

平成21年度

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

平成22年3月

海洋政策研究財団
(財団法人 シップ・アンド・オーシャン財団)

はじめに

本報告書は、競艇交付金による日本財団の平成 21 年度助成事業として実施した「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」事業の成果をとりまとめたものです。

天然ガスは、我が国の経済活動や市民生活に欠かせない重要なエネルギー源の一つですが、地球温暖化問題への世界的な取り組みが喫緊の課題となっている中、CO₂の発生量が少ないことから、その重要性はますます高まっています。この我が国にとって重要である天然ガスの国内輸送は、これまでほとんどがパイプラインやローリーにより行われてきましたが、最近になって、関係者のご英断とご努力によって、内航船による輸送が開始されました。ここにきて内航海運もようやく、我が国にとっての重要なエネルギーである天然ガスの国内輸送の一翼を担うようになったわけです。

平成 19 年に海洋基本法が制定され、海洋立国の実現を目指している我が国としては、我が国にとり今後より一層重要になってくるエネルギーである天然ガスの国内輸送についても、海上輸送が相応の貢献をすべきであると考えます。このため本事業では、①天然ガスに関する動向調査、②天然ガスの国内輸送に関する動向調査、③天然ガスの潜在需要量調査、④内航 LNG 輸送の利用可能性の検討、⑤内航 LNG 輸送の潜在需要顕在化に向けた課題と対応をそれぞれまとめました。これにより、我が国における天然ガスの内航輸送の今後の見通しを明らかにするとともに、天然ガスの内航輸送の中期的課題の抽出・整理を行いました。

本調査研究の結果が、今後の天然ガスの内航輸送の事業化に少しでもお役に立つことができればと思います。

最後に、調査研究委員会の委員長として熱心、かつ、適切にご指導を賜った太田和博専修大学教授をはじめとする委員及び委員会オブザーバー各位並びに本調査研究にご協力頂いた関係者の皆様方に深く御礼申し上げます。

平成 22 年 3 月

海洋政策研究財団
会長 秋山昌廣

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委員会委員名簿

(順不同 敬称略)

委員長

太田和博 専修大学 商学部 教授

委員

西村悦子 神戸大学 大学院 海事科学研究科 准教授

松村敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

オブザーバー

池永寛明 (社)日本ガス協会 企画部長

蝦名邦晴 国土交通省 海事局 内航課長

澤田公一 大阪ガス(株) 企画部部長代理 広域・連携チーム マネージャー

田中照久 国土交通省 政策統括官付参事官(物流政策担当)

(山口勝弘)

長谷部圭一 東京ガス(株) 総合企画部 経営計画グループ マネージャー

畠山一成 経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 ガス市場整備課長

広岡兼次 鶴見サンマリン(株) 代表取締役社長

山本利和 (株)川崎造船 営業本部 商船営業第二部長

関係者

鈴木初 アビームコンサルティング(株) 社会基盤・サービス統括事業部
マネージャー

田中司 アビームコンサルティング(株) 社会基盤・サービス統括事業部
シニアコンサルタント

生田陽一 (株)エム・オー・マリンコンサルティング 海洋技術部 副部長

鳥山貴史 (株)エム・オー・マリンコンサルティング 海洋技術部 研究員

高橋迪 (株)IMOS 代表取締役社長

津田眞吾 (株)IMOS 取締役

事務局

石原彰 海洋政策研究財団 海技研究グループ長兼主任研究員

三木憲次郎 海洋政策研究財団 海技研究グループ長

南島るりこ 海洋政策研究財団 海技研究グループ 海事研究チーム長

※ () 内は前任者

目 次

はじめに

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委員会委員

第 1 章 天然ガスに関する動向調査	1
第 1 節 エネルギー政策における天然ガスの位置づけ	1
第 2 節 国内のエネルギー需給動向の整理	4
第 3 節 国内の天然ガス需給動向の整理	10
第 4 節 国内の天然ガス関連施設の整備動向	14
第 2 章 天然ガスの国内輸送に関する動向の調査	29
第 1 節 天然ガス国内二次輸送の概要	29
第 2 節 流通概況	47
第 3 節 輸送手段ごとの特性整理	58
第 4 節 輸送機関別参入条件の整理	62
第 3 章 天然ガスの潜在需要量	65
第 1 節 天然ガス事業を巡る事業環境状況	65
第 2 節 産業部門における天然ガスへの利用転換による潜在的な需要量	69
第 4 章 内航 LNG 輸送の利用可能性の検討	71
第 1 節 内航 LNG 輸送の現状	71
第 2 節 現状の内航 LNG 船運用から抽出されるポイント	77
第 3 節 産業部門における内航 LNG 船輸送の検討	88
第 4 節 内航 LNG 輸送の潜在的な需要量	101
第 5 章 内航 LNG 輸送の潜在需要顕在化に向けた課題と対応	111
第 1 節 需要側面に係る課題と対応	111
第 2 節 供給側面（インフラ）に係る課題	116
第 3 節 供給側面（運用）に係る課題	119
おわりに	123

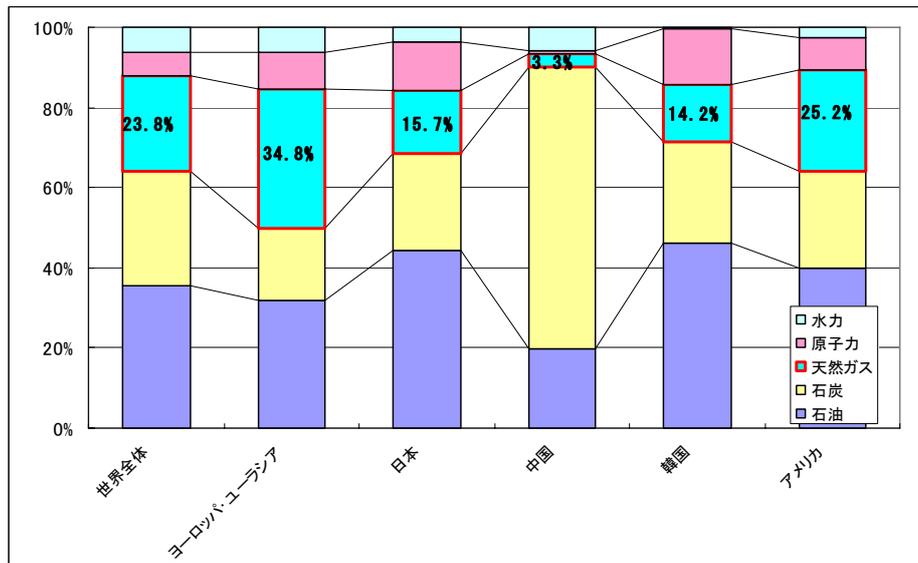
第1章 天然ガスに関する動向調査

第1節 エネルギー政策における天然ガスの位置づけ

(1) 世界のエネルギー消費における天然ガスの位置づけ

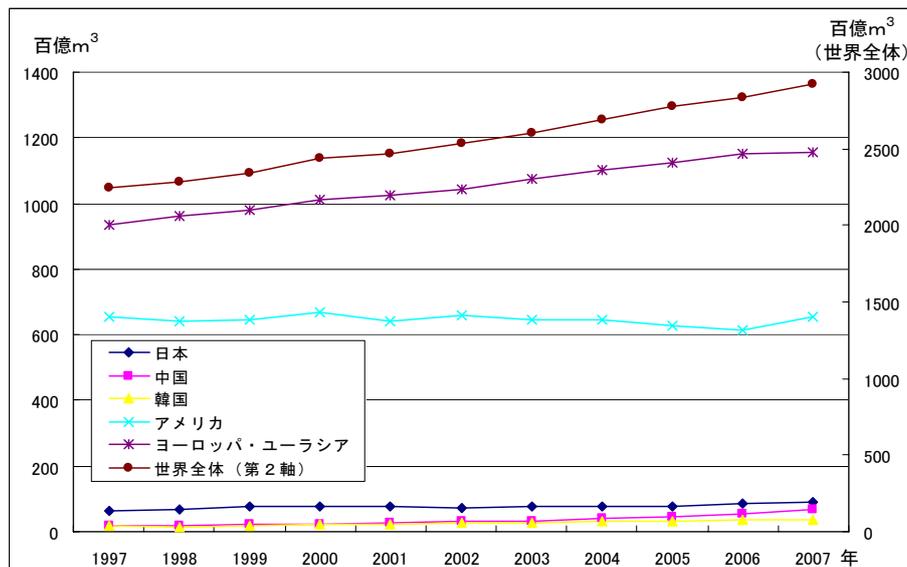
一次エネルギー消費における天然ガスは、世界全体で、約24%のシェアを占めており、特に、ヨーロッパ・ユーラシア地域では、約35%とシェアが大きくなっている。

また、全世界における天然ガスの消費量は、1997年から2007年の10年間で約30%増加しており、特に、ヨーロッパ・ユーラシア地域における増加が著しい。



(資料) 天然ガス資料年報 (天然ガス鉱業会 平成20年版)

図1-1 世界の一次エネルギーの消費割合



(資料) 天然ガス資料年報 (天然ガス鉱業会 平成20年版)

図1-2 世界の天然ガス消費量の推移

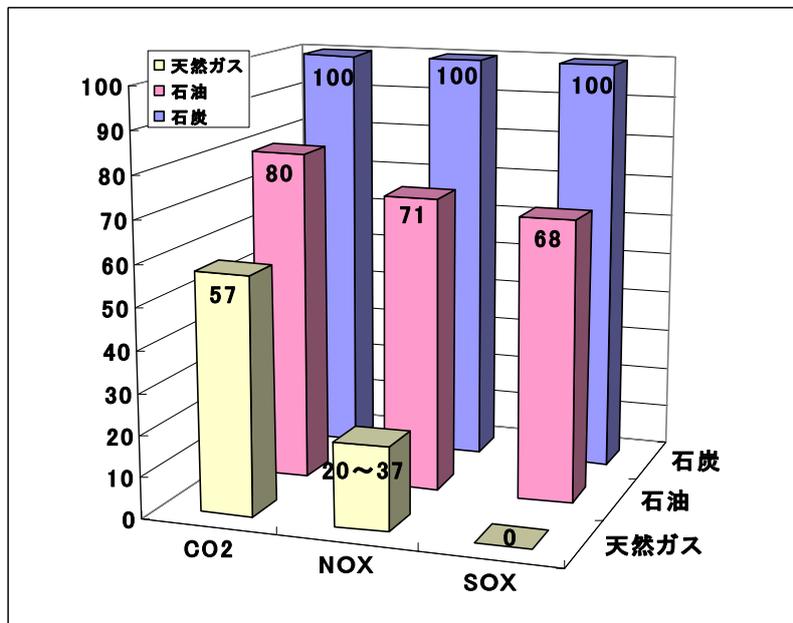
(2) エネルギー政策における天然ガスの位置づけ

わが国のエネルギー政策の概要は、下図（図 1-3）で整理され、より環境負荷の低いエネルギーへの転換が要請されている。

また、非化石エネルギーの利用拡大も促されているが、天然ガスは CO₂ 排出量削減という観点から、石炭、石油に比較してよりクリーンなエネルギーとなっている。

新・国家エネルギー戦略(平成18年5月)	エネルギー基本計画(平成19年3月)
<p>【化石エネルギーのクリーンな利用の開拓】 我が国エネルギー供給の大宗を支える石油、天然ガス及び石炭について、より環境負荷の少なく効率的な利用の推進を図ることにより、先進的な化石燃料需要国となる。 具体的には、火力発電や産業部門のボイラ需要など幅広い分野におけるCO₂負荷の少ない天然ガスの利用拡大に加えて、天然ガスの広域的な流通を活性化し、その利用拡大に資するガスパイプライン網の整備については、投資インセンティブの付与を含めた多面的な支援により、引き続きこれを促進する。</p>	<p>【エネルギー政策における天然ガスの位置付け】 天然ガスは中東以外の地域にも広く分散しており、我が国の中東地域からの輸入は2割程度。供給は概ね安定的に確保され、価格についても石油に比べ変動が小さい。他の化石燃料に比べ環境負荷が少ないクリーンなエネルギーである。 天然ガスは、安定供給及び環境保全の両面から重要なエネルギーであることから、他のエネルギー源とのバランスを踏まえつつ、引き続き、天然ガスの導入及び利用拡大を推進する。 【天然ガスの調達・国内流通の円滑化に向けた取組】 諸外国に比し著しく立ち後れている国内のガス供給インフラの整備及び広域的なガス流通の活性化の観点から、パイプラインに係る投資インセンティブの付与、関係行政機関の連携によりガス導管網の整備とその相互連結や第三者利用を促進する。 【需要拡大のための方策】 天然ガス利用を促進するため、事業者の自主努力に加え、助成措置を講ずる。</p>
<p>○エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用及び化石エネルギー原料の有効な利用の促進に関する法律 ○石油代替エネルギーの開発及び導入の促進に関する法律等の一部を改正する法律</p>	
<p>【エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用・化石エネルギー原料の有効な利用を促進する】 (電気事業者) 非化石電源を2020年までに50%以上とする等、非化石電源の利用を拡大することを義務づけ (石油・ガス事業者) 原油や天然ガスの有効な利用を義務づけ。バイオ燃料・バイオガスの利用を義務づけ。 【石油代替政策を見直し、開発・導入を促進する対象を「石油代替エネルギー」から「非化石エネルギー」に変更する】 工場又は事業場において導入すべき非化石エネルギーについて、太陽光発電等新エネルギーの導入をより一層促進すること。</p>	

図 1-3 わが国のエネルギー政策の概要



(注) 石炭を100とした場合の排出量

(資料) 平成19年度(2007年度)におけるエネルギー需給実績

(資源エネルギー庁 2009年4月)

図 1-4 CO₂、NOX、SOX の排出量

事業者に対して天然ガス利用を促すための、助成措置として、下表（表 1-1）で整理した補助事業や補助金が用意されている。

表 1-1 天然ガス化に対する補助事業・補助金等

補助事業・補助金名	助成団体	補助対象・概要	補助対象範囲	補助率	補助金上限額
エネルギー多消費型設備天然ガス化補助事業	(社)都市ガス振興センター	石炭、石油等の燃料を使用する工業炉、ボイラ等の設備を天然ガスへ燃料転換する事業者に対する補助金制度	天然ガス化推進事業に係る設計費、既存設備撤去費、新規設備機器費(含む計測装置)、新規設備設置工事費(含む改造工事費)、敷地内ガス管敷設費。(但し、本支管工事及びLNG貯蔵・気化設備を除く)	1/3以内	1. 8億円/1補助事業
新エネルギー使用合理化事業者支援事業	(社)新エネルギー導入促進協議会	新エネルギー(太陽光発電、天然ガスコージェネレーション、燃料電池等)の導入を促進するための補助金制度		1/3以内 ※別途上限あり	10億円/1件
エネルギー使用合理化事業者支援事業	(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構	省エネルギー効果の見込める設備、技術の導入及び、エネルギーの相互融通等により省エネルギーを行うための設備、技術の導入を促進するための補助金制度	省エネルギーに係る設備および工事一式		①事業者単独事業 1/3以内、上限5億円/事業(大規模事業1/3以内、上限15億円/事業) ②複数事業者連携事業 1/2以内、上限15億円/事業

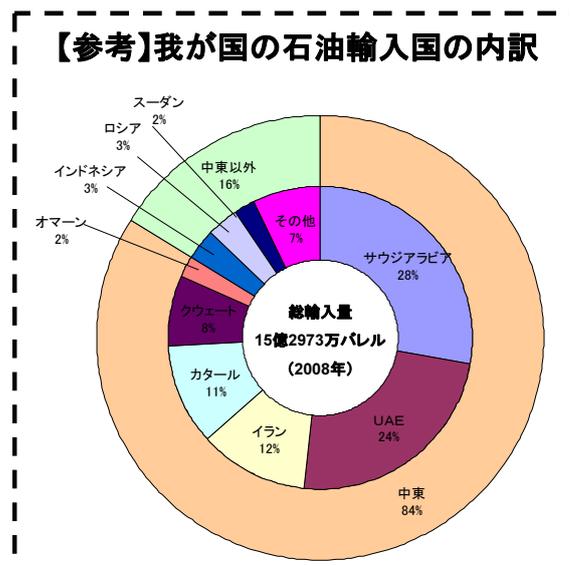
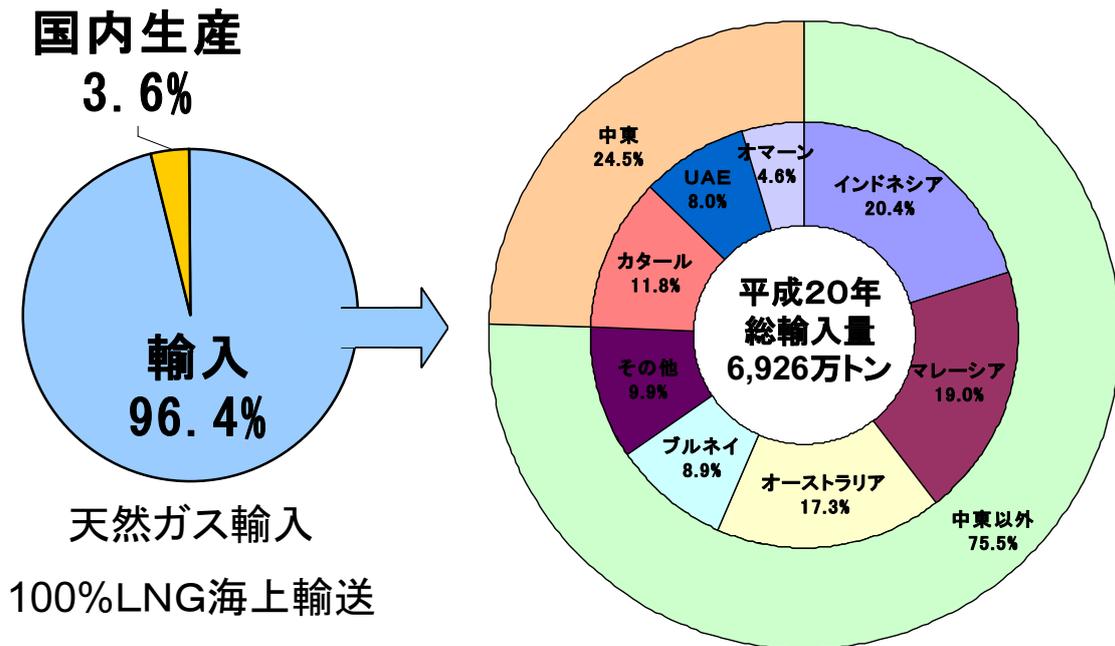
(資料) 一般社団法人 都市ガス振興センター より

