45
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%	%	%
Coal	49	592	2,125	5,390	0.3	2.0	4.8	7.7	21.2	13.6	9.8	15.3
Oil	1,850	5,482	12,322	24,838	9.7	18.4	27.8	35.4	8.7	8.4	7.3	8.2
Natural Gas	130	1,368	5,107	13,218	0.7	4.6	11.5	18.9	19.9	14.1	10.0	15.0
Electricity	382	1,818	5,441	13,093	2.0	6.1	12.3	18.7	12.8	11.6	9.2	11.3
New Renewables	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Combustible RE	16,742	20,509	19,372	13,549	87.4	68.9	43.7	19.3	1.6	-0.6	-3.5	-0.6
Total	19,153	29,770	44,367	70,088	100.0	100.0	100.0	100.0	3.5	4.1	4.7	4.0
Excluding RE	2,410	9,261	24,995	56,539	12.6	31.1	56.3	80.7	10.9	10.4	8.5	10.0

経済発展が早いスピードで達成されるケースでは、エネルギー消費率の低い近代的なハイテク産業とサービス産業の導入が所得の一層の増大を支えるものと予想される。High ケースのような高成長をメインの予測と想定するような場合には、このような側面を十分注意深く議論する必要がある。本調査では Base ケースの予測を中心に議論を進める。

図 5.2-3 に部門ごとのエネルギー源別最終エネルギー消費の見通しを示す。

産業部門では、急速に増加する国内需要に対する供給は、主に国産天然ガスと輸入石油製品の増加によって賄われることになるだろう。内陸地方では、近代エネルギーの供給には長距離輸送が必須で比較的高価になるため、エネルギー資源の中でバイオマス、主に木炭と薪、が一定の割合を維持するだろう。天然ガスが供給可能な地域では天然ガスが、パイプラインによる天然ガス供給が不可能な地域では石油製品が、産業部門の燃料の中で支配的なエネルギーになるだろう。石炭は資源量が豊富な内陸部で徐々に導入され、国内生産や輸入品による石炭の供給システムが発達するのに伴い、鉄鋼業やセメント製造業など燃料を大量消費する産業で普及するだろう。

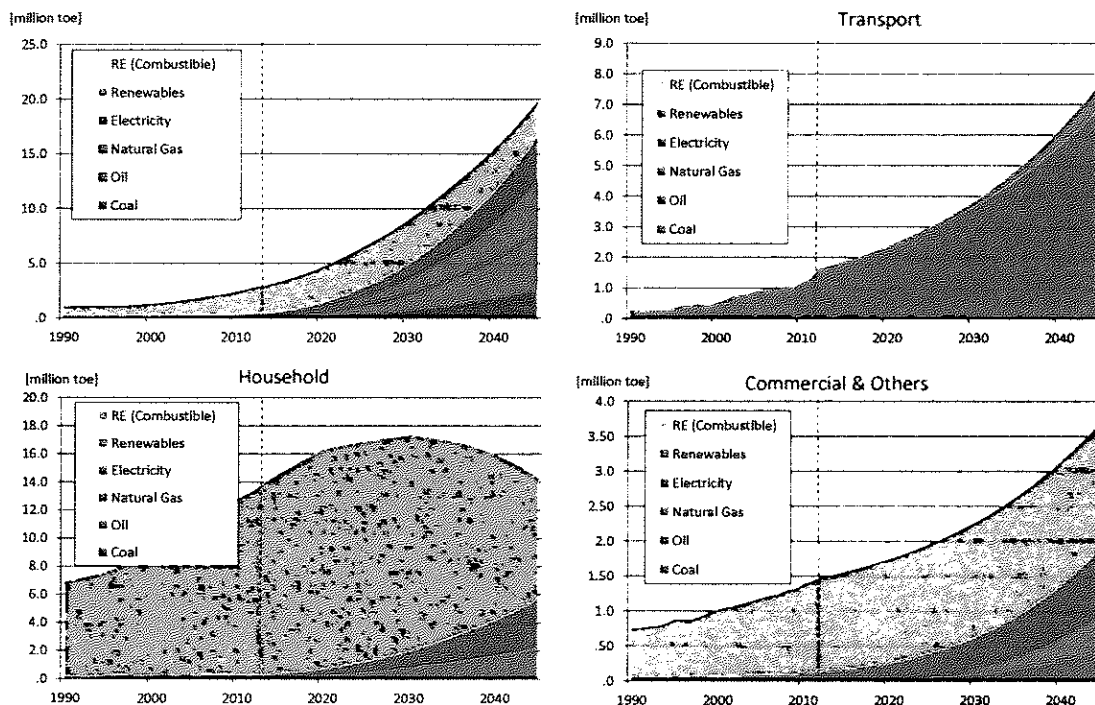


図 5.2-3 主要セクターの最終エネルギー需要見通し (Base case)

運輸部門では石油製品が大宗を占め、大幅に増加する需要は石油製品の輸入や GTL 製品によって供給を確保することになるだろう。Base ケースの予測では、2045 年には自動車台数の約 10% が CNG 車に置き換えられるとものし、自動車台数が 320 万台になるとして、そのうち 32 万台が CNG 車になると想定している。High ケースでは 20% の 64 万台、Low ケースでは 5% の 16 万台が CNG 車になると想定している。

家庭部門では、商業エネルギーが足早に普及するものの、伝統的バイオマスは引き続き大きなシェアを保つと予測される。国連 21 世紀開発目標 (UN Millennium Development Goal) の精神をもととすれば、調理や照明に用いられる伝統的バイオマスエネルギーをガスや電力に置き換え

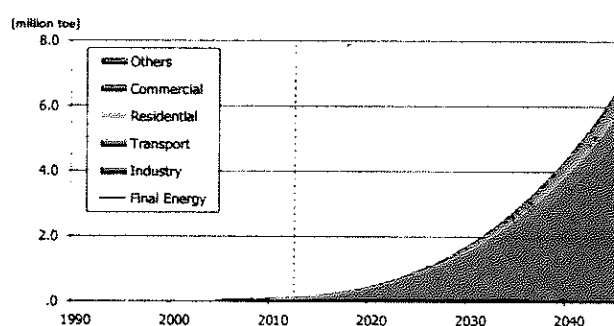
ることが望ましい。それも、できるだけ早く進めるべきである。しかし、都市ガス供給システムの建設コストは高く、建設には長い時間を必要とする。そのため、Base ケースでは 2045 年にはタンザニア国内で都市ガスの恩恵を享受できる家庭は約 5%に留まると想定した。これは 8,500 万人の人口のうちの 500 万人、約 100 万世帯のみが都市ガスを利用できることを意味し、その数字はダルエスサラームの将来人口 1,250 万人の約 3 分の 1 にほぼ匹敵する。High ケースでは 10%の 200 万世帯に、Low ケースでは 1%の 20 万世帯に浸透すると想定した。

商業・公共部門では、家庭部門と同じ傾向がみられる。タンザニアの商業部門の規模はまだ小さいが、この部門が発展する上では電気やガスなど近代エネルギーの急速な供給拡大が必要不可欠と考えられる。商業部門では、家庭部門と比べて顧客の規模は大きく、CHP による地域冷房などの新しい大型システムの導入も考えられる。天然ガスが利用可能な場所では、クリーンで利用しやすいという特徴から、天然ガスは望ましい燃料の選択肢だといえよう。

家庭・商業部門の潜在需要は高いが、近代エネルギーの利用を希望するすべての人々に全国ネットで供給するシステムをどのように準備するかが今後の大きな課題である。

5.2.2 天然ガス需要

Base ケースの予測では、天然ガスの最終消費は主に産業部門で急速に伸びる見通しである。しかし、それはパイプラインによるガス供給ネットワークの発展に左右される。その背景として、タンザニア国内では天然ガスが唯一の国産化石燃料で、軽油や重油のような輸入石油製品と比べると手頃な価格で安定供給できると考えられていることがある。しかし、今回作成した見通しはマクロの原単位解析のみで算出しており、これには本来第 5.5 節で説明する将来のガス産業での潜在的ガス利用なども含まれている。このように、ここで示したガス需要の見通しはごく初歩的なものであることに注意する必要がある。



	Final Energy Demand: Natural Gas				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12=>25	25=>35	35=>45	12=>45
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%	%	%
Industry	130	881	2,398	5,086	100.0	89.4	81.7	76.7	15.9	10.5	7.8	11.8
Transport	0	45	263	792	0.0	4.6	8.9	12.0	-	19.3	11.7	-
Household	0	27	89	185	0.0	2.8	3.0	2.8	-	12.5	7.6	-
Commercial	0	32	187	565	0.0	3.3	6.4	8.5	-	19.3	11.7	-
Agriculture & Others	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Total	130	985	2,936	6,628	100.0	100.0	100.0	100.0	16.9	11.5	8.5	12.7

図 5.2-4 主要セクター別天然ガス需要の見通し (Base case)

High ケースと Low ケースの予測を表 5.2-4 に示す。High ケースでは、2045 年の天然ガス需要は Base ケースより 99%高く、Low ケースの場合は 38%低い。主な差は工業部門の見通しで生じている。High ケースのような力強い経済成長が予測されれば、エネルギー供給はそれを支える供給基盤として基本的な役割を担うことになる。その場合には、鉄鋼、セメント、化学などのエネルギー多消費型産業の構成をどうするか、どのようにして最適エネルギー・ミックスを実現するかなどを注意深く分析し、産業構造のグランド・デザインを設定することが必要である。一方、Low ケースでは天然ガス需要の伸びが低く、国内需要だけで上流部門のガス田開発を支えるのは難しいと思われる。

表 5.2-4 天然ガス需要の見通し: High Case と Low Case

	Final Energy Demand: Natural Gas				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12=>25	25=>35	35=>45	12=>45
High Case	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%	%	%
Industry	130	1,160	4,033	10,147	100.0	84.8	79.0	76.8	18.3	13.3	9.7	14.1
Transport	0	113	659	1,986	0.0	8.2	12.9	15.0	-	19.3	11.7	-
Household	0	55	177	370	0.0	4.0	3.5	2.8	-	12.5	7.6	-
Commercial	0	41	237	715	0.0	3.0	4.6	5.4	-	19.3	11.7	-
Agriculture & Others	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Total	130	1,368	5,107	13,218	100.0	100.0	100.0	100.0	19.9	14.1	10.0	15.0
Low Case	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%	%	%
Industry	130	687	1,675	3,273	100.0	93.2	85.8	80.0	13.7	9.3	6.9	10.3
Transport	0	18	105	318	0.0	2.4	5.4	7.8	-	19.3	11.7	-
Household	0	6	20	42	0.0	0.8	1.0	1.0	-	12.5	7.6	-
Commercial	0	26	152	458	0.0	3.5	7.8	11.2	-	19.3	11.7	-
Agriculture & Others	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Total	130	737	1,953	4,091	100.0	100.0	100.0	100.0	14.3	10.2	7.7	11.0

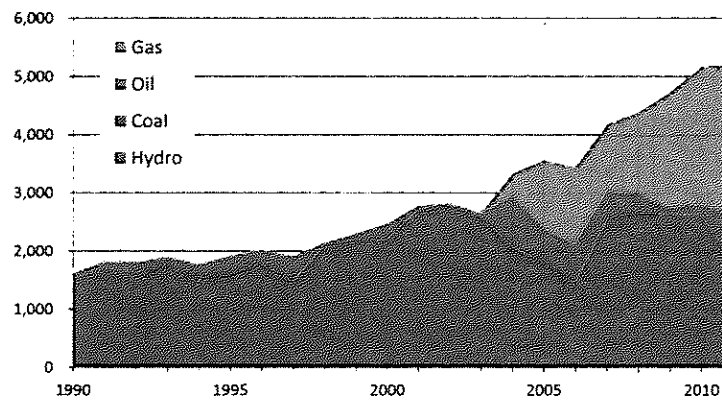
5.3 火力発電における天然ガス需要

火力発電における天然ガス需要は現在進行中の JICA の技術協力プロジェクト「ダルエスサラーム電力システムマスタープラン策定、電力システムマスタープラン 2012 再考察計画」における電力需要見通しと発電容量拡張計画に基づいて推定している。本節では当該調査の要点を準用する。

5.3.1 タンザニアの発電所構成

2014 年現在、タンザニアの国内電力網に連繫されている発電所の総電力能力は 1,583MW で、そのうち水力発電が 561MW(35%)、火力が 1,022MW(65%)である。火力発電のうち、ガス火力は 527MW、ディーゼル石油火力は 495MW で、後者は比較的小型で高価である。

水力は、2004 年に Songo Songo ガス田からの天然ガス供給が始まるまでは、主力の電力供給源であった。近年、電力構成のうちガス火力発電の占める割合が約 50%にまで上昇した。図 5.3-1 にこれまでの燃料別発電量の推移を示す。2010 年の厳しい干ばつのもと、水力発電は干ばつ前のレベルまで復旧してきた。2004 年以降の発電量の増加分はガス火力が主で、石油の消費量はごく少量にとどまっている。この傾向は 2018-19 年頃に石炭火力 IPP が導入されるまで続くだろう。



(出所) International Energy Agency

図 5.3-1 電源構成の推移

5.3.2 電力需要予測

タンザニアの電力需要（需要端）は、Base ケースでは、2015 年の 5,775GWh が 2025 年には 19,440GWh になり、10 年間で 3.4 倍になると予想される。2035 年には 47,445GWh、20 年で 8.2 倍になり、2045 年には 91,256GWh、30 年で 15.8 倍に届く見通しである。2015 年から 2045 年までの平均成長率は Base ケースでは 9.6%、High ケースでは 11.5%、Low ケースでは 9.0%と見込まれる。

表 5.3-1 電力消費の見通し：需要端

Case	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	45/15
Final Electricity Consumption	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%
Low	4,441	5,717	10,120	17,928	28,147	41,698	57,305	76,429	9.0
Base	4,441	5,775	10,663	19,440	31,258	47,445	66,722	91,256	9.6
High	4,441	5,834	11,240	21,136	37,649	63,269	98,906	152,240	11.5
Per capita Consumption	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	%
Low	99	118	181	291	409	560	715	899	7.0
Base	99	119	191	316	454	637	833	1,073	7.6
High	99	120	201	343	547	850	1,234	1,790	9.4

1 人あたり電力消費量は今後 30 年の間に 9 倍に伸び、経済の各部門で電化が達成されるだろう。電化製品は家庭、特に都市部の家庭でごく普通に見られるようになるだろう。

上記の計算をもとに、発電端の電力需要は表 5.3-2 のように予測される。これをもとに、電力のピーク需要も同表のように予測される。Base ケースのピーク需要は 2015 年の 1,116MW から、2025 年には 3,729MW、10 年で 3.3 倍に、2035 年には 9,259MW、20 年間で 8.3 倍、2045 年には 17,811MW で 30 年間で 16.0 倍になる見通しである。

表 5.3-2 送電端需要量およびピーク需要

Case	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	45/15
Dispatched Power	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	%
Low	5,484	7,055	12,215	21,227	32,746	48,513	66,669	88,915	8.8
Base	5,484	7,127	12,871	23,017	36,366	55,199	77,624	106,164	9.4
High	5,484	7,199	13,568	25,025	43,800	73,608	115,067	177,112	11.3
Peak Demand	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
Low	851	1,106	1,914	3,436	5,492	8,137	11,185	14,917	9.1
Base	851	1,116	2,017	3,729	6,101	9,259	13,022	17,811	9.7
High	851	1,128	2,125	4,052	7,347	12,348	19,304	29,711	11.5

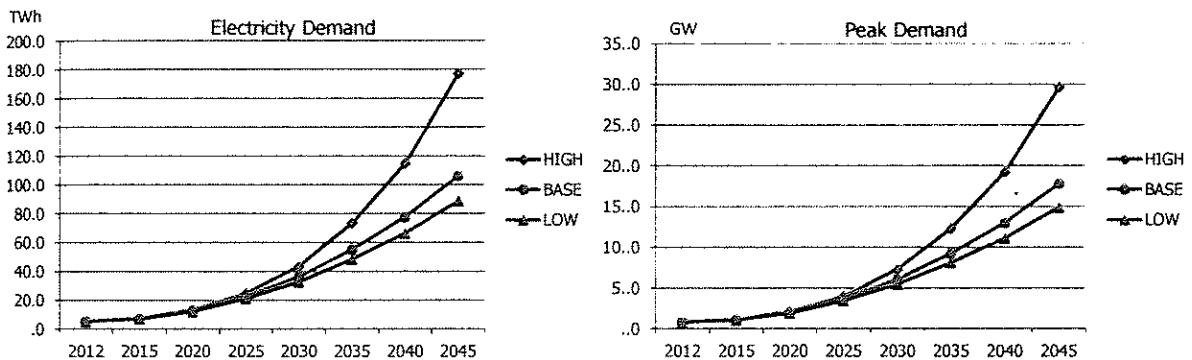


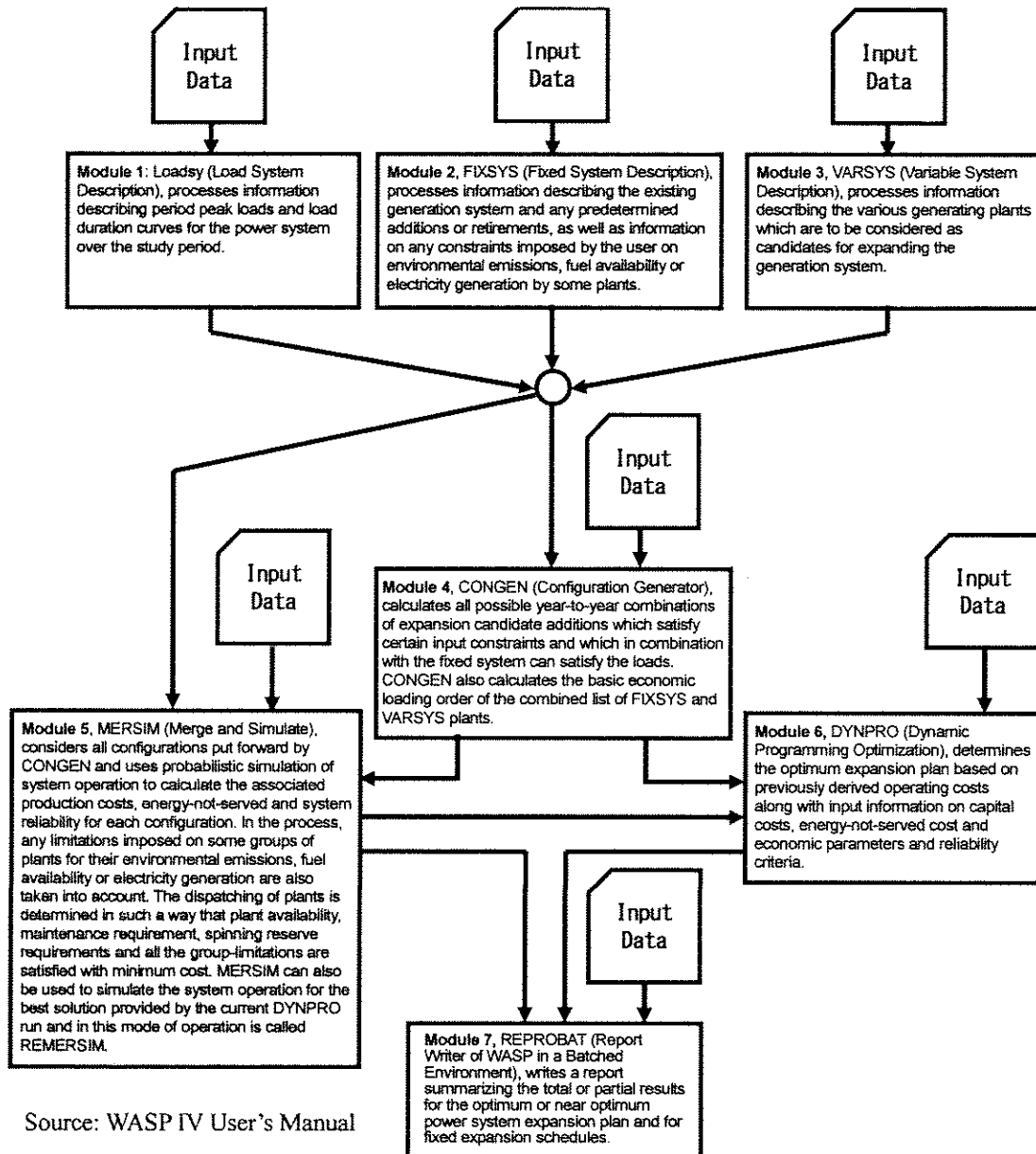
図 5.3-2 電力需要の見通し

5.3.3 電源開発計画

1) 最少費用電源開発計画の策定手法

様々な種類の電源と開発パターンを組み合わせた最小費用電源開発計画を検討するため、国際原子力機関（IAEA）の開発した電源開発計画策定ソフトウェア「WASP（Wien Automatic System Planning Package, Version -IV）」を使用する。WASP-IV は最大 30 年までの計画期間を対象に、供給信頼度（LOLP）、供給予備力、燃料制約、環境汚染物質の排出量制限等の制約条件を満足する最適電源開発計画を選定することができる。最適電源開発計画とは、現在価格に割引された総費用が最小になるような電源計画である。以下に、WASP 計算モデルの概要を示す。

図 5.3-3 は簡略化した WASP-IV のフローチャートで、様々な WASP モジュールの間での情報の流れや関連するデータファイルを示している。



(出所)WASP IV User's Manual

図 5.3-3 WASP-IV フローチャート

このモデルでは、発電プラントの各種オプションの中から制約条件を満足し、かつ電力システムに追加することが望ましい最適の組み合わせが、以下の項目で構成される費用関数 (Objective Function) に基づいて評価され、選択される。

- ・ 償却可能投資コスト: 機器及び据付費用 (I)
- ・ 投資費用の残存価値 (S)
- ・ 償却不可能な投資コスト: 燃料在庫、交換部品等 (L)
- ・ 燃料コスト (F)
- ・ 燃料費以外の運転維持管理コスト (M)
- ・ 供給未達分の電力コスト (O)

ここで、WASP で評価される費用関数は、以下の式で表現される。

$$B_j = \sum_{t=1}^T [\bar{I}_{j,t} - \bar{S}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t}]$$

ここで、

- B_j : 電源開発計画 j の費用関数
 t : 電源開発計画の年次 (1, 2, ..., T)
 T : 電源開発計画の期間 (全年数)

記号の上の横線 (バー) は、割引率 i により設定された時点まで割引された価格であることを示している。最適電源開発計画は、全ての開発計画候補 j の中で、費用関数 B_j が最小となる開発計画である。

2) 検討条件

a) 開発候補電源

火力電源

火力電源については、表 5.3-3 に示す現在計画もしくは進行中の計画に加えて、将来の電源として表 5.3-4 に示すモデルプラントを設定した。

表 5.3-3 火力発電所の候補(建設中および計画)

Type	Name of plant	Capacity (MW)	Planned commissioning year	Earliest commissioning year
			PSMP2012	PSMP Review
Gas	Kinyerezi I	150	2014	2015
	Kinyerezi II	240	2015	2017
	Kinyerezi III	600	2016	2019
	Kinyerezi IV	330	N/A	2019
	Somanaga Fungu-1 (IPP)	210	2015	2017
	Somanaga Fungu-2 (IPP)	110	2015	2017
	Somanaga Fungu (TANESCO)*	8	2014	2017
	Mtwara (PPP)	400	2016	2019
	Zinga (IPP)	200	2015	2019
	Mkuranga (PPP)	250	2015	2020
	Mkuranga (NSSF)	300	N/A	2017
	Mtwara (TANESCO)*	18	N/A	2019
	Coal	Mchuchuma-I	600	2018/2022
Kiwira-I		200	2016	2022
Kiwira-II		200	2018	2025
Ngaka-I		200	2017	2022
Ngaka-II		200	2019	2025

(Note) PSMP 2012 : Power System Master Plan 2012, 25years long term power system developemnt plan formulated by the Tanzanian side.

PSMP Review : Technical cooperation project conducted by JICA from May 2014 to March 2015 for review and update of PSMP2012.

表 5.3-4 変動分検討のためのモデル火力発電所の候補

Type	Name	Capacity	Heat Rate	Generation	Construction Cost
		(MW)	(kcal/kWh)	Efficiency	(\$/kW)
Single Cycle Gas Turbine	SGT1	70	2,759	31.20%	900
	SGT2	120	2,845	30.20%	900
	SGT3	300	2,470	34.80%	900
Combined Cycle Gas Turbine	CGT1	110	1,773	48.50%	1,200
	CGT2	185	1,832	46.90%	900
	CGT3	470	1,616	53.20%	900
Coal	SBCL Conventional Sub-Critical	150	2,115	40.70%	2,000
	ASBC Advanced Sub-Critical	300	2,050	42.00%	2,000
	USCL Ultra Super Critical	700	2,040	42.20%	2,000

水力電源

水力電源では、既に計画が進行中のものやプレ F/S もしくは F/S が実施された地点を電源開発計画検討上の開発候補としている。表 5.3-5 に水力の開発候補電源を示す。

表 5.3-5 水力電源の候補

Site	Rated output	Planned commissioning year	Earliest commissioning year
	(MW)	PSMP2012	PSMP Review
Rusumo	30.0	2018	2019
Malagarasi Stage-III	44.7	2020	2024
Kakono	87.0	2019	2022
Songwe Manolo(Lower)	88.1	2028	2022
Songwe Sofre (Middle)	79.5	2026	2022
Mnyera – Ruaha	60.3	N/A	2020
Mnyera – Mnyera	137.4	N/A	2021
Mnyera – Kwanini	143.9	N/A	2021
Mnyera – Pumbwe	122.9	N/A	2021
Mnyera – Taveta	83.9	2029	2021
Mnyera - Kisingo	119.8	N/A	2021
Iringa – Ibosa	36.0	N/A	2020
Iringa – Nginayo	52.0	N/A	2020
Steiglers Gorge Phase 1	1048.0	2023~	2027
Rumakali	222.0	2025	2030
Ruhudji	358.0	2021	2023
Lower Kihansi Expansion	120.0	N/A	2022
Upper Kihansi	47.0	N/A	2025
Kikonge	300.0	N/A	2025
Mpanga	160.0	2022	2023
Masigira	118.0	2024	2023

b) 燃料価格

コスト最適化計算に必要な燃料価格は、表 5.3-6 に示すように 2014 年半ばの世界の燃料価格を

参考に想定した。ただし、タンザニアで現在適用されている価格や交渉中の価格はこれよりも低い。長期的には、燃料価格は国際レベルに近づいていくと推定される。

陸地着の天然ガス価格は、欧州の LNG CIF 価格 12 ドル/MMBtu を出発点とし、海上運賃 2 ドル、液化費用 4 ドルを控除して算出した。また、内陸部の山元での石炭価格は、国際価格を 100 ドル/トン、輸送費を 30 ドル/トンと想定して算出した。いずれも国際価格をベースに想定した価格である。

表 5.3-6 電源開発分析に適用した燃料価格

Fuel type	PSMP 2012	PSMP Review
Gas	Ubungo: US\$ 0.64/MMBtu (US\$0.68/GJ)	US\$ 6.00/MMBtu
	Additional gas : US\$3.01/MMBtu (US\$ 3.18/GJ)	
	Mnazi Bay: US\$4.49/MMBtu (US\$ 4.74/GJ)	
Coal	Ngaka: US\$2.37/MMBtu (US\$2.5/GJ)	US\$3.53/MMBtu
	Mchuchuma: US\$ 2.46/MMBtu (US\$2.6/GJ or US\$55/tonne)	

c) 供給信頼度

電力供給の信頼性を評価する指標として、見込み不足日数 (LOLP : Loss Of Load Probability) を使用する。ここでは、目標とする LOLP を満足するために必要な供給予備力を備えた電源開発計画を策定する。LOLP は電力供給の信頼度基準として世界中で広く適用されている。米国 (NERC : North American Electric Reliability Corporation) では 1 日/10 年、インドネシア (PLN) では 1 日/年、スリランカ (CEB : Ceylon Electricity Board) では 3 日/年を LOLP の基準として設定している。タンザニアで実施された過去の電力マスタープラン (PSMP2009 Update) では、5 日/年を信頼度基準として使用しており、今回も同様の基準を採用する。

d) 電源開発シナリオ

今回は、表 5.3-7 に示すシナリオ 0 から 3 までの四つのシナリオを想定して、WASP モデルを稼働させ、電源開発計画を評価した。

表 5.3-7 電源開発のシナリオ

Scenarios	Description
Scenario-0	<ul style="list-style-type: none"> ■ No constraints imposed ■ Let WASP select the least cost generation configuration
Scenario-1	<ul style="list-style-type: none"> ■ Energy generated from Gas and Coal is balanced
Scenario-2	<ul style="list-style-type: none"> ■ Energy generated from Gas and Coal is balanced ■ Drought probability increased by 10% (twice in ten years or 20% occurrence) ■ Reserve capacity is calculated based on available capacity of hydro during drought years
Scenario-3	<ul style="list-style-type: none"> ■ Energy generated from Gas and Coal is balanced ■ Drought probability is increased by 10% (twice in ten years or 20% occurrence) ■ Reserve capacity is calculated based on available capacity of hydro during drought years ■ Estimated earliest commissioning year of hydro power candidates are delayed for 5 years

3) 検討結果

各シナリオにおける最適解が WASP で計算され、その結果得られた最適電源構成を図 5.3-4 に示す。

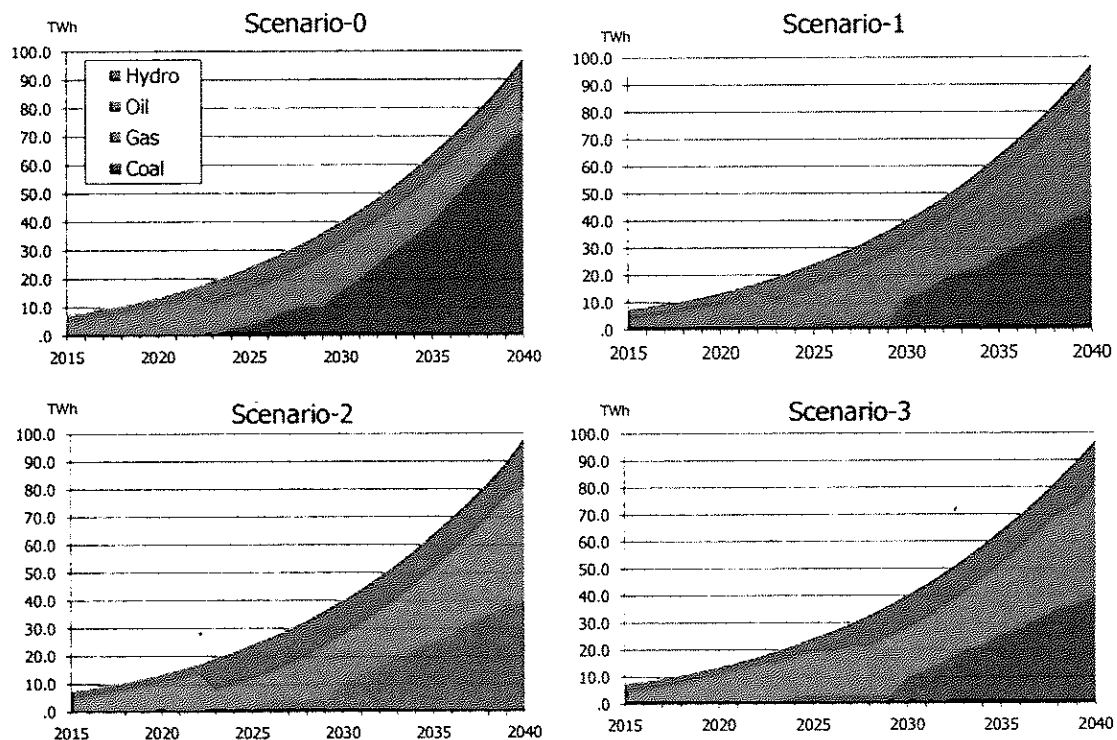


図 5.3-4 シナリオ別最適電源計画

また、これらの計算結果を評価し、スコア付けした結果を表 5.3-8 に示す。建設費、運転・維持管理費、燃料費を含む、全検討期間（2015年～2040年の25年間）を通じての総発電費用、電源バランス、環境への配慮などの側面から評価したところ、シナリオ3が最も推奨される結果となった。