第2節 国内のエネルギー需給動向の整理

(1) 一次エネルギー供給

わが国の天然ガスの輸入概況は、下図（図 1-5）のとおりである。国内で供給される天然ガスの96.4%は海外からの輸入である。

その輸入元は中東以外の諸国からが75.5%、中東からが24.5%となっており、84%を中東からの輸入に依存している石油に比較して安定供給の観点からは優れたエネルギーとなっている。

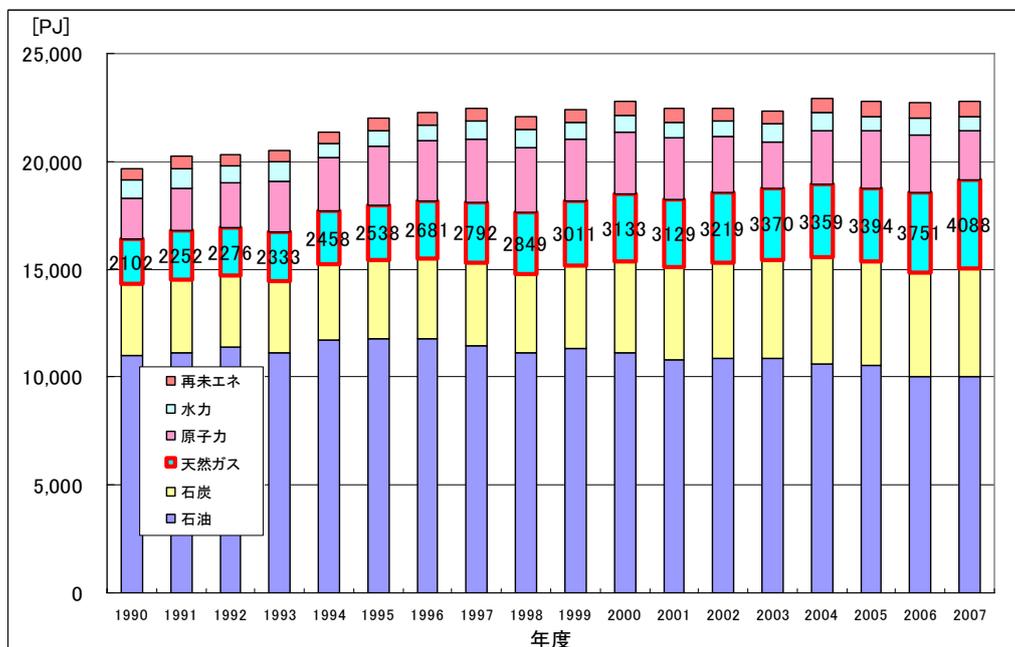


(資料) 天然ガス資料年報 (天然ガス鉱業会 平成20年版)

図 1-5 わが国の LNG 輸入概況

(2) わが国のエネルギー供給の動向

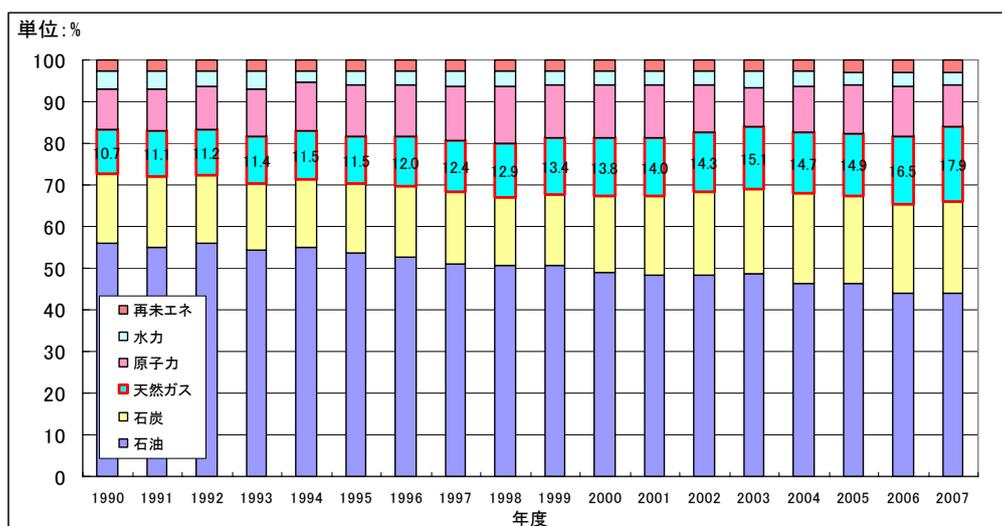
わが国の一次エネルギー供給の動向は、下図以降のとおりである（図 1-6、1-7、1-8）。天然ガス供給は、1990 年度に比較して 2007 年度では、約 2 倍の供給量となっており、シェアも 10.7%から 17.9%に拡大している。



(資料) 平成 19 年度 (2007 年度) におけるエネルギー需給実績

(資源エネルギー庁 2009 年 4 月)

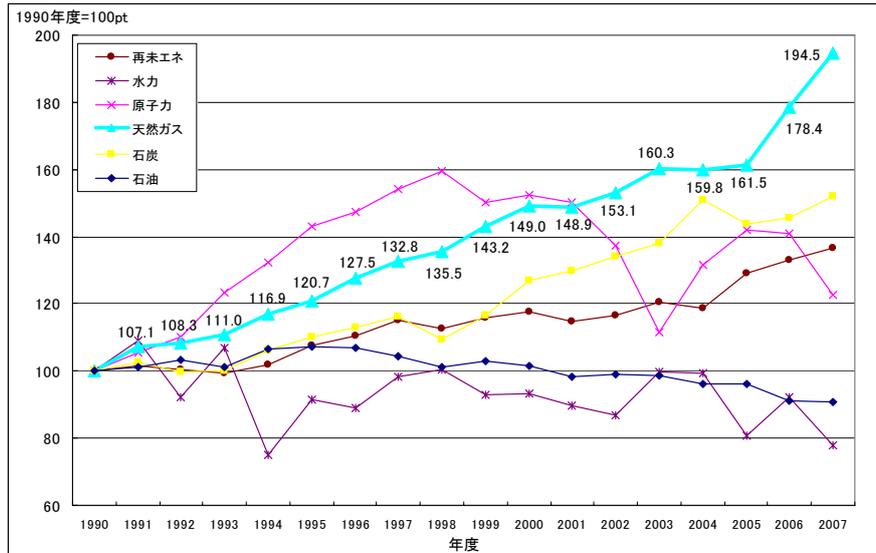
図 1-6 一次エネルギー国内供給の推移



(資料) 平成 19 年度 (2007 年度) におけるエネルギー需給実績

(資源エネルギー庁 2009 年 4 月)

図 1-7 一次エネルギー国内供給 (構成比) の推移



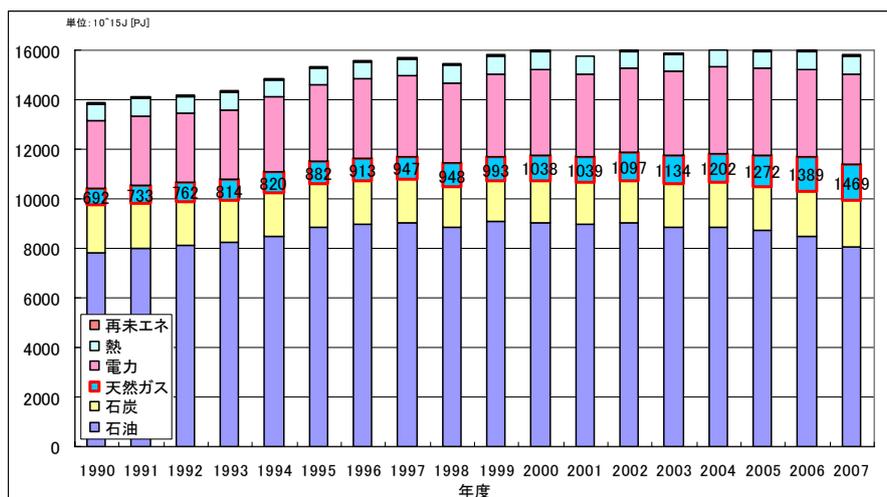
(資料) 平成 19 年度 (2007 年度) におけるエネルギー需給実績
(資源エネルギー庁 2009 年 4 月)

図 1-8 エネルギー国内供給（指数）の推移

(3) わが国のエネルギー消費の動向

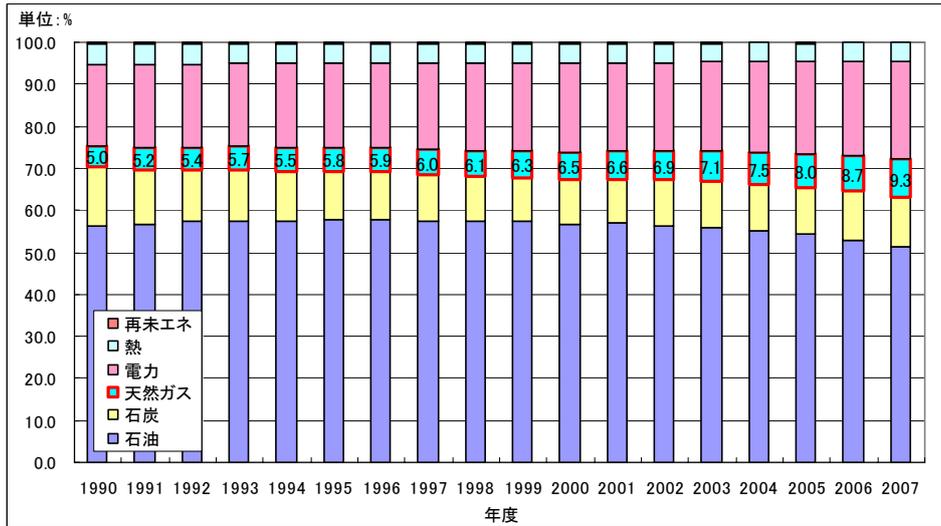
天然ガスの需要動向は、1990 年度以降増加傾向にあり、2007 年度には 1990 年度の 2 倍以上の需要量となっている。(図 1-9、図 1-10、図 1-11)

需要増加の背景としては、COP3 を契機とした地球温暖化への対応のため、環境負荷低減に資する天然ガスへの転換がインフラ整備とあいまって進んだ結果、工業用で大きく需要が伸びたことなどがあげられる。



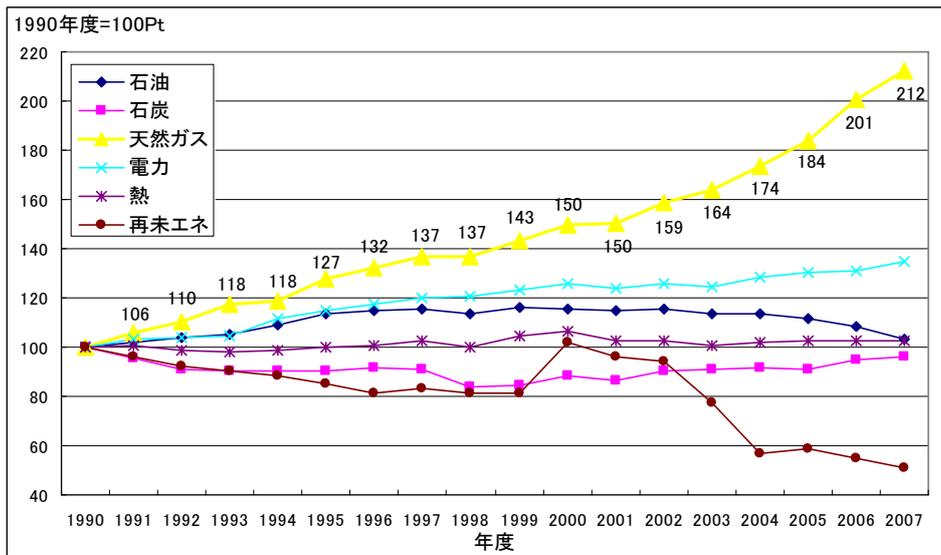
(資料) 平成 19 年度 (2007 年度) におけるエネルギー需給実績
(資源エネルギー庁 2009 年 4 月)

図 1-9 最終エネルギー国内消費の推移



(資料) 平成 19 年度 (2007 年度) におけるエネルギー需給実績
 (資源エネルギー庁 2009 年 4 月)

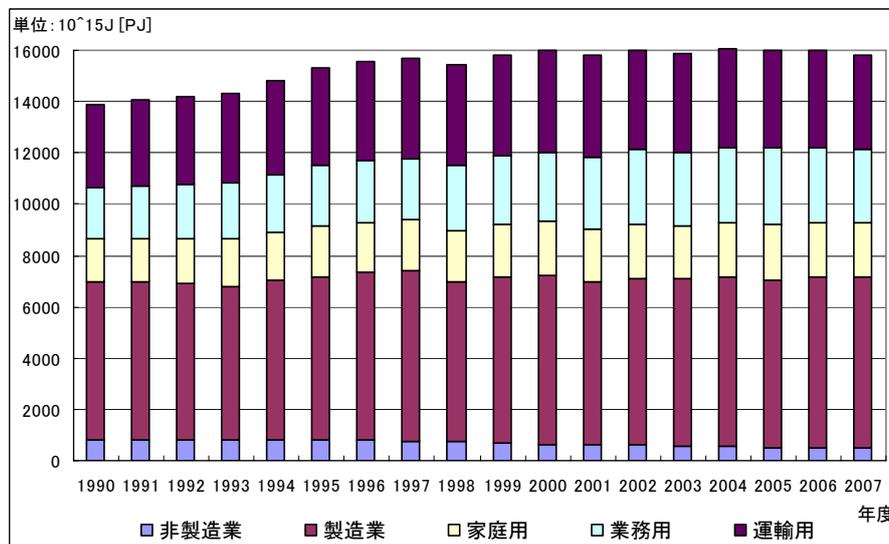
図 1-10 最終エネルギー国内消費（構成比）の推移



(資料) 平成 19 年度 (2007 年度) におけるエネルギー需給実績
 (資源エネルギー庁 2009 年 4 月)

図 1-11 最終エネルギー国内消費（指数）の推移

用途別での最終エネルギー国内消費の推移では、業務用での消費量拡大が大きく、1990年度に比較して2007年度には、約1.4倍の消費量となっている。これに対して、非製造業では、1990年度に比較して2007年度には、約6割程度まで消費量が削減している。



注：「非製造業」：農林水産業、鉱業、建設業の法人ないし個人の産業活動により、農地・鉱山・建設現場などで消費されたエネルギーを表現

「製造業」：製造業に属する法人企業あるいは個人企業が、工場・事業所の内部で消費したエネルギーを表現

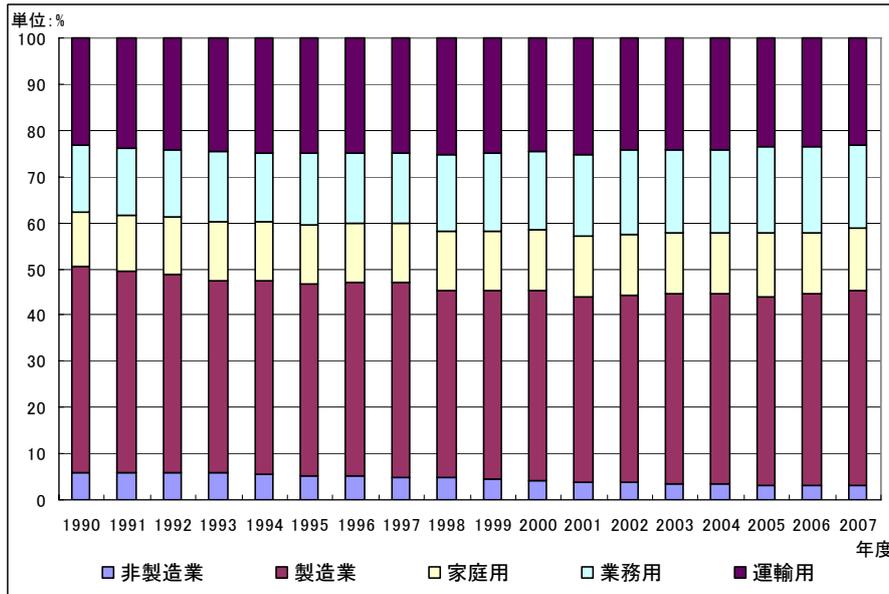
「家庭用」：家計が住宅内で消費したエネルギー消費を表現

「業務用」：第三次産業が事業所内で消費したエネルギー消費や他のいずれの最終消費部門にも帰属しない最終エネルギー消費を表現

「運輸用」：企業・家計が住宅・工場・事業所の外部で人・物の輸送・運搬に消費したエネルギーを表現

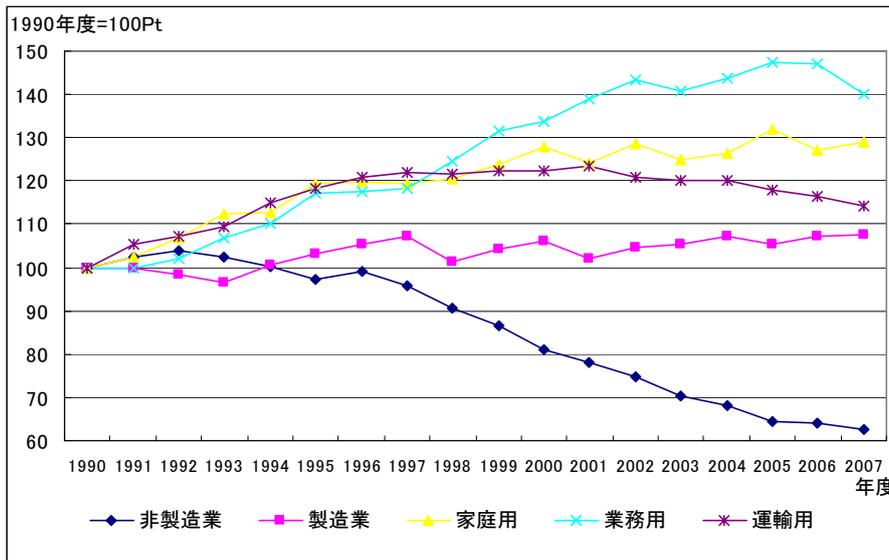
(資料)エネルギーバランス表(資源エネルギー庁 2009年4月)

図 1-12 最終エネルギー国内消費（用途別）の推移



(資料) エネルギーバランス表 (資源エネルギー庁 2009年4月)

図 1-13 最終エネルギー国内消費 (用途別/構成比) の推移



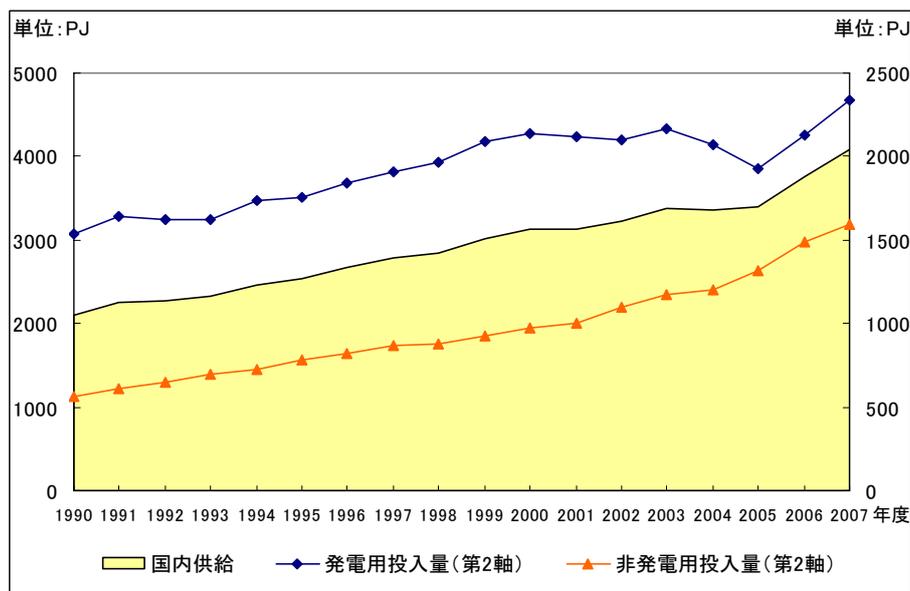
(資料) エネルギーバランス表 (資源エネルギー庁 2009年4月)

図 1-14 最終エネルギー国内消費 (用途別/指数) の推移

第3節 国内の天然ガス需給動向の整理

(1) 天然ガスの国内供給動向

天然ガスの部門別国内供給及び消費量の推移では、国内供給全体では1990年度に約2000PJ強であったものが、2007年度には約4000PJに拡大している。部門別の消費動向では、非発電用投入量が1990年度に比較して2007年度には大きく拡大している。



(資料)平成19年度(2007年度)におけるエネルギー需給実績

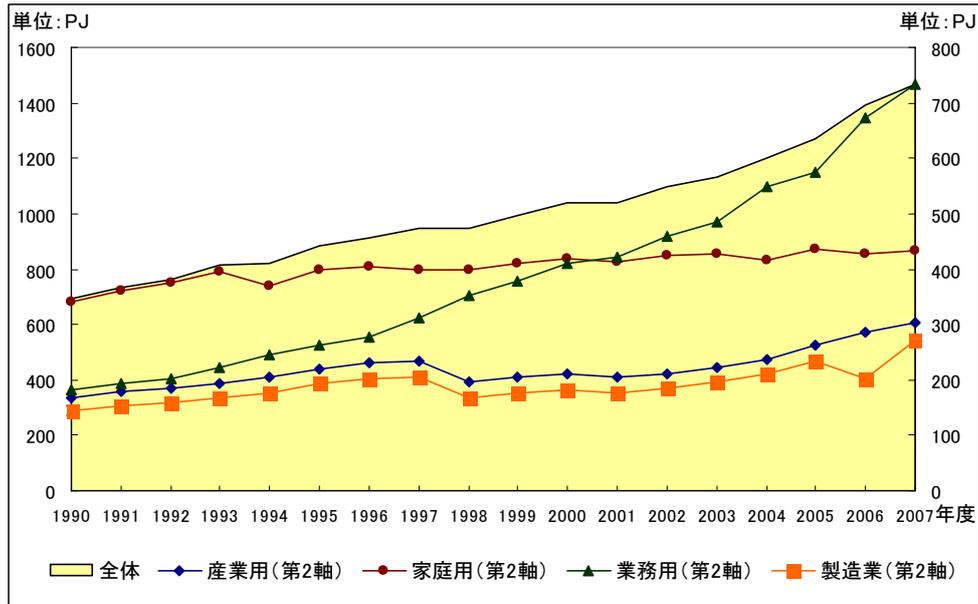
(資源エネルギー庁 2009年4月)

図1-15 天然ガスの国内供給及び消費量(部門別)の推移

(2) 天然ガスの国内需要動向

天然ガスの用途別の最終消費動向では、最終消費量全体では1990年度に約700PJであったものが2007年度には約1400PJと倍増している中で、とくに業務用の消費量は、1990年度に約200PJであったものが、2007年度には約700PJと大きく拡大している。

これに対して、家庭用の消費量は1990年度と2007年度で大きな差はない。これは、社会構造として核家族化と高齢化が進展したことに加えて、省エネガス機器の普及などの影響があると考えられる。



(資料) エネルギーバランス表(資源エネルギー庁 2009年4月)

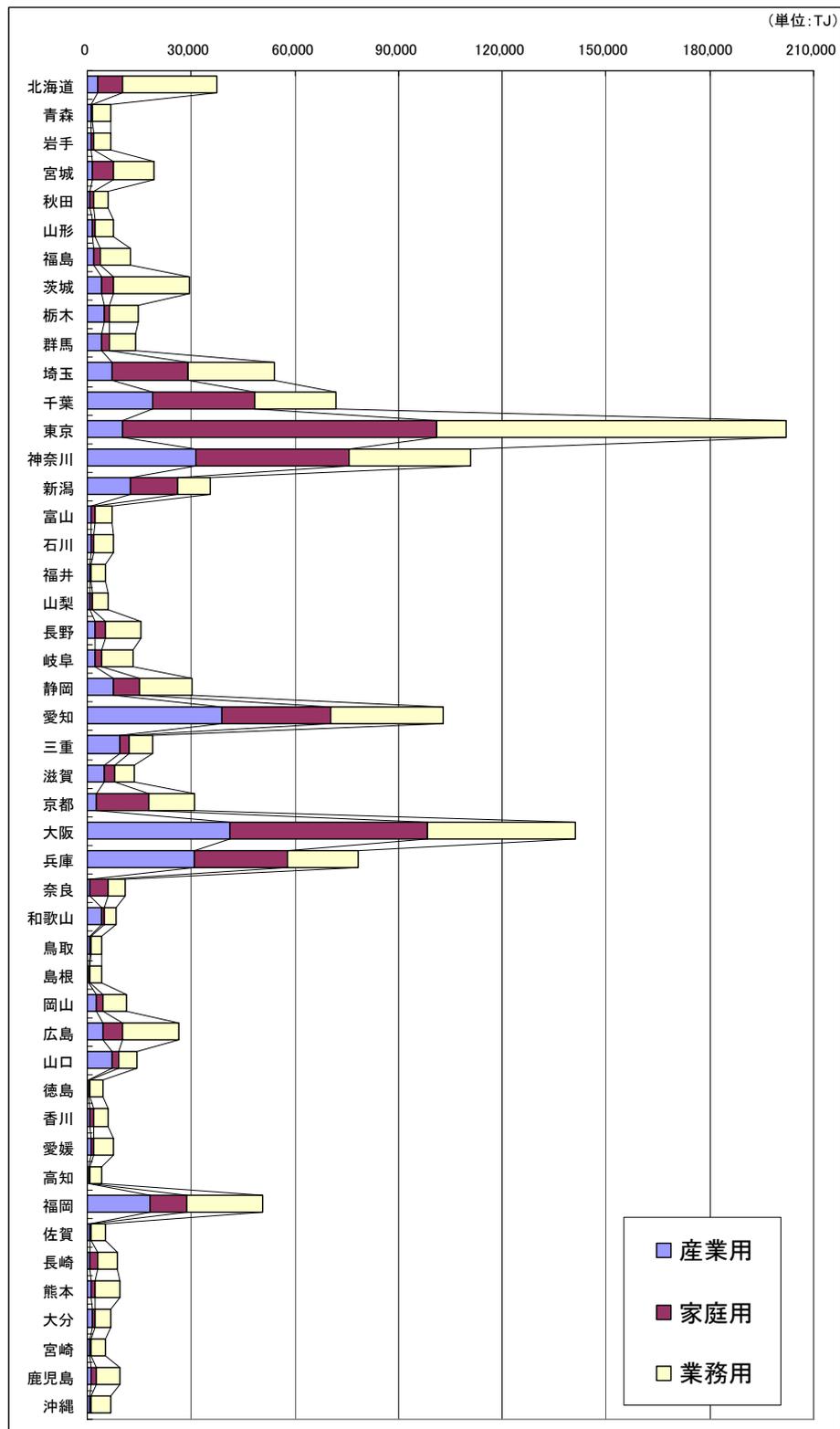
図 1-16 天然ガスの最終エネルギー消費（用途別）の推移

(3) 天然ガスの都道府県別消費概況

都道府県別の天然ガスの部門別消費概況は、次頁以降の図のとおりである(図 1-17、図 1-18)。

消費量は、東京圏、名古屋圏、阪神圏、福岡の大都市部での消費概況を除くと東日本の各都道府県での消費が中京、近畿、中四国、九州の各府県での消費量に比較して相対的に大きくなっている。

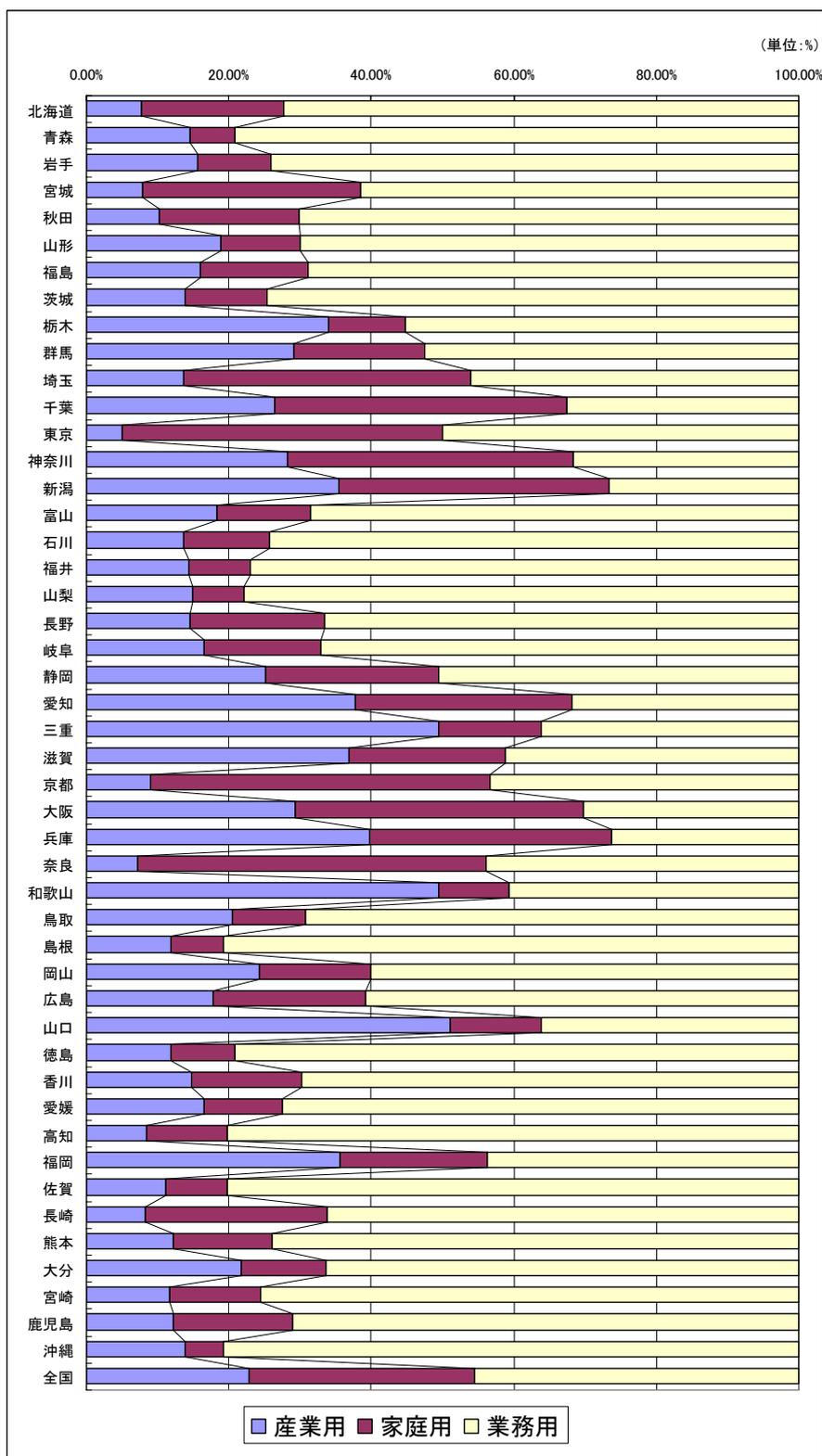
用途別での消費概況は、東日本の北海道、青森県、岩手県、宮城県、秋田県、山形県、福島県、茨城県の各道県、北陸・中部圏の富山県、石川県、福井県、長野県、岐阜県の各県、四国四県、福岡県を除く九州各県において、産業用部門での消費割合が全国平均と比較して低くなっている。



(注) 「エネルギーバランス表」は、事業者アンケートによる産業用のみで、全数調査ではない。また「家庭用」、「業務用」は推計値で、実態との乖離が見られる傾向がある。

(資料) エネルギーバランス表 (資源エネルギー庁 2009年4月)

図 1-17 天然ガスの国内消費概況 (都道府県別/用途別/2007年度) /実数値



(注) 「エネルギーバランス表」は、事業者アンケートによる産業用のみで、全数調査ではない。また「家庭用」、「業務用」は推計値で、実態との乖離が見られる傾向がある。

(資料) エネルギーバランス表 (資源エネルギー庁 2009年4月)

図 1-18 天然ガスの国内消費概況 (都道府県別/用途別/2007年度) / 構成比

第4節 国内の天然ガス関連施設の整備動向

(1) LNG 受入基地

①輸入基地

わが国の LNG 輸入基地は、全国で 28 箇所整備されている。特に東京電力及び東京ガスの袖ヶ浦は最大の受入能力を有している。なお、LNG 輸入基地の立地状況は、本州太平洋側に 21 箇所、九州に 5 箇所、四国に 1 箇所、本州日本海側に 1 箇所の配置となっている。

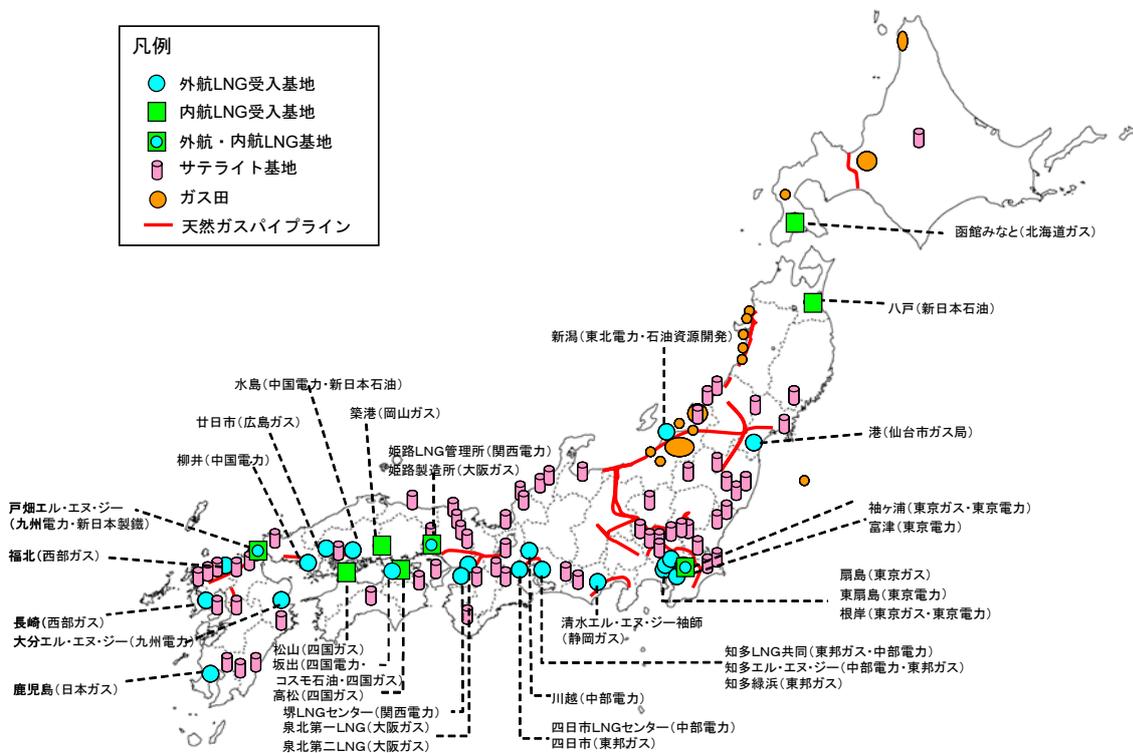
2010 年 3 月時点において、石狩 LNG 基地（北海道ガス）（2012 年受入開始予定）、和歌山 LNG 基地（関西電力）（2017 年度以降）、吉の浦 LNG 基地（沖縄電力）（2010 年）、日立基地（東京ガス）（2015 年受入開始予定）、ひびき LNG 基地（西部ガス）（2014 年受入開始予定）、八戸 LNG 輸入基地（新日本石油）（輸入基地への変更）の計画が進められている。