表 5.3-8 電源開発シナリオの評価

Scenarios	Features	Cost (million\$)	Cost	Energy Balance	Environment	Order
Scenario-0	■ Large share of coal generation (~70%)	48,798	Good	Poor	Poor	4th
Scenario-1	■ Energy generated from coal and gas is balanced (Hydro: 10%, Gas: 45%, Coal: 45%)	49,730	Fair	Good	Good	2nd
Scenario-2	■ Energy generated from Gas and Coal is balanced (Hydro: 20%, Gas: 40%, Coal: 40%) ■ Large share of hydro generation from 2023 to 2027 (more than 40%)	47,887	Excellent	Poor	Good	3rd
Scenario-3	■ Energy generated from Gas and Coal is balanced (Hydro: 20%, Gas:40%, Coal:40%) ■ The share of hydro generation is always 30% or less	48,811	Good	Excellent	Good	Best

5.3.4 火力発電用天然ガス需要

電源開発シナリオ別の天然ガス消費量は、図 5.3-5 に示す通りである。上記に示した最適電源開発シナリオ（シナリオ 3）において、2015 年から 2040 年までの 25 年間に火力発電で消費するガスの量は、累積で約 5Tcf である。

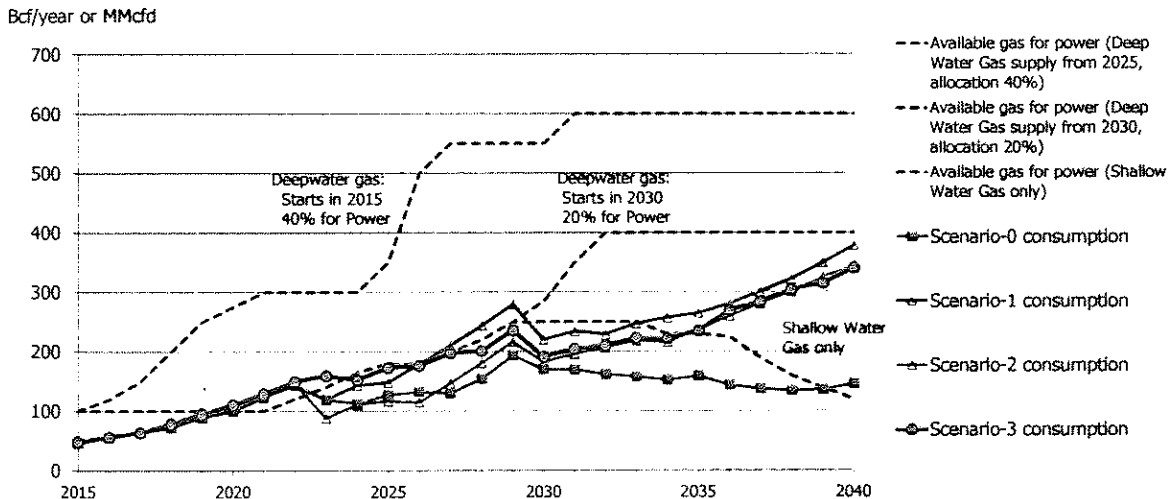
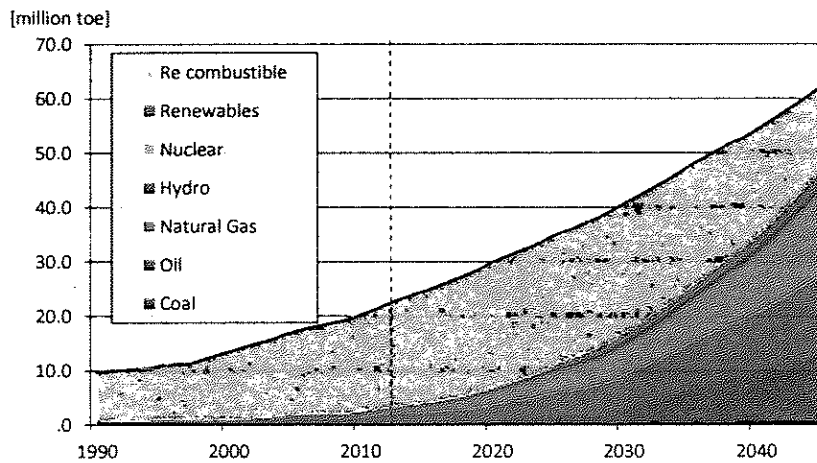


図 5.3-5 電源開発シナリオ別ガス消費量の見通し

5.4 一次エネルギー供給

図 5.4-1 に発電を含めた変換部門へのエネルギー投入と最終エネルギー需要から推定した一次エネルギー供給を示す。一次エネルギー総供給量は年間 3.2%のペースで増加し、2012 年の 22.2Mtoe から 2045 年には 62.2Mtoe になるだろう。石炭の比率は 0%から 21%、石油は 10%から 24%、天然ガスは 4%から 25%へと増加する。一方、バイオマスは 86%から 25%へと減少し、化石燃料に置き換えられる。伝統的バイオマスから近代エネルギーへの移行は大幅な効率改善をもたらし、数

字に表れる一次エネルギー需要の伸び率は見かけ上は低くなる。しかし、伝統的再生可能エネルギーを除く一次エネルギーの消費量は2012年から2045年までの間は年間8.4%という高率で成長する見通しである。



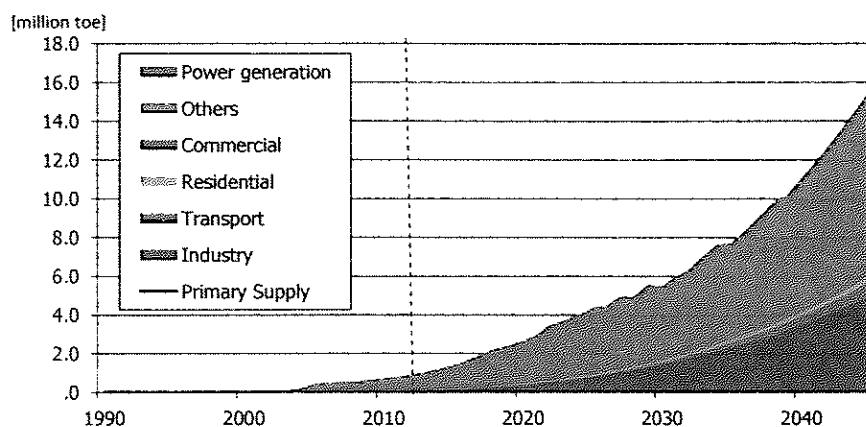
	Primary Energy Demand				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12⇒25	25⇒35	35⇒45	12⇒45
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%	%	%
Coal	49	1,626	6,754	12,943	0.2	4.6	14.2	20.8	31.0	15.3	6.7	18.4
Oil	2,215	4,412	8,344	14,768	10.0	12.6	17.5	23.7	5.4	6.6	5.9	5.9
Natural Gas	812	4,278	7,619	15,612	3.7	12.2	16.0	25.1	13.6	5.9	7.4	9.4
Hydro	143	363	1,019	1,368	0.6	1.0	2.1	2.2	7.5	10.9	3.0	7.1
Nuclear	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
New Renewables	15	550	1,348	2,150	0.1	1.6	2.8	3.5	32.2	9.4	4.8	16.3
Combustible RE	18,938	23,917	22,566	15,395	85.5	68.1	47.4	24.7	1.8	-0.6	-3.8	-0.6
Total	22,162	35,138	47,642	62,226	100.0	100.0	100.0	100.0	3.6	3.1	2.7	3.2
Excluding RE	3,224	11,221	25,076	46,831	14.5	31.9	52.6	75.3	10.1	8.4	6.4	8.4

図 5.4-1 一次エネルギー供給の見通し: Base case

5.4.1 国内天然ガス需要

発電用も含めた国内天然ガス需要を図 5.4-2 に示す。天然ガスの需要は2012年の0.8Mtoeから2045年には16.7Mtoeまで増加するだろう。今後都市ガス供給ネットワークの拡充がどの程度進むかにもよるが、工業部門に加えて家庭部門と商業部門もガスの消費者に仲間入りするものと期待される。2012年には、天然ガスの80%は発電部門で消費され、残りは主に工業部門で消費された。この比率は2045年には新規国内需要の増加のため大幅に変化し、発電部門が58%、工業部門が33%、輸送部門が5%、商業部門が4%、家庭部門が1%になると想定される。もし第5.5節で説明するようなガス産業が追加されれば、将来のタンザニアでは工業用燃原料としてのガス消費が次第に大きくなっていくだろう。

ここで、家庭部門と輸送部門の潜在需要はかなり高いことに注意すべきである。供給インフラの開発が加速すれば、高コストで長い時間のかかる事業だが、これらの部門のガス需要はHighケースで想定されているのと同じくらい大幅に伸びる可能性があるだろう。



	Natural Gas Demand				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12=>25	25=>35	35=>45	12=>45
	ktoe				%				%			
Industry	130	881	2,398	5,086	16.0	20.6	31.5	32.6	15.9	10.5	7.8	11.8
Transport	0	45	263	792	0.0	1.1	3.4	5.1	-	19.3	11.7	-
Household	0	27	89	185	0.0	0.6	1.2	1.2	-	12.5	7.6	-
Commercial	0	32	187	565	0.0	0.8	2.5	3.6	-	19.3	11.7	-
Agriculture & Others	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Power Generation	682	3,293	4,682	8,984	84.0	77.0	61.5	57.5				8.1
Total	812	4,278	7,619	15,612	100.0	100.0	100.0	100.0	13.6	5.9	7.4	9.4

図 5.4-2 国内天然ガス需要: Base case

表 5.4-1 国内天然ガス需要: High Case と Low Case

	Natural Gas Demand				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12=>25	25=>35	35=>45	12=>45
	ktoe				%				%			
High Case												
Industry	130	1,160	4,033	10,147	16.0	23.5	34.2	34.6	18.3	13.3	9.7	14.1
Transport	0	113	659	1,986	0.0	2.3	5.6	6.8	-	19.3	11.7	-
Household	0	55	177	370	0.0	1.1	1.5	1.3	-	12.5	7.6	-
Commercial	0	41	237	715	0.0	0.8	2.0	2.4	-	19.3	11.7	-
Agriculture & Others	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Power Generation	682	3,571	6,687	16,130	84.0	72.3	56.7	55.0	13.6	6.5	9.2	10.1
Total	812	4,939	11,793	29,348	100.0	100.0	100.0	100.0	14.9	9.1	9.5	11.5
Low Case												
Industry	130	687	1,675	3,273	16.0	18.3	27.7	28.3	13.7	9.3	6.9	10.3
Transport	0	18	105	318	0.0	0.5	1.7	2.7	-	19.3	11.7	-
Household	0	6	20	42	0.0	0.2	0.3	0.4	-	12.5	7.6	-
Commercial	0	26	152	458	0.0	0.7	2.5	4.0	-	19.3	11.7	-
Agriculture & Others	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Power Generation	682	3,026	4,093	7,481	84.0	80.4	67.7	64.6	0.0	0.0	0.0	7.5
Total	812	3,763	6,046	11,572	100.0	100.0	100.0	100.0	12.5	4.9	6.7	8.4

5.4.2 感度分析

図 5.4-3 にケース別 (“Low ケース”、“Base ケース”、“High ケース”) の 1 次エネルギー供給と国内天然ガス需要の見通しを示す。エネルギー需給に与える GDP 成長率の影響を算出するため、3 ケース間の成長率の違いを元に分析した一次エネルギー供給と実質 GDP の変化に対する国内天然ガス需要の感度分析を行い、表 5.4-1 に示す。GDP 成長率の変化に対する国内天然ガス需

要の感度はほぼ1.0で、これは一次エネルギーの0.45や電力需要の0.7に比べてもかなり大きい。天然ガスは今後工業化が進展し伝統的バイオマスから近代エネルギーへの転換が進む過程で、より好ましいエネルギー源として選択されるものと期待される。

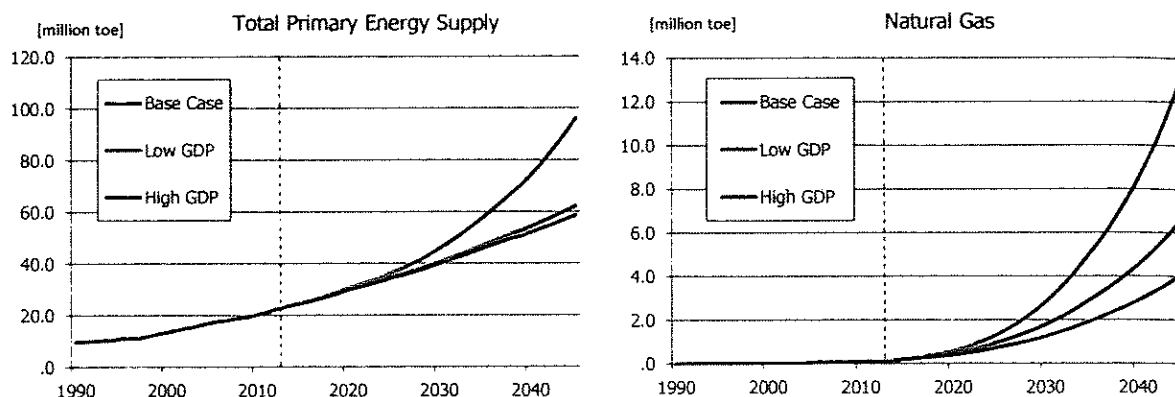


図 5.4-3 一次エネルギー供給と天然ガス需要: ケース別

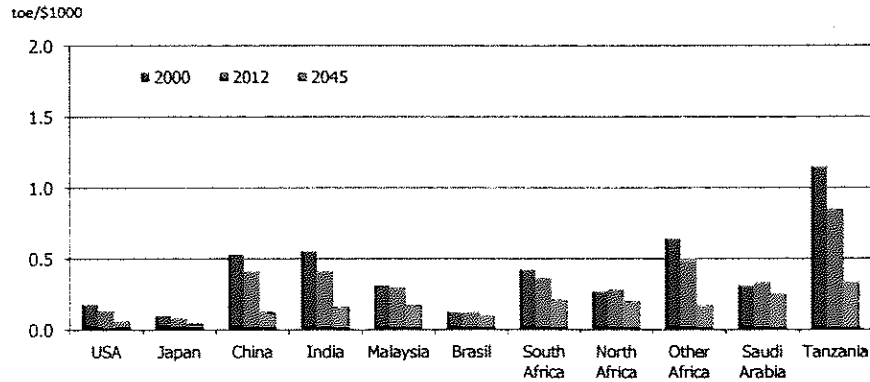
表 5.4-2 感度分析

	Real GDP	TPES	Electricity	Natural Gas
Average Annual Growth Rate (2012-2045)				
Base Case	6.1%	3.2%	9.6%	12.7%
Low GDP	5.1%	3.0%	9.0%	11.0%
High GDP	8.2%	4.5%	11.3%	15.0%
Sensitivity		0.45	0.72	1.38

5.4.3 国際比較

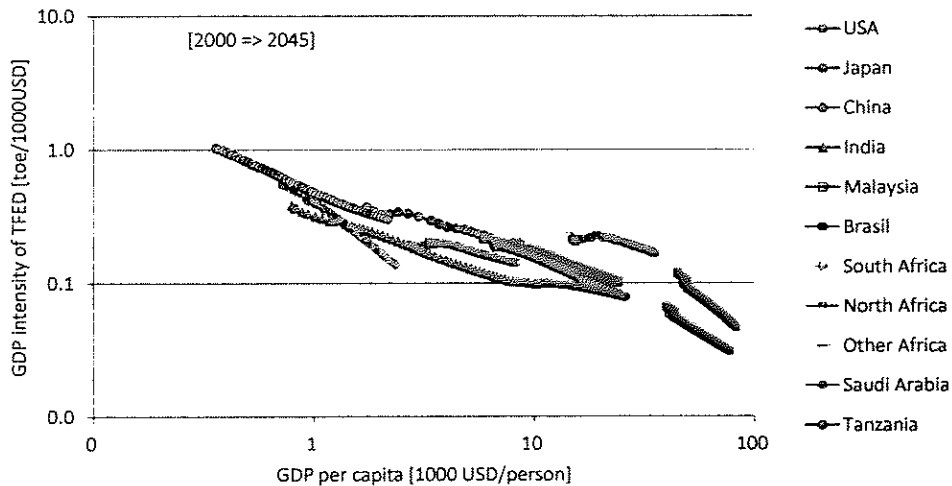
一次エネルギー供給を実質 GDP で除したエネルギー原単位 (Energy Intensity) の国際比較を図 5.4-4 に示す。エネルギー原単位が小さいことは国全体のエネルギー効率が高いことを意味する。一般的には、経済が成長すればエネルギー原単位は減少する。日本エネルギー経済研究所 (IEEJ) の分析では、アメリカのエネルギー原単位は 2000 年の 0.18toe/1,000 ドルから 2012 年には 0.14toe/1,000 ドルに減少し、2045 年には 0.07toe/1,000 ドルになると考えられている。最もエネルギー効率の高い国のひとつである日本では 1990 年から急速にエネルギー効率の改善がみ、2000 年の 0.10toe/1,000 ドルから 2012 年には 0.08toe/1,000 ドルに減少し、2045 年には 0.05toe/1,000 ドルに改善するとみられている。多くの開発途上国のエネルギー原単位は 2000 年には 0.5toe/1,000 ドル程度であり差がなかったが、2012 年には 0.5toe/1,000 ドルを下回り、2045 年には 0.2toe/1,000 ドル程度になると考えられている。タンザニアはまだ経済発展の初期段階にあることから、2000 年では 1.2 toe/1,000 ドル、2012 年でも 0.8 toe/1,000 ドルとエネルギー原単位が高い水準にあるが、本調査では、2045 年になると 0.6 toe/1,000 ドルまで改善する

と見込んでいる。



(出所)"Asia/World Energy Outlook 2014", IEEJ is referred for the countries other than Tanzania. Tanzania is included in Other Africa

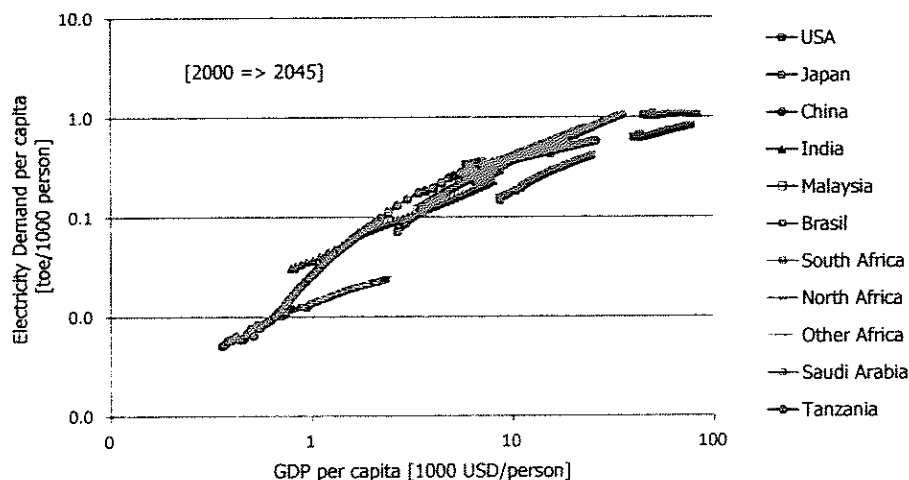
図 5.4-4 エネルギー原単位の国際比較



(出所)"Asia/World Energy Outlook 2014", IEEJ is referred for the countries other than Tanzania. Tanzania is included in Other Africa.

図 5.4-5 エネルギー原単位と一人当たりGDPの国際比較

図 5.4-5 は、一人当たり GDP とエネルギー原単位の関係を示したものである。経済発展に伴い、一人当たり GDP は増加し、エネルギー原単位は減少する。多くの国/地域でほぼ同じようなパスを進むことが歴史的にみとれる。この国際比較では、GDP とエネルギー消費量との関連性から、2045 年にタンザニアは 2000 年代前半の中国の水準に到達する。一人当たり GDP と一人当たり電力需要の関係の変化を様々な国について国際比較したのが図 5.4-6 である。一般に、一人当たり電力消費量は年収の上昇とともに増加する。ここでも、タンザニアは 2045 年には 2000 年代初頭の中国のレベル (約 1,400kWh/年) に追いつくという見通しである。



(出所)"Asia/World Energy Outlook 2014", IEEJ is referred for the countries other than Tanzania. Tanzania is included in Other Africa.

図 5.4-6 一人当たり電力消費と一人当たり所得の関係の国際比較

上記のグラフは非常に広い幅をカバーしているので、High ケース側と Low ケース側との進展ルートの違いは将来のエネルギー消費の絶対量で見るとかなりの差を生じることには留意する必要がある。

5.5 ガス産業による天然ガス消費

本節では、タンザニアでの採用候補となる典型的なガスプラント事業をリストアップし、これらの産業における原料としての天然ガス消費量のポテンシャルを検討する。

5.5.1 選択対象と考えられるガス産業とガス消費量

タンザニアで今後導入の検討対象になると考えられる典型的なガス産業としては、以下のものが挙げられよう。

1) 液化天然ガス (LNG)

- a. LNG は天然ガスを -162°C の極低温で液化したものであり、液化によって天然ガスの体積はガス状態に比べて 1/600 になり、LNG タンカーによる長距離輸送が可能となる。
- b. メリット：確立された世界 LNG 市場で大規模な基礎需要を確保できる。

2) 肥料/アンモニア

- a. 天然ガスからまずアンモニアを作り、さらに肥料を製造する。また、一部は石油化学原料として利用する。
- b. メリット：肥料輸入の代替と農業近代化の推進

3) メタノール

- a. 天然ガスを加工して化学製品としてのメタノールを製造するとともに、石油化学産業の川下で MTO (オレフィン製造) や MTP (プロピレン製造) の原料として使用する。
- b. メリット：石油化学産業を起こし、輸入を代替し、輸出を促進する。

4) 石油製品製造 (GTL)

- a. 天然ガスを加工してガソリンや軽油などの石油製品を製造する。
- b. メリット：輸入代替、外貨節約、供給安全保障の強化。

5) ジメチルエーテル (DME)

- a. 天然ガスを加工して、メタノール経由でジメチルエーテルを製造する。DME の性状は LPG に似ており、輸送や取り扱いが容易である。
- b. メリット：輸入代替と国内のガスの普及促進

6) ガソリン製造 (MTG)

- a. 天然ガスを加工して、メタノール経由でガソリンを製造する。
- b. メリット：輸入代替と国内のガス産業の発展

(以下、機密情報を含む記述は非公開)

5.6 天然ガス需要の見通し：サマリー

5.6.1 Base ケース

LNG 2 トレインケースのベースケースの天然ガス需要の展望をまとめたのが図 5.6-1 と表 5.6-1 である。ここには天然ガスの国内需要見通し、発電用のガス所要量の見通しと上記のガス産業の発展シナリオをもとにした天然ガス所要量をまとめて整理した。2015 年から 2035 年までの最初の 20 年間のガス消費量は 11Tcf である。しかし、全計画期間の 2015 年から 2045 年までを通算すると消費見通しは大幅に増加して 23Tcf になる。計画期間の後期にはガス産業の大半がフル稼働状態になり、経済規模も一層大型化するのに伴い、国内のガス消費量も急速に増加すると予測される。一度国内のエネルギーインフラが発達し、信頼できる供給システムが構築されれば、ガス化・電化による産業の近代化と人々の生活水準の向上が加速するだろう。

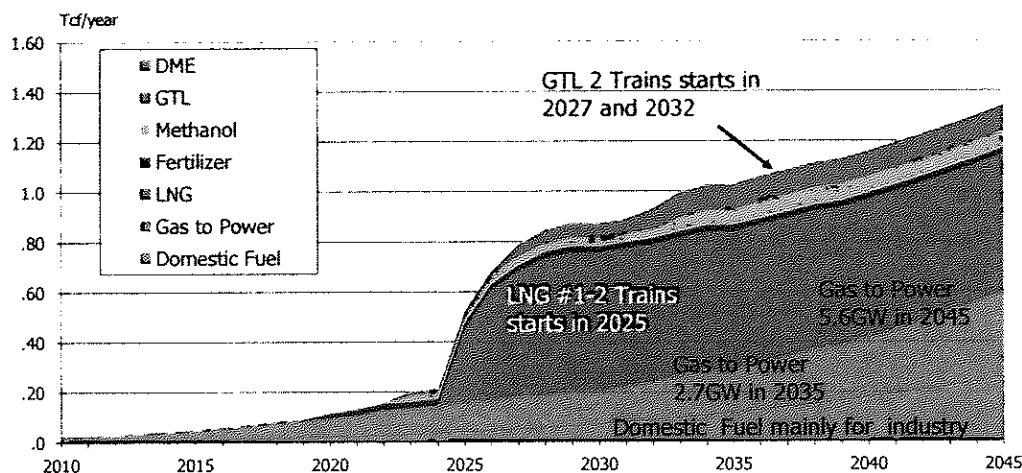


図 5.6-1 ガス消費量の見通し: Base Case

ガスの所要量では、LNG はガス需要の約半分を担い、これに発電と国内燃料消費が続く。2045年には産業部門のガス消費が国内最終エネルギー需要の 77%を占める。経済発展に伴い国内使用量の比率が徐々に増加する。ガス発電は 2035 年の 2.7GW から 2045 年には 5.6GW まで増加する。ガス産業スタート直後の初期の段階では、LNG がガス田開発に必要な基礎需要を提供する主役であり、特に大水深ガス田への巨額投資を実現する上では必要不可欠な存在である。

5.6.2 High ケース

計画期間を通して年率 8%という非常に野心的な経済成長率を予測する High ケースでは、国内の天然ガス需要が Base ケースに比べて相当早く拡大することになる。

表 5.6-2 に示すように、2015 年から 2035 年までの最初の 20 年間でのガス消費量は 11.5Tcf になり、Base ケースよりわずか 0.6Tcf ほど高くなるにすぎないが、これは LNG や他のガスプラントの稼働が 2025 年以降と見込まれているからである。しかし、2015 年から 2045 年までの全計画期間を通した天然ガス需要は 27Tcf に増加し、Base ケースよりも 4Tcf 高くなる。

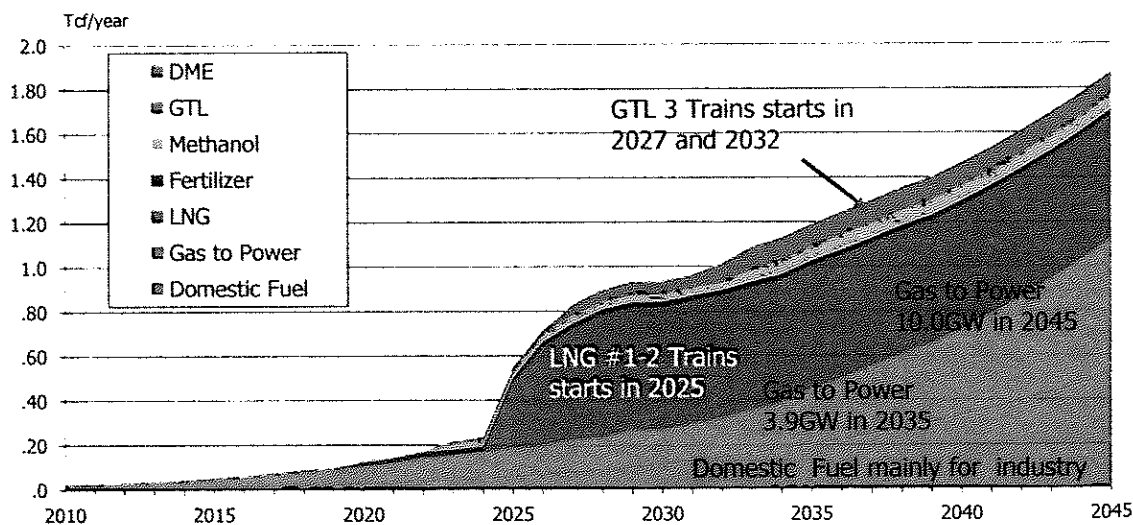


図 5.6-2 ガス消費量の見通し: High Case

5.6.3 Low ケース

Low ケースでは、国内ガス需要の伸びは控えめで、LNG と GTL のプラントは 2 トレインのみが建設されると想定する。この場合、LNG の比率は Base ケースとほぼ同じで、全計画期間を通して 50% を上回る。

現在確認されている可採埋蔵量 40Tcf を前提とすると、2045 年末の残存可採埋蔵量は 18Tcf、残存可採年数は 15.4 年と計算される。残存可採年数は Base ケースで予測された 12.5 年よりさらに長くなっている。とはいえ、需要の伸びが低く遅くなることを無邪気に歓迎するわけにはいかない。今から 30 年経ってもガス埋蔵量 40Tcf の半分は捌け口が見つからないのだ。そうなれば、今後数十年にわたってタンザニアの石油・ガス探鉱活動は大幅に低迷することになるだろう。大水深ガス田は高価な巨大システムであり、商業開発を実現するには相当な量の安定した基礎需要が必要となる。それゆえ、ガス消費の伸びが低くなる場合、大水深ガス田の開発を支えられるかどうか慎重に検討しなければならない。大水深ガス田の開発は、タンザニアでガスをベースとするエネルギー供給基盤を確立する上では不可欠なのだ。

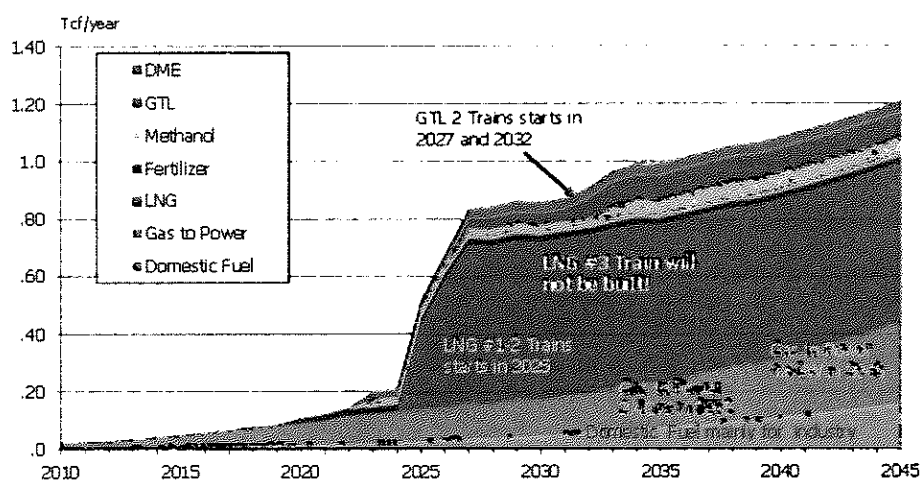


図 5.6-3 ガス消費量の見通し: Low Case

5.6.4 LNG4トレインケース:ベースケース

上記の分析では、今後の 30 年間に現在確認されている天然ガス埋蔵量の半分しか需要がないということが危惧されるため、LNG を追加で 2 トレイン建設するケースを想定する。

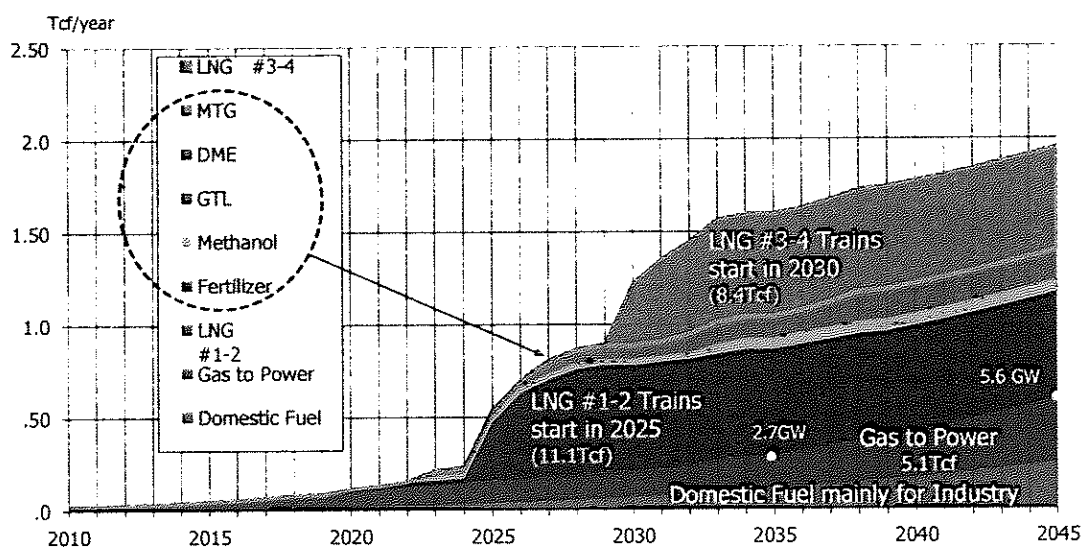


図 5.6-4 LNG4 トレインケース

5.7 まとめ

上記のように、LNG2 トレインを前提とする天然ガス使用パターンでは、現在確認されている天然ガスは 2050 年を超えてもなお余りあることになり、4 トレインケースでも 2045 年までに 80% を使うのみである。このようなシナリオを評価する上では、次のような石油・ガス産業における商慣行に留意する必要がある。

発見した資源はタイムリーに開発し、その便益をタイムリーに実現するというのが石油・ガス産業の慣習である。世界的にも、PSA はこのビジネスルールに沿って設定されている。多くの先行産油国の例でも、生産とともに減耗する資源を穴埋めするため探鉱活動を奨励するという施策がとられてきている。

現在確認されている埋蔵量は「資源の在庫」だと考えるべきである。売れる見込みもない巨大な在庫を何十年も持ち続けなければならないということだと、新たな資源の発見を目指して探鉱投資を行う者はいなくなるだろう。そのような考えは、経済発展を目指す意欲を大いに削ぐことになる。

このような原則を念頭に置くと、LNG2 トレインケースの分析結果は下記のように整理することができよう。

Base ケースの予測では現在確認されている天然ガス資源の約 2/3 を消費するにとどまる。これでは、今後の石油探鉱活動はかなり停滞することになるだろう。

High ケースでも、手持ちのガスを 2050 年までに使い切ることはできない。しかも、このガス消費見通しは、急速な電力需要の増加を伴う重厚長大型の工業化を目指した野心的なものである。もしこのような大量のエネルギー消費が見込まれるならば、ユーザー側ではエネルギー効率がより高い設備が導入され、供給側ではよりフレキシブルなエネルギーの選択肢が提示されることになるだろう。例えば、本調査のエネルギー需要見通しでは発電用の石炭と天然ガスの消費量は長

期的には同量と仮定しているが、石炭火力発電所の建設をより積極的に進めることで、発電用の天然ガス使用量を削減することができる。このような側面については、今後慎重に検討すべきである。

Low ケースの予測では、今後 30 年かけても、現在確認されている埋蔵量はわずか半分しか消費されない。このような状況では石油・ガスの開発、特に大水深ガス田の開発投資は大幅に抑制され、ガスを中心にタンザニアのエネルギー供給基盤を構築するという構想は脅威にさらされる可能性がある。

上記のような観察から、LNG トレインを追加で 2 トレイン建設するというのは健全な選択だと思われる。その場合には現在確認されている天然ガスの 80% が 2045 年までに消費されることになる。しかし、第 8 章で議論するように、現在の発見埋蔵量ではプロジェクト期間全体のガスの安定供給の保証には十分ではないという問題がある。しかし、減耗するガスリザーブは新しい資源の発見で穴埋めするべきで、これは石油・ガス産業の基本ルールである。ガス産業が操業を開始し、大きな捌け口を提供することが一度実証されれば、先行する国々でもこれまで見られてきたように、石油産業は探鉱への投資を強化し、さらなるガスの発見がもたらされるだろう。そうすれば経済は目標に向けて回り始める。これが我々の踏み出すべき最初の一步である。時とともに情報の確度は変化するから、経済を正しい方向に向かわせるよう、時に応じて計画を手直ししていけばよい。

国内資源が長期にわたり持続可能かどうかという質問は、いつの世もエネルギー計画立案者にとってのジレンマである。現在のところは、しかし、これを憂慮して怯えるべきではない。タンザニア Vision2025 の掲げる目標を実現させる担い手として、まず手元にある天然ガスを利用し、生活の向上をもたらす経済成長を後押しすることが何よりも重要であろう。

第6章 天然ガス利用産業に関する現地情報

第6章 天然ガス利用産業に関する現地情報

(本章の内容には機密情報が含まれているため非公開とする。)

第7章 天然ガス利用産業のモデルと経済性の検討

第7章 天然ガス利用産業のモデルと経済性の検討

本章では、LNG、アンモニア/肥料、メタノール、GTL、DME、MTG 等のガス産業プロジェクトの経済性の検討結果を示す。本章には極秘情報が含まれているため、該当部分はタンザニア国エネルギー鉱物資源省の指定する受取人以外には開示しない。

試算結果はおおむね良好な経済性を示している。その中で、将来の製品価格をどう見るか、また上流部門と下流部門間の収入配分をどのように設定するかがポイントである。モデル分析で明らかになった経済性に加え、これらのプロジェクトが持つ社会経済的なインパクトも将来のプロジェクト評価において重要である。

7.1 アプローチの手法（モデル）と前提条件

7.1.1 分析手法

本調査の経済モデルは天然ガスプロジェクトに与えられた前提条件とシナリオを基にプロジェクトの経済性に関連する重要な指標を算出するビジネスモデルとして扱われる。このモデルは主に JICA 調査団の調査、ヒアリングによって得られた利用可能なデータと公開情報に基づいて構築されている。モデルに組み込まれる主な要素はプラントの規模、タイムスケジュール、生産量と生産価格、必要な原料ガスの量と価格、資本費、操業費、税金、関税、手数料、その他の政府収入、補助金、借入金と利子の支払い、利益、政府歳入等である。適正な資金調達額を把握するために、必要な投資資金と FIRR（財務内部収益率）の計算を行うことが出来る。感度分析は主要項目の前提条件と政策オプションの変化によって影響を受ける項目が導き出される。加えて、プロジェクトの社会経済的影響については予想される政府歳入や潜在的な外貨節約額で評価される。また、モデルは税金、補助金の変化、価格設定等の様々な政策オプションによるインパクトを検証することもできる。

この基本モデルは、プロジェクト開始時から評価期間終了時までのプロジェクト期間全体をカバーし、プロジェクトの技術的な仕様とプロジェクトを構成する主要費用を基にキャッシュフローチャートが作成されている。主要素となる技術的、経済的要因は内生値として、経済成長、価格見通し、プラント規模、建設費、その他の主要因は外生値として与えられている。本調査では、プロジェクトの経済性は生産期間 25 年で計算した。モデルの操作や変更が簡単に出来るように、本モデルはエクセルシートにより構築した。

モデル構築のためには、最初にプラント規模、生産計画、原料ガス及び必要な原材料、生産物と原料ガス及び原材料の価格、初期投資、操業費、税制度等の主要な前提条件とシナリオを設定する必要がある。モデルにこれらの前提条件を与えることで、プロジェクトの経済性評価の主要指標が算出される仕組みとしている。主なモデルの算出項目は以下の通り。

- ・総歳入、原材料（ガスあるいはメタノール）、税金、利益等（現金収支表（CFC）に含まれる

要素) とネットキャッシュフロー

- ・ 内部収益率 (IRR)
- ・ 設定された割引率における正味現在価値 (プロジェクトオーナー及び政府)
- ・ 政府利益分配率
- ・ 財務内部収益率 (FIRR)
- ・ 借入金返済スケジュールおよび支払可能利息
- ・ 負債資本比率
- ・ 借入ケースの正味現在価値 (NPV)

モデルの概要を図 7.1-1 に示す。異なる項目を別々に取り扱う際の操作を簡略化するため、モデルは複数のシートで構築されている。シート 1-5 はモデル構成の柱になるシートで、他のシートには操作マニュアル、その他重要情報が用意されているが、モデルには直接リンクされていない。

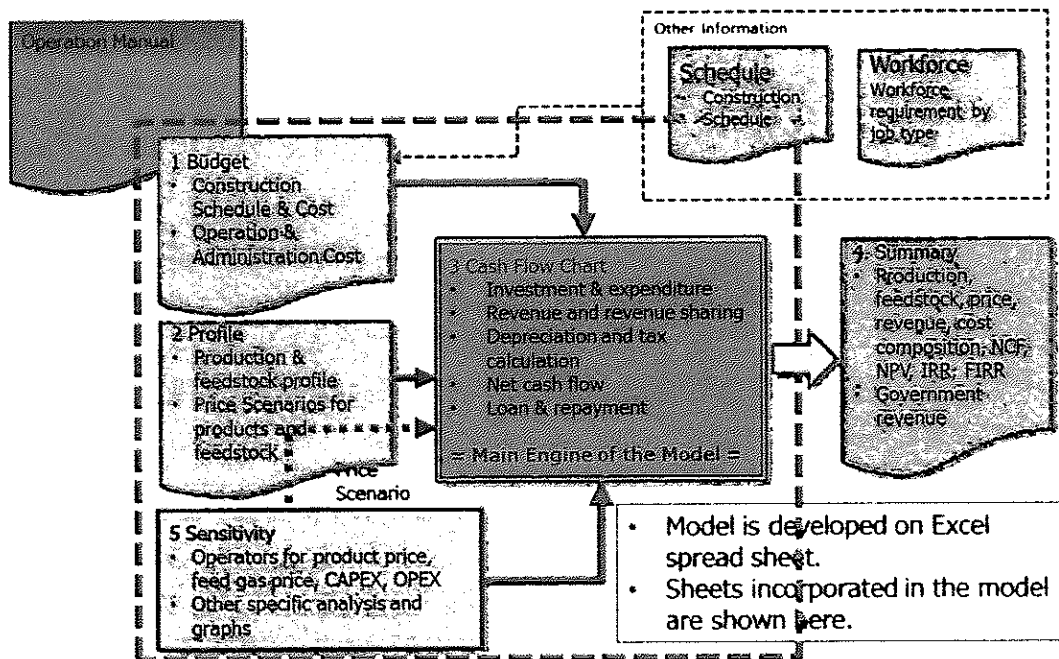


図 7.1-1 モデル構造

「3 Cash Flow」のシートはこのモデルのメインエンジンで、主要要素の技術的、経済的関係を形成し、計算結果を導くものである。

以下の主要シナリオはサブワークシートで展開される。

- ・ 建設、操業開始スケジュール
- ・ 建設、操業予算

- ・生産計画
- ・原料ガス投入計画
- ・生産物と原料ガスの価格シナリオ

年間支出スケジュールや建設、操業予算は「1 Budget」のシートで、年間生産計画と必要な原料ガスや原材料については「2 Profile」のシートで、年間計画としての価格見通しも同じシートで展開され、分析のために各種価格シナリオが採用される。シート 1, 2 で展開された結果は「3 Cash Flow」シートにリンクしている。

その他の前提条件は「3 Cash Flow」シートで与えられる。

- ・税率：所得税、付加価値税、消費税、源泉徴収税、免税期間
- ・適用可能な減価償却率（プラント：25%の定率法、上流部門：20%の定額法）
- ・NPV 計算における割引率
- ・FIRR 分析に対する借入金比率および利率

モデル結果は同じシートに返され、その概要は「4 Summary」シートに記載される。「5 Sensitivity」シートは異なる製品価格、原料ガス価格、CAPEX、OPEX ごとの感度分析を行う機能が含まれている。その他の分析も主にこのシートで評価することになる。複数のケースを計算するには、各ケースについてモデルで計算し、その都度それぞれの結果を記録することになる。

必要資金と現実的なプロジェクト投資額を検討するために、借入金の手配を含んだ FIRR（財務内部収益率）の計算も織り込まれている。

1) 借入金

貸出・資本比率は「3 Cash Flow」シートで与えられる。最初のアプローチとして、貸出・資本比率を 2 以下に調整するため、融資比率を 60%に設定する。

2) 金利

最初のアプローチとして、国際機関の制度金融調達を考慮して、「LIBOR（ロンドン銀行間取引金利相場）+少額のプレミアム」という想定で、金利は 5%に設定した。現実的な金利は、タンザニアの経済状態を考慮して設定する必要がある。

大規模融資を受けるためには健全なプロジェクト収支が必要である。

政策オプションについては以下の要因の変化について検討できるものとした。

1) 課税（「3 Cash Flow」シート）

- ・所得税、源泉徴収税、消費税、輸入税。
- ・所得税計算についての減価償却費。
- ・免税期間の選択。ちなみに、経済特区で操業する会社には 10 年の免税期間が与えられている。

2) 補助金

補助金は現在のモデルでは具体的には考えられていない。補助金の検討方法には次の 2 つがある。

- ・ 減税として計上
- ・ 生産物あるいは原材料に対する補助金（「2 Profile」シート）として計上

3) 収入分与

プロジェクトの経済性に影響を与える上流部門、下流部門間の収入配分の影響度は「2 Profile」と「5 Sensitivity」のシートで評価する。

7.1.2 価格シナリオ

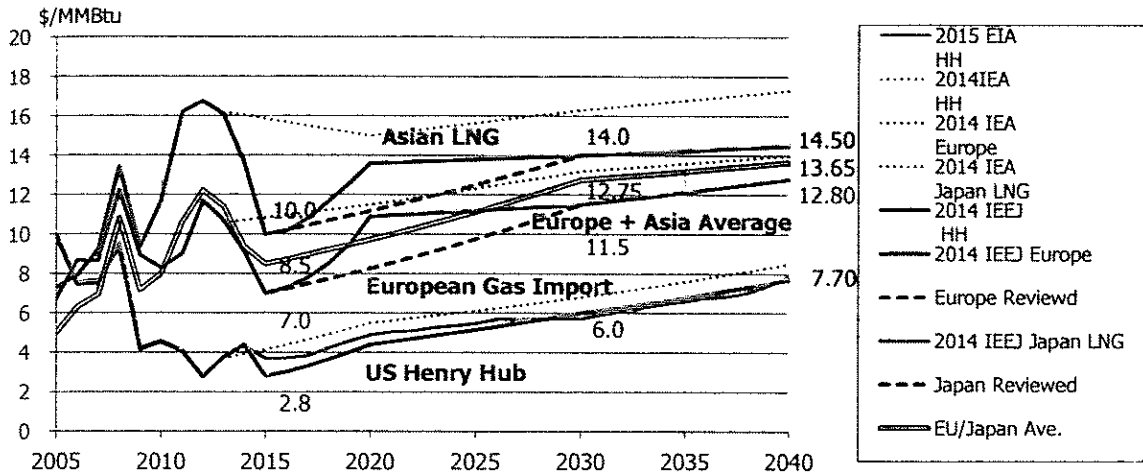
プロジェクトの経済性評価を進めていくうえで、個々のプロジェクトの持つ技術的特性やホスト国における税制などの関連性のある要素を正確にモデルに組み込む必要があることは論を待たないが、その上で最終的な決め手となるのは製品価格や原料価格をどのように見込むかである。その意味で、価格シナリオの設定はプロジェクトの死活を決定する重要な要素である。

a. 天然ガス価格の展望

2014 年夏以降、米国のシェール革命に端を発した原油・天然ガス価格の低下は予想を上回る勢いで進み、2015 年 6 月現在、米国 HH 建て天然ガス価格は \$2.80/MMBtu を割り込む水準まで低下した。また、世界市場の LNG スポット価格では同 7 ドル台のものも出現し、高値圏を続けてきた日本の LNG 輸入価格でさえ同年 4 月には \$10.26/MMBtu まで低下した。これは長期契約玉とスポット取引玉の双方を含む平均輸入価格であり、スポット価格が相当低下していることを示しているといえよう。

天然ガス価格が低迷する中、米国では LNG 輸出プラント第 1 号の Sabine Pass からの出荷が始まる 2017 年までは天然ガスの大きな捌け口は見あたらず、当面国内天然ガス価格は低迷を続けるものと見込まれる。また、世界の LNG 市場ではこの時期に豪州などで相次いで大型プロジェクトが完成する見込みで、LNG の供給過剰状態が続くものと見込まれる。

一方、これまで世界経済の成長を牽引してきた中国の経済状況に変化が生じ、日本の原子力発電所が徐々に戦列復帰するなど、天然ガス輸入国の需要は弱含みである。供給面では、欧州市場で米国産 LNG との競争が始まるロシアが対アジア天然ガス輸出攻勢を強め、アジア市場でもさらなる市場への供給圧力となる可能性が高い。ここにきて各種機関のエネルギー価格見通しでは下方修正が相次いでおり、世界の LNG 市場ではかなりの長期間にわたり需給緩和状態が続き、価格が以前から予想されたレベルに回復するのは 2030 年ころになるとの見通しが多くみられる。

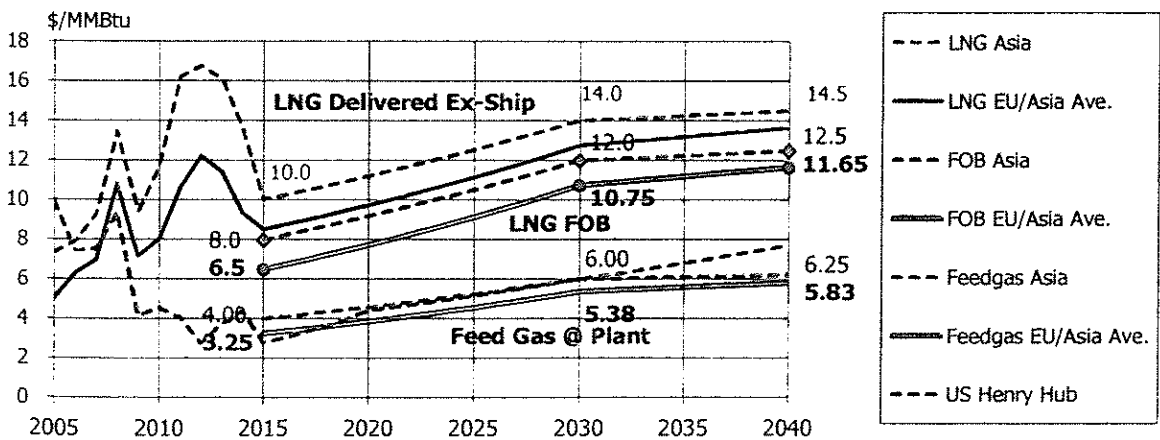


(出所) IEEJ 分析

図 7.1-2 世界の天然ガスの見通し

世界の天然ガス市場では今後もアジアが引き続き新規需要の中心になると見込まれる。欧州市場はロシアや米国など広範な地域からの天然ガス輸入が可能で、引き続き有利な市場条件を維持すると思われるが、世界各地、特に環太平洋で新規 LNG プロジェクトが計画されていることもあり、欧州市場とアジア市場の価格差は次第に縮小するであろう。なお、タンザニアからはスエズ運河経由の欧州市場よりも日本までの方が輸送時間はやや短い。その意味でも主力市場はアジアと考えられるが、市場での競争という点では欧州市場の動向の影響を色濃く受けるであろう。

本調査の初期段階ではこれまで 2014 年度までの観察をもとに世界市場の LNG CIF 価格を \$12.00/MMBtu 程度、海上運賃差引後の FOB 価格を \$10.00/MMBtu 程度、これに見合う原料ガス価格を \$6.00/MMBtu 程度とみなし、毎年の価格エスカレーションを 2% 程度とみる価格シナリオを設定してプロジェクトの経済性検討を進めてきた。しかしながら、ここにきて世界市場では LNG 価格が下げ足を強めており、一段と厳しい見通しを採用せざるを得ないと判断される。



(出所) IEEJ 分析

図 7.1-3 LNG 価格の想定

このような情勢を踏まえ、価格シナリオは国際天然ガス市場価格からのネットバックを基本とし、下記のように想定する。

- a) LNG 価格は、アジア向けでは仕上がり\$10.00/MMBtu 程度、欧州向けでは\$7.00/MMBtu 程度、両者の平均で\$8.50/MMBtu 程度と見込む。
- b) 海上運賃を差し引いた FOB 価格は\$6.50/MMBtu 程度と見込む。
- c) 同価格は 2030 年で\$10.75/MMBtu、2040 年で\$11.65 程度へと緩やかに上昇する。
- d) 最初のアプローチとして、プロジェクト全体で原料として使用される天然ガスの価格は LNG の FOB 価格の 50%を想定する。

表 7.1-1 天然ガス価格シナリオ

	LNG Delivered Ex-ship			LNG Net Back FOB			Feed Gas		US Henry Hub	
	Asia	Europe	Average	Asia	Europe	Average	60%	50%	IEEJ	EIA
	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu
2015	10.00	7.00	8.50	8.00	5.00	6.50	3.90	3.25	2.83	3.69
2020	11.19	10.90	11.04	9.19	8.90	9.04	5.43	4.52	4.40	4.88
2025	12.51	11.20	11.86	10.51	9.20	9.86	5.91	4.93	5.14	5.46
2030	14.00	11.50	12.75	12.00	9.50	10.75	6.45	5.38	6.00	5.69
2035	14.25	12.13	13.19	12.25	10.13	11.19	6.71	5.60	6.80	6.60
2040	14.50	12.80	13.65	12.50	10.80	11.65	6.99	5.83	7.70	7.85
2045	14.99	13.62	14.31	12.99	11.62	12.31	7.38	6.15	8.77	
2050	15.50	14.50	15.00	13.50	12.50	13.00	7.80	6.50	10.00	

(出所) IEEJ 分析

後述するように、天然ガスを原料として使用するプロジェクトの一部では上記の価格想定ではやや苦しいものがある。なかでも、上流部門・下流部門間の取り分比率は可変のものと考えべきで、上流部門の採算や適切な政府収入の在り方を同時に検討し、双方のバランスを見て決定すべきであろう。なお、原料となる天然ガス価格を製品価格（LNG 価格など）に連動させ上流部門と下流部門が収益を分かち合う方式を採用することで、固定価格制によりいずれか一方が市場の価格変動をすべて背負い込む場合に比べ、両部門とも収益の変動が安定するメリットがある。

b. 原油価格

原油価格は、米国におけるシェール革命の影響を大きく受けており、2014 年秋にサウジアラビアが減産対応を行わない旨の宣言をして以来、それまでの\$100/Bbl のレベルから\$50/Bbl を切るレベルまで急落した。5 月にやや持ち直して\$60/Bbl 前後になったものの、2015 年秋には再び\$50/Bbl まで落ち込み、回復基調は弱含みである。米国における掘削リグの稼働数は 2014 年末にはピーク時の半分近くまで減少したが、なお、既掘削契約の契約残があったり、既に掘削された坑井が水圧破砕法の実施待ちの状態であるなどの圧力から、タイトオイルの生産は下げ渋りの状態で、原油価格の反発力は乏しい。原油価格の回復があれば、タイトオイルは再び増産に向かう可能性があると考えられている。この傾向は、おそらくタイトオイル増産による米国の原油輸入減少が一段落するまで続き、少なくともあと 1-2 年は大幅な価格回復を望むのは難しそうだが、ただし、米国からの原油輸出は禁止されているので、国際市場への直接的なインパクトはある時期から弱まるものと見込まれる。

一方、これまでに石油輸入のけん引役を演じてきた中国経済には陰りがみられ、東南アジアの

新車販売台数にも落ち込みがみられるなど、石油需要は低迷気味である。

上記のような状況から、本調査では「当面原油価格の低迷が続き、2020年頃には\$80/Bbl程度まで回復するものの、その後は年率2%程度の上昇にとどまるケース」をリファレンス・ケースとして採用する。一方、世界経済の低迷などを背景に原油需給の緩和状態は急には回復せず、年率2%程度の緩やかな上昇にとどまるケースを低価格シナリオとして想定する。

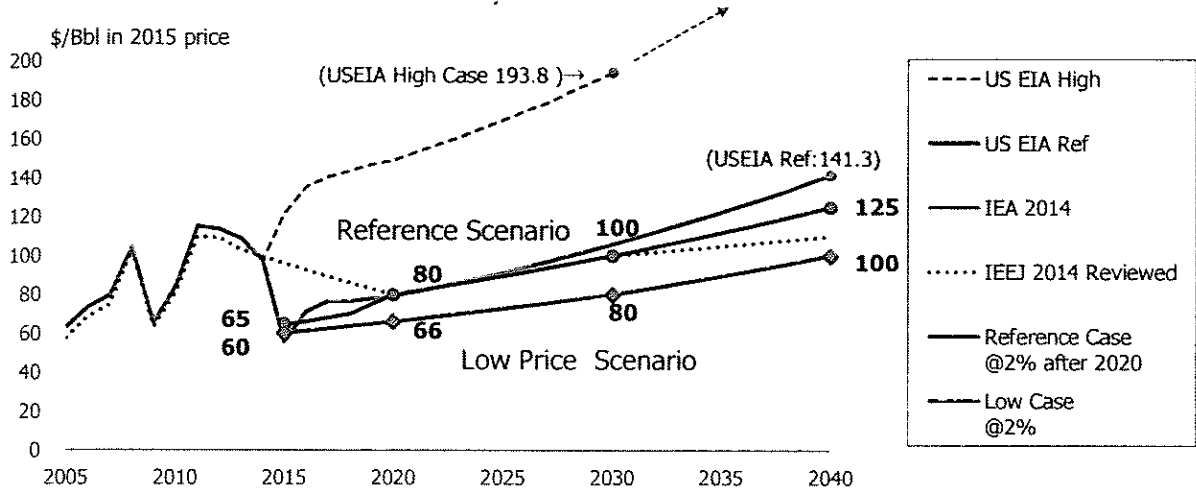


図 7.1-4 原油価格シナリオ

表 7.1-2 に示すように、今回は「原油価格が 100 ドル台に回復するのは 2030 年頃」という見通しを採用したが、過去 10 年ほどの間に石油高価格を反映して高騰を続けてきた石油天然ガス関係の建設・操業費について市場の状況がどのように変化するか、まだはっきりした兆候は見られない。しかし、米国での稼働リグ数の激減やブラジルの大水深開発のスローダウンなど、過熱気味のコストを押し下げる要素はかなりみられるので、今後はコストの動向についても注意深く観察することが大切である。

表 7.1-2 原油価格シナリオ

Source	IEA 2014		USEIA 2015		IEEJ 2014	IEEJ 2015	
	Case	Ref	Ref	High		Low	Ref
		\$/Bbl	\$/Bbl	\$/Bbl	\$/Bbl	\$/Bbl	\$/Bbl
2015		106.3	55.6	121.5	51.8	95.8	65.0
2020		113.0	79.1	148.6	57.7	80.0	66.0
2025		127.0	91.1	169.3	64.2	89.4	72.7
2030		136.0	105.6	193.8	68.7	100.0	80.0
2035		145.0	122.2	176.6	72.0	104.9	89.4
2040		155.0	141.3	197.1	75.5	110.0	100.0
2045							138.0
2050							152.4

c. 石油製品価格の展望

GTL、DME、MTG プロジェクトの経済性評価のためには、将来の石油製品価格の設定は不可欠で、以下のように原油価格と関連して想定される。

大規模で信頼性のある統計として、日本の2000年以降の過去15年の石油輸入通関価格は、海外市場での石油製品間の分析に用いられている。

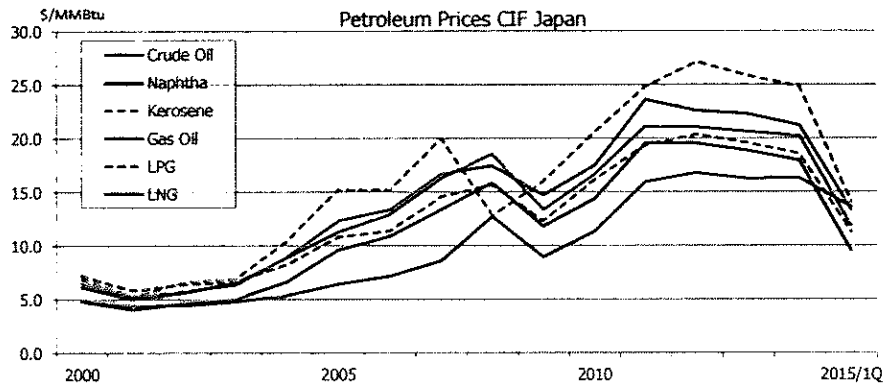


図 7.1-5 石油製品別価格

表 7.1-3 にまとめられたように、原油と石油製品の価格比率の平均値を計算した。ただし、ガソリンは日本ではほとんど輸入されていないので、ガソリン価格はタンザニアの市場傾向（ガソリンと軽油価格比率）を考慮して算出し、熱量等価で原油価格の140%と想定した。なお、灯油はスペックを調整の上、ジェット燃料として使用されるものとみる。

表 7.1-3 原油に対する石油製品の価格割合

	Crude Oil	Gasoline	Naphtha	Kerosene	Gas Oil	LPG	LNG
Japan Import	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu	\$/MMBtu
Historical	11.7	N.A.	13.5	15.8	14.2	12.8	9.9
(2000-2015)	100.0%	N.A.	115.8%	135.4%	122.1%	109.6%	84.7%
Import Price	100%	140%	115%	130%	120%	110%	N.A.
Wholesale price (+20%)	(Pivot)	168%	138%	156%	144%	132%	N.A.