②内航 LNG 基地

【出荷基地】

内航 LNG 船の出荷基地は、全国で 3 箇所となっている。袖ヶ浦基地（東京ガス、東京電力）、姫路製造所（大阪ガス）、戸畑エル・エヌ・ジー（九州電力、新日本製鐵）である。

なお、現在整備が進められている石狩 LNG 基地及び八戸 LNG 輸入基地は、外航 LNG 船受入バースとともに内航 LNG 船及びローリー出荷設備が整備される予定である。



(資料) エネルギー基本計画

図 1-19 わが国の LNG 基地

【受入基地】

内航 LNG 船の受入基地は、全国で 5 箇所となっており、函館みなと基地（北海道ガス）、八戸基地（新日本石油）、築港基地（岡山ガス）、高松基地（四国ガス）、松山基地（四国ガス）である。受入基地の立地状況としては、瀬戸内海沿岸と東北・北海道に集中している。

なお、北海道勇払地区（北海道苫小牧市（石油資源開発）2011 年 11 月受入予定）及び釧路 LNG 基地（北海道ガス、新日本石油）において、内航船受入基地の整備計画が進められている。

以下では、参考として、石狩 LNG 基地、北海道勇払地区の内航船受入基地、八戸 LNG 輸入基地、釧路 LNG 基地、日立港 LNG 輸入基地、ひびき LNG 輸入基地の整備計画の概要を紹介する。

【参考 1】石狩 LNG 基地の建設計画概要

- 1) 建設場所 石狩市新港中央 4 丁目（石狩湾新港中央埠頭）
- 2) 敷地面積 約 10 万 m²
- 3) 主な設備 LNG タンク（18 万 kl×1 基）、LNG 気化器、外航 LNG 船受入バース、内航 LNG 船およびローリー出荷設備 等
- 4) 運転開始 2012 年 12 月予定（2013 年 12 月の当初計画を 1 年前倒し）
- 5) 総事業費 約 400 億円

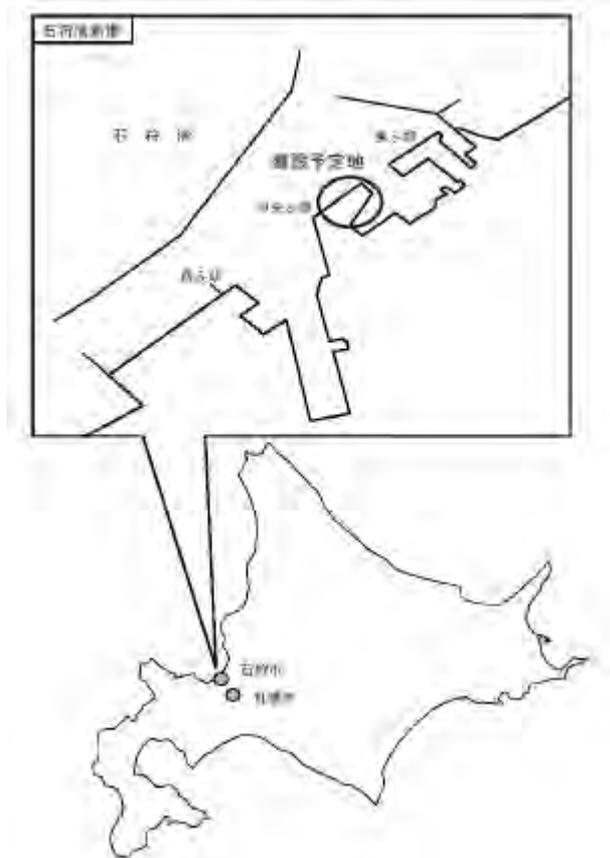


図 1-20 石狩 LNG 基地建設計画の概要

【参考 2】北海道勇払地区における LNG 受入基地建設について

石油資源開発（株） 2009 年 11 月 27 日 プレスリリース より

石油資源開発株式会社（以下「当社」）は、2011 年度以降の北海道における天然ガスの冬期ピーク需要への安定供給対策を進めるため、勇払油ガス田のある北海道釧業所（北海道苫小牧市）に LNG（液化天然ガス）受入基地を建設し、LNG 内航船輸送による LNG の受入を行うことといたしましたので、お知らせします。

勇払油ガス田は当社の北海道内における唯一の天然ガス供給ソースであり、お客様の需要変動に対して柔軟で且つ安定的な供給体制を構築するためには、勇払油ガス田の天然ガスに加えて外部調達 LNG を併用して供給を行うことが最善との判断に至りました。

当社は外部調達 LNG と国産天然ガスとのベストミックスにより、北海道内の天然ガス供給体制の強化を図り、安定供給を確実なものとし、今後とも北海道におけるクリーンエネルギー天然ガスの普及に努め、安定供給の確保に万全を期してまいります。

なお、今後、LNG 受入基地建設並びに LNG 導入に必要な諸準備にあたりましては、地元関係者のご理解のもとで、安全に LNG の導入が図れるようにいたします。

〔勇払 LNG 受入基地の概要〕

建設場所：苫小牧市字沼ノ端 134（当社北海道釧業所敷地内）

主な設備：LNG タンク（3,000kl 程度）、LNG 気化器、内航船受入ローディングアーム

予定工期：2010 年 6 月着工、2011 年秋完成、同年 11 月第 1 船受入

【参考 3】「八戸 LNG 輸入基地」を中心とする天然ガス・LNG 供給計画について

新日本石油 2010 年 1 月 7 日 プレスリリース より

当社（社長：西尾進路）は、青森県八戸港河原木地区ポートアイランド（以下、「ポートアイランド」）に LNG 輸入基地（以下、「八戸 LNG 輸入基地」）を建設することを決定するとともに、同輸入基地の二次基地として、当社釧路西港油槽所跡地に北海道ガス株式会社と共同で内航船受入基地（以下、「釧路 LNG 基地」）の建設について検討を開始しましたので、お知らせいたします。

併せまして、「八戸 LNG 輸入基地」向けの LNG 調達について、米国シェブロン社のオーストラリア子会社（以下「シェブロン社」）と「LNG 売買に係る基本合意書」（HOA : Heads of Agreement）を締結しましたのでお知らせいたします。

当社は 2007 年 3 月、八戸市に LNG 内航船受入基地「八戸 LNG 基地」を建設し、北東北 3 県（青森、岩手、秋田）に天然ガスと LNG を供給してまいりました。

「八戸 LNG 輸入基地」は、今後も同地域において産業用を中心に需要増加が見込まれることに加え、さらなる供給エリアの拡大に対応すべく、ポートアイランドに建設するものです。

ポートアイランドは、青森県が八戸港の長期的な整備方針を取りまとめた「八戸港港湾計画」において、北東北のエネルギー供給拠点と位置付けられており、当社は今後、青森県および八戸市と「事業所開設に係る基本協定書(立地協定書)」を締結のうえ具体的な協議・手続きを進め、2010年度には基地建設に着工し、2015年4月に運転を開始する予定です。

また、「釧路 LNG 基地」は、天然ガス・LNG 需要が見込まれる道東地域向けに、八戸 LNG 輸入基地から受け入れる LNG を供給する拠点とするものです。現在、石狩市で LNG 輸入基地の建設を進める北海道ガス株式会社と共同で、その建設・運営ならびに両社輸入基地からの内航船による LNG 供給方法について検討を進めてまいります。

また、これに併せ、シェブロン社がオペレーターとして西オーストラリア州で開発を進めるゴゴン・プロジェクトより、年間 30 万トンの LNG を購入することについて基本合意に至りました。今後は、シェブロン社と取引の詳細を定める契約の締結に向けて協議を進めてまいります。

当社は、今後とも総合エネルギー企業として、環境特性に優れた天然ガス・LNG の普及と、その事業展開を通じた地域振興に貢献してまいります。

[計画の概要]

1. 「八戸 LNG 輸入基地」の概要

- ・建設場所：青森県八戸港河原木地区ポートアイランド
- ・敷地面積：11.4 万 m²（予定）
- ・主要設備：LNG タンク（14 万 K L × 2 基）、LNG 外航船受入設備、
LNG 内航船出荷設備、天然ガス気化設備、タンクローリー出荷設備 等
- ・運転開始：2015 年 4 月（予定）

2. 「釧路 LNG 基地」の検討概要

- ・建設場所：新日本石油釧路西港油槽所跡地（北海道釧路市）
- ・敷地面積：4.5 万 m²
- ・主要設備：LNG タンク、LNG 内航船受入設備、天然ガス気化設備
タンクローリー出荷設備 等
- ・運転開始：未定

3. シェブロン社と締結した基本合意書（HOA）の概要

- ・売主 : シェブロン・オーストラリア社 (Chevron Australia Pty Ltd)
シェブロンTAPL社 (Chevron (TAPL) Australia Pty Ltd)
- ・買主 : 新日本石油株式会社
- ・締結日 : 2009年12月15日
- ・契約期間 : 2015年(予定) から15年間
- ・契約数量 : 30万トン/年

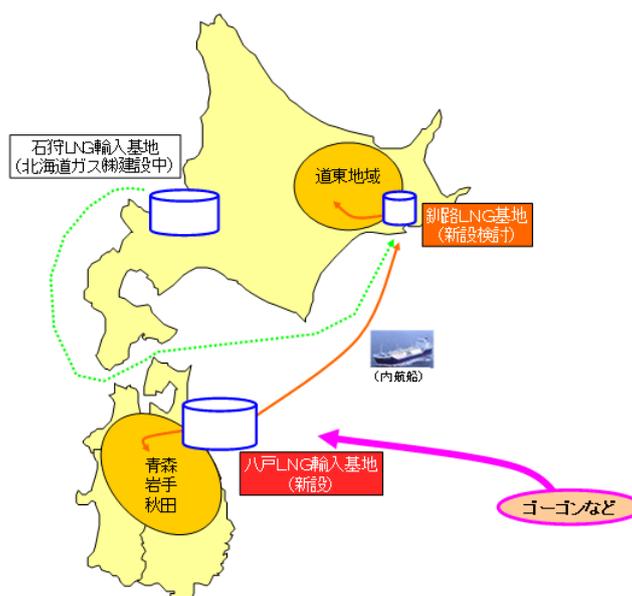


図 1-21 北東北地域と北海道東地域における LNG 供給イメージ

【参考 4】茨城県における天然ガスインフラ整備について

～低炭素社会の実現と地域経済のさらなる活性化を目指して～

東京ガス（株） 2010年2月24日 プレスリリース より

東京ガス株式会社（社長：鳥原 光憲）は、本日、茨城県における天然ガスインフラ整備計画を、今後、早期に具体化していくことを決定し、あわせて茨城県および日立市にその推進に向けた協力を依頼いたしました。

本計画は、茨城県日立市に LNG 基地を建設するとともに、同基地を拠点に、県内各地の天然ガス需要に応じパイプラインを敷設し、栃木県真岡市にある既存のパイプラインに接続するものです。当社は、本計画について、2009年1月30日に発表した「2009年度～2013年度グループ中期経営計画」において、将来を見据えた基幹インフラの積極的拡充策の一環として位置づけ、2017年度を目途にその実現に向けた検討を進めていくこととしておりましたが、昨今の地球温暖化対策に対する社会的・国際的な関心の高まりや、地元からの強い要請などを踏まえ、本計画の早期具体化を決定いたしました。

天然ガスは環境性、供給安定性に優れたエネルギーとして、今後も民生用、産業用など幅広い分野においてそのニーズが拡大すると考えられます。当社は、天然ガスの普及促進を通して、

「低炭素社会の実現」という国の環境エネルギー政策に貢献するとともに、茨城県の経済発展ならびに地域の活性化に少しでも寄与できるよう努めてまいります。また当社は、日立市において1945年から60年あまりにわたりガス事業を展開しており、今後とも地域の一員として市民生活と産業活動をエネルギー面から支え続けてまいります。

なお今後につきましては、「茨城県における天然ガスインフラ整備」に関する基本合意に基づき、県、日立市、海上保安庁など関係者の皆さまと協議を進めて詳細を決定してまいります。当社といたしましては、「安全確保」に万全を期すとともに、本計画の早期具体化に向けて、関係者ならびに県民、地元の皆さまのご理解とご協力を賜りますようお願い申し上げます。

[計画の概要]

1) 設備概要

①LNG基地（茨城港日立港区内）：LNGタンク1基（20万klクラス）ほか

②パイプライン（茨城県日立市～栃木県真岡市）：高压導管（口径600mm、約90km）

2) 設備投資額：概算総額1,000億円程度

3) 稼働予定時期：2009年度～2013年度グループ中期経営計画で検討していた2017年度の稼働予定時期を可能な限り前倒しし、2015年度を目標

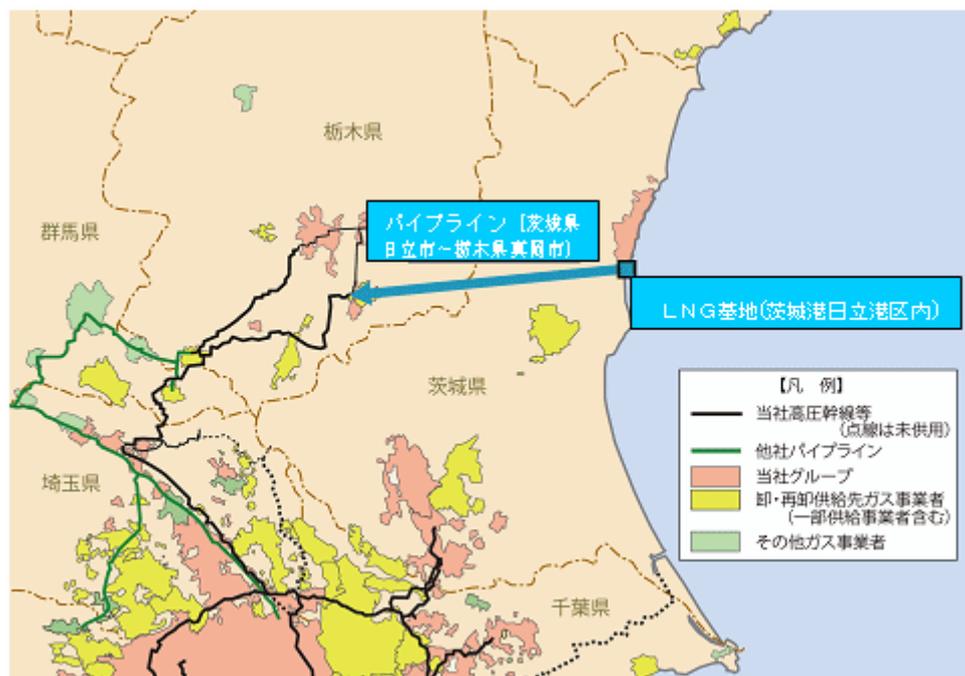


図 1-22 天然ガスインフラ整備のイメージ

【参考5】大型 LNG 受入基地の建設について

西部ガス（株） 2010年2月18日 プレスリリース より

西部ガス株式会社は、平成21年2月から、北九州市響灘地区に大型 LNG（液化天然ガス）船の受入可能な LNG 基地（以下、ひびき LNG 基地）の建設について、本格検討を続けてきました。FS（事業化可能性調査）、港湾関係委員会、基本設計等が順調に進み、このたび、同基地を建設することを決定しましたのでお知らせします。

ひびき LNG 基地の建設は、

- ・大口産業用分野を中心とする需要拡大に積極的に取組み、低炭素社会の実現に貢献する
- ・高圧導管の整備等により、福岡県の分散している設備を集約し、コストの低減を図る
- ・LNG 船を小型船から大型船にし、LNG 調達の自由度向上とコストの低減を図ることを可能とします。

ひびき LNG 基地は、当社の天然ガス供給基盤を大きく改善する中核基地となるものであり、経営基盤の強化に資するものと考えております。

当社では、天然ガスの供給を通じて、北部九州の低炭素社会の実現に貢献してまいります。

[ひびき LNG 基地建設計画の概要]

- 1) 建設場所：北九州市響灘地区（北九州市若松区）
- 2) 敷地面積：約 25 万 m²
- 3) 主要設備：LNG タンク(18 万 kl×2 基)、LNG 気化器、ローリ出荷設備、外航 LNG 船受入バース 等
- 4) 総事業費：約 700 億円
- 5) 着工時期：平成 22 年 6 月（予定）
- 6) 運転開始：平成 26 年 11 月（予定）

[建設場所、完成予想図]



図 1-23 ひびき LNG 基地建設場所及び完成予想図

(2) 天然ガス輸送関連施設の動向整理

①天然ガス輸送の流れ

天然ガスは、ガス田からパイプラインで生産基地に輸送され、脱硫等の前処理を経て、液化される。液化された天然ガス（LNG）は専用の船舶によって受入基地まで海上輸送される。

受入基地では気化設備によって気化され、付臭および熱量調整を経て、都市ガスという形で家庭や工場に供給される。

また受入基地に輸送された LNG は地方のサテライト基地に二次輸送される場合もある。二次輸送の輸送手段として、パイプライン、ローリー、貨車コンテナ、内航 LNG 船が挙げられる。天然ガス輸送の流れを下図（図 1-24）に示す。