上記のように、製品輸入価格は原油価格の変化に連動するものとし、これに製品輸入販売事業者の「輸送販売費用および適正利潤」として20%を上乗せする。本調査では、こうして計算した価格を製油所出しの石油製品卸売価格として適用する。ここではマーケティング費用をやや控えめに想定したが、今後石油製品を想定する上ではこの点を慎重に検討する必要がある。

7.1.3 税制

タンザニアでは以下のような税制が実施されているが、ガスプロジェクトの経済計算では所得税と配当送金に対する源泉徴収のみを考慮する。

- a) 所得税：30%
- b) 消費税（VAT）：18%…適用せず

- c) 配当（税引後利益）送金に対する源泉徴収：10%
- d) 輸入関税：適用せず
- e) 物品税：適用せず

タンザニアでは海外直接投資（FDI）を促進するため「輸出加工区（Export Processing Zone: EPZ）」や「経済特区（Special Economic Zone: SEZ）」などの制度が設けられ、数々の優遇制度が設けられている。今回の経済計算ではこれらの制度がガスプロジェクトでも適用されると考え、プラント建設資機材の輸入関税は無視した。また、多くの国でエネルギー製品にはガソリン税などの物品税が課税されているが、現時点では今後の方針について正確な情報が得られないので無視する。これらの点は実際の事業実施に向けて政府が詰めるべき課題である。また、国内事業の保護政策としてガソリン税などの特別税を賦課する、「2015年版石油ガス収入管理法」によって政府の上流部門の収入から新たに設定された収入貯蓄勘定を利用する、あるいは特別税収と呼ばれるものを基金としてガス事業の促進やガス体燃料普及促進のための補助金を導入するなどの施策が今後のエネルギー政策の課題としてあげられよう。

現行税制では、投資の減価償却には以下の規定が適用されている。

- a) 上流部門の探査、開発投資は無形資産として計上し、年率20%の定額償却。
- b) 下流部門の工場などは年率25%の定率償却。事務機器、小型車両などには37.5%、調度・備品などには12.5%の償却率が適用されるが、小額なので経済計算上は一律25%を適用する。なお、タンザニアでは設備の耐用年数や耐用年数経過後の残額の切り上げ償却、設備の残存価値の控除等の仕組みは導入されていない。

また、経済特区に立地する企業に対しては経済特区法により「10年間無税」とするタックス・ホリデー制度が適用されている。国内での新規ガス事業の展開にあたっては、これらの事業が巨額の投資を必要する一方、国家経済の発展に資することに鑑み、同様の制度の適用を検討すべきであろう。同制度の適用はケーススタディとして検討する。

（以下の各節の分析には機密情報が含まれるため非公開とする）

7.2 LNGプロジェクト

7.3 肥料

7.4 メタノール

7.5 GTL プロジェクト

7.6 DME プロジェクト

7.7 メタノール・ガソリン(MTG)

7.8 経済性検討の要点

以下は、これまでの分析によって明らかとなった主な事項である。

- ① プロジェクト規模では、大水深ガスを利用する LNG プロジェクトが他のプロジェクトよりも圧倒的に大きい。
- ② MTG プロジェクトを除くと、プロジェクトの経済性はおおむね良好である。
- ③ 価格シナリオは、全てのプロジェクトの収益を決定づける重要なファクターである。
- ④ 上流と下流部門の収益取り分は重要で、上流部門の収益と下流部門の原料ガス価格のレベルを決定させる。
- ⑤ 石油製品の輸入及び販売価格は GTL、DME、MTG プロジェクトの競争力を左右する重要な要因である。
- ⑥ 減免税はプロジェクト実行可能性をさらに引き上げる効果的なものである。
- ⑦ プロジェクトの経済評価に含まれてはいないが、ガス産業開発の重要な点は、多大な政府歳入と外貨の流出を防ぐことである。これらは国家の経済発展の資金になり、為替を安定させる。

第 8 章 天然ガス田開発モデルと経済性の検討

第 8 章 天然ガス田開発モデルと経済性の検討

(本章の分析には機密情報が含まれるため非公開とする。)

第9章 ガス燃料の全国普及

第9章 ガス燃料の全国普及

9.1 国内天然ガス需要の動向

第5章で述べたとおり、現在のタンザニアにおける天然ガス利用は極めて限定的である。2012年の天然ガス需要は0.8Mtoe(0.9bcm)で、一次エネルギー供給の4%を占めるに過ぎない。天然ガスは発電部門(2012年時点で全体の84%)での消費が過半を占め、ごく少量が産業部門(同16%)で消費されている。民生部門の燃料は、非商業バイオマスが2012年時点で98%と圧倒的なシェアを占めるが、ガス体エネルギーとしては0.037Mtoeと少量ながらLPGの利用が始まっている。

しかし、将来はこのような構造が大きく変わる可能性が高い。既に述べた通り、2015年夏には、Songo Songo や Mnazi Bay など既存ガス田からの大型パイプラインが開通したのに加え、将来は大水深の大型ガス田からの天然ガス供給がタンザニアでの天然ガス化に貢献することが期待されている。需要面では、2045年に8,500万人に達すると見込まれる人口増加や5~8%/年という堅調な経済成長により、商業エネルギー需要を押し上げ、ベースケースの場合、天然ガスは2045年時点での一次エネルギー供給の25%を占めるとの予測を第5章で提示した。

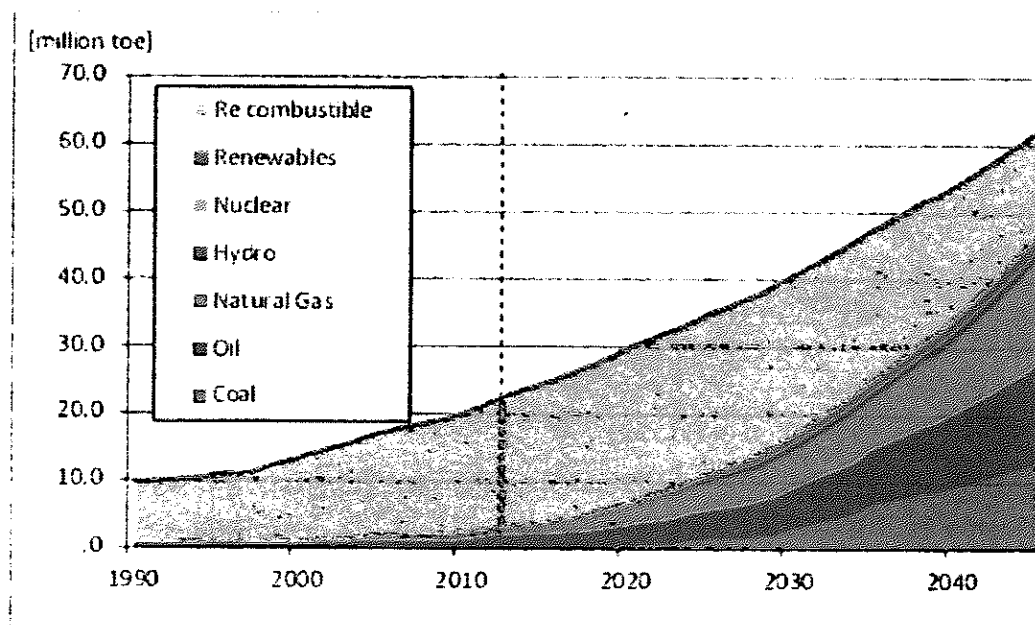
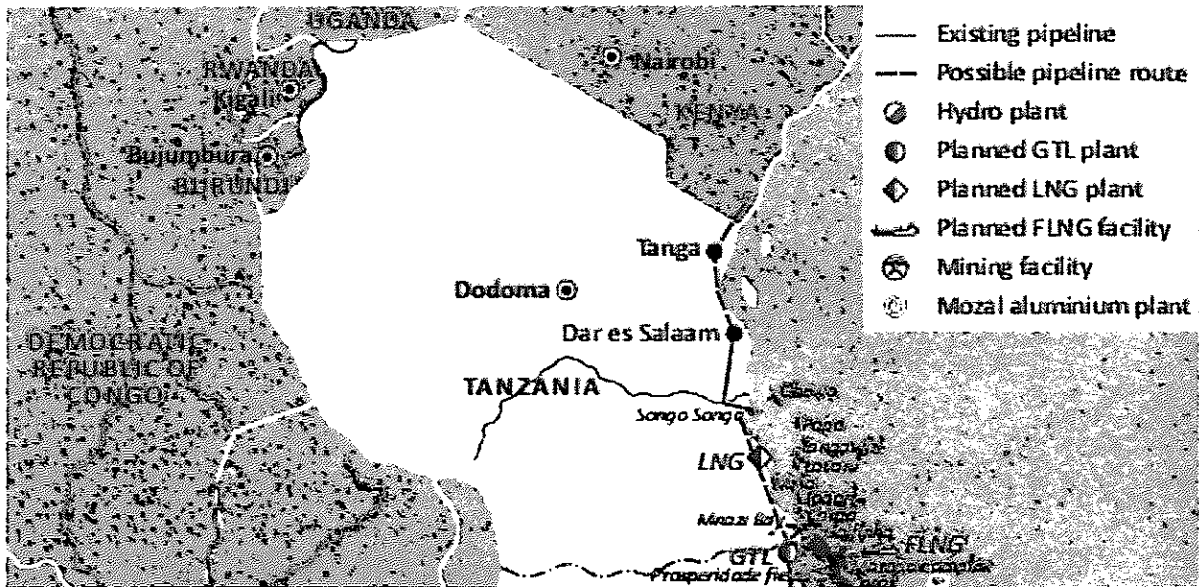


図 9.1-1 一次エネルギー供給の見通し: Base case(再掲)

本報告書においては、国内天然ガス需要は主として発電用及び産業用で増加し、ベースケースの場合2045年時点では天然ガス需要全体の58%及び33%を占めると想定している。輸送用、商業用、家庭用の需要は2045年時点でもなお限定的ではあるが、国産資源有効利用の観点からもこれらの部門での需要開発には注力する価値がある。また、現在はまだ薪炭等の在来型バイオマス燃料が民生部門におけるエネルギー消費の大半を占めているが、国連プレミアム開発計画でも謳われているように、在来型バイオマスの使用に伴う健康被害や森林破壊を軽減するためにも、近代

的なガス体燃料の普及は喫緊の課題である。

これまでも、2004年に Songo Songo ガス田からダルエスサラームへのパイプラインが開通したのに伴って、沿線のガス火力発電所や工場での天然ガス利用が開始された。2009年からはダスエルサラームで CNG 車の利用が開始され、現在では約 60 台の CNG 車が走行している。また、同じくダスエルサラームにおいて、全 70 世帯と小規模ながら家庭用への天然ガス供給も試験的に行なわれるようになった。しかし、パイプライン沿線及びダスエルサラーム以外では天然ガス利用はされていない。



(出所) IEA, Africa Energy Outlook (2014)

図 9.1-2 タンザニアのガス田とパイプライン

タンザニア政府は、国家天然ガス計画において国内でのガス利用を輸出より優先する方針（「The Government shall ensure that domestic market is given first priority over the export market in gas supply」）を示している³。国内ガス利用を促進するためには、発電・産業のみならず輸送・商業・家庭用分野での需要開発を進める上ではこれらの分野に対する天然ガス供給システムの構築が必要であるが、パイプラインから遠い地域や、需要密度が低い用途では、天然ガスの競争力を確保するためにパイプライン以外での輸送手段も検討する必要がある。

9.2 ガス体燃料輸送の選択肢と経済性

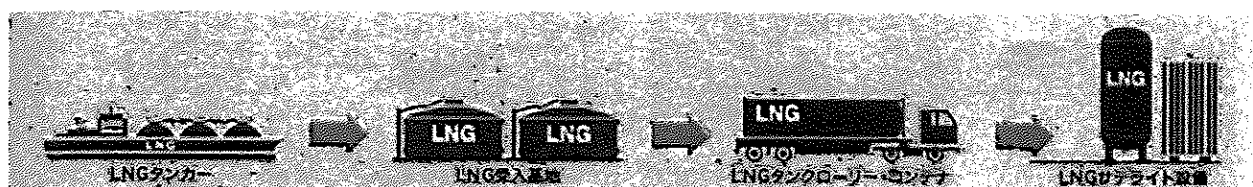
天然ガスの輸送手段はパイプラインが主流であるが、需要量と需要地までの輸送距離によっては初期投資額が大きいパイプラインでは経済性がなく、LNG 基地から LNG タンクローリーにより輸送し、需要地に建設されたサテライト基地でガス化し、そこからパイプラインで供給する方法

³ United Republic of Tanzania, 「The National Natural Gas Policy of Tanzania - 2013」、9 ページ

がとられる。本節ではパイプラインと LNG タンクローリー輸送の経済性を検討する。

9.2.1 LNG ローリー供給

図 9.2-1 は LNG ローリー供給の概念図を示している。LNG 船から陸揚げされた LNG は LNG 貯槽に一旦蓄えられ、その後 LNG タンクローリーにより需要地に輸送される。輸送された LNG は LNG サテライト設備にある LNG 貯槽に蓄えられて、必要な量が気化されてパイプラインにより需要家に供給される。



(出所) <http://www.awi.co.jp/business/energy/equipment/lngsatellite.html>

図 9.2-1 LNG ローリー供給の概念図

9.2.2 LNG タンクローリー

図 9.2-2 は 15.1 トン (18,420m³) の積載量の LNG タンクローリーである。LNG タンクローリーはローリー出荷設備で LNG を充填し、需要地に LNG を供給する。LNG タンクローリーには、高圧ガス保安法が適用され、法律に基づき設計・施工・検査・保守管理が行われる。また、LNG 輸送に際しては、高圧ガス移動監視者等の資格保有者がローリーを運行し、加えて、定期的な LNG 移動経路の調査や LNG 取扱講習会、防災訓練などを実施し、安全確保に努めている。



(出所) <http://www.tng-gas.co.jp/lng.html>

図 9.2-2 LNG タンクローリー(15.1トン)

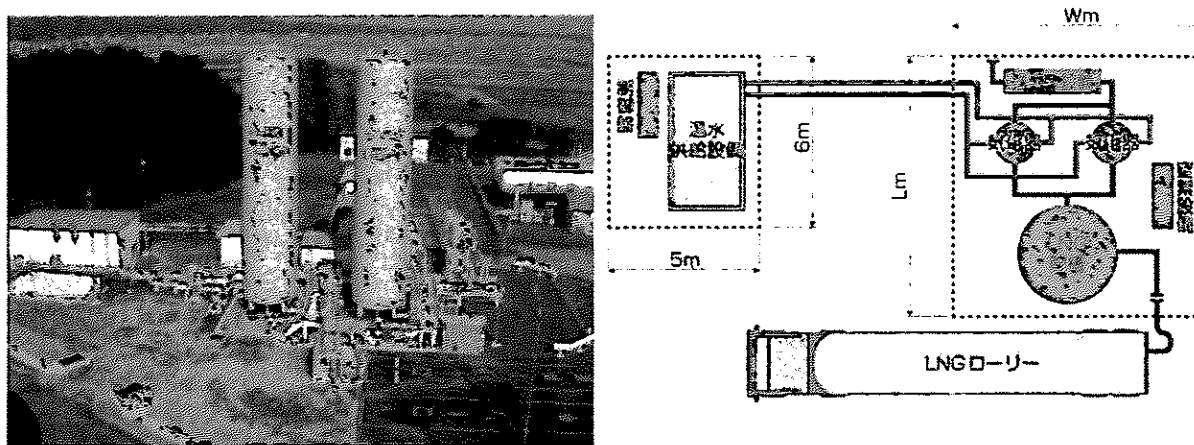
9.2.3 LNG サテライト基地

(1) 概要

図 9.2-3 は LNG サテライト基地の設備配置図を示している。パイプラインが延伸されていない遠隔地で LNG を使用するためには、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 LNG 貯槽と LNG 気化器から構成されており、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。

表 9.2-3 は LNG 使用量とサテライト設備仕様を示している。この仕様では、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 7,000 世帯へのガス供給に匹敵する（ガス消費量 191m³/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。



(出所) http://www.jfe-eng.co.jp/products/energy/energy_plant/ene03.html

図 9.2-3 LNG サテライト基地の設備配置図

9.2.4 パイプラインと LNG タンクローリー輸送の比較

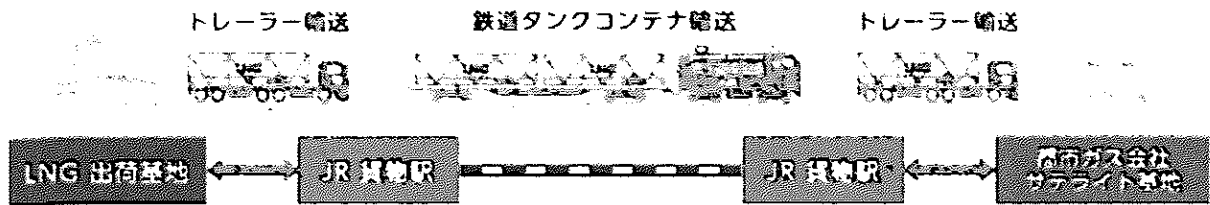
(本節の内容には機密情報が含まれているため非公開とする。)

9.2.5 その他の輸送手段の可能性と課題

本節では、パイプラインや LNG ロリー以外天然ガス輸送手段として、鉄道コンテナ及び内航船による国内天然ガス輸送手段の可能性と課題を、日本での例を踏まえて検討する。

(1) 鉄道

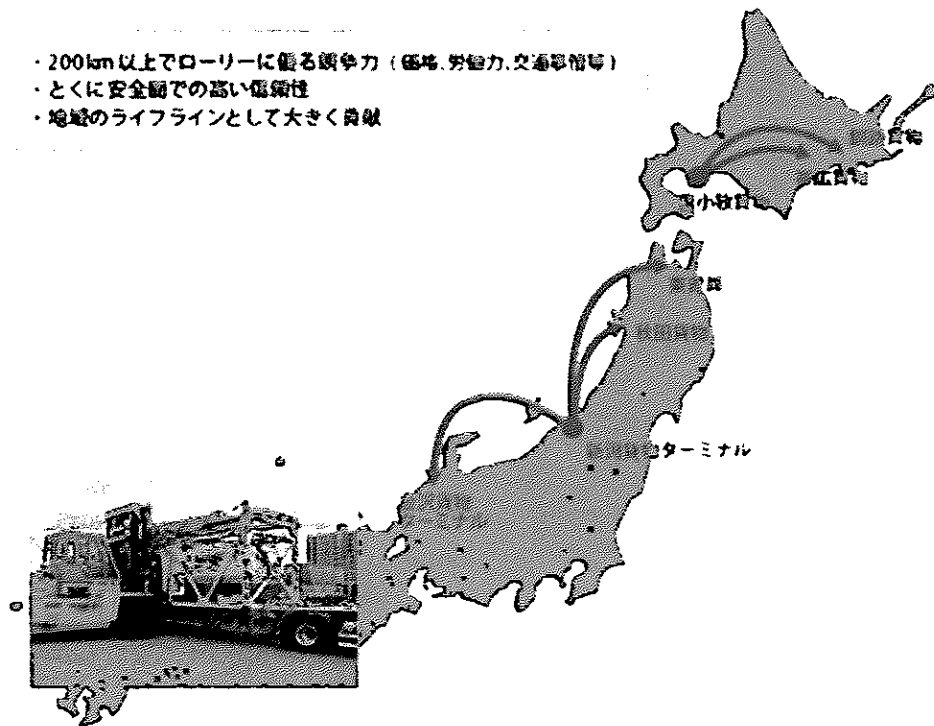
LNG の陸上輸送形態としては、ローリーとともに鉄道も選択肢として存在する。鉄道による輸送の場合、出荷基地及び需要地近傍のサテライト基地において引き込み線が存在すれば鉄道で一貫輸送が可能である。しかし、引き込み線整備コストがかかることから、LNG 鉄道輸送が実用化されている日本での場合、LNG 出荷基地から起点貨物駅までがローリー、貨物駅間が鉄道、終点貨物駅からサテライト基地まではローリーで輸送されている。尚、ローリーから鉄道車両へのコンテナ載せ替えは、トリップリフターという大型昇降機で行われる。



(出所)JR 貨物 <http://www.jrfreight.co.jp/transport/service/lng.html>

図 9.2-5 LNG タンクコンテナ鉄道輸送の概念図

石油資源開発によると、鉄道による LNG 輸送は長距離輸送時にローリーによる輸送よりも経済性がある⁴。上記文献では、鉄道とローリー輸送の経済性が逆転する具体的な輸送距離（ブレイクイーブンポイント）については述べられていない。一方、JR 貨物は輸送距離が 200km 以上の場合、鉄道コンテナがローリーよりも輸送コストが安いとしているが、具体的な前提条件等は記載されていない。一方、海洋政策研究財団は、輸送距離が 200-300km 以上において鉄道による LNG 輸送がコスト的に優位になる場合があるとしている⁵。尚、日本で鉄道コンテナによる LNG 輸送が行なわれている新潟から金沢（約 340km）、秋田（約 270km）、青森（約 450km）、苫小牧から帯広（約 200km）や釧路（約 320km）といったルートはいずれも輸送距離が 200km を超えている。



- ・200km 以上でローリーに優る競争力（価格、労働力、交通影響等）
- ・とくに安全面での高い信頼性
- ・地域のライフラインとして大きく貢献

(出所)JR 貨物 <http://www.jrfreight.co.jp/transport/service/lng.html>

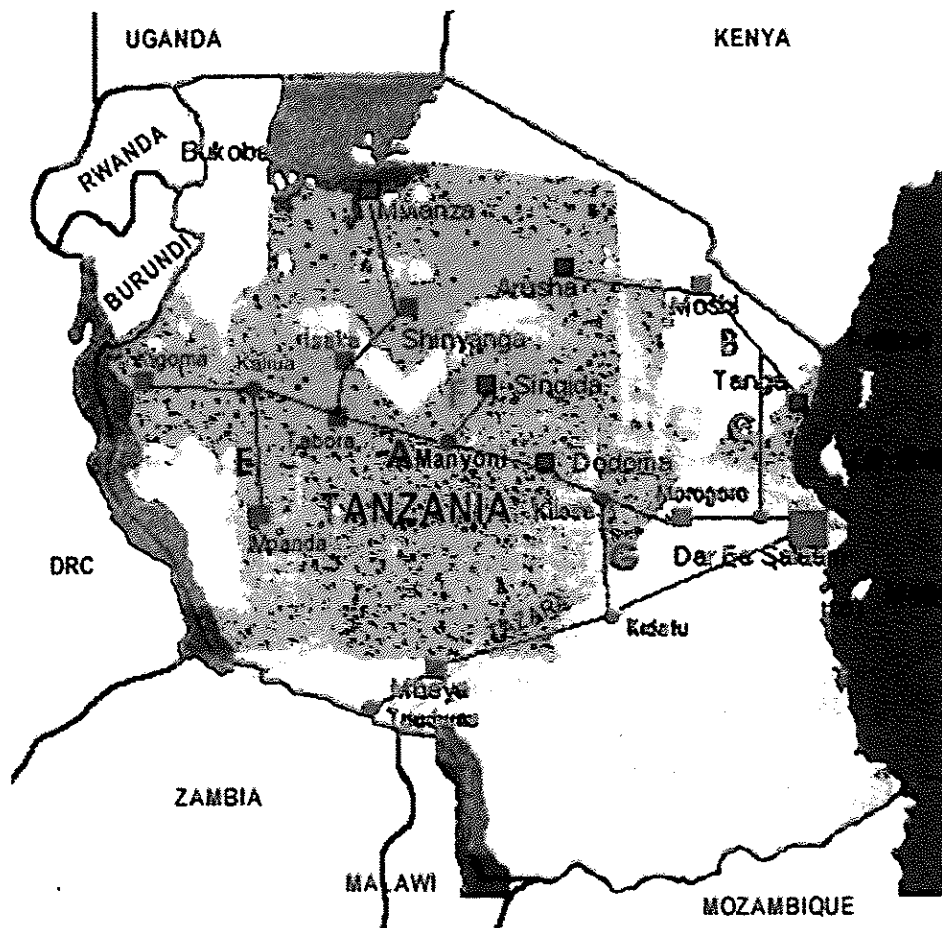
図 9.2-6 日本での鉄道コンテナによる LNG 輸送事例

⁴ 豊崎昌男、「LNG サテライト供給 -陸上輸送および小規模天然ガス液化プラントの紹介-」、*Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology*, Vol. 73, No. 2, March, 2008

⁵ 海洋政策研究財団、「天然ガスの短距離海上輸送体制の整備に関する調査研究報告書」、2009 年、https://www.sof.or.jp/jp/report/pdf/201003_ISBN978_4_88404_240_0.pdf

一般的に、陸上における天然ガス輸送を行なう際には、輸送距離が長くなればなるほど、かつ需要が多くなればなるほどパイプラインによる輸送コストが有利になり、逆の場合にはLNGローリーの競争力が高まる。鉄道輸送が競争力を持つのは両者の間となるが、具体的なブレイクイーブン・ポイントについては、個々の輸送ルートや需要規模の精査が必要となる。

上記文献では、鉄道によるLNG輸送を行なう際には、鉄道ダイヤや貨物駅におけるスペースの確保、トリップリフターの配備といった条件を満たす必要があると述べられている。これらの条件に加えて、タンザニアでの導入を検討する際には、鉄道インフラ自体の整備状況を勘案する必要がある。オフショア天然ガス田からのパイプライン揚げ地と想定されるMtwaraには鉄道が到達していないことから、既存各線沿線で鉄道による天然ガス輸送が合理性を持つか検討する必要がある。一方、道路事情が悪いが鉄道は敷設されているルートについては、道路整備コストを勘案すると、鉄道によるLNG輸送がコスト上有利な場合が生じる可能性はある。



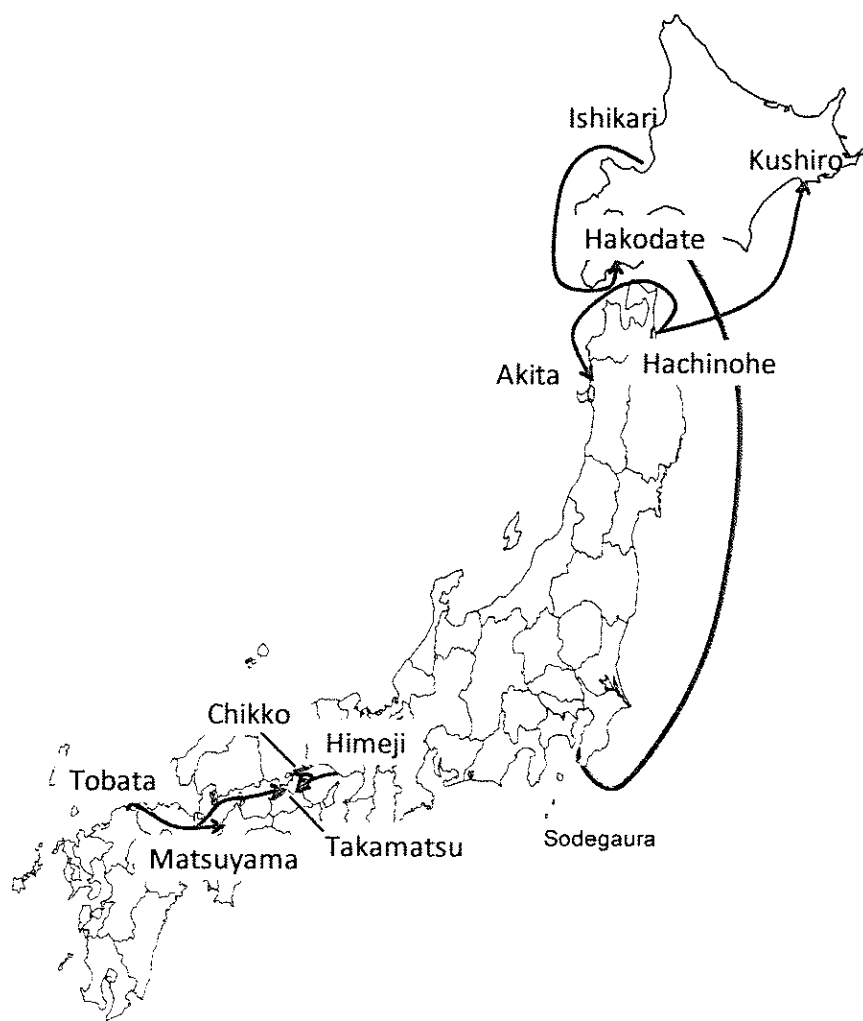
(出所) Tanzania Railways <http://www.ntz.info/gen/b00630.html>

図 9.2-7 タンザニアの鉄道網

(2) 内航船

国際的な LNG 輸送は、一般的にタンク容量が 130,000-270,000m³ (5.9-12.2 万トン) クラスの大型タンカーで行なわれる。一方、LNG 消費国内でのパイプライン等天然ガス陸上輸送を補完あるいは代替する手段として、タンク容量が 1,000-30,000m³ (0.5-1.4 万トン) の小型タンカーによる LNG 海上輸送も存在する。小型内航船による LNG 輸送は、日本、中国、バルト海といった国や地域で行なわれている。

日本では、2003 年より内航船による LNG 供給が開始され、現在では、石狩、戸畑、姫路、八戸といった輸入基地から、築港、高松、松山、釧路、秋田といった二次基地へ LNG が輸送されている。輸送距離は 50km (姫路-築港) から 850km (袖ヶ浦-函館) まで大きな差がある⁶が、一般的には 200km 以上で競争力が生じるとされている⁷。



(出所) 各社ホームページ

図 9.2-8 日本の内航船 LNG 供給

⁶ 但し、袖ヶ浦-函館間の LNG 輸送は現在行なわれていない。

⁷ 海洋政策研究財団、「天然ガスの短距離海上輸送体制の整備に関する調査研究報告書」、2010 年、P63、https://www.sof.or.jp/jp/report/pdf/201003_ISBN978_4_88404_240_0.pdf

日本の場合、6 隻の国内供給用 LNG 船が利用されている。LNG 積載量は 2,500-3,500^m (1,100-1,600 トン) 級である。

表 9.2-9 日本の LNG 内航船

Built	Vessel Name	Capacity (m ³)	Owner	Shipping Route
2003	Shiju Maru No.1	2,513	NS United Tanker	Tobata/Himeji <-> Chikko/Takamatsu/Matsuyama
2005	North Pioneer	2,512	Japan Liquid Gas	Ishikari <-> Hakodate
2008	Kakurei Maru	2,536	Tsurumi Sunmarine	Not specified
2008	Shiju Maru No.2	2,536	NS United Tanker	Tobata/Himeji <-> Chikko/Takamatsu/Matsuyama
2011	Akebono Maru	3,556	NS United Tanker	Not specified
2013	Kakuyu Maru	2,538	Tsurumi Sunmarine	Not specified

(出所)GIIGNL, Ocean Policy Research Foundation

LNG 輸入国である日本で内航船 LNG 供給を行なうには、タンカーの他に、輸入基地での内航船用ローディングアーム、受入基地（バース、アンローディングアーム、LNG タンク、気化器等）、及び受入基地からの LNG あるいは天然ガス輸送手段（ローリーあるいはパイプライン）が必要となる。

タンザニアで内航船による LNG 供給の可能性を検討する場合、Mtwara から Dar es Salaam へのパイプラインが敷設済であることを考慮すると、Mtwara - Tanga 間が現実的であろう。Tanga 及びその近郊での天然ガス需要、供給価格、受入基地等供給設備建設コストを精査し、経済性を評価する事が必要となる。

9.3 今後の取組みについて：課題と提言

国内天然ガス需要開発を進めるためには、天然ガス供給システムの構築が必要である。天然ガスを輸送する場合、一般的には、長距離・大規模需要にはパイプラインあるいは内航船が、短距離・小規模需要にはタンクローリーが経済的であるとされている。但し、既存鉄道網や港湾設備の有無によっては、内航船や鉄道コンテナによる輸送が経済性を持つ場合も想定出来る。

本章で行なった経済性の比較分析に基づくと、年間 1,000 トンと LNG 消費が小規模の場合は、タンクローリーによる輸送のほうが圧倒的に経済的である。また、輸送距離が 150km の場合は、LNG 消費量年間約 80,000 トン以上で、500km の場合は 200,000 トン以上でパイプラインの経済性が優位になる。一方、タンザニアの国産資源である天然ガスの利用は、経済合理性を基本としつつも、都市開発、地域開発、都市計画といった社会政策の観点も考慮されるべきであろう。

第 5 章では、2045 年のタンザニアの天然ガス需要が Base Case で 6,628ktoe (7bcm あるいは 510 万トン：図 5.2-4) に達するとする見通しを提示した。この見通しは計量経済モデルを利用したマ

クロレベルでの見通しであり、タンザニア国内の地理、人口及び産業分布、天然ガス輸送及び港湾インフラの整備程度といった項目は考慮していない。

タンザニアには、Dar es Salaam 以外にも、Shinyanga、Mwanza、Mtwara といった 100 万人以上の人口を抱える都市が 11 以上存在する。一方、既に述べたとおり、パイプラインは Mtwara - Dar es Salaam 間のみが稼働中である。主要都市間の幹線道路は整備されつつあるが、総延長 12,786 km の内、未舗装路は 7,656 km と道路状況は未発達である⁸。主要都市間の鉄道網も存在するが、天然ガス揚げ地として想定される Lindi や Mtwara には鉄道が延伸されていない。また、Tanga には港湾設備があるものの、LNG 受入基地建設が可能な条件が揃っているかどうかは不明である。タンザニアの国内天然ガス需要開発には、このような条件を精査し、タンザニア国内の天然ガス需要分布に応じて、最適な天然ガス輸送形態を選択するための検討が必要である。

⁸ Ministry of Works, "National Road Network", <http://www.mow.go.tz/index.php/sectors/national-road-network>

第10章 プロジェクトの形成と人材開発

第10章 プロジェクトの形成と人材開発

大規模ガス田発見の利益を実際に手にするためには、タンザニアはゼロからガス産業を起こさねばならない。本章では LNG プロジェクトに例をとって、ガス産業プロジェクトがどのように形成され運営されるかを説明する。また、天然ガスの利用を進めるうえでの組織、作業要員および人材開発について検討する。

10.1 LNG プロジェクトの形成

10.1.1 LNG バリューチェーン

LNG バリューチェーンの支柱はガス田、LNG プラントと需要家であり、この三者はガスパイプライン、LNG タンカーおよび受入ターミナルで物理的に結ばれている。これらは全て天然ガスによる利益を実現するために必要である。このバリューチェーンを構築するには、高度な技術、莫大な資金、熟練した作業要員、世界クラスの経営管理、マーケティング能力、国際基準を満たした法令等の様々な要素を結集させる必要がある。これらの全てを一貫性のある形で展開する必要がある。なお、近年世界の LNG 市場では供給の増加によりフレキシビリティが増し、LNG の商品化も進んでいる。

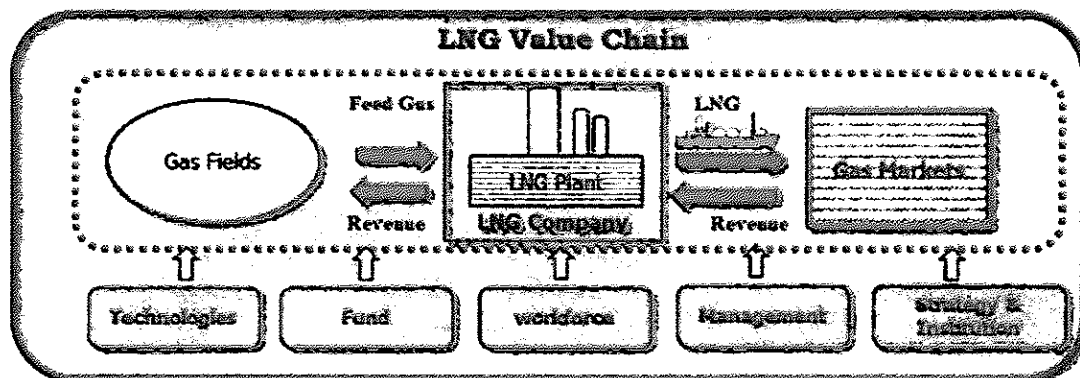


図 10.1-1 LNG バリューチェーン

大規模な天然ガスが発見され、その埋蔵量を商業化する手段として LNG プロジェクトを実施することが決定されたならば、政府と PSA のパートナーはできるだけ早く LNG 開発プロジェクトの構造と経済条件を決める枠組み協定（「Framework Agreement」）を結び、この協定に基づいてプロジェクトの実行主体を早く設立することが求められる。それは、一般的には、関係者が設立する「タンザニア LNG 会社」のような合弁企業で、国際ビジネスを遂行するうえで必要な明確な法的地位を有するものでなければならない。ただし、世界には例外もある。例えば、LNG プラントの建設と操業を含めた LNG サプライ・チェーン上のビジネス全体が上流部門の PSA でカバーされるケースがある（統合モデル：「Integrated Model」）。また、これとは別に、PSA の枠組みの外で LNG プラントと関連設備を建設するケースがある。この場合には、上流とは別の事業体が設立され、上流のガス所有者に対し料金ベースで液化サービスを提供する（料金方式モデル「Tolling

Model))。料金方式モデルの場合、当事者間の紛争を避けるため、LNGプラントおよび付帯設備事業への出資比率は上流部門の権益比率と同じにしておくのがよいだろう。ここで留意していただきたいのは、本調査では話を簡単にするために経済モデルも含めて「統合モデル方式」を想定して議論を進めてきたが、ここに述べたいいくつかの方式のうち統合方式を特別に推奨するという点ではないという点である。LNGプロジェクトの事業構造は、資金調達やLNG販売面での問題も含めてプロジェクトを計画通りスタートさせるにはどのような方式が好ましいかを当事者間で十分検討の上決定することが望ましい。

10.1.2 LNGプロジェクトの形成

LNGプロジェクトは大規模なガス埋蔵量の発見から始まる。第5章、第7章で論じたように、今日では、LNGプラントの標準規模は年間生産量500万トン(5MTPA)級である。また、安定的な事業運営を図るには複数の系列を持つプロジェクトが望ましい。5MTPAのプラントは20年の操業で約5Tcfの天然ガスを消費する。2系列のプラントが建設されるとすれば、LNGプロジェクトの実現に必要なガス埋蔵量は10Tcf以上となる。LNGには高度な技術と莫大な資金が必要になるため、上流部門の参加者すべてが下流部門のビジネスに興味を示すわけではない。石油探鉱に特化する小規模な会社は発見されたガス田をファームアウトする選択をすることもある。一方で、ホスト国政府が参加するかどうかは手のかかる課題である。ホスト国政府は専門知識や技術、資金を備えていないことが多く、一方で、輸出ではなく国内発展のために天然ガスを使用すべきだというナショナリズムが頭をもたげることもある。これらの課題は「枠組み協定」を結び調和のとれた形で解決していくことが必要である。

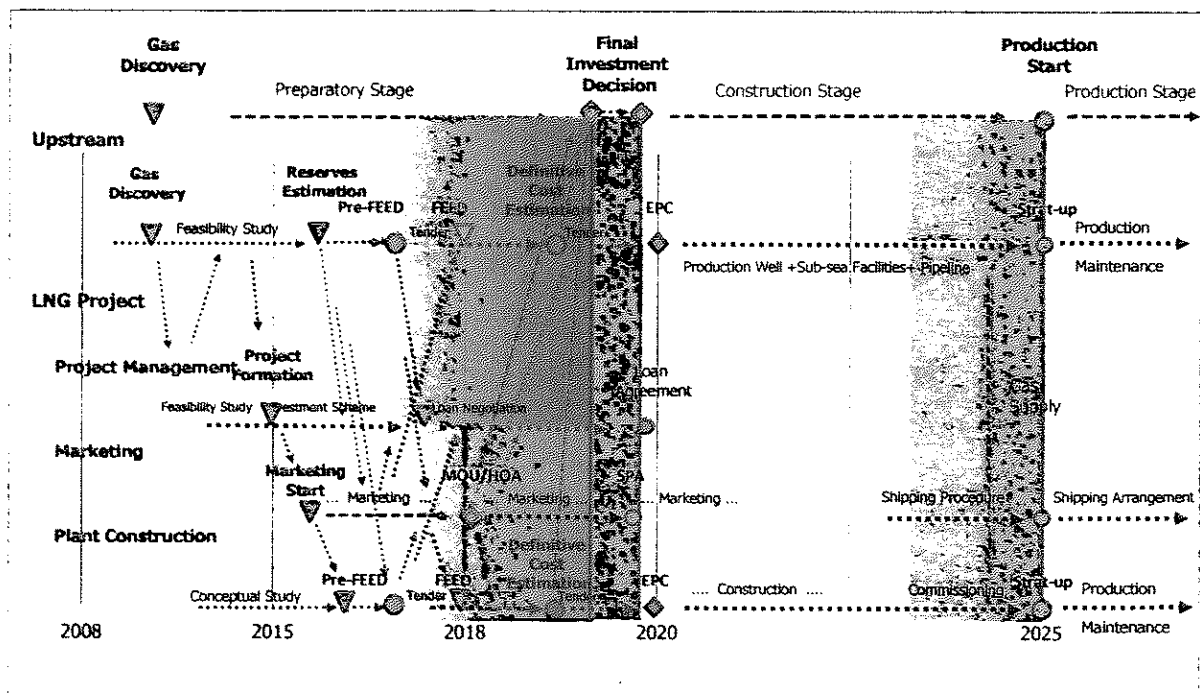


図 10.1-2 LNGプロジェクトの形成過程

図 10.1-2 に LNG プロジェクトの形成過程を示す。ガスが発見されると、LNG プロジェクト実現の可能性についてガスの埋蔵量、ガス田開発の経済性、LNG プラントの立地、プラント技術の選択や経済性等の要素を織り込んだ企業化調査が実施される。さらに続いて、資金調達と販売の検討が行われる。この段階での最大の課題はプロジェクトのバンカビリティと LNG 販売の見通しである。特に、十分な販売量が確保できるか、市場価格はプロジェクトを経済的に充分支持できるレベルにあるか等の課題が解決されなければならない。また、資金借入を必要とする場合、金融機関はガスの埋蔵量、プロジェクト推進母体の経験と能力、長期契約による販売収益の確保などを基準としてプロジェクトがバンカブルかどうかを評価する。この場合、金融機関からはガス埋蔵量の第三者証明と LNG 長期販売の基本合意書もしくは当事者が PSA の権益比率に沿って LNG を引き取る「権益比率引き取りスキーム」の保証書の提出を求められる。

LNG 販売は手間のかかる仕事で、よく「長期交渉ゲーム (Long Negotiation Game)」と呼ばれ、最近のように市場が弱含みの状況では競争も厳しくなっている。国際市場の状況にもよるが、この販売活動には 3-5 年が必要である。一般に、マーケティングの形態としては主として次の二つがある。

a) 共同販売

プロジェクトパートナーが合弁 LNG 会社を設立し、この合弁会社が販売を担当する。パートナーは JVC に社員を派遣したり、助言、指導、支援を行う。事業遂行上のリスクと収益は JVC の活動を通じてパートナーが平等に享受する。これは古くからある方式だが、当事者間で経済条件や操業の仕方などについての合意を進めるうえで弾力性に欠けるため、最近では LNG 事業者間でも、また市場でも敬遠されるようになっている。

b) 権益分の個別販売

プロジェクトパートナーが液化プラントおよび付帯設備を建設し操業する合弁の液化会社を設立するが、JVC は LNG 販売には関与しない。各パートナーが PSA の権益比率に応じたガスの取り分を対象に LNG の販売出荷を行う。JVC はガスの輸送、処理および液化作業を行い、対価として作業料を受け取る。

共同販売方式をとる場合、JVC はプロジェクトの基礎需要を確保するため、一定量の長期契約確保を目指すことになる。これには、JVC 自身が能力を蓄え、また、市場で一定の評価を取得することが必要である。これには時間がかかるし、投資決定のタイミングが一定量の LNG 販売契約が締結されるとことに縛られるという側面もある。権益分の個別販売方式が採用された場合は、IOC の取り分は彼らの国際ネットワークを通じて処分される。そのため結論が出るのは早いし、フレキシブルでもある。ただし、産油国側には販売能力が未だ備わっていないので、政府とパートナーとが話し合っ産油国取り分をどう扱うかを決める必要がある。

いずれにせよ、LNG プロジェクトを確定するには、政府の同意も含めて、一定量の LNG 販売もしくは引き取り見通しを確保することが必要である。最近の市場では権益比率引き取り方式が多くみられるようになってきたが、これは資金を提供する金融機関に対して各事業参加者が引き取り保証を提出することで、投資決定が販売活動の影響を受けなくて済むからである。また、共同

販売方式の場合には通常 6 ヶ月以上かかるとされる金融機関による面倒の多い精査 (due diligence) の期間を大幅に短縮することができる。ただし、このような効果が期待できるのは権益引取り方式で十分な実績のある信用のおける国際石油会社が参加している場合である。上記のような手法の長所短所を吟味して、販売形態を整えることが必要である。

ここで、LNG ビジネスが事業規模としてどのくらい大きいかを見ておきたい。世界トップ級の 100 万 kW のガスタービン複合 (CCGT) 発電所は年間 100 万トンの LNG を消費する。なお近年では、発電効率が改善され、消費量がこれよりやや少なめとなっている。したがって、年間 1,000 万トンの LNG を販売するには、新規発電所計画 10 基相当分を持つ買主を見つけ出す必要がある。1,000 万トンの LNG を受け取るには、買主の側でも設備建設に莫大な投資が必要であり、さらに設備を新設しても、フル稼働に到達するまで需要増加を待つことが必要である。

準備段階では、この困難な仕事が待ち受けており、共同販売方式をとる場合には販売活動を集中的に実施することが求められる。図 10.1-2 の表で展開されているスケジュールを見ると、LNG 販売の基本合意書、例えば覚書 (MOU) もしくは基本合意書 (HOA) の締結までの期間は極めてタイトである。ここに言う基本合意書には、売買数量、契約期間、価格フォーミュラ、フレキシビリティ等の基本事項についての合意が記載される。基本合意書の調印後は、本番の売買契約 (SPA) の交渉に移り、最終投資決定までに詳細条件を決定し、調印することになる。他方、権益比率引き取り方式で IOC の引き取り・販売能力を上手に活用すれば、プレ FID 準備期間を短縮し、作業を削減することができる。

準備作業を進めるにあたっては、事業構造や資金調達条件などを含むプロジェクトの枠組みについて政府と IOC とが協議し、合意する必要がある。大規模な天然ガスの発見が確認され次第、LNG プロジェクトの実行主体を設立し、世界に名乗りを上げることが望まれる。初期段階では、多くのことが不確定である。しかしながら、立地の選択、販売活動、融資交渉等の微妙な業務は、明確で責任ある主体がしっかりと担当しなければならない。極秘情報や戦略などもしっかりとコントロールしなければならない。プロジェクトそのものがまだ確定しない段階でも、タンザニア LNG 会社のような実行主体を設立することにより、次のような要素を強化することができる。

- 1) 新 LNG プロジェクトが出現するという市場の認識。潜在的な買主は関心を示し、将来のサプライヤーリストに加えるだろう。これは LNG 販売活動を開始するうえでの重要な第一歩である。
- 2) 融資交渉を進めるための金融機関側の準備。特にホスト国政府が参加を希望する場合には、投資資金を用意しなければならない。国際金融機関は良質の LNG プロジェクトの推進には一般に好意的であるが、しっかりした情報ときちんとした責任の所在が求められる。
- 3) エンジニアリング会社のプロジェクトリスト。EPC コントラクターとして LNG プラントを建設する能力を有するハイクラスのエンジニアリング会社の数は世界的にも限られている。彼らがプロジェクトを認識していることは、建設スケジュールを希望通りに設定するうえで重要である。

この期間においては、十分な買主を確保するため、販売活動を積極的に実施しなければならない。販売および価格交渉はこの段階での極めて重要な仕事である。金融機関との融資交渉も、必要であれば、同時に実施しなければならないが、かなり大変な精査 (due diligence) がある。最新の情報、後期段階ではプレ FEED の結果なども加えて、フィージビリティスタディを何度も繰り返すことになる。立地の選択と環境影響調査 (EIA) は、プラント建設を決定するうえでの重要な手順である。ガスの埋蔵量、プロジェクトの経済性、LNG 販売および資金調達について一定の見通しが立てば、プロジェクトのパートナーはプロジェクトを一步前進させることを決定する。

ここで、プロジェクトは建設段階に入る。まず FEED (Front End Engineering and Design: 基本設計とコスト見積もり) が実施される。FEED による詳細コスト推定を評価し、プロジェクトのパートナーは最終投資決定 (FID) を下す。こうして、プロジェクトが実際に誕生する。

次に EPC コントラクター (建設元請コントラクター) を選ぶための入札書類を作成し、入札を行う。提出された入札書を評価し、EPC コントラクターを決定する。これで建設のための全ての準備が整ったことになる。この FEED/EPC 入札の過程は政府機関の許認可等の取得を含め、概ね 2 年を要する。第 7 章で論じたように、EPC 契約の調印後、建設には 5 年を要する。この期間には、プラント建設のほか、買主と出荷および取引手続きについての詳細を取り決める必要がある。

10.2 LNG 会社の機能と組織

プロジェクトの初期段階では、図 10.1-2 に示したような業務を実施するため、プロジェクト実施主体もしくは LNG 会社では、運営委員会、実行チームおよび技術、資金、販売、および環境社会対応 (EMS) などを担当する各種委員会が必要である。この段階ではプロジェクトの形成、フィージビリティスタディ、立地の選択、EIA、販売および資金調達が活動の中心になる。外部の状況やチームの実行能力等を勘案し、外部からコンサルタントや販売代理店などを起用することもある。権益分個別販売方式がとられる場合、非政府側のパートナーが産油国側取り分のガスの販売を出資比率比例で行うというのが現実的な方式であろう。

建設契約には①出来高払い契約 (Reimburse Contract)、②一括定額請負契約 (Lump-sum Turn-key Contract) の 2 つのタイプがある。出来高払い契約の場合は、プロジェクト・オーナーのチームは大型のものとなり、すべての建設作業をコントロールする。一括定額契約の場合には、プロジェクト・オーナーのチームはかなりスリムなものとなり、作業進捗状況の管理が主な業務となる。LNG プラントの建設では、このタイプの方が一般的である。逆に、作業分野が多岐にわたり、リスクも高い上流部門では、出来高払い契約が一般的である。

プラント建設チームはオーナーの立場からプラント建設を監督し、実際にプラントを建設する EPC コントラクターと密接に連携して作業を行う。プロジェクト・オーナーのチームと EPC コントラクターが密接な共同作業スキームを構築することは、プロジェクトの効率的な実施のために極めて重要である。なお、EPC コントラクターの他にも、EIA 等の課題を担当するコントラクターやコンサルタントが起用される。

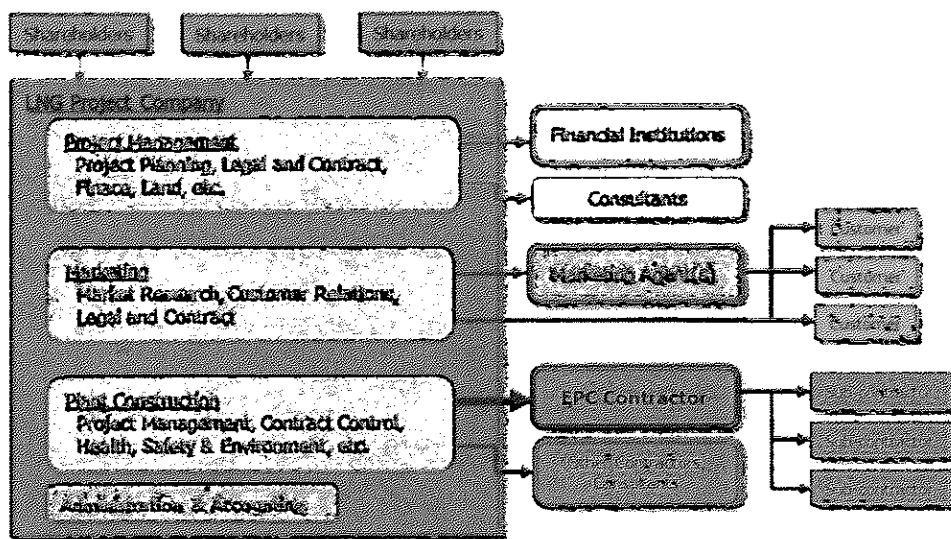


図 10.2-1 LNG 会社の組織: 建設段階

後述するように、LNG プラントの建設では、建設に直接従事する大量の作業要員を動員する必要がある。このことにより国民経済、とりわけ当該建設場所近辺では、相当な経済波及効果が生じるだろう。このような波及効果は今回の調査やその他の経済計画でもこれまでは経済見通しに反映されていない。LNG プロジェクトの実施が確定すれば、関連する諸計画は、経済の隅々にまで及ぶ効果を織り込んで、改めて再検討する必要がある。

建設段階の後期、生産開始の 2 年前頃にプラントの操業員を雇用して訓練を実施する。販売面では、出荷および貿易実務要員を雇用し、訓練を行う。この段階では、出荷と代金支払い手続きの詳細について、LNG の買主と取決めを行う。

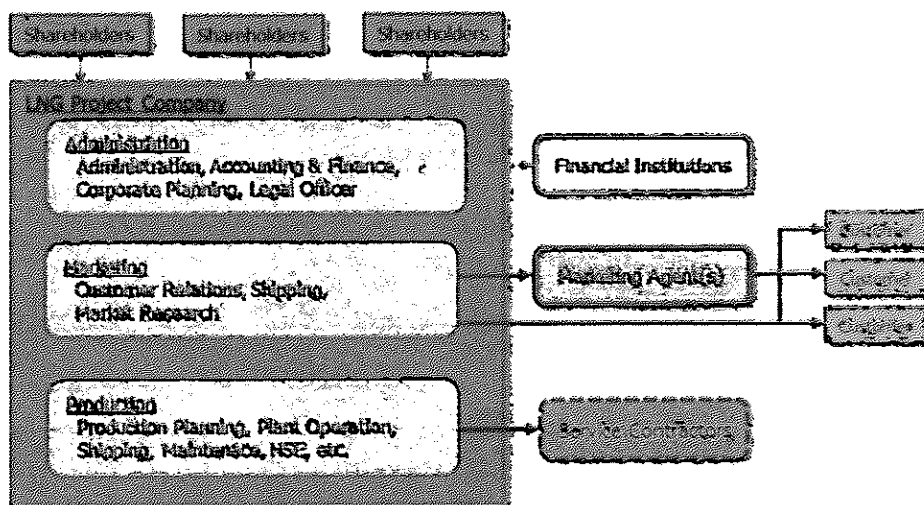


図 10.2-2 LNG 会社の組織: 生産段階

プラント建設が完了し、生産がスタートすると、図 10.2-2 に示すように、組織はかなりスリム化する。建設チームは生産チームにとって代わり、このチームが生産計画、プラントの操業、出

荷作業、定期メンテナンスおよび保安等の作業を担当する。安全で安定的な操業を実行することがこのチームの使命だが、今日のプラントは広く自動化されているため、操業チームの人数は比較的少ない。プラントのシャットダウンを伴う大規模定期修理の際には、技術要員や技術サービスを外部から臨時に追加調達する。販売チームの主な活動は、出荷の手配、LNG の出荷と代金支払いに関わる買主もしくは LNG 引き取り会社との対応、契約数量および価格調整に関わる定期的な交渉などである。資金調達業務は、会計課による定期的な借入金返済作業のみになる。

10.3 LNG プラントの建設手法と作業要員の動員

LNG プラントの建設には、膨大な作業要員の動員が必要である。建設作業はプロジェクト・オーナーと EPC コントラクターの合同チームにより実施される。本節では、プラント建設段階において必要な組織と作業要員について検討する。

10.3.1 実行指針と作業要員の動員

LNG 建設に当たっては、立地やプラントタイプ等のプロジェクトに固有な事情を考慮して建設遂行手順を整備する必要がある。ここで留意すべき事項として、以下の点があげられる。

- ① 建設サイトの整備
- ② モジュール及びプレファブ工法等の建設サイト外での建造手法の適用検討
- ③ 建設作業要員の動員計画
- ④ 大型建設重機の調達計画
- ⑤ 建設キャンプ等の仮設設備設営計画
- ⑥ 設計段階での建設/性能運転試験の取り込み反映

LNG 事業者にとっては、生産性能を満足するプラントが計画通りに始動できることが最重要である。これを達成するため、建設計画及び運転性能試験をプロジェクトの初期段階から考慮し、設計に反映することが肝要である。複数の系列を建設する場合には、通常 6 カ月の間隔で作業要員を次の系列に移動するのが最も効率的とされている。作業間隔がこれ以上長い場合、例えば 4 系列ケースのように第 2 フェーズのプラントを 5 年後に建設する場合には、作業の統合効果はあまり期待できない。

また、建設工事要員において、熟練労働者や管理監督者の不足、建設機械配備の問題等のリスクを認識し、全建設関係者間でそのような課題への注意を喚起するとともに、適切な対応を早期に実施すべきである。

現地での建設工事は、EPC コントラクターの管理監督の下で、知見・経験のある複数の建設サブコントラクターが役務範囲に従って遂行する。この際、サブコントラクターの業務範囲は、個々のサブコントラクターについてその能力を判定の上、現実的な分析・判断を行って決定する。

10.3.2 作業要員と建設機械の動員・調達計画

基本設計段階（FEED）においては要員と建機の動員計画を策定する。

- a. 作業要員動員計画
- b. 建設機械調達計画

計画策定に際して、EPC コントラクターは作業量に応じた、実効性がありかつ現実的な計画を策定する。特に建設作業のピークに合わせた人員計画と建設機械配備を念頭に置き、作業手順の連続性を保持する計画策定が、スケジュール上の主要マイルストーン達成を遵守するために重要である。

10.3.3 組織と対応

建設時の組織及び管理は運営上、EPC コントラクターの本社オフィスと現場オフィスでの遂行に大別される。

- a. 建設現場組織

建設現場では管理体制が一元化できるよう組織を構成すべきである。組織はサイトマネージャーを筆頭に、エリア毎のコンストラクションマネージャー及びディシプリンマネージャー、HSSE 管理者、SIMOPS コーディネーター、ビジネスマネージャー、プレコミッショニングマネージャー、QC/QA マネージャー、調達責任者、サイトコントロールマネージャー、サブコントラクターマネジメントで構成される。ほとんどの建設スタッフは、建設遂行計画が確定した後に同計画に従って現地に赴任する。

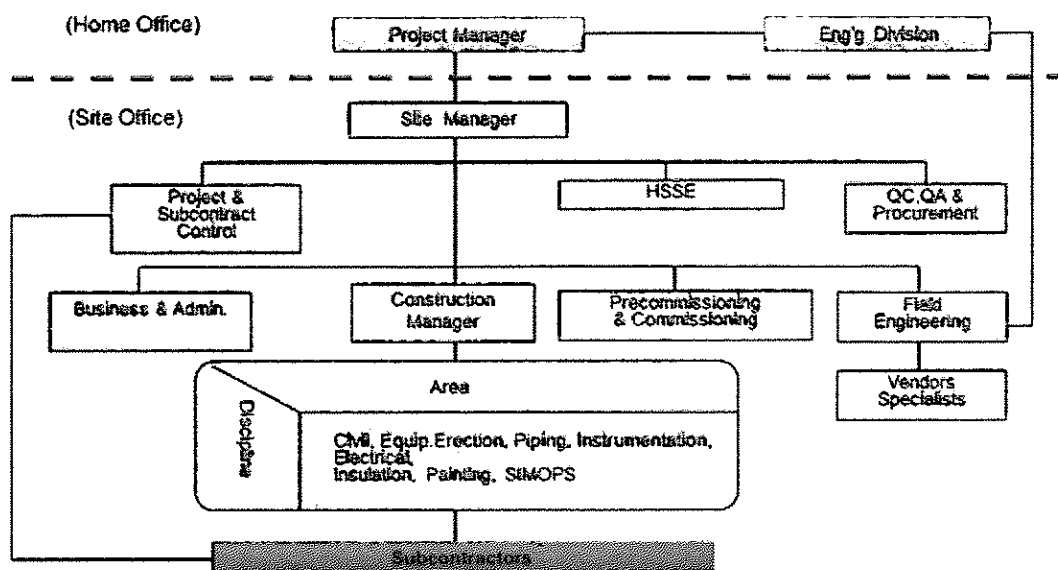


図 10.3-1 プラント建設現場の組織図

b. 現地作業要員の動員

建設作業工程に応じて適切にプロフェッショナルスタッフを配員・配置することが重要である。建設計画段階において、建設スタッフのアベイラビリティを考慮し、建設工事を遅滞なく進行すべく動員計画を策定する。また、建設作業員の現地採用を加速できれば、プロジェクトを成功に導く上で有効である。

現地に配置するスタッフには赴任前にプロジェクトの概要や必要情報を理解させ、特にキーパーソンには建設作業の効率向上を念頭に以下の情報を事前に周知する。

- ① プロジェクトの目的、役務範囲及び達成目標
- ② プロジェクト仕様、必要設計図書と作業手順
- ③ 詳細建設スケジュールと作業手順

c. サブコントラクター起用戦略

建設役務範囲に応じて複数のサブコントラクターを採用することを原則とし、検討段階において、当該地域での建設能力や実績、プロジェクトの特殊性等を勘案してサブコントラクターを選定する。

建設工事はサブコントラクターが主体となって実施するが、EPC コントラクターは建設作業に全責任を持っており、客先マネジメントチームと意思疎通を図りながら、サブコントラクターを管理監督する。更に、EPC コントラクターは、必要に応じてサブコントラクターを補助し、予想される課題を事前に把握し、適切に対処することが求められる。

概念的ではあるが、建設ピーク時には7,000 から10,000 人もの建設作業員が現場に集結する。このような環境のもと、EPC コントラクターは、安全と品質を担保しつつ、予算とスケジュール内でプロジェクトを遂行することが求められる。

d. 建設作業要員の動員

大型のグリーンフィールド LNG プロジェクトでは、上記でも述べたように、最盛期には7,000 から10,000 人もの建設作業員が現場に動員される。下表に類似の遠隔地 LNG 案件での経験から、典型的な建設作業項目と人員数を記す。現場は管理担当者、エンジニア、建設スペシャリスト、建設監督の他、溶接工、索具工、建設機械オペレーター、非熟練工等で構成される。この内、非熟練工は土木工事、塗装保温工事などで多用される。

表 10.3-1 LNG プラント建設に必要な要員

Construction Activities	Indicative Headcounts (*)
Site Preparation and marine construction	3,000 - 4,000
Civil and Building	3,500 - 5,000
Steel Structure	1,500 - 2,000
Piping and equipment erections	500 - 1,000
Electrical and Instrumentation	500 - 1,000
Painting and Insulation	1,500 - 2,000
Tankage	500 - 1,000

注：想定人数は建設作業の仕様・範囲に影響され、特にサイト準備や港湾工事は場所の特殊性により変動する。

表 10.3-2 に、2 系列ケースでのプロジェクト・オーナー側での建設チームの要員を示す。操業関連の要員は建設の後期に採用し、生産開始前に 1 年間の操業訓練を行う。

表 10.3-2 プロジェクト・オーナー側での必要な要員

Management	2
Senior Manager	3
Manager/Senior Engineer	5
Engineer	10
Operation Manager	10
Senior Operator	20
Operator/Technician	300
Administration	10
Total	360

10.4 LNG 操業と運営体制

10.4.1 生産段階における運営体制

10.2 節で見たプロジェクト本部の組織に加え、図 10.4-1 に商業運転段階に入った LNG プラントでの操業組織を示す。

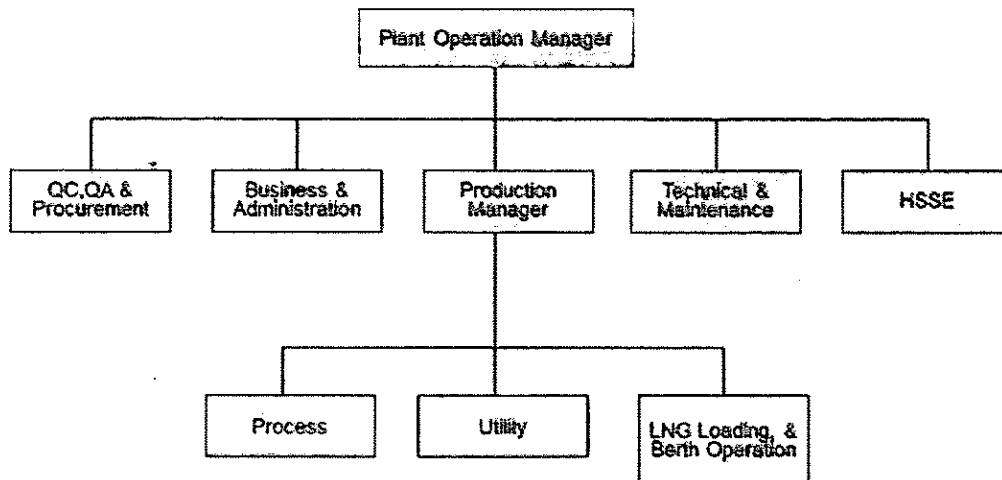


図 10.4-1 生産段階でのプラントの組織

LNG プラントの操業は、以下のような組織を中核として運営される。

1) 生産セクション

主な業務はプラント操業と LNG タンカーの着離れでの港湾操業である。プラントサイトはプロセス/ユーティリティ設備の運転管理が主体となる。

2) 技術サポート/メンテナンス

主な業務はプロセス、ユーティリティプラントのテクニカルサポートと検査、日々のメンテナンス及び定期メンテナンスの計画策定、実施を担当。

3) HSE セクション

主な業務は操業関係者の HSE 関連業務と医療提供及び緊急時の防消火対応を担当。

4) 業務部門

LNG の出荷に関わる配船計画、出荷関係書類および税関手続き業務を担当。

5) 管理部門

主な業務は人事、会計、総務業務。

6) 調達、QC/QA、設備管理セクション

主な業務はプラント操業に必要なすべての資機材調達、QC/QA、設備管理を担当。

10.4.2 要員配置計画

プラントの操業体制は、プラントマネージャーを筆頭に次席及び各セクションマネージャーを置き、通常 100 程度の運営ポジションにオペレーターを配員する。LNG 生産 1,000 万トン为例にとると、300 人に及ぶオペレーターを配員し 2 交替を前提に昼夜連続運転を実施する。勤務体制は、周辺の居住環境にもよるが、居住環境の整っていない遠隔地では 4 週間操業/4 週間休暇のサ

イクルでのオペレーションを前提とする。通勤環境が確保できる場所であれば、通常の化学工場のような3直制を採用することができよう。また管理運営部門にも40名程度が配員され、同様なシフトでの操業体制となる。このほか、将来の操業要員としての訓練性も若干名加わることになる。シャットダウンを伴う定期修理の時期には必要な作業要員は普段の3-4倍に上り、要員および技術サービスを外部調達することになる。

尚、プラントエリア及び居住区での、食事提供でのケータリングサービスやクリーニング/ハウスキューピングサービスは外部からのサービス提供が一般的である。

10.5 人的資源開発に係る提言

巨大建設プロジェクトの出現は膨大な雇用機会を創出するが、ガス産業をゼロからスタートさせなければならない多くの開発途上国では深刻な人材不足が懸念される。

1) 技術スタッフ

発展途上国における巨大プロジェクトの建設では、国内において膨大な雇用機会が創出されるが、一方、適切な人材の確保は困難な状況が散見される。建設業務では、リスク/資機材/資金及び時間管理等の様々な役務を担当する関係者との適切なコーディネーションを実現する等、高度な実務遂行能力が要求される。プラント建設国での人材開発に係る投資は、これらの課題に対処するための知識を獲得し能力を持つ人材を育成する上で必要であり、国内での建設能力向上を図るうえで不可欠である。人的リソースの拡張にはまず基礎教育が不可欠であり、さらに技術能力の向上・拡張を図るために広く高度教育の実施が求められる。

適切な内容を備えた基礎教育は知識基盤を準備するうえで極めて重要である。この上に専門知識教育やトレーニングを積み重ねることで、建設技法の体系的な習得が可能となり、国家としての戦略的人材育成にもつながるだろう。新技術や新技能の教育のほか、専門教育や技術訓練を通じて技術のトレンドを読み、専門分野の知識を体系的に取り込むことのできる人材を育て、適切な国家技術戦略の形成を進めることができるだろう。これらの教育を含めたアクションは政府主体で進め、専門学校や短期大学、大学等の教育システムを介して浸透させるべきものである。