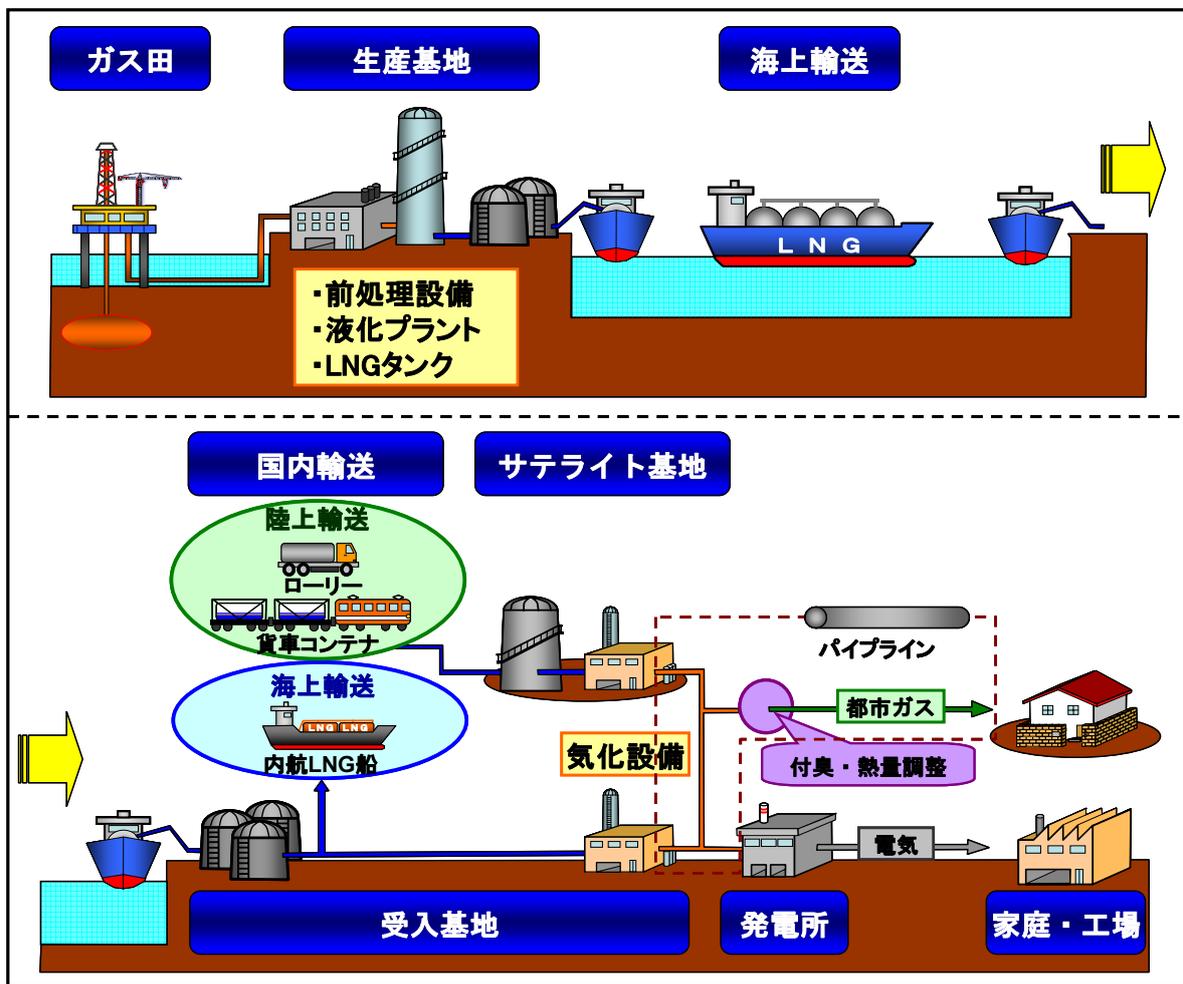


図 1-24 天然ガス輸送の流れ

②基地

【生産基地（積地基地）】

生産基地は、ガス田より輸送された天然ガスから LNG を生産（前処理、液化）、貯蔵し、LNG 船へ LNG を積荷する施設である。生産基地の概要フローを下図（図 1-25）に、設備の概要を下表（表 1-2）に示す。

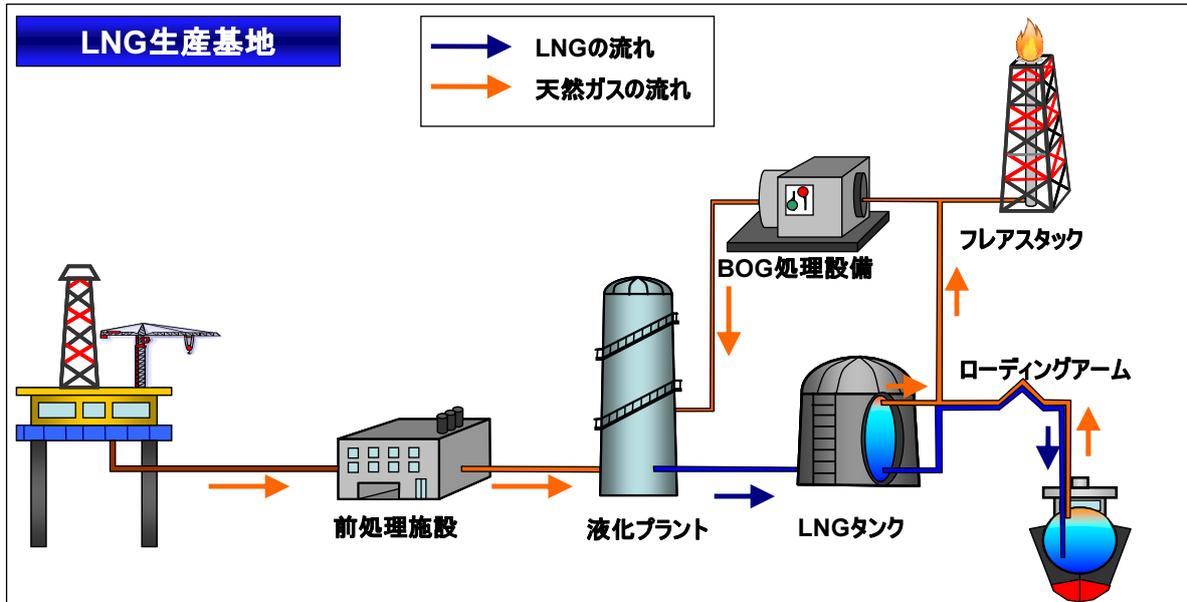


図 1-25 LNG 生産基地

表 1-2 LNG 生産基地の設備

設備名	機能概要
前処理施設	天然ガス田から輸送されたガスから、酸性ガスや水銀や水分、油分、不純物や重質炭化水素等を除去する施設。
液化プラント	-162℃まで冷却し天然ガスを液化する施設。液化プロセスは大別すると①カスケードプロセス（エタン、エチレン、プロピレンなど温度レベルの異なる単一成分冷媒の冷凍サイクルを何段か組み合わせ、多段で天然ガスを液化する方式）②混合冷媒プロセス（エタン、プロパンなどよりなる混合物冷媒を用いる方式）③エキスパンダープロセス（高圧の天然ガスの一部を減圧膨張させながらエキスパンダータービンを駆動するとともに、自己冷却したガスを冷媒として残りの天然ガスを液化する方式）の3つがある。生産量の変動が無い場合は②混合冷媒プロセス、少量短期生産には③エキスパンダープロセスが用いられることが多い。

LNG タンク	LNG 貯蔵施設。-162℃の超低温 LNG を貯蔵するため、タンク内側は低温に強いニッケル鋼等の特殊な金属と保冷材でできている。タンクの種類には地上式と地下式があり、地下式では、周囲の土が凍結しないようヒートフェンスを設置している。
フレアスタック	LNG タンクで気化した余剰ガス（可燃性・臭気有り）を安全に燃焼させて大気に放出させる設備。
ローディングアーム	LNG を陸上タンクから LNG 船へ積荷するための設備で、液用とガス用がある。液用は LNG 船への受入、ガス用は LNG 船タンク圧力を一定に保つために LNG 船タンク内で気化したガスを陸上タンクに戻す働きをしている。なお LNG の積荷には陸上のポンプを使用する。
栈橋・係留施設	LNG 船・タグボート等が着栈するための設備。ドルフィンやフェンダー、荷役緊急遮断装置や船陸通信設備等が必要となる。
その他	管制・コントロール施設や発電施設、消防施設等も設置されている。

【受入基地（揚地基地）】

受入基地は、LNG 船によって輸送された LNG を受け入れ、貯蔵し、再ガス化して供給、または LNG のまま二次輸送する施設である。LNG 受入基地の概要フローを下図（図 1-26）に、設備の概要を次頁表（表 1-3）に示す。

なお、サテライト基地は受入基地の縮小版であり、二次輸送された LNG を受け入れ、ガス化し、供給する為の基地である。

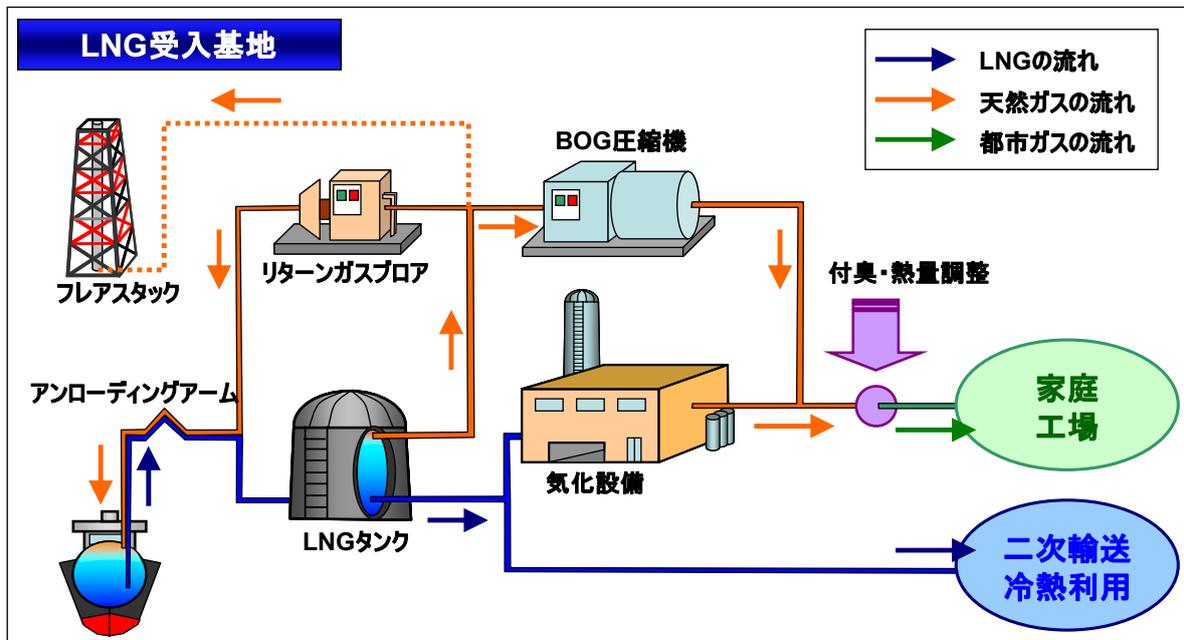


図 1-26 LNG 受入基地

表 1-3 LNG 受入基地の設備

設備名	機能概要
栈橋・係留施設	LNG 船・タグボート等が着栈するための設備。ドルフィンやフェンダー、荷役緊急遮断装置や船陸通信設備等が必要となる。
アンローディングアーム	LNG を LNG 船から揚荷するための設備で、液用とリターンガス用がある。液用は陸上タンクへの受入、リターンガス用は LNG 船のタンク圧力を一定に保つために陸上タンクのガスを LNG 船に戻す働きをしている。LNG の揚荷は LNG 船に搭載されているカーゴポンプを使用する。
LNG タンク	LNG 貯蔵施設。-162℃の超低温 LNG を貯蔵するため、タンク内側は低温に強いニッケル鋼等の特殊な金属と保冷材でできている。タンクの種類には地上式と地下式があり、地下式では、周囲の土が凍結しないようヒートフェンスを設置している。
フレアスタック	LNG タンクで気化した余剰ガス（可燃性・臭気有り）を安全に燃焼させて大気に放出させる設備。
リターンガスブローア	LNG 船のタンクの圧力を維持するために、LNG タンクで気化したガスを LNG 船のタンクに戻す設備。
BOG 圧縮機	LNG タンク内で気化したガスを昇圧して送り出す設備。LNG タンク内のガス圧力を所定の圧力に保つ働きがある。
気化設備	LNG を気化させる設備。LNG が流れるパイプに海水や温水をかけ、気化させる「オープンラック式ベーパーライザー（ORV）」、温水槽に LNG が流れるパイプを通す「サブマージド型ベーパーライザー（SMV）」、その他、空気温水式やトライエックス式といった気化設備がある。
付臭・熱量調整設備	ガス漏れの際に気付かれるように、無色無臭の天然ガスにあえて「におい」を付ける設備。また、LPG を混合することで天然ガスの熱量等の成分のバラツキを調整する施設。
その他	管制・コントロール施設や発電施設、消防施設等も設置されている。

③輸送手段

天然ガス、LNG の輸送手段であるパイプライン、ローリー、貨車コンテナ、船舶（LNG 船）の 4 つについての概要を以下にまとめた。

【パイプライン】

天然ガスの輸送手段であるパイプラインは、大量かつ安定的に天然ガスの輸送が可能であり、年間で 100 万トン程度までの輸送が可能である。パイプラインは供給源から需要端まで全てを同時に建設・整備することが必要であり、地下埋設のため初期投資や拡張性については、他より劣る部分がある。しかし耐用年数が 40 年と長く、運転コストが低いことや、ガスを輸送するにあたって気象状況、交通状況などによる影響を受けにくいことや環境負荷が少ないことが利点である。

【ローリー】

LNG の輸送手段であり、供給先や供給量の自由度、柔軟性が高い。ローリー輸送に使用されるタンクは最大約 15 トンの LNG を積載可能である。ヒアリングより初期投資としては、車両費（5,000 万円程度）やサテライト基地の建設費（1～7.5 億円程度）が挙げられる。荷主の費用負担は、長期契約（10 年間など）を結び、車両費や人件費を含む LNG 輸送に係る全ての費用を負担することが多いが、スポット契約による場合もある。ローリー輸送は道路のある所であればどこでも輸送可能であるが、道路法に基づき、長大・海底トンネルの通行や使用ができない高速道路等も存在するなどの制約がある。またドライバーの労働時間や高圧ガス保安法（1 日 9 時間以上の走行の場合ドライバーは 2 人以上とする）による制約もある事から、200km～300km 程度を輸送範囲としている。その他の法律面での制約としては、車両の構造に関する道路運送車両法等がある。



図 1-27 輸送手段：ローリー

【貨車コンテナ】

LNG 輸送手段。鉄道輸送に使用されるコンテナは、魔法瓶状のタンク体を鉄骨フレーム等で補強されており、20ft、30ft、40ft の 3 種類のコンテナには、それぞれ 5.6 トン、10 トン、13.5 トンの LNG を積載できる。鉄道輸送は専用軌道上を走行するため、安定的な輸送が可能であり、ローリー輸送に比べ CO₂ 等の排出も少なく、環境性に優れている。しかし地理的に輸送不可能なエリアも存在することや、ダイヤによる制約を受けるといった欠点もある。輸送距離としては、ローリー輸送の 2 名乗車が求められる範囲である 200km～300km 程度以上において、コスト的に優位となる場合もある。現在 LNG の鉄道輸送が行われているのは、新潟から青森、秋田、金沢、富山の 4 区間、苫小牧から旭川、釧路、帯広の 3 区間、姫路から富山の 1 区間の計 8 区間である。遵守すべき法律として、高圧ガス保安法が挙げられ、コンテナの貯蔵所の設置について規制がある。



図 1-28 輸送手段：貨車コンテナ

【船舶（LNG 船）】

LNG 輸送手段。外航船と内航船の 2 つに分類して以下のとおりまとめた。

〈外航船〉

LNG 船にはタンクの形状から大別してモス型とメンブレン型の 2 種類がある。下表にモス型とメンブレン型の比較表を示す。

タンク容量は 145,000m³ や 155,000~165,000m³ が主流であるが、最近では 216,000m³（カターフレックス）や 260,000m³（カタールマックス）という大型船も造られている。

表1-4 モス型とメンブレン型の比較

	モス型	メンブレン型
構造	船体から独立した球形タンク。円筒形の支持構造（スカート）によりタンクを船体に固定している。	船体内部に防熱材を取り付けてその表面をメンブレン（金属の薄膜）で覆った構造。
メリット	<ul style="list-style-type: none"> • LNGの蒸発が少ない • 検査、保守空間が船倉内に確保できる。 • 衝突、座礁等の海難時のLNG漏洩に対する安全性が高い 	<ul style="list-style-type: none"> • LNG積載量が多い • 甲板がフラットでコンパクトな船型になる • タンク熱容量が小さいため積み降ろしの際の熱の無駄が少ない
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> • 船倉の空間利用率が悪い 	<ul style="list-style-type: none"> • タンク外部からの検査、保守ができない • タンクを造る際に高精度の作業が必要 • 貨物積載率に制限がある
断面		



〈内航船〉

国内初の内航 LNG 船「第一新珠丸」が平成 15 年に北九州～高松間で就航し、現在では下図に示す 4 隻の内航 LNG 船が国内の LNG 二次輸送に従事している。4 隻ともタンク容量約 2,500m³ となっており 1 回の輸送で約 1,000 トンの LNG を輸送できる。輸送距離は姫路～築港間の 100km から袖ヶ浦～函館間の 850km となっている。荷主は 20 年契約で船舶の建造費や人件費、管理費を支払う必要があり、燃料費等の変動費もその都度支払う。内航 LNG 船は耐圧性の高い蓄圧タンクを採用しており BOG の発生を抑える事で汎用ディーゼルエンジンが使用可能になったことや、緊急離脱装置の装着も事業者判断事項となっている事などが、建造費のコスト削減要因となっている。なお、LNG を輸送するに当たって、法律的な制約は存在しないが、事業者は当該地域の海上保安部を含めた防災に関する専門委員会において航行に関する合意を形成している。