タンザニアでは、石油ガス産業はこれからの産業であるため、国内には実務研修(OJT)を提供する場がない。しかし、OJTは学校レベルの知識や技能を実際に応用できるレベルに引き上げるための必要な作業である。最初は海外での研修を実施せざるをえないだろう。将来タンザニア国内にガス産業が出現すれば、若きエンジニアを実際のプラントでのOJTにより教育する機会を作り出すことができる。

実際の建設現場で問題解決にあたるための建設技能として、広範囲の知識や管理能力の習得が求められる。これらの技能は実際に稼働している建設業務での経験と知見を通じて得られるものである。建設スペシャリストから直に得られる高度な技術知見は、実際のプロジェクトにエンジニア/建設担当者として関与し、もしくはコントラクターやコンサルタントとしての参画を介して

身につくものである。

そのような意味で、タンザニアガスマスタープランの実現は、ハイδροカーボン産業に携わる様々な分野のエンジニアや建設作業員がそれぞれの能力を向上させるためのまたと無い貴重な機会を提供するといえよう。

2) 業務スタッフ

総務、会計関係業務に加え、LNG 買主との関係を確立する業務は、LNG 事業の収益を確保するための極めて重要な職務である。この業務は、下記のような国際的ガス事業に関する豊富な知識と貿易実務に関する豊かな経験を必要とする。

- ① 商業契約と貿易実務および顧客対応
- ② 出荷手順（配船、出荷関係書類、通関手続き等）
- ③ LNG バリューチェーンに関する技術知識
- ④ 会計および送金手続き
- ⑤ 世界のエネルギー動向

世界のエネルギー動向に関する基礎知識は日常の勉強やコースへの出席などで取得することができる。しかし、貿易実務に必要な業務上の知識は一般的に外部の研修コースなどで取得することは難しい。そのような知識は石油・ガスの取引や出荷等の実務経験を通じて得られるものだが、そこには価格や取引条件などの外部に公開されることのない多くの極秘事項が存在する。とりわけ、顧客と直接の面識があるかどうかはマーケティング作業の基本中の基本である。このため、事業の初期段階では十分な経験を持つコンサルタントや販売エージェントを起用することになるだろう。人材育成は LNG 事業を行っている石油会社等にインターンを派遣して実施することになるだろう。知識や経験を蓄積する上では、人材開発に快く協力してくれる良き事業パートナーを見つけることが極めて重要である。

第 11 章 環境社会配慮

第 11 章 環境社会配慮

11.1 タンザニアにおける戦略的環境社会配慮関連制度の概要

(1) 環境管理法(Environmental Management Act 2004)

2004年に副大統領府(Vice President's Office: VPO)が環境管理法(Environmental Management Act 2004)を策定・発行した。この環境管理法の Part VIIにおいて戦略的環境アセスメント(以下「SEA」)について規定している。環境管理法を Appendix 11-1 に示す。

(2) Strategic Environmental Assessment Regulations 2008

上記の環境管理法を受けて、2008年に副大統領府が Strategic Environmental Assessment Regulations 2008 を策定・発行した。Strategic Environmental Assessment Regulations 2008 を Appendix 11-2 に示す。

(3) National Guidelines for Strategic Environmental Assessment

現在、SEA ガイドライン(National Guidelines for Strategic Environmental Assessment)の 2nd Draft (January 2014) が完成しており、ステークホルダーのコメントを反映して完成する予定である。予算手当の問題があり、SEA ガイドラインの発行時期については、現時点で未定である。SEA ガイドラインの 2nd Draft を Appendix 11-3 に示す。

なお、Oil & Gas についての SEA ガイドラインは、未だ未着手である。

(4) SEA 審査の担当機関と SEA 作成・申請責任機関

SEA は、副大統領府の環境局(Division of Environment :DOE)が担当する。天然ガス利用マスタープラン(NGUMP)作成には3年程度必要とみられるが、MEM は NGUMP 作成と並行して SEA を作成し、副大統領府環境局の審査を受け、環境担当大臣(Minister Responsible for Environment)名の Certificate を取得する必要がある。ダルエスサラーム大学(University of Dar es Salaam)の IRA (Institute of Resource Assessment) が SEA を行っており、SEA 作成に当たり、ダルエスサラーム大学と連携するのも一手である。

SEA ガイドラインが策定中であることにも関連して、これまでに作成された SEA を比較すると、かなり記述内容に違いがあり、定型化されていない。

なお、個別プロジェクトの EIA の審査は、VPO の国家環境管理委員会(NEMC: National Environment Management Council) が担当し、環境担当大臣名の Certificate を取得する必要がある。TPDC の経験によれば、個別プロジェクトの EIA に係る調査から Certificate の取得までに要する期間は、約 4 か月であるが、Ministry of Livestock and Fisheries Development の Marine Parks & Reserves Unit によれば、期間はケースバイケースとのことである。事業実施機関は、EIA レポート作成段階で調査や Public Consultation を行い、EIA レポートを VPO の NEMC に提出する。その後、NEMC

が現地視察を行い、住民協議を行い、環境担当大臣に提言書を提出する。環境担当大臣は、Certificateを発行するかどうか最終判断を行う。

11.2 本調査におけるSEA関連調査の範囲と基本方針

本調査では、期間が短いためSEAを実施せず、今後どのようにSEAを進めていくべきかの基本指針を示すにとどめる。

アップストリーム～パイプライン～産業プラントというバリューチェーンの内、本調査におけるSEAの検討対象は、a) LNG、b) アンモニア・肥料、c) メタノール、d) DME、e) GTLの5つの産業プラントとする。この5つの産業プラントについて、SEA評価項目を抽出し、SEA実施に関する方針を示すこととする。なお、産業プラントの建設は、民間投資を考慮しており、ドナー資金は活用しないこととしている。

本調査に当たり、ベースライン調査、ステークホルダーミーティングを実施せず、SEA評価項目に関係する機関へのヒアリング・調整を行い、取りまとめる。

なお、アップストリームは、MEM/TPDCがBGやStatoilと進めている。アップストリームのSEAの取組について、MEM/TPDCに確認したところ、現時点でSEAに取り組んだ経験を有していないことが判明した。パイプラインは、ダルエスサラームまで敷設済みである。

11.3 産業プラント候補地と候補地周辺の自然環境等

(1) 産業プラント候補地の概要

産業プラント候補地の概要を表11.3-1に示す。

Tanzania Investment Centerが保有する土地を利用する場合は、Tanzania Investment Centerと土地利用に関する調整を行えばよいが、今回はその対象外である。Lindi空港北側の大部分はCorporate Land（農場プロジェクトが企画されたが頓挫し、現在は利用されていない）であり、一部がVillage Landである。Mtwaraの土地の所有者は現在調査中である。海岸は、国もしくはVillageが保有・管理している。

工業省（Ministry of Industry and Trade）傘下の機構として、肥料や石油化学などの産業開発を担当している公団であるNDC（National Development Cooperation）は、Lindi空港北側地域の工業団地開発を計画、地主と土地収用交渉を行っているが、今のところ金額面で合意にいたっていない。法的には土地収用法（The Land Acquisition Act 1967）により、公益用途の土地（public use）は収用できるが、大統領は「まず話し合いから始めるように」と指導している。

Tanzania Investment Centerが保有していない土地（Village Land, Private Landなど）を利用する場合は、まず、その土地のオーナーと協議し、合意を取り付ける。合意後、Ministry of Land

が所有権移転手続き等を行うことになる。土地の取得形態はリースであり、リース期間は、33年、66年、99年のいずれかを選択し、Ministry of Landの承認を得る必要がある。

なお、工業団地であれば「公共用」として、いわゆる PPP (Public Private Partnership) 方式で政府が土地を確保して事業者を提供することも考えられる。

なお、産業プラントの建設に当たり、いずれの候補地でも非自発的住民移転は発生しない。

表 11.3-1 産業プラントの候補地

候補地	特徴	土地の所有者	産業プラント
Lindi 空港北側 (4km x 10km) 反対側の工業団地予定地 (10km x 10km)	地積が確保可能	大部分： Corporate Land 一部： Village Land	LNG、メタノール、 DME、GTL
Mtwara (Supply Base の対岸)	水深が確保可能	調査中	アンモニア・肥料

(出所) JICA 調査団



(出所) JICA 調査団

図 11.3-1 Lindi 空港北側の産業プラント候補地

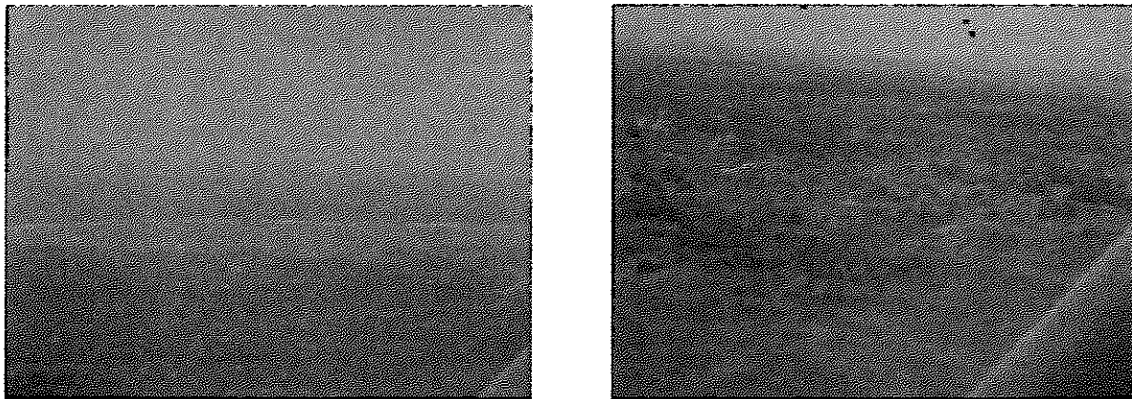


(出所) JICA 調査団

図 11.3-2 Mtwara の肥料プラント候補地

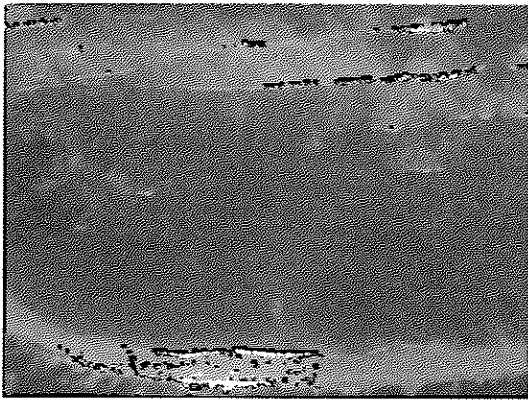
(2) 産業プラント候補地周辺の自然環境等

Lindi 空港北側の産業プラント候補地の陸地及び海岸部の写真を図 11.3-3 から 11.3-4 に示す。産業プラント候補地の陸地は、図 11.3-3 に示すように、豊かな森林に覆われている。また、海岸部は、図 11.3-4 に示すように、手付かずの自然が残されている。



(出所) JICA 調査団

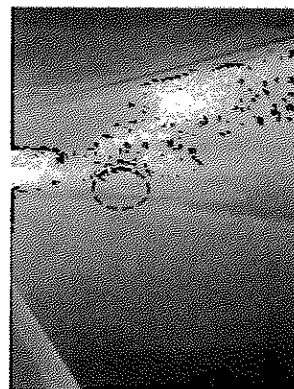
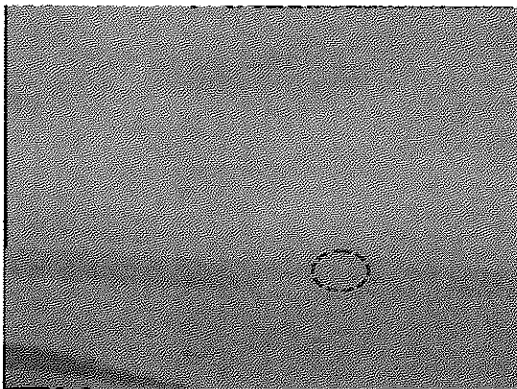
図 11.3-3 Lindi 空港北側陸地



(出所)JICA 調査団

図 11.3-4 Lindi 空港北側海岸

また、Mtwara の産業プラント候補地の写真を図 11.3-5 に示す。写真中の赤い円付近が産業プラント候補地 (Supply Base の対岸) である。



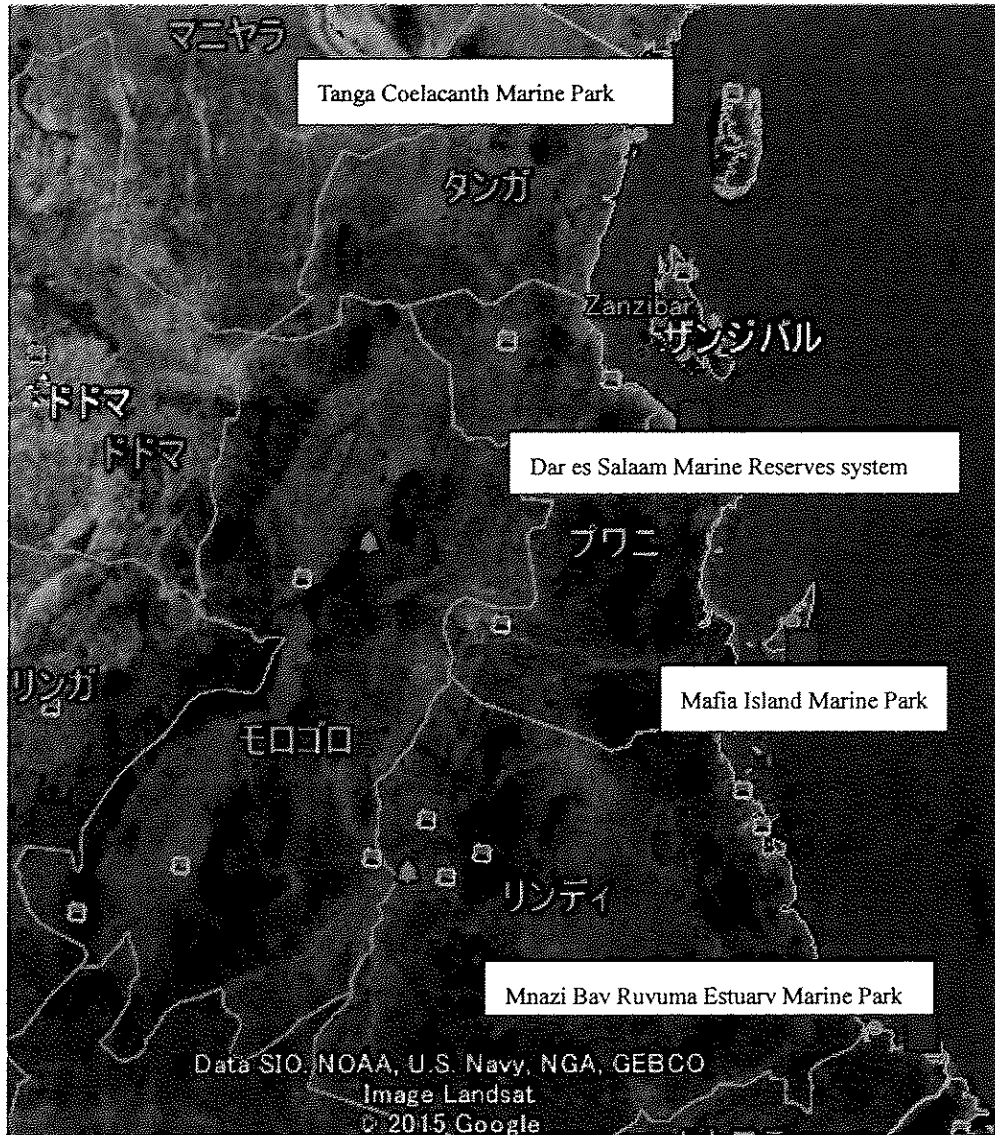
(出所)JICA 調査団

図 11.3-5 Mtwara 肥料プラント候補地

なお、肥料工場の予定地は 2015 年末にムトワラからリンディに変更された。

タンザニアの海岸沿いには、北側から順に以下の 4 つの Marine Park 等が存在する (図 11.3-6 参照)。

- a. Tanga Coelacanth Marine Park + Five Marine Reserves, Small inhabited Islands
- b. Dar es Salaam Marine Reserves system comprised of 7small Islands
- c. Mafia Island Marine Park + Three Marine Reserves
- d. Mnazi Bay Ruvuma Estuary Marine Park



(出所) JICA 調査団

図 11.3-6 タンザニアの Marine Park 等

産業プラント候補地付近の自然環境を表 11.3-2 に示す。Lindi 空港北側の産業プラント候補地の海岸部には、サンゴ礁、マングローブがあり、Ministry of Livestock and Fisheries Development は、これらの保全に関心が高い。

表 11.3-2 産業プラント候補地付近の自然環境

候補地	自然環境	産業プラント
Lindi 空港北側 (4km x 10km) 反対側の工業団 地予定地 (10km x 10km)	<ul style="list-style-type: none"> ・陸地に森林が存在 ・海岸部にサンゴ礁、マングローブが生息 	LNG、メタノール、DME、GTL
Mtwara (Supply Base の 対岸)	<ul style="list-style-type: none"> ・Msangamkuu-Manazi Bay Marine Res.に極めて隣接 ・Mtwara 湾内のサンゴ礁、マングローブは、壊滅 	アンモニア・肥料

(出所)JICA 調査団

11.4 SEA のオプション・評価項目と影響の軽減措置

(1) SEA のオプション

SEA のオプションを表 11.4-1 に示す。ゼロ・オプションとは、何も事業を実施しないケースを示す。

表 11.4-1 SEA のオプション

オプション	説明
オプション1	ゼロ・オプション
オプション2	Lindi 空港北側に LNG、メタノール、DME、GTL の各プラントを建設 Mtwara にアンモニア・肥料プラントを建設

(出所)JICA 調査団

(2) SEA の評価項目

SEA の評価項目を表 11.4-2 に示す。これらの評価項目に従って、定性的あるいは定量的評価を行い、NGUMP の妥当性を検討することとする。

表 11.4-2 SEA の評価項目

評価項目		
エンジニアリング的 評価項目	上位計画との整合性	
	産業需要への対応	
	産業プラント配置のバランス・効率性	
経済・財務的評価項目	受益者の規模	
	投資効率性	
	生産・投資拡大への貢献	
環境社会配慮的評価項目	グローバル 環境項目	温室効果ガス増加度
		エネルギー消費増加度
	ローカル 環境項目	大気質への影響
		廃棄物による影響
		土壌汚染への影響
		騒音・振動による影響
		保護地域・生物多様性への影響
		生活・生計への影響
		既存の社会インフラや社会サービスへの影響 (工業用水供給など)
		貧困削減度
		非自発的住民移転の規模

(出所) JICA 調査団

(3) 産業プラントの環境社会配慮関連項目の影響度

産業プラント (LNG、アンモニア・肥料、メタノール、DME、GTL) の環境社会配慮関連項目の影響度を表 11.4-3 に示す。

表 11.4-3 産業プラントの環境社会配慮関連項目の影響度

	LNG	Ammonia / Fertilizer	Methanol	DME	GTL
産業用水	27 ton/h	900 ton/h	440 ton/h	使用せず	180 ton/h (処理した排水の再利用により削減可能)
排水	32 ton/h	360 ton/h	180 ton/h	12 ton/h	供給された工水とおおよそ同じ程度
	Foul Water DegasserにてH2Sを飛ばし (Sulfur Recovery Unit に送付され、硫黄として回収)、油分の分離を行って、海へ放流又は Irrigation Water として使用	ポリシヤ再生水、油分離済み水、冷却塔ブロワードウンが対象。最終検査槽には苛性溶液及び酸性溶液の注入装置が設置され、放流水の水質を調整する。	同左+生物処理 (DMEと共有)	処理方法：通常の活性汚泥装置で処理	—
最終的な排水に含まれる成分	—	—	—	—	油、アルコール類
土壌汚染	特になし	特になし	特になし	特になし	特になし
排気ガス	CO ₂ 180 ton/h NO _x 50-150 ppm ※ 各国の環境基準による	CO ₂ 約 35 t/h NO _x は環境基準に従う 主な発生源は、ボイラ、ガスタービン、改質器 尿素造粒器排気： 尿素 < 30 mg/Nm ³ 、 NH ₃ < 80 mg/Nm ³ (酸洗浄にてさらに削減可能)	CO ₂ 約 22 t/h NO _x は環境基準に従う 主な発生源は、ボイラ、ガスタービン、改質器	オフガス 150 Nm ³ /hr Flare など燃焼処理後、排気ガス (二酸化炭素と水) が発生。	Reformer の燃焼排気ガス 90 万～100 万 Nm ³ /h 成分：N ₂ 、CO ₂ 、H ₂ O ★N ₂ ：72% CO ₂ ：9%

	LNG	Ammonia / Fertilizer	Methanol	DME	GTL
	<p><騒音> 現地規制若しくはそれに準ずる規制以下に準ずる。 日中 (7時-22時) ・居住区・教育関連で 55 dBA 以下 ・商業・工業区で 70 dBA 以下 夜間 (22時-7時) ・居住区・教育関連で 45 dBA 以下 ・商業・工業区で 70 dBA 以下 ※類似地域の現地規制より想定 <振動> 現地規制若しくはそれに準ずる。</p>	通常のプロプラントと同様	通常のプロプラントと同様	通常のプロプラントと同様	通常のプロプラントと同様
<p>工事中、及び操業時の騒音・振動</p>	<p><建設期間中> 下水道汚泥：3500 t/y 生活廃棄物（食糧、紙、プラスチック容器、ガラス容器、金属容器）：2500 t/y 建設廃材：1300 t/y その他（タイヤ、医療廃材、溶接棒、ガスボ</p>	通常のプロプラントと同様	通常のプロプラントと同様	通常のプロプラントと同様	通常のプロプラントと同様
<p>工事中、及び操業時に発生する廃棄物</p>					

	LNG	Ammonia / Fertilizer	Methanol	DME	GTL
	<p>ンベ etc.)</p> <p>※建設時：4500名</p> <p>< 操業中 ></p> <p>オイルスラッジ：運転状況による</p> <p>廃乾燥剤：90 t/3y</p> <p>廃活性炭：20 m³/6y</p> <p>水銀除去廃触媒（硫黄含侵活性炭）：40 t/3y</p> <p>活性炭アルミナ：4 t/2y</p> <p>活性炭（油水处理）：10 m³/y</p> <p>※操業宿舎が隣接する場合には、運転員数に比例して下水道汚泥/生活廃棄物（食糧、紙、プラスチック容器、ガラス容器、金属容器）</p>				
消費されるエネルギー量	<p>Feed Gas の 10%程度 (37,000,000 MJ/H)</p>	<p>尿素 1 トンあたり、約 4.7 Gcal (≒ 20 GJ, LHV 基準、原料 NG と燃料用 NG)。</p> <p>燃料用 NG (改質器、ボイラ、発電) はそのうち 20%程度。</p>	<p>メタノール 1 トンあたり約 7.8 Gcal (≒ 33 GJ、原料 NG と燃料用 NG)。</p> <p>燃料用 NG (改質器、ボイラ、発電) はそのうち 10%程度。</p>	<p>電気消費量：200 kW (一日あたり 4,800kWh) (Fuel Gas は使用せず)</p>	<p>原料+燃料天然ガス：10 MMBTU/bbl (熱効率率 55%)</p> <p>★燃料天然ガスの割合：5~10%</p>
必要な土地面積	<p>トレインの液化/ユナイリテイル/オフサイト設備 (貯蔵、操業閉</p>	<p>約 350,000 m²</p> <p>プロセスプラント、ユナイリテイル、貯槽類、</p>	<p>約 90,000 m²</p> <p>プロセスプラント、ユナイリテイル、貯槽類</p>	<p>ISBL(プロセス部分)のみで 2,000m²</p>	<p>15,000 BPD 規模で 60~80 ha (ユナイリテイル・排水処理設備・そ</p>

	LNG	Ammonia / Fertilizer	Methanol	DME	GTL
	連施設含む)において 1,200,000 m ²	アンモニア貯槽、尿素 倉庫、袋詰等設備一式 を含む	を含む。(メタノール貯 槽を除く)		の他付帯設備一式、製 品油タンク等をすべて 込み)
備考	<p><前提></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 5MTPA one train の LNG Plant ・ プロセスの冷却: Air Cooling (Cooling Water は使用せず) ・ プロセスの熱源: Hot Oil 	<p><前提></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ アンモニア 76 MTPA, 尿素 132 MTPA ・ 冷却には淡水冷却を使用 	<p><前提></p> <ul style="list-style-type: none"> ・ メタノール 99 MTPA ・ 冷却には淡水冷却を使用 	<p><前提></p> <ul style="list-style-type: none"> DME 生産ベース: 250 KTA (稼働日 330 日として、760 ton/day 程度) 	-

(出所) JICA 調査団

(4) 負の影響の軽減措置

Marine Park など保護区での開発を含め、環境社会影響に関する負の影響の最小化が重要であり、この方策をきちんと示す必要がある。Lindi 空港北側の海岸に港を建設する場合、この地域は浅瀬であり（水深 5m 程度）、かなり浚渫が必要であり、インパクトが大きい。また、工業団地への工業用水供給による既存の社会インフラへの影響も大であると考えられる。

上記の SEA 評価項目の内、負の影響が大きい場合は、軽減措置を検討することとする。

第 12 章 天然ガスマスタープランとロードマップ

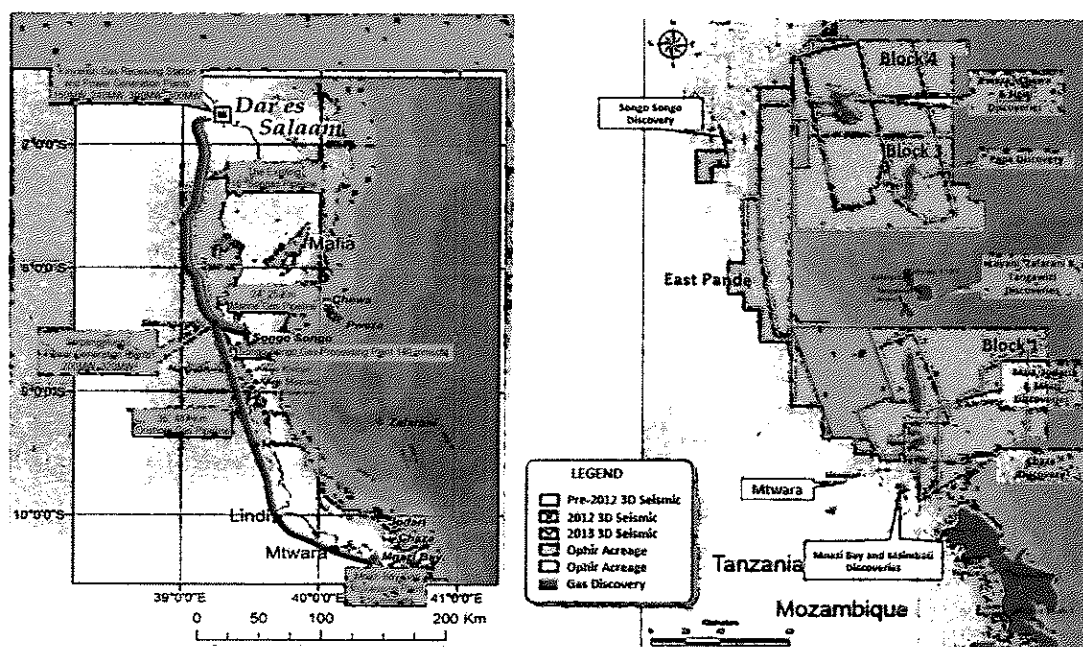
第12章 天然ガスマスタープランとロードマップ

前章までの観察と分析に基づいて、以下のように天然ガスマスタープランとロードマップのドラフトを提案する。現時点では様々な要素について確実性や精度が低いため、このドラフトは第1原案という位置づけで理解していただきたい。特に、ここに来て国際エネルギー価格が急落しており、新規のエネルギープロジェクトにとっては大きな脅威になっている。今後、マスタープラン設定後も、新しい情報や展開を織り込んで定期的に見直す必要がある。

12.1 背景

12.1.1 ガス発見

タンザニアでは天然ガスは比較的新しいエネルギー源であり、2004年からダルエスサラームを中心に発電用と産業用向けに少量が供給されている。天然ガスは沿岸地域にある Songo Songo および Mnazi Bay の陸上・浅海ガス田から供給されている。2015年にはムトワラとダルエスサラームを結ぶ 534km のガスパイプラインが完成し、天然ガスの供給量は大幅に増加して、タンザニアでは新しい天然ガス時代の幕開けが期待されている。なかでも、新パイプラインから天然ガス供給を受ける新しいガス火力発電所がキネレジに完成し、国内電力供給の大幅改善と安定化に貢献すると期待されている。



(出所) TPDC

図 12.1-1 タンザニアのガス田とパイプライン

浅海ガス田に加えて、2011年以降、深海鉱区で大規模なガス発見が続いている。2015年央の天然ガスの総原始埋蔵量推定値は 57Tcf で、そのうち 10Tcf が浅海鉱区、47Tcf が深海鉱区に存在すると推定されている。このうち総可採埋蔵量は約 40Tcf と推定されており、現在進行中の技術

検討によっていずれ確認埋蔵量が算出される見込みである。新規に発見されたガス埋蔵量は相当な規模のもので、例えば、世界の LNG 大国のひとつであるマレーシアの天然ガス可採埋蔵量が 38.41.3⁹であることと比較すると、その大きさが理解できよう。しかし、天然ガス利用が積極的に拡大されると想定しても、今後の 30 年間ではこの巨大な埋蔵量の一部しか消費できない。したがって、この巨大ガス埋蔵量の恩恵を実現するために、タンザニア国は将来を見据えた天然ガス利用計画を策定しなければならない。

12.1.2 検討課題

近年発見された大規模な天然ガスは、今後タンザニアの社会経済発展を推進する原動力となるだろう。しかし、天然ガスが地下に存在しているということは自然現象以上の何物でもない。その価値を具現するためには、人類の知恵と努力を総動員して天然ガスバリューチェーンを構築しなければならない。図 12.1-2 に LNG バリューチェーンの一例を示す。バリューチェーンにおいては、ガス田、ガス処理工場および顧客が重要な柱となる。天然ガスの価値を引き出すには、これらの全ての部門で一貫性を持って大きな仕事を進めていくことが必要である。

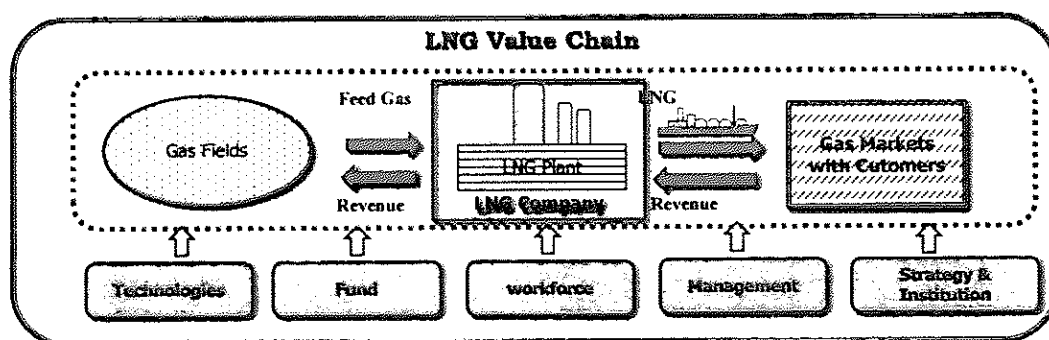


図 12.1-2 天然ガスバリューチェーン

タンザニアにおける天然ガス利用の展開にあたり予想される課題は以下のような点である。

- a) 大規模ガス田の多くは水深 1,000~2,500 メートルの深海にあり、しかも海底地形がかなり厳しい状態にある。このため、タンザニアのガスは国際市場での競争力においてやや劣る可能性がある。ガスを地表まで持ち出すには最新鋭の技術と莫大な投資が必要である。このため、上流部門でのガス田開発を可能とするような十分な収益を保証するガスの出口の確保が必要になる。天然ガスの利用を実現する上では、このような課題を克服し大水深ガス田開発の商業性を確保できるかどうか鍵である。
- b) 主に発電、産業、運輸、商業および民生部門を中心とするタンザニア国内のガス需要は、2045 年までの 30 年間で約 8Tcf と予想されている（後述の通り、Low ケースでは 6Tcf、High ケースでは 12Tcf）。これでは深海ガス田の開発に必要な需要量を用意することができない。
- c) 発見された天然ガスの利用を実現するのに必要な需要を確保するためには、タンザニアは多量のガスを原料として使用する産業の展開を考える必要がある。そのような産業は一か