NORTH PIONEER		第一新珠丸					
航路	袖ヶ浦～函館	航路	北九州・姫路～築港・高松・松山				
総トン数	3056GT	総トン数	2936GT				
全長	89.2m	全長	86.29m				
幅	15.3m	幅	15.1m				
タンク容量	2513m ³	タンク容量	2513m ³				
航海速力	13.3knot	航海速力	12.7knot				
主機関	ディーゼル	主機関	ディーゼル				
引渡	2005年11月	引渡	2002年11月				
船主	運輸施設整備支援機構・日本液化ガス輸送	船主	運輸施設整備支援機構・新和ケミカルタンカー				
運航	イイノガストランスポート	運航	新和ケミカルタンカー				
建造造船所	川崎造船・新来島どっく	建造造船所	川崎造船・檜垣造船				
							
				鶴令丸		第二新珠丸	
				航路	袖ヶ浦～八戸	航路	北九州・姫路～築港・高松・松山
				総トン数	2952GT	総トン数	2930GT
				全長	86.29m	全長	86.29m
				幅	15.1m	幅	15.1m
				タンク容量	2512m ³	タンク容量	2513m ³
				航海速力	13knot	航海速力	12.7knot
主機関	ディーゼル	主機関	ディーゼル				
引渡	2008年11月	引渡	2008年10月				
船主	鶴見サンマリン	船主	中央海運				
運航	鶴見サンマリン	運航	新和ケミカルタンカー				
建造造船所	川崎造船・檜垣造船	建造造船所	川崎造船・檜垣造船				

表 1-5 輸送手段：内航 LNG 船

第2章 天然ガスの国内輸送に関する動向の調査

第1節 天然ガス国内二次輸送の概要

(1) 北海道地域

①供給地

北海道地域には、外航船受入の LNG 基地が現時点ではなく、国内天然ガス田である勇払油ガス田/LNG プラントからの供給と、内航 LNG 船にて東京ガス袖ヶ浦工場より内航船受入基地である函館みなと工場に供給を受けている。現在、外航船の受入が可能な石狩 LNG 基地（2012年操業予定）が建設中である。石狩湾新港及び釧路港の受入基地を整備することでローリー及び内航船にて道内各地の事業者へ供給することを予定している。加えて、勇払地区に内航船受入基地の整備が計画されており（2011年11月受入開始予定）、エネルギーセキュリティの観点から安定的な供給体制構築が進められている。

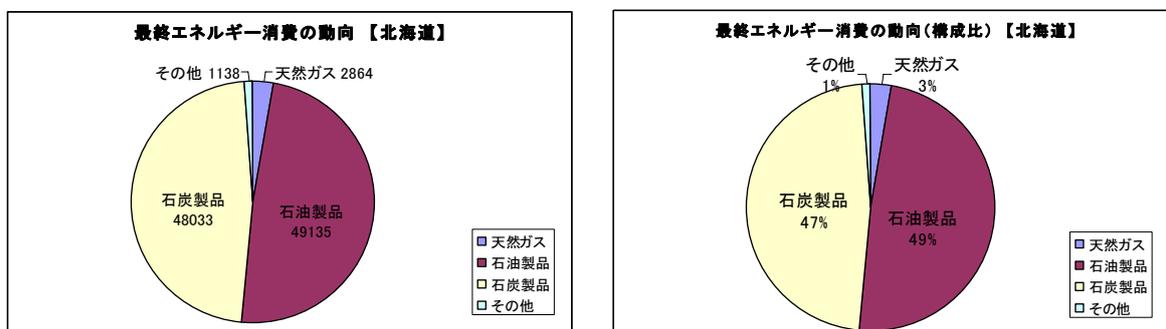
②需要地・輸送手段

勇払油ガス田/LNG プラントからは、勇払・札幌天然ガスパイプライン（総延長：75km）により、北海道ガス、苫小牧ガス、北海道電力（苫小牧火力発電所）や、大口需要家となる製造業等の事業者へ供給している。

また、道内には LNG サテライト基地が各地に点在しており、勇払 LNG プラントからローリー及び貨車コンテナ輸送により LNG を供給している（貨車コンテナ輸送：釧路ガス、旭川ガス、岩見沢ガス。ローリー輸送：室蘭ガス、長万部町水道ガス課。貨車コンテナ+ローリー輸送：北海道ガス北見支店。）。

③最終エネルギー消費の動向

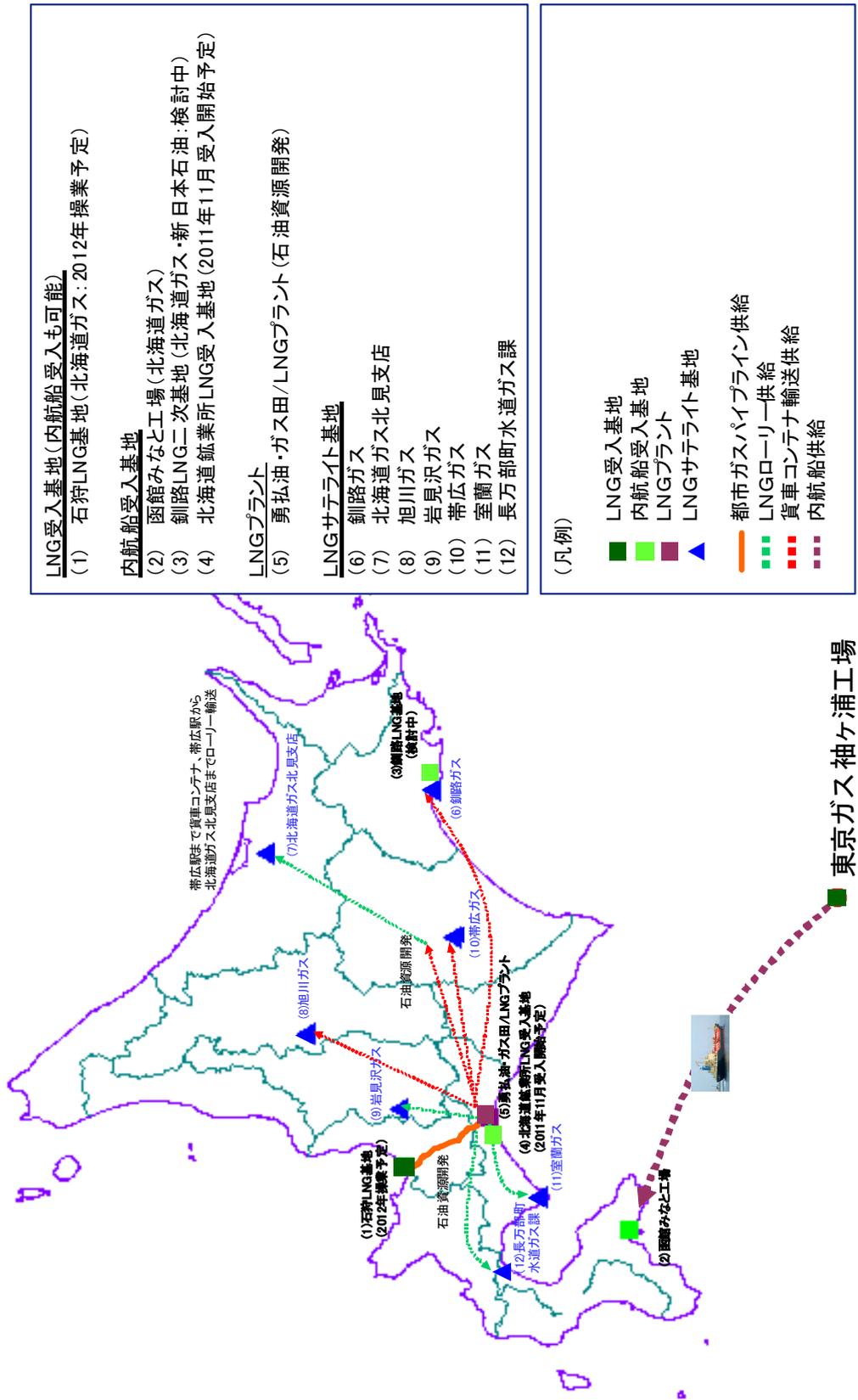
北海道は、最終エネルギー消費の石炭製品の割合が高くなっている（47%）。環境対策やエネルギーの高度利用の観点から、今後、天然ガスへの燃料転換の需要が高まってくると予想される。



(資料) 資源エネルギー庁「平成21年度 エネルギー消費統計(エネルギーバランス表)」より作成

図2-1 産業部門の最終エネルギー消費の動向(実数/構成比)【北海道】

北海道 LNG・都市ガス供給インフラマップ



(資料) (株) テックスレポート発行「ガス年鑑 2008 年度版」より作成

図 2-2 北海道 LNG・都市ガス供給インフラマップ

(2) 東北地域

①供給地

東北地域において、外航船のLNG受入基地は、仙台市ガス局の新港工場（2007年度実績：約14万ト）と、東北電力・石油資源開発の東新潟LNG基地（2007年度実績：369万ト）の2箇所である。現在、東北電力の新仙台火力発電所が建設中である（2016年創業予定）。また、八戸（青森県）には、新日本石油が内航船受入基地を持ち東京ガス袖ヶ浦工場よりLNGを受け入れているが、輸入LNG基地の建設計画がある（2015年創業予定）。また、微量ながら国内油田産天然ガスが秋田・山形にはあり（秋田：申川油田など、山形：余目油田）、油田周辺のガス会社等の事業者には供給されている。

②需要地・輸送手段

外航船受入のLNG基地である東新潟LNG基地と仙台市ガス局新港工場との間には、新潟・仙台ガスパイプラインが敷設されており、主に仙台市ガス局、東北電力、仙台市近隣の大口需要家に対して供給されている。また、山形天然ガスパイプラインや白石・郡山間パイプラインなど支線から、東北天然ガスをはじめとした山形県及び福島県の事業者や大口需要家へ供給が行われている。

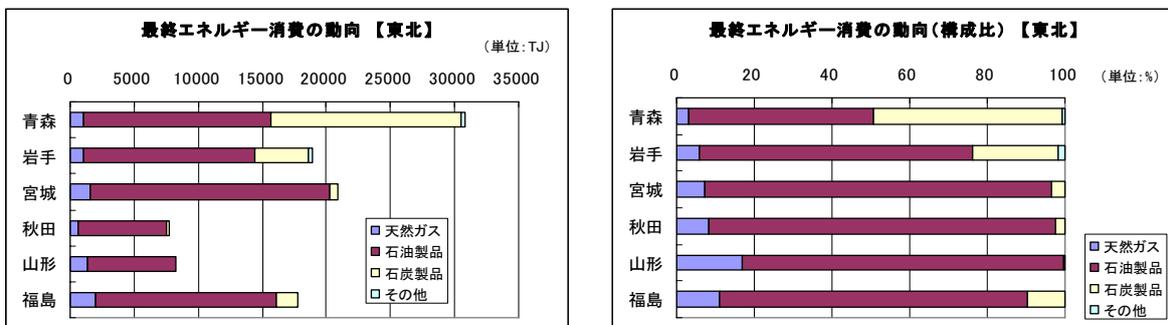
国内油田産天然ガスをもつ秋田県及び山形県では、国内産天然ガスに加えて、LNGが東新潟LNG基地よりローリー輸送にて県内各地のLNGサテライト基地に輸送され、気化された天然ガスをあわせ、秋田県・山形県内パイプラインにより供給を行っている。

他にも、ローリー輸送により、仙台市ガス局新港工場から宮城県内の古川ガス、石巻ガス、気仙沼市ガス水道部、福島県の東北ガスへ供給を行っている。また、東新潟LNG基地からも山形県・秋田県だけでなく、青森県の青森ガスや福島県の若松ガスにも供給している。

内航船受入基地である八戸LNG基地からも、ローリー輸送にて青森県内の弘前ガス、十和田ガスの他、大口需要家への供給も行っている。

③最終エネルギー消費の動向

青森県は、最終エネルギー消費の割合が天然ガス：3%に対して、石炭製品：48%であり、今後の環境政策、エネルギーの高度利用の観点から、石炭製品からの燃料転換の需要があるといえる。



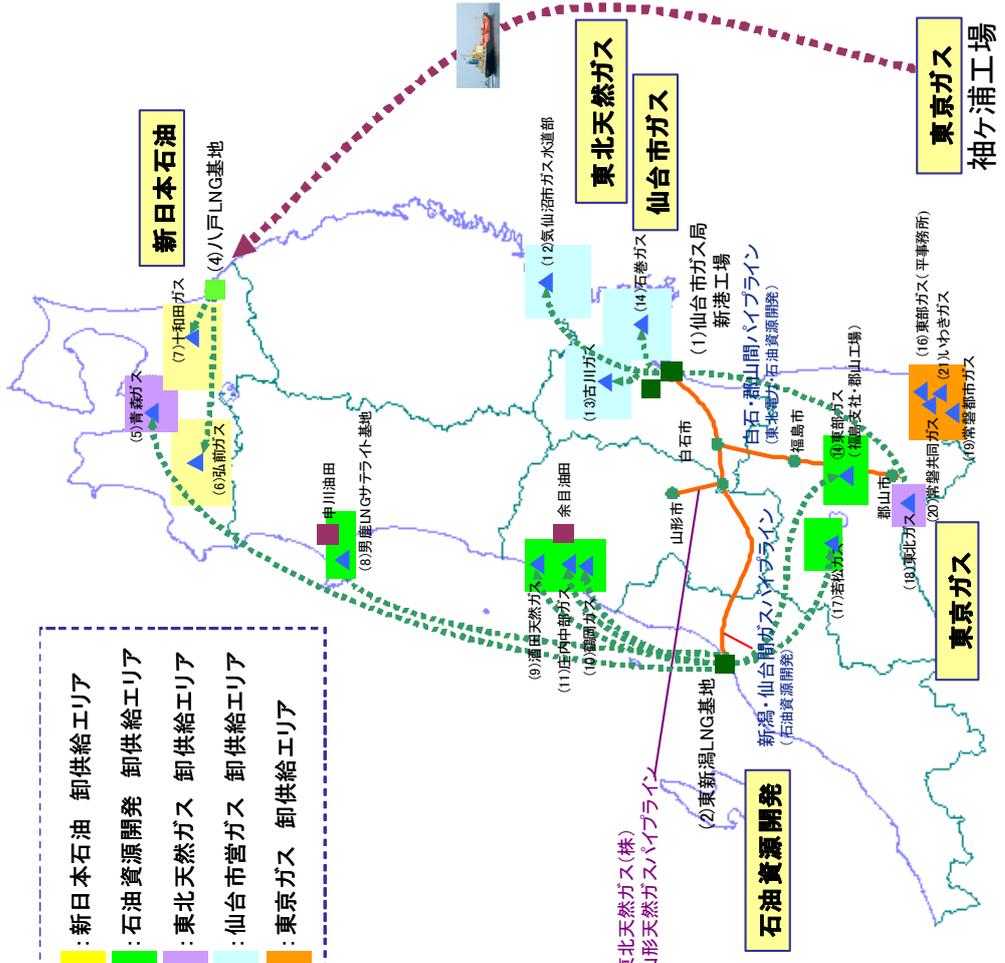
(資料) 資源エネルギー庁「平成21年度 エネルギー消費統計(エネルギーバランス表)」

より作成

図2-3 産業部門の最終エネルギー消費の動向(実数/構成比)【東北】

東北 LNG・都市ガス供給インフラマップ

- : 新日本石油 卸供給エリア
- : 石油資源開発 卸供給エリア
- : 東北天然ガス 卸供給エリア
- : 仙台市営ガス 卸供給エリア
- : 東京ガス 卸供給エリア



- LNG受入基地**
- (1) 仙台市ガス局新港工場(仙台市)
 - (2) 東新潟LNG基地(東北電力・石油資源開発)
- 内航船受入基地**
- (4) 八戸LNG基地(新日本石油)
- LNGサテライト基地**
- (5) 青森ガス
 - (6) 弘前ガス
 - (7) 十和田ガス
 - (8) 男鹿LNGサテライト基地
 - (9) 酒田天然ガス
 - (10) 鶴岡ガス
 - (11) 庄内中部ガス
 - (12) 気仙沼市ガス水道部
 - (13) 古川ガス
 - (14) 石巻ガス
 - (15) 東部ガス(福島支社・郡山工場)
 - (16) 東部ガス(平事務所・好間工場)
 - (17) 若松ガス
 - (18) 東北ガス
 - (19) 常磐都市ガス
 - (20) 常磐共同ガス
 - (21) いわきガス

- (凡例)
- LNG受入基地
 - 内航船受入基地
 - LNGプラント
 - LNGサテライト基地
 - 都市ガスパイプライン供給
 - LNGローリー供給
 - 貨車コンテナ輸送供給
 - 内航船供給

(資料) テックスレポート発行「ガス年鑑2008年度版」より作成

図 2-4 東北 LNG・都市ガス供給インフラマップ

(3) 関東・甲信越

①供給地

関東地域では、東京湾周辺に外航船の LNG 受入基地が密集しており、富津 LNG 基地（東京電力）、根岸工場（東京電力・東京ガス）、袖ヶ浦 LNG 基地（東京電力・東京ガス）、東扇島 LNG 基地（東京電力）、扇島工場（東京ガス）の 5 つの基地が立地している。

甲信越地域では、前述の東新潟 LNG 基地（東北電力・石油資源開発）による供給のほかに、現在、上越 LNG 基地（中部電力、2012 年操業予定）と直江津 LNG 基地（国際石油開発帝石 HD、2014 年操業予定）が建設中である。また、茨城県の茨城港日立港区に東京ガスの日立 LNG 基地整備の計画がある（2015 年操業予定）。

②需要地・輸送手段

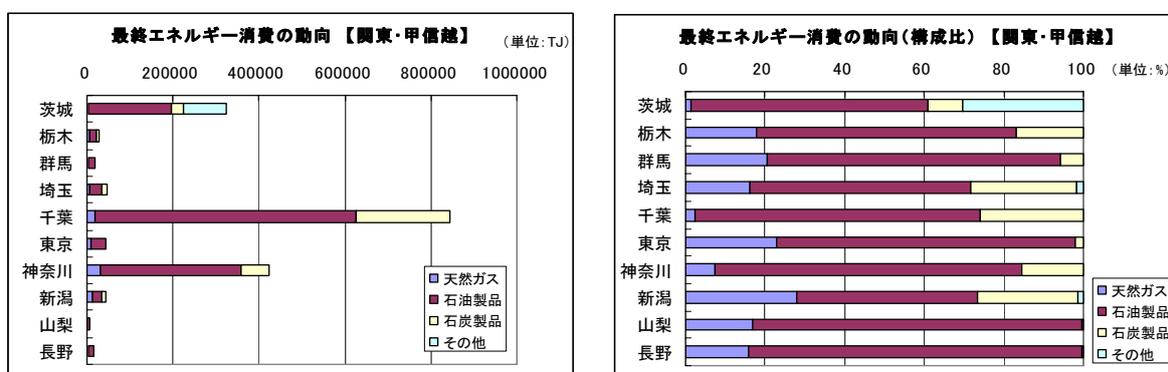
関東・甲信越地域の特徴として、南北を縦断するパイプラインが網羅的に敷設されており、パイプラインを利用した天然ガス輸送システムが進んでいることが挙げられる。東京湾岸の LNG 基地と日本海に面する新潟県の LNG 基地を複数のパイプラインによって結んでおり、その間に点在するガス会社等の事業者及び大口需要家に安定的に供給している。また、関東・甲信越を縦断するパイプライン群は、長野県、山梨県を経由し、静岡県の手師 LNG 基地とも接続されており、関東・甲信越及び静岡ガス圏内の天然ガス供給の安定化を図っている。

また、パイプラインが敷設されていない地域に対しては、周辺のガス会社等からローリー輸送にて供給が行われている。（ガス会社への供給等）。

③最終エネルギー消費の動向

千葉県は、最終エネルギー消費の割合が天然ガス（千葉県：2%）に対して、石油製品が非常に高い地域（両県ともに 25%程度）であり、今後の環境政策、エネルギーの高度利用の観点から、石油製品からの燃料転換の需要があるといえる。

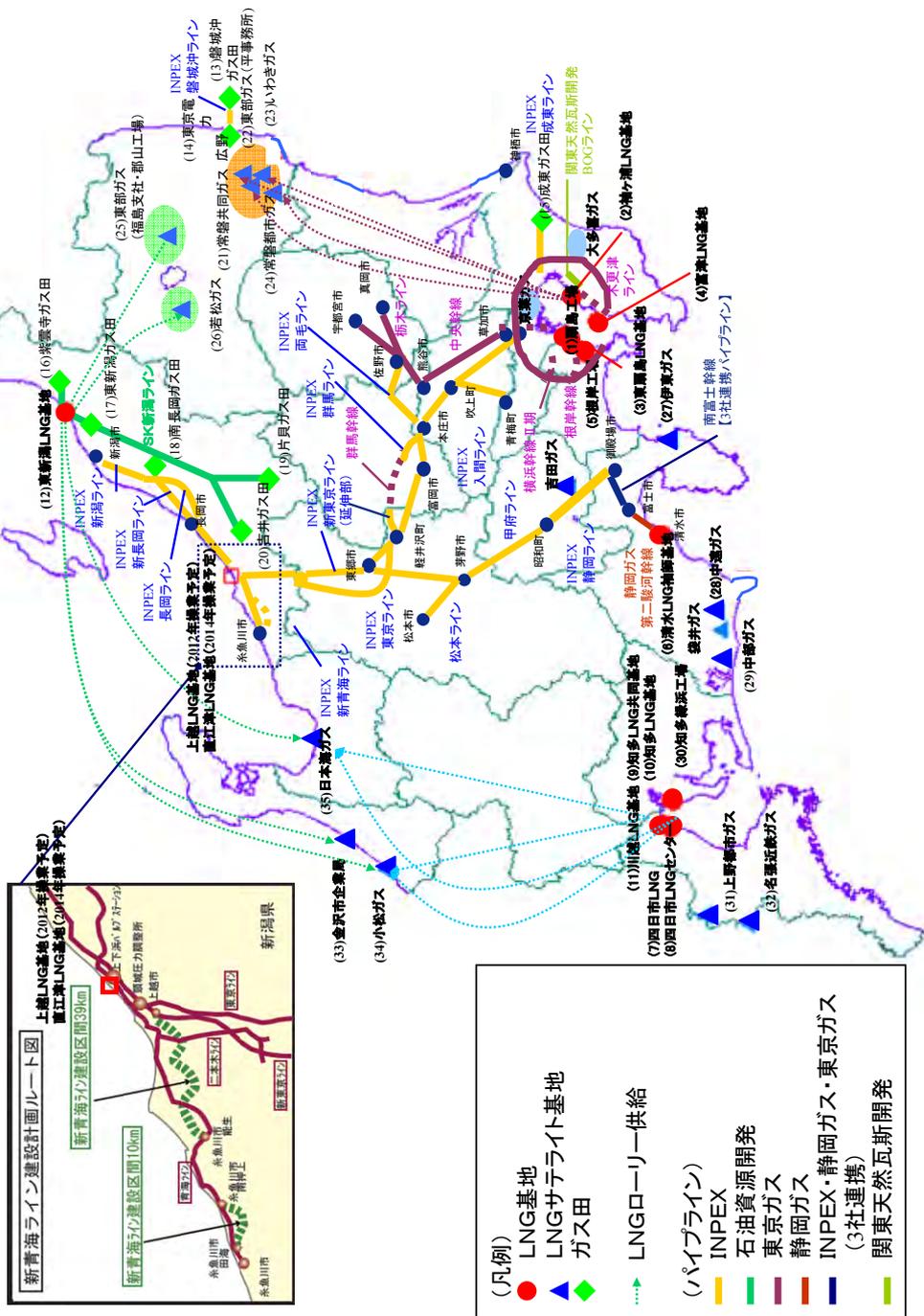
茨城県は、最終エネルギー消費の県全体の消費量が、他県に比べて多いことが特徴であるにもかかわらず、その中で、天然ガスが占める割合が低いといえ、他の燃料からの転換需要が潜在的にあると考えられる。



(資料) 資源エネルギー庁「平成 21 年度 エネルギー消費統計 (エネルギーバランス表)」より作成

図 2-5 産業部門の最終エネルギー消費の動向 (実数/構成比)【関東・甲信越】

関東・甲信越 LNG・都市ガス供給インフラマップ



(資料) (株) テックスレポート発行「ガス年鑑2008年度版」より作成
 図 2-6 関東・甲信越 LNG・都市ガス供給インフラマップ

(4) 中部・東海

①供給地

中部・東海地域では、外航船の LNG 受入基地は、静岡県清水の清水袖師 LNG 基地（静岡ガス）、愛知県の知多 LNG 共同基地、知多 LNG 基地（ともに中部電力・東邦ガス）、知多緑浜工場（東邦ガス）、三重県の四日市工場（東邦ガス）、四日市 LNG センター、川越 LNG 基地（ともに中部電力）が立地している。

②需要地・輸送手段

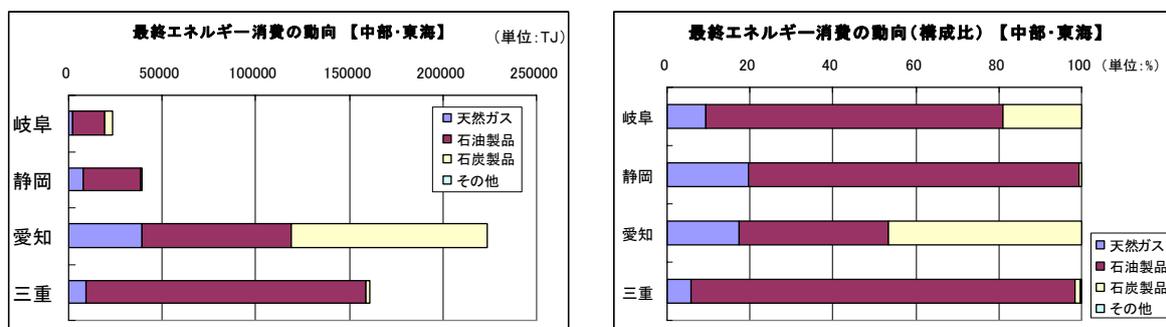
愛知県・三重県の LNG 受入基地から、周辺のガス会社等の事業者や大口需要家向けにはパイプラインにて供給されている。愛知県・三重県内において LNG 受入基地から地理的に離れている地域に対しては、各ガス会社が LNG サテライト基地を整備し、ローリー輸送による供給を実施している。

静岡県内においては、静岡市周辺は静岡ガスの清水袖師 LNG 基地よりパイプラインを中心に、地域によってはローリー輸送による供給を実施しており、浜松市周辺では、中部ガスが供給している。中部ガスは、愛知県の東邦ガスとパイプラインで連結されている。

③最終エネルギー消費の動向

愛知県は、最終エネルギー消費の県全体の消費量が、他県に比べて多いことが特徴であるが、その中で、石炭製品の割合が高い地域である。今後の環境政策、エネルギーの高度利用の観点から、石炭製品からの燃料転換の需要があるといえる。

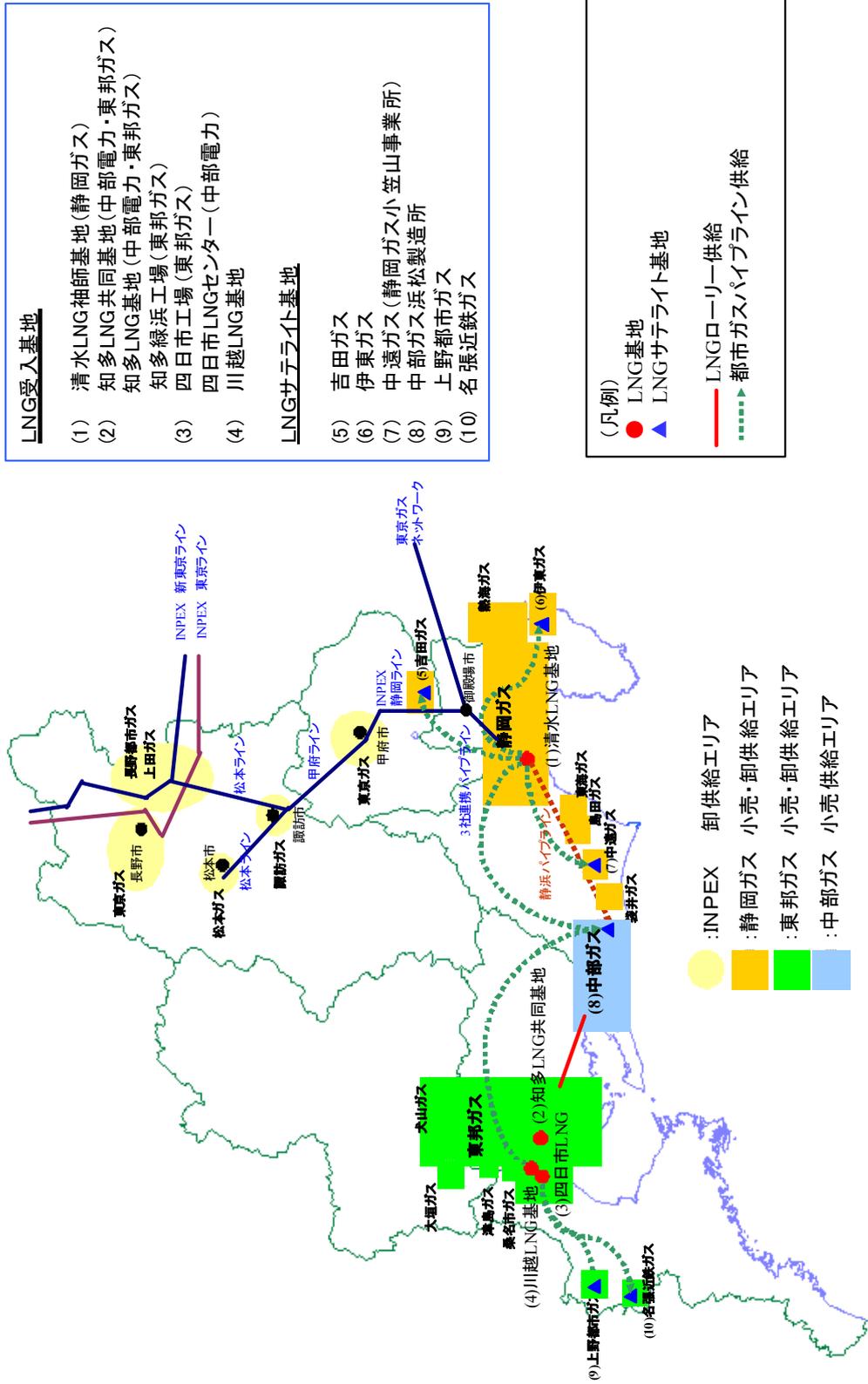
三重県は、最終エネルギー消費のほとんどを石油製品に頼っている。安定供給の観点からも、エネルギーを分散し、天然ガスの比率を今以上に挙げるのが重要である。



(資料) 資源エネルギー庁「平成 21 年度 エネルギー消費統計 (エネルギーバランス表)」より作成

図 2-7 産業部門の最終エネルギー消費の動向 (実数/構成比)【中部・東海】

中部・東海 LNG・都市ガス供給インフラマップ



(資料) (株) テックスレポート発行「ガス年鑑 2008 年度版」より作成

図 2-8 中部・東海 LNG・都市ガス供給インフラマップ

(5) 関西・北陸・中国・四国

北陸、中国、四国のそれぞれの地域の状況については個別に考察していくこととし、ここでは関西地域の需給および輸送状況について整理する。

①供給地

関西地域において、外航船の LNG 受入基地は、大阪、兵庫湾岸に密集しており、泉北第一 LNG 基地、泉北第二 LNG 基地、姫路製造所（全て大阪ガス）、姫路 LNG 管理所、堺 LNG センター（ともに、関西電力）がある。

②需要地・輸送手段

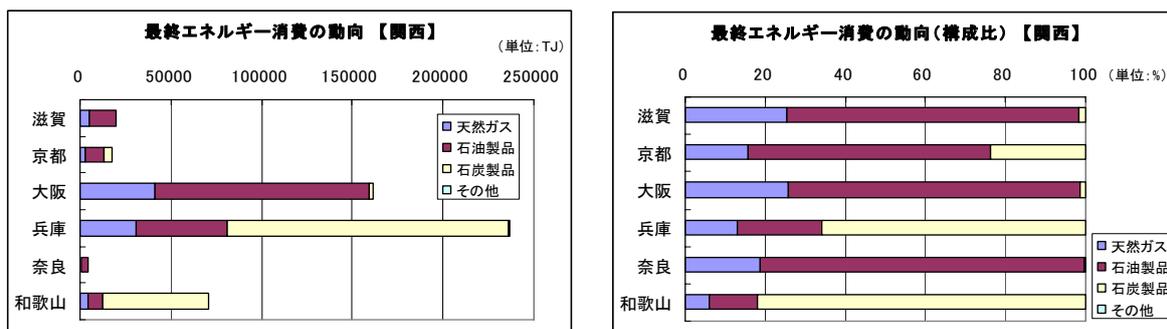
大阪府・兵庫県の LNG 受入基地からパイプラインにより、大阪、兵庫、京都、滋賀、和歌山、奈良へ供給が行われている。

一方で、地理的にパイプラインでの供給が難しい地域に対しては、ローリー輸送により供給を行っており、奈良県の五条ガスや兵庫県の福知山市ガス水道部、篠山都市ガスへ供給されている他、中国地方へのローリー輸送や北陸地方へのローリー及び貨車コンテナ輸送による供給が行われている。

③最終エネルギー消費の動向

兵庫県は、最終エネルギー消費の県全体の消費量が、他県に比べて多いことが特徴であるが、その中で、石炭製品の割合が高い地域である（構成比：65%）。今後の環境政策、エネルギーの高度利用の観点から、石炭製品からの燃料転換の需要があるといえる。

また、和歌山県も、最終エネルギー消費のほとんどを石炭製品に頼っている（構成比：82%）。今後の環境政策、エネルギー高度利用の観点から石炭製品からの燃料転換の需要があるといえる。



(資料) 資源エネルギー庁「平成 21 年度 エネルギー消費統計 (エネルギーバランス表)」より作成

図 2-9 産業部門の最終エネルギー消費の動向 (実数/構成比)【関西】

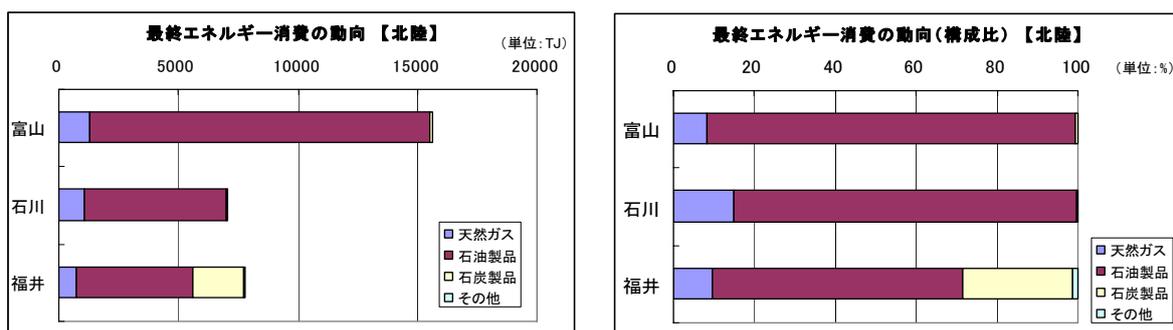
【北陸】

北陸地域においては、供給元を関西地域の大阪ガス及び関西電力の LNG 基地、もしくは東新潟 LNG 基地（石油資源開発）、東海地方の川越 LNG 基地（中部電力）、四日市工場（東邦ガス）に頼っているのが現状だが、上越 LNG 基地（2014 年操業予定）の整備が現在、進んでいる。