⁹ B P 統計 (2016 年版)

ら構築しなければならず、そのために必要な技術や労働力、インフラ、市場、資金等の全てはこれから調達し、あるいは創出することになる。

現在いくつかの重要な調査が進行中だが、上記の事項に関係する様々なファクターは現時点ではまだ確実性が低く、十分に煮詰まっているとは言えない状態である。加えて、直近の国際エネルギー価格の急落は新規エネルギープロジェクトにとって大きな脅威となっている。このように色々な課題が危惧されるが、近年発見された莫大なガス埋蔵量はタンザニアの新時代への扉を開き、輝かしい未来を約束してくれるものと期待される。これを実現するために、国の総力を挙げて大事業に挑戦することが求められている。

12.2 需要展望とガス産業の選択肢

タンザニアの天然ガスは、豊富な資源量に恵まれ、今後同国の主要なエネルギー源になると考えられる。国内のエネルギー需要は今後急速に伸びると予想されるが、深海ガス田の開発にゴーサインを出すにはまだまだ小規模である。また、需要を伸ばすためには、天然ガスを全国規模で利用する巨大インフラを整備しなければならない。

12.2.1 ガス需要の展望

「ビジョン 2025」によって社会の近代化、経済の産業化を目指しているタンザニアでは、図 12.2-1 に示すように、今後はエネルギー消費が急速に増加し、木炭から LPG への転換等、伝統的バイオマスから近代的なエネルギー源への急速な切り替えが進むだろう。

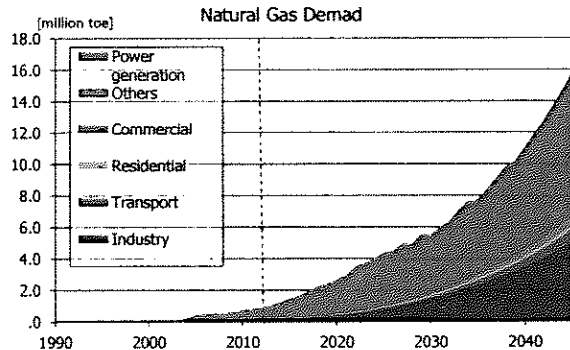
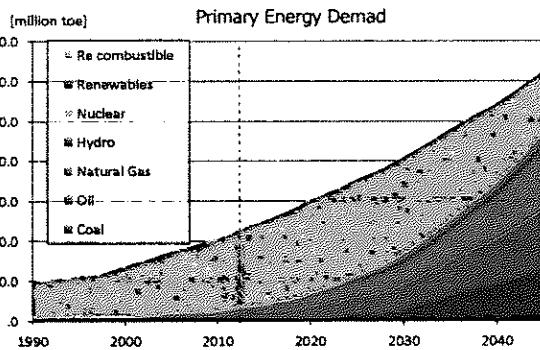
Base ケースの予測では、現在の年率 6%程度の経済成長率が今後 30 年維持されるものとして、一次エネルギー消費量は 2012 年の 2,200 万石油換算トン (toe) から、2045 年には 2.8 倍の 6,200 万 toe になると推定されている。さらに、薪炭等の伝統的再生可能エネルギーからの転換を含む近代的エネルギーの消費量は 2012 年の 320 万 toe から 2045 年にかけて 14 倍以上も増加し、4,620 万 toe になると推定される。

エネルギー源の中では、天然ガスが石炭、石油とともに重要な役割を担うことになると期待される。内陸部の石炭や輸入炭は発電や鉄鋼、セメントなどの産業用に使用されるだろう。現在、LPG を含む石油はすべて輸入によって供給されており、運輸部門の燃料と建設/民生部門の暖房/冷房/調理用燃料等に用いられている。国内に製油所や GTL などの石油製品生産設備が建設されないと、消費の増加とともに将来外貨支出が大幅に増えると危惧される。天然ガスは主に発電と産業分野で安定的な国産エネルギーとして用いられることになるだろう。天然ガス消費量は今後 30 年で 19 倍に増加する。しかし、供給インフラ面の制約のため民生部門と商業部門でのガス消費量は限定的なものにとどまるだろう。これらの部門に天然ガスを届けるには、長い時間と莫大な投資をかけてガスの配送網を構築することが必要である。

表 12.2-1 タンザニアのエネルギー需要展望

	Primary Energy Demand				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12⇒25	25⇒35	35⇒45	12⇒45
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%	%	%
Coal	49	1,626	6,754	12,943	0.2	4.6	14.2	20.8	31.0	15.3	6.7	18.4
Oil	2,215	4,412	8,344	14,768	10.0	12.6	17.5	23.7	5.4	6.6	5.9	5.9
Natural Gas	812	4,278	7,619	15,612	3.7	12.2	16.0	25.1	13.6	5.9	7.4	9.4
Hydro	143	363	1,019	1,368	0.6	1.0	2.1	2.2	7.5	10.9	3.0	7.1
Nuclear	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
New Renewables	15	550	1,348	2,150	0.1	1.6	2.8	3.5	32.2	9.4	4.8	16.3
Combustible RE	18,938	23,917	22,566	15,395	85.5	68.1	47.4	24.7	1.8	-0.6	-3.8	-0.6
Total	22,162	35,138	47,642	62,226	100.0	100.0	100.0	100.0	3.6	3.1	2.7	3.2
Excluding RE	3,224	11,221	25,076	46,831	14.5	31.9	52.6	75.3	10.1	8.4	6.4	8.4

	Natural Gas Demand				Composition				AAGR			
	2012	2025	2035	2045	2012	2025	2035	2045	12⇒25	25⇒35	35⇒45	12⇒45
	ktoe	ktoe	ktoe	ktoe	%	%	%	%	%	%	%	%
Industry	130	881	2,398	5,086	16.0	20.6	31.5	32.6	15.9	10.5	7.8	11.8
Transport	0	45	263	792	0.0	1.1	3.4	5.1	-	19.3	11.7	-
Household	0	27	89	185	0.0	0.6	1.2	1.2	-	12.5	7.6	-
Commercial	0	32	187	565	0.0	0.8	2.5	3.6	-	19.3	11.7	-
Agriculture & Others	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-	-
Power Generation	682	3,293	4,682	8,984	84.0	77.0	61.5	57.5	-	-	-	8.1
Total	812	4,278	7,619	15,612	100.0	100.0	100.0	100.0	13.6	5.9	7.4	9.4



(出所) IEEJ 分析

図 12.2-1 タンザニアのエネルギー需要展望

さらに、ケーススタディの結果を表 12.2-1 に示す。High ケースでは Vision 2025 の目標達成に必要な GDP 成長率 8% を想定しており、Low ケースは国際経済環境の悪化により GDP 成長率が少し低い年間 5% に下がると想定している。High ケースの経済成長が実現すれば、天然ガス消費量は 2045 年時点では Base ケースのほぼ倍になり、Low ケースの場合は Base ケースの 75% に留まると予測される。今後 30 年間の国内天然ガス総需要は Base ケースでは 8Tcf、High ケースでは 12Tcf、Low ケースでは 6Tcf となる。

表 12.2-2 天然ガスの需要展望

	GDP Growth	Natural Gas Consumption				
	2012-2045	2012	2025	2035	2045	2015-2045
	%	Bcf	Bcf	Bcf	Bcf	Tcf
Base Case	6.1	31.2	164.2	292.4	559.6	7.9
High Case	8.2	31.2	189.6	452.7	1,033.1	12.1
Low Case	5.1	31.2	144.5	232.1	417.6	6.3

(出所) IEEJ analysis

上記の予測ではとりあえずのスタート台として一般的なマクロ経済理論を適用しており、詳細な積み上げ計算をしているわけではない。タンザニア国の経済はまだ小規模である。後述するガス産業のような巨大な産業複合体の構築が実現すれば、同国の経済に多大なインパクトを与えるだろう。実際に建設が始まれば、直接投資とそれがもたらす波及効果が経済をさらに大幅に押し上げられると思われる。しかし、目下のところは将来計画や実施のタイミングなどが不確実なため、上記のマクロ経済手法によるアプローチではこのような事案をはっきりした形で組み込んでいるわけではない。

このため、上記の予測は折に触れて新情報を加えて見直し、更新する必要がある。特に、産業化と都市化の進行は社会経済発展の鍵を握るものであり、産業発展計画や都市開発計画などを策定して具体的なデザインや参加者のリストを作成することで、予測に一層正確な情報を反映することができるだろう。さらに、これらの計画は輸送システム、エネルギー、電力、水供給等のインフラ整備についても一貫性のある計画で裏打ちされていることが必要である。

いずれにせよ、ここに示した Base ケースのガス需要見通しといえどもかなり積極的な産業開発を前提としていることを指摘しておきたい。例えば、地方送電網向けの小型のディーゼルプラントを除いた火力発電燃料は、どのケースにおいても石炭と天然ガスを 50:50 で供給すると想定している。電力需要が計画よりも急速に伸びれば、現在計画している電力需要規模では採用できない発電効率の高い大型石炭火力プラントをベースロード火力として選択することが可能になり、天然ガスの消費はここに示した見通しより減少する可能性がある。このような点を考慮すれば、High ケースのガス需要見通しは非常に高い数字だといえることができる。

12.2.2 ガス産業の選択肢

大規模ガス田開発を可能とするために天然ガス需要を増進させる選択肢としては、世界で既に商業化されている典型的な天然ガス利用技術として、以下のようなものがあげられる。

- a) LNG (液化天然ガス)
- b) 肥料
- c) メタノール
- d) GTL (天然ガスからの石油製品の製造)
- e) DME (ジメチルエーテル)
- f) MTG (メタノールからのガソリンの製造)
- g) CNG (圧縮天然ガス)

タンザニアでは、現在 CNG 車の小規模パイロットプロジェクトが進行中であるのを除いて、このような産業は存在しない。本調査では、タンザニアに天然ガス産業を設立するための候補として、これらのプロジェクトの経済性を検討した。

各プロジェクトの特徴、長所、課題は以下のとおりである。

1) LNG (液化天然ガス)

- a. LNG は天然ガスを -162°C で液化したものである。液化によって体積は気体状態の 600 分の 1 まで圧縮され、LNG タンカーによる長距離輸送が可能となる。技術は成熟しており、世界では、天然ガス資源がパイプラインから比較的離れて存在する地域で多くの LNG プラントが稼働している。世界の LNG 市場規模は現在 2.45 億トン/年で、急速に成長している。
- b. 利点：世界市場が確立しているため、大口の基礎需要を獲得できる。
- c. 課題：LNG プラントの建設には莫大な投資が必要である。共同販売方式の場合は十分な顧客を確保するために大変な市場努力が必要である。このところ LNG 価格は世界の LNG 市場の動向を反映して脆弱であり、中期にわたっても停滞気味と見込まれている。

2) 肥料/アンモニア

- a. 天然ガスはアンモニアに、そこからさらに肥料に加工され、また一部は石油化学製品の原料としても用いられる。技術は成熟していて世界中でプラントが操業している。投資額と天然ガス消費量はいずれも比較的少ない。
- b. 利点：肥料供給を輸入品から置き換え、近代農業の促進を支える。国内需要向けに供給後の余剰分は海外市場向けの輸出に回すことができる。
- c. 課題：現実的な販売計画をプロジェクトの最終決定の前に設定しなければならない。製品価格と原料ガス価格はプロジェクトの経済性を決めるうえで重要な要素になる。海外市場では石炭ベースの肥料との厳しい競争が予想される。

3) メタノール

- a. 天然ガスを処理して化学製品のメタノールを製造する。メタノールは、同時に、MTO (メタノールからのオレフィン製造)、MTP (メタノールからのプロピレンの製造) 等のさらに下流の石化部門の原料や、DME (ジメチルエーテル) や MTG (メタノールからのガソリンの製造) などの石油系燃料を製造する原料としても使用される。メタノール製造は成熟した技術で、世界中で多くのプラントが稼働している。製造過程には一定量の工業用水が必要になる。投資額とガス消費量はともに比較的少ない。
- b. 利点：輸出可能であり、石油化学産業や石油製品産業など下流側に配置される産業の基礎原料としても利用される。

- c. 課題：組織的にメタノールを使用するように下流の化学・燃料産業の開発計画を設計する必要がある。製品価格と原料ガス価格とがプロジェクト経済性を決めるうえで重要な要素になる。海外市場では石炭ベースの製品との厳しい競争が予想される。これらの要素を考慮して、総合的な産業開発計画を確立する必要がある。

4) 天然ガスからの石油製品の製造 (GTL)

- a. 天然ガスを処理してガソリンや軽油等の石油製品を製造する。カタールやマレーシア等のガス資源の豊富な国で商業プラントが操業されている。GTLプロジェクトの経済性は石油製品と原料ガスの価格差に大きく依存する。GTLナフサは石油化学産業の原料としては良好だが、オクタン価が低く、ガソリンとしての利用にはふさわしくない。
- b. 利点：輸入石油製品の代替、外貨支出の抑制、エネルギー安全保障の改善。
- c. 課題：石油製品の卸売価格がプロジェクトの経済性決定の鍵になる。国内には原油の生産も、原油を石油製品に加工する製油所もないため、タンザニアでは必要な石油製品をすべて輸入している。GTLプロジェクトの経済性を確かめるため、石油製品の現実的な価格決定・取引システムを明確に分析しておくことが望ましい。

5) ジメチルエーテル

- a. 天然ガスを処理し、メタノール経由でDMEに加工する。DMEの性状はLPGに似ており、輸送や取扱いが容易である。国際DME協会によるとDMEは設備や送ガス網の変更を行わなくても、LPGに20%まで混入することができる。DMEはディーゼル車にも使用できる。石炭ベースのDMEは主に中国で幅広く使用されている。
- b. 利点：輸入LPG代替と国内のガス利用促進。ディーゼルエンジンに用いた場合、排気ガスは非常にクリーンである。
- c. 課題：DMEの経済性は原料のメタノールと競合するLPGの価格差によって決まる。プロジェクトを決定するに当たっては、それらの価格と市場システムを注意深く検討する必要がある。

6) メタノールからのガソリンの製造 (MTG)

- a. 天然ガスを処理し、メタノール経由でガソリンを製造する。技術は確立されているが、転換過程での熱損失が大きい。
- b. 利点：輸入ガソリンの代替、外貨支出の抑制、国内ガス産業を促進させる。ガソリンは輸送しやすいため、ガス体燃料とは違って国内のどこにでも持ち運びができる。
- c. 課題：MTGの経済性は事実上ガソリン価格に依存している。プロジェクトの実行にあたってはガソリンの価格・市場システムを注意深く検討すべきである。

7) CNG (圧縮天然ガス)

- a. 天然ガスを高圧で圧縮し、体積を縮減して、ガスの輸送や自動車用燃料供給技術として用いている。技術は成熟しており、世界では 2,000 万台以上の CNG 車が走っている。
- b. 利点：ガソリンとディーゼルオイルの輸入を代替し、外貨支出を抑制し、国内のガス供給網向けの需要を用意する。天然ガス配送ネットワークが構築されれば CNG システムは高価なものではなくなる。CNG 車の排気ガスは石油系燃料よりもクリーンである。
- c. 課題：輸送面では、エネルギー密度が低いいため費用がかさみ、また安全面の理由もあって、CNG は中小規模の短距離の配送にのみ適している。CNG 車を普及させるには、燃料補給を便利に行えるように広域のガス供給ネットワークを構築することが必要である。一回の燃料補給による移動距離は石油ベースの自動車よりも短い。

上記の選択肢のうち標準的なプラントの特徴と、それぞれを 20 年操業した場合のガス消費量を表 12.2-3 に示す。ガス消費規模を比較するため、典型的な複合サイクルガスタービン (CCGT) 発電プラントのガス消費量を付記した。この表では、天然ガスから生産されるアンモニアは全て尿素の生産に使用するものとしている。DME と MTG はメタノールの下流部門に位置するプラントだが、原料ガス消費量はメタノールプラントとは別に計上している。産業開発計画ではこれらのプラントの最適な組み合わせを考慮することが必要である。

表 12.2-3 プラント選択ごとの天然ガス消費量

	LNG			Fertilizer		Methanol	GTL	DME	MTG	CCGT (52.5%)
	ktons	ktons	ktons	Ammonia ktons	Urea ktons					
Nameplate Capacity	5.0 MTPA			2,300 t/d	4,000t/d	3,000t/d	15,000bpd	760t/d	700t/d	1,000MW
Production	ktons	ktons	ktons	ktons	ktons	ktons	K Bbls	ktons	ktons	Gwh
Annual (330days/year)	5,000			759	1,320	990	4,950	250	230	7,920
Gas Consumption	Bcf	Bcf	Bcf	Bcf	Bcf	Bcf	Bcf	Bcf	Bcf	Bcf
Annual (330days/year)	275			26	Ammonia is fully used as feedstock for urea	33	44	12	20	50
	Tcf			Tcf		Tcf	Tcf	Tcf	Tcf	Tcf
20 years per train	5.50			0.53		0.66	0.88	0.24	0.40	1.00
Trains	2	3	4	1		2	3	1	1	5
Total Gas Required (20yrs)	11.00	16.50	22.00	0.53		1.32	2.65	0.24	0.40	4.98

12.2.3 天然ガス総合所要量の見通し

2045 年までの天然ガスの長期所要量の見通しを図 12.2-2 に示す。ここでは、上記の需要予測 (Base ケース) による国内消費量と LNG 2 系列ケースのガス産業の消費量を計上している。CNG 車用の天然ガスは国内ガス消費に含まれている (2045 年時点での総需要の 5%。表 12.2-1 参照)。手始めに、ガス産業のスタートアップの時期を以下のように想定してプロジェクトの経済性を分析した。

- 1) 肥料：2020 年に 1 系列
- 2) メタノール：2023 年に 1 系列、2033 年に 1 系列
- 3) DME、MTG：2023 年に各 1 系列
- 4) LNG：2025 年に 2 系列 (追加ケース：2025-2026 年に 3 系列、2025 年と 2030 年に各 2 系列)

の合計 4 系列)

5) GTL: 2027 年に 1 系列、2032 年に 1 系列、2037 年に 1 系列 (追加ケース: 2025 年に 2 系列)

プロジェクトの規模や生産開始時期は、各プロジェクトの実現可能性と戦略的手段を考慮して再検討のうえ、最終決定することになる。国内需要や他のプロジェクトによる消費と比較して、LNG による天然ガス消費量が圧倒的に大きいことがこの図から見て取れよう。

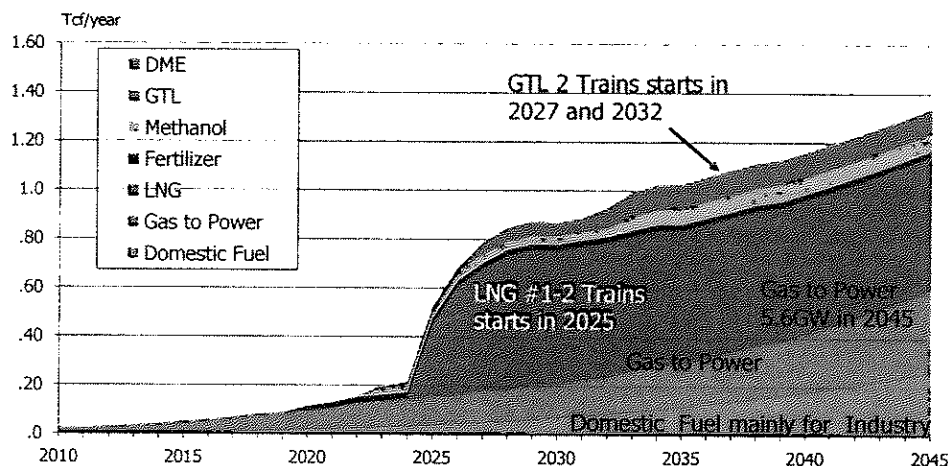


図 12.2-2 天然ガス総合需要の見通し: LNG 2 系列 Base ケース

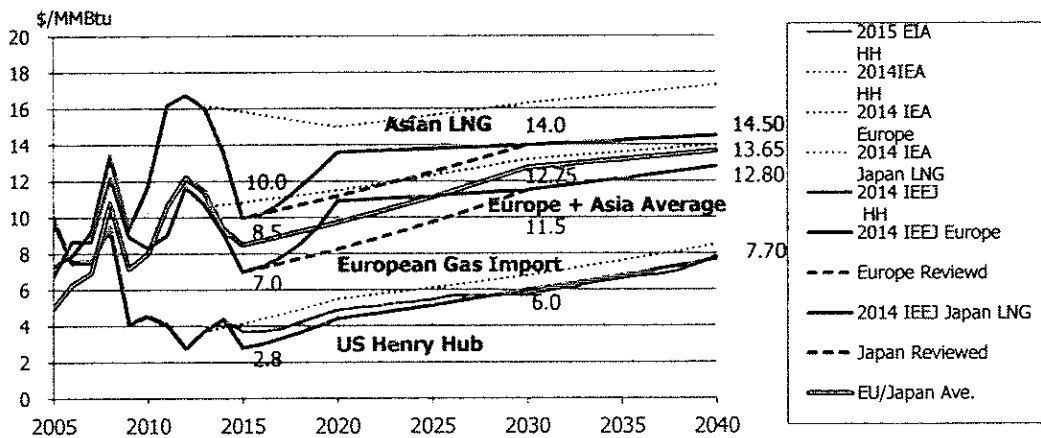
12.3 ガスプロジェクトの経済性および特徴

12.3.1 プロジェクトの経済性

CNG 車を除いた上記のガスプロジェクトについてプロジェクトの経済性を分析した。分析を進める上では以下のような仮定を設定した。

- 2015 年第一四半期の海外市場の石油、天然ガス価格動向をもとに価格シナリオを設定した。
- 各プロジェクトの規模、初期投資、操業費等は日本のエンジニアリング会社の技術的知識と経験に基づいて推定した。

評価では、MTG を除いた上記のプロジェクトは内部利益率 (IRR) が 10%以上 (詳細な数字は内部資料のため割愛) と、良好な経済性を示している。上流部門では深海ガス田群のモデル開発計画を想定して検討したが、これも同様に有望な経済性を示している。したがって、これらのプロジェクトはさらなる検討を行うための一次選考を通過したと考えてよいだろう。MTG の経済性は国内ガソリン市場の価格決定に大きく依存しているが、本調査ではその点について詳しい分析は行っていない。したがって、MTG も今後の詳細研究の対象になると考えてよいだろう。



(出所) IEEJ analysis

図 12.3-1 世界の天然ガス価格展望(2013 年米ドル)

プロジェクトの経済性は製品価格に大きく左右される。今回、海外天然ガス価格シナリオは図 12.3-1 に示すように設定した。なかでも、アメリカの天然ガス価格は現在シェールガス革命による激しいプレッシャーを受けている。さらに、多くの新規 LNG プロジェクトがオーストラリアやアフリカ等の地域で立ち上がっている。一方、中国やインドなどの新興経済国のガス需要は経済の減速を反映して弱含みになっている。このような状況から、調査チームは「国際市場の天然ガス価格は歴史的トレンドに非常にゆっくりと回帰していく」というシナリオを採用した。

2016 年になっても、世界のエネルギー価格は急落しており、将来の価格見通しは不確実性を増している。製品価格はプロジェクトの経済性を決める最大の要素であるとともに、その変化はひいてはエネルギー関連設備の建設費にも影響するだろう。したがって、当面、プロジェクトの実現可能性について詳細研究を実施している時期に、上記の価格動向をつぶさに観測しておくことが大切である。多くのプロジェクトでは、プロジェクト・オーナーが選択する生産価格シナリオに基づいて最終投資決定 (FID) が行われる。そのような傾向を考慮し、世界市場のトレンドを織り込んで価格シナリオやプロジェクト経済性を見直し、マスタープランやロードマップは折に触れて更新していく必要がある。

12.3.2 ガスプロジェクトの経済の特徴

a. プロジェクトの規模

本調査で検討したガスプロジェクトはそれぞれの規模に大きな差があり、その結果、天然ガス利用計画を考える上ではそれぞれの重みや位置づけが当然異なるものとなる。図 12.3-2 に、初期投資額、ガス消費量と収入額で評価したプロジェクト規模を示す。

LNG プロジェクトは CAPEX、原料ガス消費量、期待収入のいずれをとっても他のプロジェクトより圧倒的に大規模である。原料ガス供給の大部分を担う深海ガス田を開発するには莫大な投資と

莫大な収入が必要であるという視点で考えると、LNG プロジェクトと深海ガス田を成功裏に開発することがタンザニアのガス産業発展の基盤を確立する鍵となる。

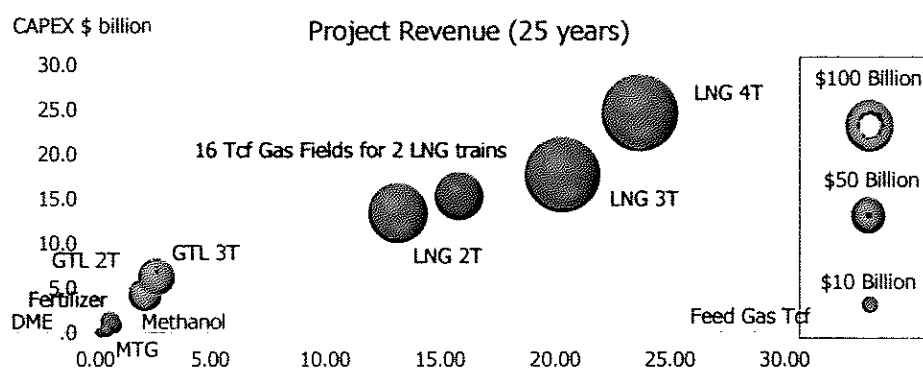


図 12.3-2 プロジェクトの規模

肥料、メタノールと DME や MTG 等の派生品は全ての面でかなり小規模である。GTL は少し大きく、やや高価である。これらのプロジェクトは LNG とは別物だと考えることになるが、タンザニア国の産業化と近代化にとってはどちらも重要である。

b. 政府収入と外貨支出の抑制

タンザニアのガス産業発展のための重要な側面は、それが莫大な政府収入をもたらすことである。表 12.3-2 に示すように、ごく初歩的な計算だが、LNG2 トレインケースでは、2020 年から 2045 年までの操業で、タンザニアの国庫に総額 573 億ドル（2015 年米ドルベース）の収入がもたらされ、また、総額 954 億ドルの海外通貨の流出を防ぐことができる。また、LNG4 トレインケースでは、政府収入総額は 896 億ドルに、外貨流出節約額は 1500 億ドルに達する。

政府収入の主な源泉は上流のガス生産と LNG である。生産開始直後の早い段階では初期投資の回収が必要なため政府収入は低く、2030 年頃以降になって増加に転じ、年間 30 億ドルを超える水準に到達する。上流部門は下流部門に原料ガスを供給するだけで天然ガスを直接輸出することは想定していないので、採算開始後も操業、メンテナンス、追加のガス田の開発などで一定の外貨支出が続く。外貨の獲得という意味では LNG が唯一最大の部門である。2030 年以降になると外貨節約額は年間 50 億ドルを超える水準に到達する。

世界銀行によると、タンザニアの GDP は 2014 年には 491.8 億ドルで、輸入物資とサービス輸入の合計額は 147 億ドルであった。期待政府収入と外貨支出抑制額はこれらの統計値と比較しても非常に巨額である。ここに示したのはガスプロジェクトから直接もたらされる額である。しかし、このプロジェクトへの投資やプロジェクトからの収入に対して乗数効果や加速度効果が起こるので、結果的には直接効果よりもかなり大きな派生効果が期待できよう。つまり、大規模プロジェクトの建設が始まれば、タンザニア経済は高速経済成長へとジャンプする可能性がある。この意味で、経済見通しとその結果であるエネルギー需要展望とは、折に触れて情報を更新し、見直す

必要がある。

表 12.3-1 ガスプロジェクトによる政府収入と外貨節約 (LNG4トレインケース)

	LNG	Fertilizer	Methanol	GTL	DME	MTG	Gas Field	Total	
Nameplate Capacity	5.0 MTPA	4,000t/d	3,000t/d	15,000bpd	250ktpa	230ktpa	3 Gas Fields x 2	LNG 2	LNG 4
Trains	2	1	2	2	1	1		trains	trains
Government Revenue	\$ billion	\$ billion	\$ billion	\$ billion	\$ billion	\$ billion	\$ billion	\$ billion	\$ billion
Total (2015-2045)	14.2	2.6	2.0	1.4	0.6	0.8	33.7	57.3	89.6
Annual (Average:2020-2045)	0.6	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.3	2.3	3.6
Foreign Currency Saving									
Total (2015-2045)	84.7	4.1	3.0	12.5	2.7	3.5	-15.1	95.4	149.9
Annual (Average:2020-2045)	3.4	0.2	0.1	0.5	0.1	0.1	-0.6	3.8	6.0

Note: Foreign currency saving is the sum of the revenue of the project (for GTL, DME and MTG, import equivalent amount of the revenue) minus capital expenditure (foreign procurement ratio 80%), operation expenditure (50%) and transfer of dividend (100%).

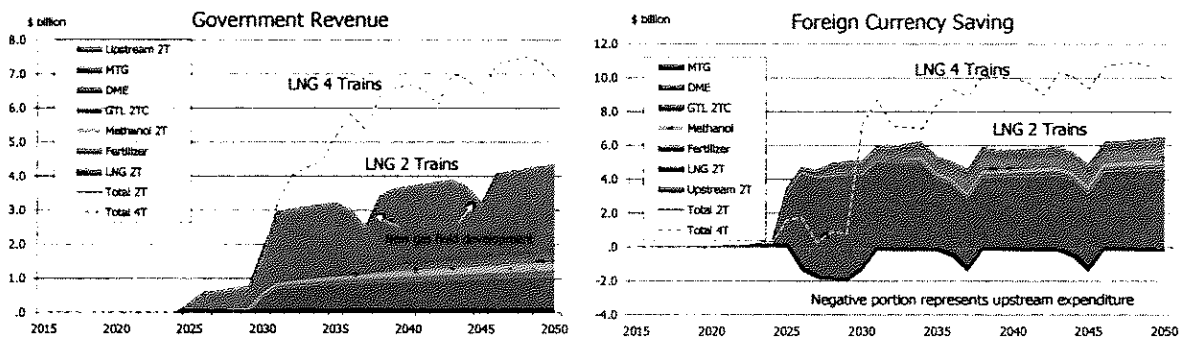


図 12.3-3 ガスプロジェクトによる政府収入と外貨節約

c. タックス・ホリデー

タックス・ホリデー制度は現在タンザニアの経済特区の投資家に対して適用されている。ガス産業にも同じ制度が適用されるならば、プロジェクトの IRR は MTG を除いて約 10%改善する。税金は事業利益に対して発生するため、この制度はプロジェクトの経済性が健全な範囲にあって課税が発生するときのみ効果的である。ガス産業プロジェクトの大部分は長いリードタイムを要することを考慮して、表 12.3-2 には製造開始年から 10 年間のタックス・ホリデーを適用した結果を示した。MTG のような採算性の低いケースでは、生産開始からかなり時間が経たないと課税対象となるだけの利益が発生せず、それゆえ免除される税金額とその影響は限定的となる。

表 12.3-2 プロジェクトの経済性に対するタックス・ホリデーの影響

Tax Holidays	LNG ZT	Fertilizer	Methanol	GTL ZT Consec.	DME	MTG
	%	%	%	%	%	%
Improvement of Economics	10.5	9.9	10.3	8.1	8.6	3.7

12.3.4 ガス田の開発

タンザニアは世界の主要ガス市場からはかなり遠い位置にある。国内需要を越えた量の天然ガ

ス売るには、天然ガスをガス産業で処理しなければならない。したがって、天然ガス供給量はガス産業の安定的な操業を確実にできるようにコントロールする必要がある。このため、様々な規模のガス田を、図 12.3-3 に示すように、順を追って適切に生産に投入していく必要がある。つまり、ガス田の開発順序を最適化することが重要である。いくつかのガス田ではプロジェクト期間の後期に入ってから初めて生産を行うことになる。ここに示す仮想ケースでは、生産に投入されるガス田のうちプロジェクト期間中に生産されるのはガス埋蔵量全体の70%にとどまる。

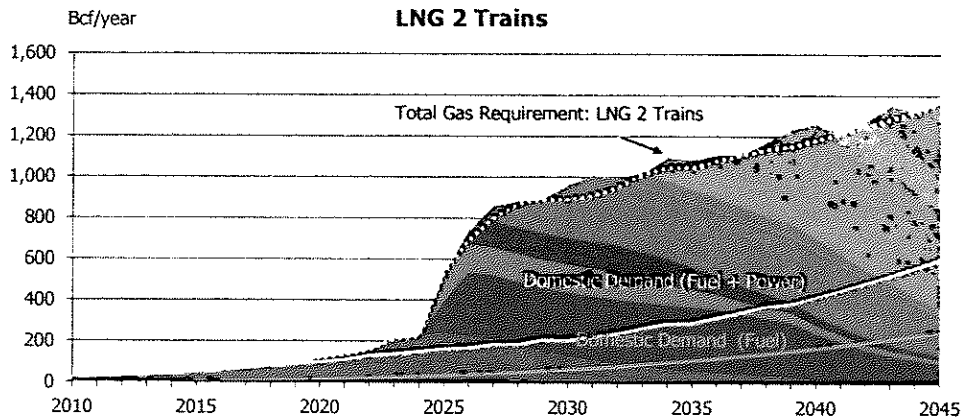


図 12.3-4 仮想ガス田開発計画

もうひとつの論点は、タンザニアではこれまで約 40Tcf のガス埋蔵量が確認されているが、LNG 2 系列ケースでは、今後 30 年かけて現在発見されている量のやっとなんと 60%が生産されることになるという点である。深海の探鉱活動に 30 億ドル超を費やしたことを考えると、石油会社は可能な限り早く発見埋蔵量を現金化することを望んでいるはずである。したがって、LNG がガスの最大の捌き口になることを考えると、LNG プラントを 3 系列または 4 系列建設するケースが考えられる。もし LNG が 4 系列建設されると、2045 年までに現在発見されている天然ガスの 80%が生産され、高需要ケースでは生産量は 90%に達することになる。

表 12.3-3 LNG 複数トレインのケースの天然ガス所要量

Scenario	Base Case			High Case		
	2Trains	3Trains	4Trains	2Trains	3Trains	4Trains
Gas Consumption (2015-2045)	Tcf	Tcf	Tcf	Tcf	Tcf	Tcf
	23.0	26.3	31.7	26.7	31.9	35.5
Against 40Tcf	57%	66%	79%	67%	80%	89%
R/P (2045)	Yrs	Yrs	Yrs	Yrs	Yrs	Yrs
	12.5	8.9	4.2	7.1	3.7	1.8

上記の観察からは、LNG 2 系列を追加で建設するのが賢明な選択肢のように思われる。しかし、図 12.3-3 に示したのと同じガス田開発の組み合わせ分析を行ってみると、安定的な原料ガス供給を確保するには 40Tcf 以上のガス埋蔵量が必要になる。このため、LNG トレインの追加建設を決めるには、実行可能かどうかさらに総合的な分析が必要である。

とはいえ、現時点ではあまり怖気づく必要はない。減耗するガス資源は新規発見で埋め合わせればよく、これは石油ガス産業の基本原則である。先行する国々で見られたように、ガス産業が

操業を開始し大きなはけ口を提供することを実際に示せば、石油産業はさらなるガス発見のために追加探鉱投資を行うだろう。こうして、経済がより高い目標に向かって回り始める。これが我々の進むべき最初の一步である。その後は、経済を正しい方向に進めるため、よりよい情報が利用可能になった時点で、折に触れてエネルギー計画を微調整していけばよい。

12.3.5 プロジェクト形成の流れ

LNGプラントの操業開始目標を2025年としたLNGプロジェクトの形成過程とその時間的な流れを図12.3-4に示す。ここに示したのはLNGプロジェクト形成のための作業計画を考えるためのガイドラインである。現時点ではあらゆる要素の中身が十分詰まっていけないので、確定的な作業計画を策定することが難しい。グリーンフィールドLNGプラントの建設には最終投資決定(FID)後6-7年を要する。ガス埋蔵量評価、LNG買主の確保、個別引取り方式の場合にはそのスキームの決定、投資構造の確定等の重要事項はすべてFIDより前に整理しなければならない。

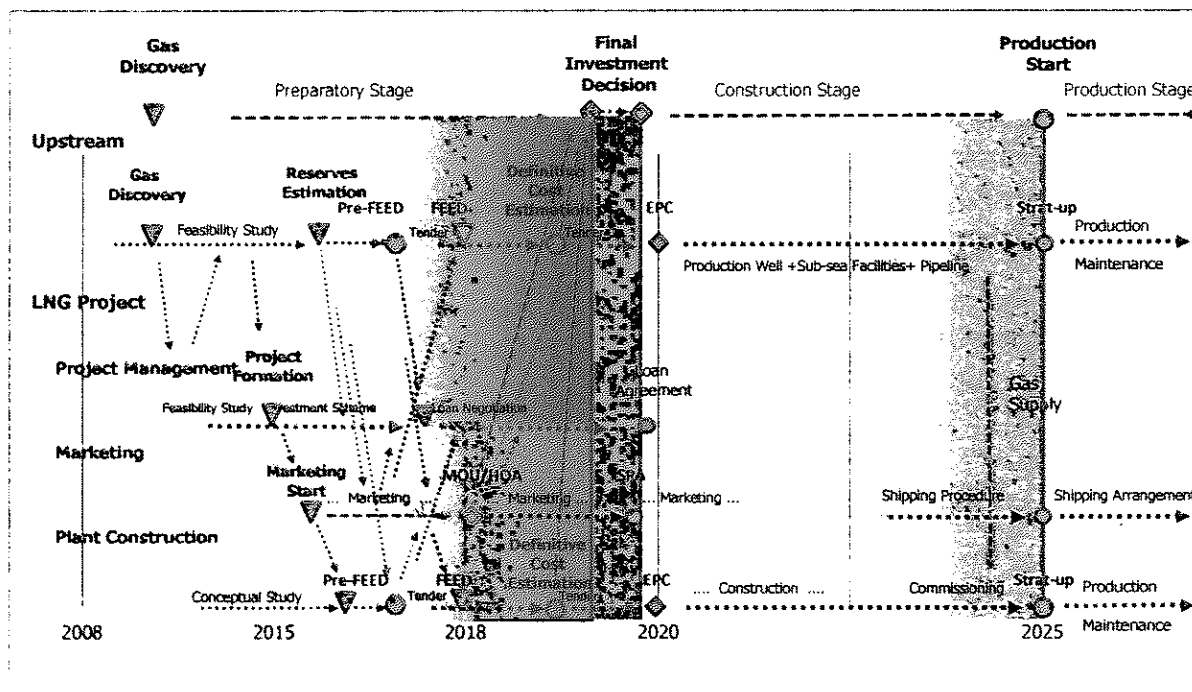


図 12.3-5 LNGプロジェクトの形成過程

とりわけ、LNG取引は最も重要な事項で、活動が長期にわたるためLNGはよく「長期交渉ゲーム(Long Negotiation game)」と呼ばれる。これはLNGが非常に大規模なビジネスだからである。1,000万トンのLNGを売るためには、売主は電力企業相手に販売する場合は発電量10ギガワット以上の顧客を確保しなければならない。¹⁰ 電力企業もそれだけの量のLNGを引き取るためには大

¹⁰ TANESCOの2014年版事業計画によれば、2014年時点のタンザニアの発電能力は水力と火力を合わせて147万kWであった。2015年にキネレジ火力が完成し、162万kWになっている。

量の投資を行う必要がある。このため、売主側でも買主側でも非常に大きな決断が必要である。一般的に、国際市場での取引交渉では決着がつくまでに3-5年はかかる。販売活動を今すぐにはじめても、時間的には極めてタイトなスケジュールと言わざるを得ない。それに引き換え、個別引取り方式（10.1.2参照）では、時間のかかる販売活動がプロジェクトの進展に与える少なからぬ影響を最小限にとどめることができる点が評価されよう。

12.4 マスタープランの原則

天然ガス利用マスタープランの策定にあたっては1) 現実的かつ包括的な計画を策定するためのプロジェクトの優先順位、2) プロジェクトの着実な実行、3) プロジェクト実行の支援体制、を念頭に置いて検討を進めるべきである。これらの事項を検討した結果、マスタープランには以下のような原則を織り込むことが適切と考えられる。

12.4.1 プロジェクトの優先順位

下記のような点を考慮して、各プロジェクトの特徴と役割を評価し、プロジェクトの優先順位を決定することが必要である。

- ① 上流ガス田の開発を裏付けるのに十分な量の需要を提供できるか
- ② プロジェクトはバンカブルで外貨による投資をしても大丈夫か。
- ③ 国家の基幹産業開発計画に沿ったものであるか
- ④ 生活の向上を目指す国民の願望に沿ったものであるか

1) ガスの消費規模

- a. タンザニアの天然ガス埋蔵量の大部分は大水深海域に賦存している。コストの高いこれらのガス田の開発を進めるには、大規模で安定的な需要が必要である。これを満たすうへではLNGが唯一かつ最も適切な事業である。大水深ガス田の開発を可能とするようなLNGプロジェクトの設立が確定すれば、ガス消費量が小規模の他のガスプロジェクトも大水深ガス田から原料ガスの供給を受けることが可能になる。このように、大水深ガス田とLNGプロジェクトとは表裏一体となってタンザニアの天然ガス産業構築の基盤を形成するものである。
- b. 今後の探鉱活動とさらなる資源の発見を促進するうえで、現在確認されているガス発見量を今後の30年間で収入に転換する機会を設けることが望ましい。このため、複数のLNGトレインの建設を検討すべきであろう。プロジェクト規模の最適化を図るためには、最適ガス田開発計画を確立することが必要である。追加トレインの建設を今直ちに決定することはできないにしても、今後埋蔵量や生産プロファイルなど各種の情報が次第に確実になるのに伴い、段階的に、増設実現が可能になるだろう。

2) プロジェクトのバンカビリティ

- a. 投資資金借入れのためには、プロジェクトの経済性が良好であることに加え、ガスの埋蔵量、パートナーの能力、安定的な販売先確保などの面でプロジェクトがバンカブルでなければならない。特に、投資は外貨で行われることになるので、ローン返済を保証できるだけの外貨収入が必要である。
- b. 外貨準備が少ない国の場合、金融機関は外貨による融資返済を十分保証できるだけの製品輸出が行われるかどうかに関心を持つ。したがって、製品輸出は、国内需要と同様、真剣に検討しなければならない事項である。
- c. 製品を購入する顧客の視点からも、バンカブルで安定供給が保証されるプロジェクトであることが重要な判断基準となる。

3) ガス産業のフロントランナー

- a. 目下のところタンザニアにはガス産業もこれを支援する建設業者や技術サービス会社もほとんどない。したがって、まず比較的易しいプロジェクトを取り上げて実現を試み、できるだけ早くガス産業プラントの建設や操業を経験することが望ましい。それにより、プラント建設業や作業要員を創出し、知識や技能の習得を促進することが可能となる。
- b. 技術の成熟度やプロジェクト規模が手頃である点、また、現在の世界市況を前提とするとプロジェクトの採算も良好である点などを勧案すると、肥料プラントはこのようなキャンペーンの先陣を切るパイロットプロジェクトとして相応しいだろう。世界級、年産 130 万トンのプラントは、20 年間の操業でも 0.66Tcf のガスしか消費しない。この程度の量のガスの供給は浅海域のガス田で充分保証できる。したがって、肥料プラントプロジェクトは、大水深ガス田開発プロジェクトの決定を待たずにスタートさせることができよう。
- c. プロジェクト規模が手ごろで経済性もよいという点では、浅海域のガスを使用するメタノールベースの一般化学品のコンプレックスやメタノール・肥料・アンモニアの併産工場もよいパイロットプロジェクトになるだろう。これらのプラントは、可能ならば、集合的に建設して CAPEX/OPEX の節約を図ると、個々独立に建設する場合よりもかなり大きなメリットが期待できよう。
- d. 経済性とバンカビリティの点から、初期においては、融資返済のための外貨を稼ぐため、生産量の一定量は輸出に振り向ける必要がある。2010 年のタンザニアの肥料需要はわずか 26 万トンで、2015 年の政府目標の半分にすぎなかった。肥料工場ができればその生産物を国内市場に回すことができる。国産品の国内供給が可能になれば、農業の近代化を支援でき、その結果肥料の消費も増加に向かうだろう。国内需要がさらに増加すれば、追加肥料プラントを建設することも考えられる。メタノールや一般化学品は、当初は主に輸出に向けることになるが、内需が立ち上がってくれば、徐々に国内向け供給を増やすことになるだろう。

4) 産業開発計画

- a. GTL やメタノールベースの燃料/化学品産業は、LNG と比較すればかなり小規模だが、国産天然資源をもとに産業基盤を築き、良質の就労機会をもたらすとともに外貨準備を増やす基幹プロジェクトになるものと期待される。石油製品の輸入を代替することで、外貨支出を削減し、為替レートの安定化にも寄与する。
- b. これらの産業は高度な技術、熟練労働力、一定量の原料ガスと投資を必要とする。メタノールベースの燃料産業や化学品産業の場合、ダウンストリームに位置する燃料プラントや化学品プラントの順序や組み合わせを適切に設計することが大切である。したがって、これらの産業の特徴やその製品についてさらに検討を進め、個々のプラントの建設計画を適切に配置することが必要である。これらの検討を進めている間に、LNG プロジェクトが確定し、これらのプロジェクトへの原料ガスの長期供給基盤が固まるものと期待される。
- c. 上記のように、LNG プロジェクトと大水深ガス田開発の実施が確定するまでの期間を利用して、これらのガス利用産業開発計画を検討し、確立していけばよいだろう。

5) 国民の願望

- a. ビルや家庭向けの天然ガス供給システムの構築は、Vision2025 で唱道されている生活の質の向上という国民的願望に沿うものである。また、都市ガス供給システムが構築されれば、CNG 自動車利用促進の基盤を提供することができ、クリーンな環境の創出や、外貨節約に寄与することができよう。
- b. しかしながら、都市ガスシステムの構築はお金も時間もかかる仕事である。経済性があり、社会的にも受け入れられる合理的なプロジェクトの設計と実行計画を確立することが必要である。そこで、まず最初のアプローチとして、ガス体燃料を全国に配送する手段や配送システムの開発方法に関する調査に着手することが望ましい。

12.4.2 プロジェクトの実施

上記のようなガスプロジェクトを実施するには、意欲のある投資家と十分な資金に加えて、十分な製品需要の存在が必要である。また、公平で健全な原料ガス価格の決定方式を定める必要がある。これは、プロジェクトのリスクと収益を上流部門と下流部門がどのように分かち合うかのルールを実質的に決めるものである。

1) 投資家

- a. プロジェクトを実現するには、適切な技術、質の高い労働力、十分な資金をプロジェクトに投入でき、さらに十分な顧客を確保する能力を備え、プロジェクトの中核的な促進者となりうる投資家が必要である。国際石油会社は、既に LNG プロジェクトへの参加意思を表明している。しかし、他のプロジェクトでは、現在のところ事態はあまり進展していない。

これらのプロジェクトを形成するには、積極的な投資家を勧誘することが鍵となる。

- b. タンザニア政府がガスプロジェクトへの参加意思を有する場合は、その意思と計画をはっきりと打ち出し、プロジェクトを形成するうえでの不確実性を低める努力をすべきである。

2) 資金調達とバンカビリティ

- a. ガス産業の開発が進めば、生産開始とともに大規模な国家収入が発生する。しかし、その前に事業開始のための相当規模のアップフロントの投資をしなければならない。このため、天然ガス埋蔵量、プロジェクトパートナーの能力、安定的な販売先の確保、外貨ローン返済のための安定的な外貨収入があるかどうかなどを目安とするプロジェクトのバンカビリティが問題となる。特に、LNG やその他のガスプロジェクトへの政府参加を予定する場合は、権益分に相当する投資負担を賄うための十分な資金を調達することが必要である。
- b. 巨額かつ長期の資金を市場で手軽に調達することは容易ではない。一般的には国際的な制度金融機関からの借入れが検討される。関係機関に対しどのような融資要請を提出するかの方針を決め、早めに行動を起こすべきである。

3) 市場

- a. どのプロジェクトも、生産物を合理的な価格で買い取ってくれる健全で安定的な需要を必要とする。確実な販売見通しを立てることは、プロジェクト形成の過程で必要な最も重要な作業のひとつである。巨額の投資と長期のリードタイムを必要とするガスプロジェクトでは、実際に出荷が始まるよりもはるか以前に販売の見通しを確立する必要がある。
- b. 多くの LNG プロジェクトでは、投資を決定する上で充分といえる量の安定買主を確保する必要がある。生産物のかなりの部分を長期契約により販売している。LNG 事業の規模は極めて巨大で、一定規模の確実な契約を取得するまで、販売活動にはかなりの時間がかかる。したがって、LNG 販売政策と販売体制を早期に確立し、販売活動をできるだけ早く開始することが必要である。特に、LNG 販売にあたっては共同販売 (Joint marketing) 方式をとるのか個別販売 (Equity lifting) 方式をとるのか、それぞれの得失を検討し、事業参加者の役割と責任を明確にして、販売方式を決定する必要がある。
- c. プロジェクトの推進者にとっては、製品価格の脆弱性が常に頭痛の種である。殊に、最近の国際市場でのエネルギー価格の下落は、これから出番の来るプロジェクトに深刻な打撃を与える可能性がある。市場価格の動向をつぶさにモニターしておくことが必要である。
- d. 市場に飛び込み将来の買主と接触することで、市場の反応を踏まえた現実的なタイムラインを設定することができるだろう。中期的にも世界の LNG 市場は停滞気味と危惧され、新規需要の出現を待つために販売活動には時間がかかることが予想される。プロジェクトのタイムラインは市場の情報や反応を取り込んで見直していく、また、事態進展の変化に備えて、予備プランも用意しておくことが望ましいだろう。

4) 原料ガス価格

- a. 原料ガス価格の決定は下流部門プロジェクトで上がる収益を上流と下流でどのように分かち合うかを決定するものであり、それによって個々のプロジェクトの経済性もそれぞれ決まる。合理的なルールを早期に設定して、事業参加者がプロジェクトの経済性を判断しやすくすることが望ましい。
- b. 世界市場の商品価格は常に変動を伴うので、両部門がリスクと収益とを公正かつ柔軟な形で分かち合うことが望ましい。つまるところ両部門の関係は夫と妻の関係のようなもので、いずれもが健康で幸福であり、将来の成功を目指して協力する姿が望ましい。

12.4.3 プロジェクト実施の支援体制

1) 事業環境

- a. 国際的な投資家の受け入れや、国際取引に対応できる形でガスプロジェクトの実行にかかる法規を整備する。今回検討したような基幹産業の建設を支援するうえでは、すでに確立されている国際的なルールや慣習を適用するのがよいプロジェクトを実現する手早くかつ確実な方法である。その際には、関係者間の相互信頼と透明性を確保することが最も重要である。
- b. 建設段階に入ると、国内労働者に加え、相当数の外国人を作業要員として動員することが必要になる。機械設備の輸入も必要となる。これらの申請・許認可手続きに対応できる行政システムを整えておくことが必要である。

2) 協力企業とインフラ

- a. LNGプラントの建設だけでも1万人もの作業員を直接動員する必要がある、さらには質の高い技術サービス、十分な装備を持つ供給基地、倉庫なども必要である。さらにそれらの下請けとして、かなりの量のサービスが必要とされるだろう。これらの協力体制はほぼゼロから整えなければならない。
- b. タンザニアでは、ガス産業の開発を進めるために、港湾、道路、工業用水供給などのインフラをゼロから建設しなければならない。
- c. 前述のガス産業開発計画に沿って、協力体制およびインフラ整備計画を用意し、実施の優先順位を明確にし、予算の裏付けも整えるべきである。

3) 人材開発

- a. 人材は開発の主力エンジンである。ガス産業の開発によって生じると予想される人材需要を勘案のうえ、基礎的な知識や技能、さらには応用技術を備えた人材の開発計画を策定する必要がある。
- b. ガス産業の建設段階では、知識を学び、技術を磨くよい機会が提供されるだろう。

12.5 マスタープランおよびロードマップ

これまでの議論を踏まえ、天然ガス利用マスタープランとロードマップを以下のように提案する。

ここに提案するのは、今後一層明確な行動計画を構築する作業を進めるうえでの方向性と優先順位を整理した暫定的なガイドラインであると認識いただきたい。ガス埋蔵量の推定、ガス田開発計画、LNG 販売、ガス田および LNG プラントの建設コスト等の多くの要素について確実性のレベルはいまだ低く、プロジェクトを最終決定するレベルには至っていない。とりわけ、エネルギー価格の下落は大きな脅威である。国家としての経済見通しや産業開発計画なども、これらの将来見通しを立てるうえで充分固まっているとは言い難い。今後の調査や研究、事業活動を通じてこれらの要素の確実性のレベルを一歩一歩高めていくことが望まれる。

上記のような状況に鑑み、以下に提案するマスタープランは新しい情報や事態の展開を織り込んで定期的に見直し、更新していくことが必要である。

12.5.1 天然ガス利用マスタープラン

1) マスタープランの対象とするガス資源のベース

本マスタープランでは現在タンザニアで発見されている天然ガスを 2045 年までの 30 年をかけて消費することを予定する。天然ガスの可採埋蔵量は現在約 40Tcf と推定されており、確定のための技術作業を実施中である。供給側では今後の探鉱活動によりガスの追加発見がなされるであろう。一方、需要側では消費トレンドやガス産業の形成において新たな展開が出てくることも考えられる。また、最近のエネルギー価格の低落は、大水深ガス田の商業性を悪化させる可能性がある。これらの要素を見直しつつ、本マスタープランは定期的に見直しを実施すべきである。

2) 国内向けガス供給

天然ガスの供給については、火力発電を含む国内各セクターへの供給を優先する。当面の間、国内需要は小規模で、浅海域のガス田からの生産で賄うことが可能である。ベースとなるガス田は規模も小さく、既に生産を開始しているか、比較的早期に開発可能なものである。しかしながら、国内需要の伸長とともに、2025-2030 年頃になると、より規模の大きい大水深ガス田からの追加供給が必要になる。

原則として、国内需要は浅海域のガス、国際石油会社の国内向け供給義務分および TPDC の取り分のガスにより供給される。

3) 需要側での中核プロジェクト

LNG は大水深ガス田を開発するための基礎需要を提供する中核プロジェクトであり、また大水深ガス田の供給側の中核プロジェクトであるが、高価である。一方、増加の続く国内需要向けのガス供給源を確保するためには、タイミングよく大水深ガス田を開発する必要がある。このため、本マスタープランでは大水深ガス田と LNG の生産を 2025 年に同時に立ち上げることを予定する。

これを実現するには、強力な販売活動の展開が必要である。時間は限られており、LNG プロジェクト実行母体を立ち上げ、明確な販売体制を築き、できるだけ早く販売活動を開始すべきである。同時に、原料ガス価格決定方式も早期にセットすべきである。あるいは、個別引き取り方式を採用する場合には、事業の参加者と LNG 引き取り方式を早期にセットすべきである。その成り行きはマスタープランの進行に大きな影響を与える。このため、販売活動や引き取り契約交渉の進捗状況をつぶさに把握し、マスタープランの更新に反映させることが大切である。

現在確認されているガス埋蔵量を前提とすると、年産 500 万トン×2 系列の LNG プラントに供給する原料ガスは充分にある。しかしながら、このケースでは 30 年後においても現在発見されている天然ガスの 40%が未生産のまま取り残される。このため、2030 年頃に追加の LNG 系列をスタートさせることが考えられる。その際には、ガス産業開発計画の実行を裏付けできるような最適ガス田開発計画もあわせて確立することが必要である。

4) フロントランナー

LNG プロジェクトの実施タイミングとは切り離して、浅海域の天然ガスを利用する世界級の肥料プラントあるいはメタノール・アンモニア・肥料併産プラントを建設する。本プロジェクトは、タンザニアにおける近代的ガス産業建設のフロントランナーと位置付け、技術サービスの提供、建設業者の能力向上、作業要員の知識と技能の向上などを図る機会とする。

現在、国内の肥料消費は国家目標を大幅に下回っている。現在肥料を輸入している近隣諸国も含めて肥料需要動向を検討し、農業近代化開発計画を策定する。農業者の間で肥料使用が普及すれば、追加プラントの建設を検討する。

5) ガス産業の開発

ガスをベースとする化学産業および燃料産業は国産資源を基盤とする将来の基幹産業と目される。ガス産業総合開発計画を策定し、各産業の利点や役割を勘案して産業複合体の設計を具体的に進める。LNG プロジェクトが確定し、大水深ガス田の開発に青信号が灯されたならば、これらの産業へのガス源が確保される。これをもとに、産業開発総合計画に沿って順次プロジェクト建設を進める。

6) 一般ガス利用の普及

大規模産業、商業設備、公共施設、家庭あるいは CNG 自動車向けの都市ガス供給の実現は、安定性、利便性、清潔さ、経済性などのあらゆる点でエネルギーの質を向上させるものと見ることができる。しかしながら、都市ガス網の建設は高価で時間のかかる事業である。利用者がパイプラインの近くに位置し、経済性も見込める場合にはできるだけ早くガス供給を開始する。それ以外の地域や部門では、最初は実験的なプロジェクトを実施する。同時に、将来のガス配送ネットワークの基本構想を策定する。これらの計画は状況に応じ、一步一步実現に移すこととする。

12.5.2 天然ガス利用マスタープランのロードマップ

マスタープランを実施に移すためのコンセプトを示したロードマップを図 12.5-1 に示す。ここには天然ガス利用を進めるうえでの主な活動と方針決定のタイミングを示してある。最初の重要な一里塚は LNG プロジェクトの最終投資決定である。現時点では様々な要素がまだ充分固まっていないため、ここに示したタイムラインは目安の指標にすぎないが、全てが極めて順調に進むとしてもスケジュールはかなりタイトである。このタイムラインは、市場動向をつぶさに観察し、関連する事態の進展を織り込みながら定期的に見直す必要がある。

天然ガス利用促進の実施計画は三段階に分割できよう。ステージ1 はガス利用計画、とりわけ LNG プロジェクトをスタートさせるための準備段階である。ステージ2 は初期のいくつかのプロジェクトを実施に移す段階である。ステージ3 はガス利用計画を広く全面的に展開する段階である。

まず初めに、LNG プロジェクトの実現を強力に進め、同時に大水深ガス田の技術および経済検討を進める。時間の制約に鑑み、LNG プロジェクト実行母体を早急に設立する。その際、関係者の役割と責任を明確に規定しておくことが必要である。また、原料ガス価格決定のルールも早期に設定することが望ましい。上流のガス田開発および LNG プロジェクトの FEED を適切なタイミングで実施する。LNG の販売とプロジェクトの経済性について一定の見通しが立てば、LNG プロジェクトと大水深ガス田開発についての最終投資決定を行う。このプロセスはここに表示したよりも長い時間を要する可能性もある。

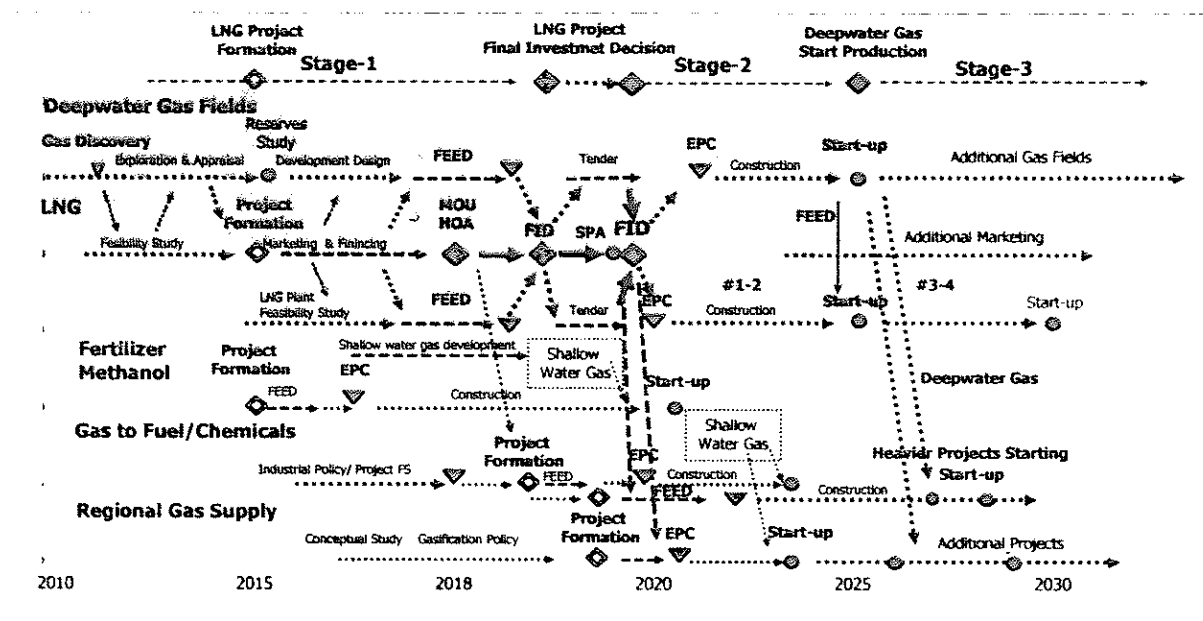


図 12.5-1 天然ガス利用マスタープランのロードマップ

LNG および大水深ガス田の作業とは切り離して、タンザニアにおける近代化学産業建設のフロントランナーとして、肥料プロジェクトやメタノール関連プロジェクトをスタートさせる。これ

には浅海域ガス田の天然ガスを原料ガスとして使用する。このため、浅海域にあるガスピロスペクトの評価を直ちに進める。大水深ガス田開発の意思決定が行われるまでの間、第1ステージにおいては他のプロジェクトの計画は暫定的な段階に留まる。

第2ステージでは、大水深ガス田開発の決定により、その大規模な埋蔵量を利用し、他のガスピロジェクトの実施を図る機会が生まれる。新しいガスピロジェクトの建設が始まり、ガスをベースとする産業基盤が次第に形成され、タンザニア経済は高度成長期に入る。

第3ステージでは、大水深ガス田の生産開始により、すべてが動き始める。タンザニア国民もその成果を手にするようになる。天然ガス供給の基盤が確立され、各種プロジェクトの拡張や新設により、天然ガス時代が花開く。このステージの里程碑は10年後に設定されているが、産業基盤の開発、支援サービスの拡充、インフラの建設、人材開発などをこの目標時点に間に合うように進めていくには、相当な努力が必要である。これを進めるため、タンザニア国民はこれから多忙で密度の濃い時代を迎えることになるだろう。

12.5.3 行動計画

上記のマスタープランを実施に移すため、直ちに以下の行動を取る。

- 1) LNG 実行母体を設立し、LNG プロジェクト計画と販売政策を策定し、LNG 販売活動を開始する。
- 2) 現在ある全てのガス田を取り込んだ最適ガス田開発計画を策定する。総合計画の策定により、将来の消費にいかほどの天然ガスを充てることのできるかのガイドラインを確認する。
- 3) 肥料プロジェクトあるいはメタノール・アンモニア・肥料併産プラントへの投資家を勧誘し、プロジェクト実現を確定する。
- 4) 早期に実現するプロジェクトへの原料ガスを確保するため、浅海域プロスペクトの評価を実施する。

上記の事項について一定の見通しが立った段階で、より確度の高い行動計画を策定する。査定基準を満たしたプロジェクトは順次実施に移す。

この間、あわせて下記の活動を行う。

- 1) ガスベースの燃料プロジェクトおよび化学品プロジェクトの総合開発計画を検討する。
- 2) 経済の様々な部門へのガス供給・配送計画を検討する。
- 3) 天然ガス利用を促進するためのインフラと人材の開発計画を策定する。

現時点では多くの要素がまだ煮詰まっていないので、今回の報告では作業計画策定の方向を示すにとどまっている。プロジェクトの最終投資決定を行うためには、個々のプロジェクトについてもっと具体的な検討を実施する必要がある。したがって、今後、マスタープランは重要な新情報や新たな展開等を織り込みつつ、定期的に見直し、更新していくことが必要である。

本調査団は上記の提案がタンザニアにおける天然ガス利用マスタープランとロードマップの作成に資することを心から祈念するものである。