大阪ガス・関西電力からの供給は、福井県内の敦賀ガス、越前エネライン、福井市企業局、及び石川県内の金沢市企業局向けにローリーまたは貨車コンテナによる輸送を行っている。出荷基地から 200km を超える地域に対しては貨車コンテナ輸送を輸送手段として使用している。

東新潟 LNG 基地（石油資源開発）からの供給は、日本海ガス、金沢市企業局、小松ガスに行われている。積雪など天候の影響を受けるため、貨車コンテナによる輸送を実施している。また、安定供給を行うために、東海地方の川越 LNG 基地、四日市工場よりローリーによる輸送も実施している。

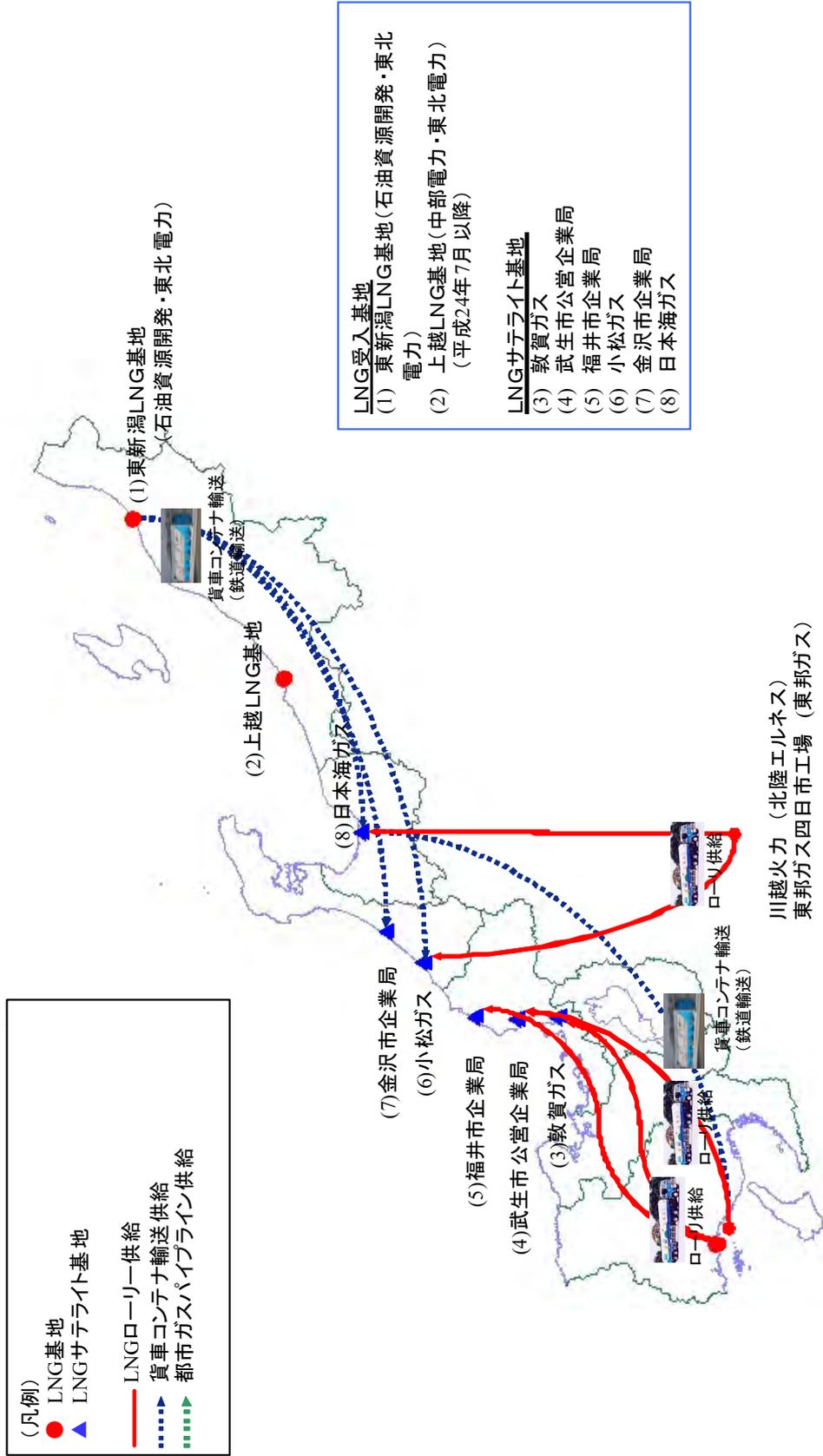
北陸地域の最終エネルギー消費の動向では、富山県及び石川県が、最終エネルギー消費のほとんどを石油製品に頼っている（構成比：ともに 84%以上）。今後の環境政策、エネルギー高度利用の観点から石油製品から燃料転換の需要があるといえる。



(資料) 資源エネルギー庁「平成 21 年度 エネルギー消費統計 (エネルギーバランス表)」より作成

図 2-11 産業部門の最終エネルギー消費の動向 (実数/構成比)【北陸】

北陸 LNG・都市ガス供給インフラマップ



(資料) (株) テックスレポート発行「ガス年鑑 2008 年度版」より作成

図 2-12 北陸 LNG・都市ガス供給インフラマップ

【中国】

中国地域において、外航船受入の LNG 基地は、水島 LNG 基地（中国電力・新日本石油）、廿日市 LNG 基地（広島ガス）、柳井 LNG 基地（中国電力）がある。また、内航 LNG 船の受入基地として、築港工場（岡山ガス）があり、戸畑 LNG 基地（九州電力・新日鐵）、姫路製造所（大阪ガス）からそれぞれ供給を受けている。

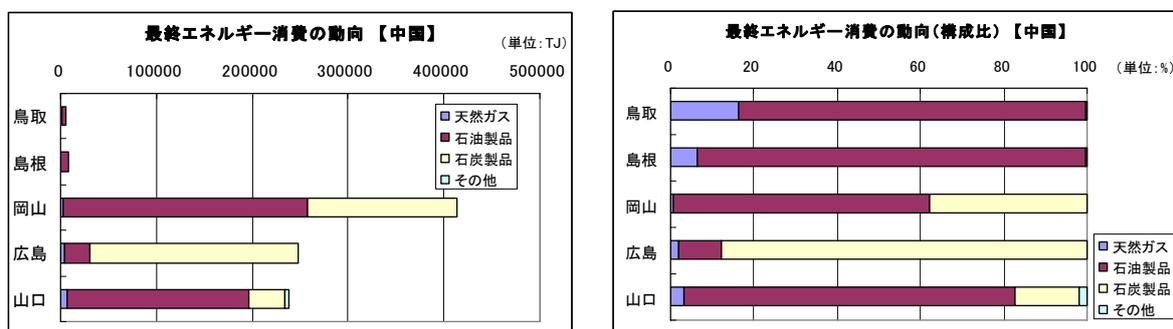
水島 LNG 基地からは、パイプラインによって、岡山ガス、水島ガス、広島ガス、福山ガスに供給を行っている。また、岡山ガスでは、それ以外に内航 LNG 船による供給を受けている。

広島県内においては、広島ガスは廿日市 LNG 基地があるほかに、水島 LNG 基地より供給を受けて瀬戸内パイプラインにより福山ガスへの供給も行っている。

山口県内においては、山口合同ガスは、柳井 LNG 基地からのパイプライン及びローリー輸送と、戸畑 LNG 基地からの海底パイプラインにより山口合同ガスは供給を受けている。

島根県・鳥取県内については、姫路・水島よりローリー輸送にて供給を受けており、浜田ガス（島根県）は距離的に近い柳井 LNG 基地より供給を受けている。

中国地域の最終エネルギー消費の動向では、広島県が、最終エネルギー消費の 87%を石炭製品に頼っている。今後の環境政策、エネルギー高度利用の観点から石炭製品からの燃料転換の需要があるといえる。また、岡山県は、エネルギー全体の消費量が多いにもかかわらず、天然ガスの割合が 1%未満であり、他の燃料からの燃料転換を推進することが重要である。



(資料) 資源エネルギー庁「平成 21 年度 エネルギー消費統計 (エネルギーバランス表)」より作成

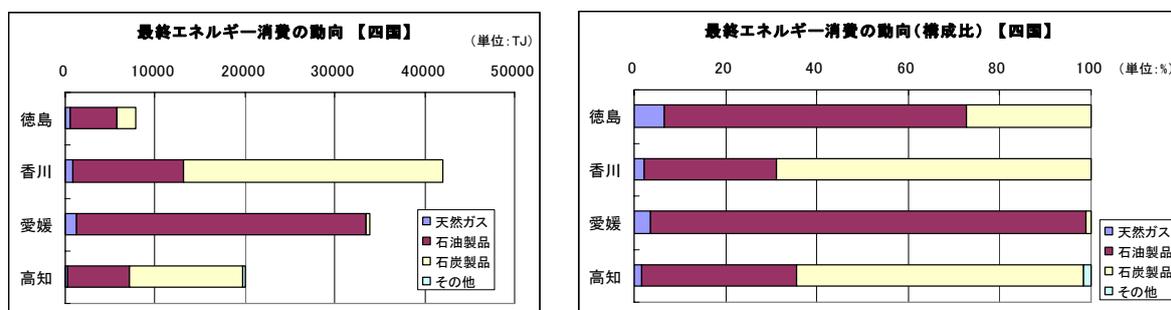
図 2-13 産業部門の最終エネルギー消費の動向 (実数/構成比)【中国】

【四国】

四国地域において、外航船受入の LNG 基地は、坂出 LNG 基地（四国電力・コスモ石油、四国ガス）が 2010 年 3 月に操業を開始した。内航 LNG 船の受入基地として、高松工場及び松山工場（ともに四国ガス）が操業している。

このため現状は、高松工場、松山工場よりローリー輸送にて四国各地の LNG サテライト基地への供給が行われている。供給先としては、今治サテライト基地、高知サテライト基地、徳島サテライト基地が存在する。

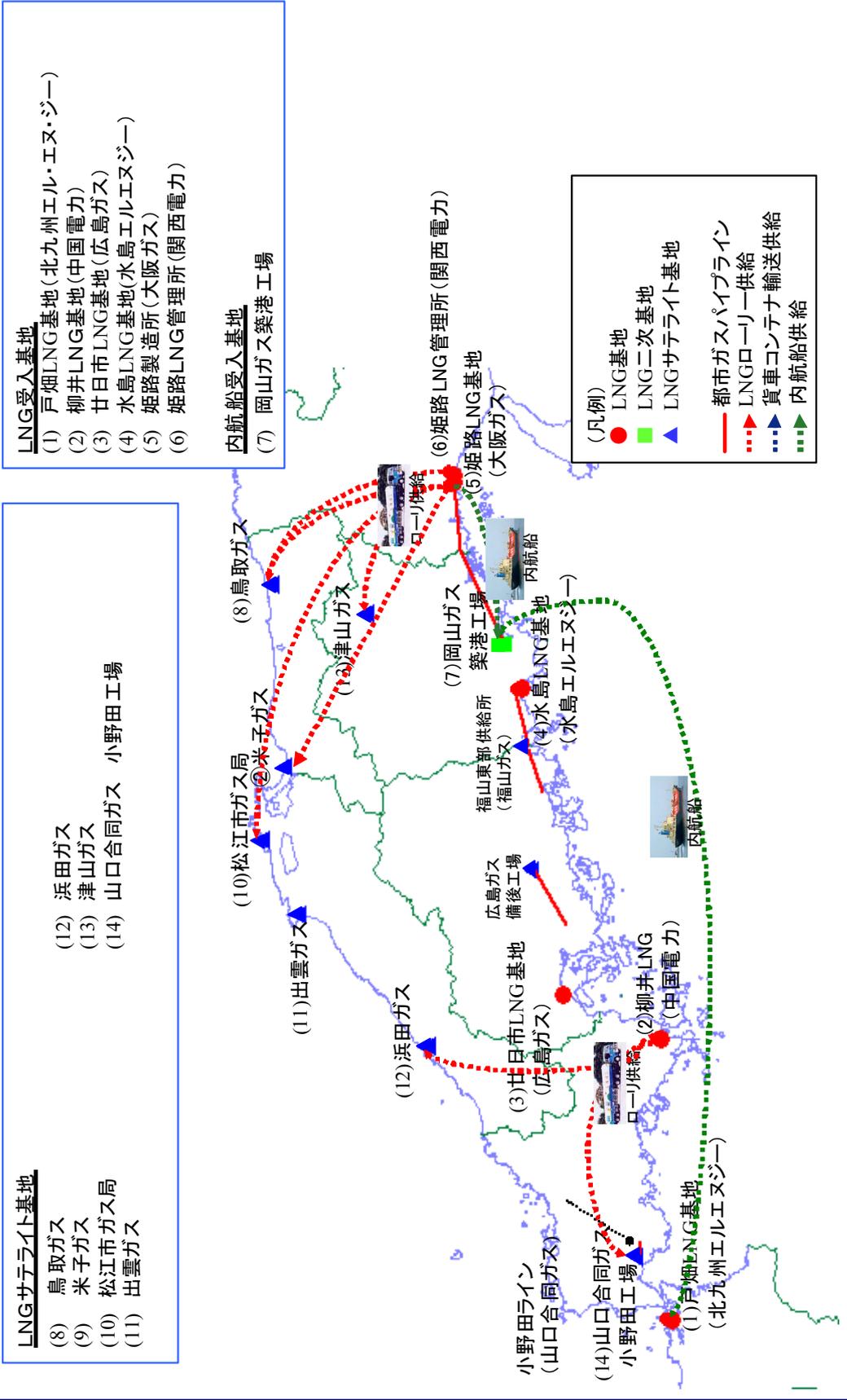
四国地域の最終エネルギー消費の動向では、香川県及び高知県が、最終エネルギー消費の石炭製品の割合が高い（香川県：68%、高知県：62%）。今後の環境政策、エネルギー高度利用の観点から石炭製品からの燃料転換の需要があるといえる。また、愛媛県では、最終エネルギー消費のうち、石油製品の割合が 95%と多く、他県と同様に、エネルギーのバランスを取るために、天然ガスの比率を上げることが重要となる。



(資料) 資源エネルギー庁「平成 21 年度 エネルギー消費統計 (エネルギーバランス表)」より作成

図 2-15 産業部門の最終エネルギー消費の動向 (実数/構成比)【四国】

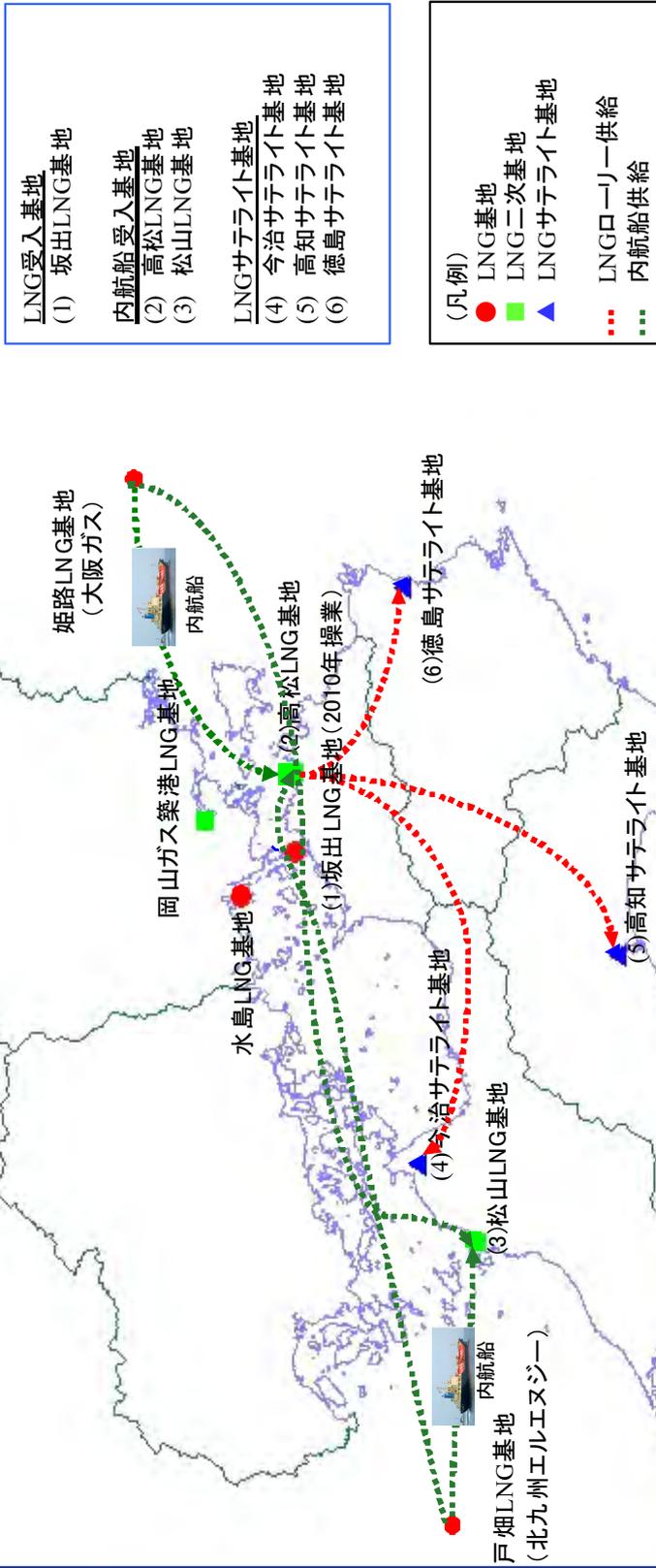
中国 LNG・都市ガス供給インフラマップ



(資料) テックスレポート発行「ガス年鑑 2008 年度版」より作成

図 2-14 中国 LNG・都市ガス供給インフラマップ

四国 LNG・都市ガス供給インフラマップ



(資料) (株) テックスレポート発行「ガス年鑑 2008 年度版」より作成

図 2-16 四国 LNG・都市ガス供給インフラマップ

(6) 九州・沖縄

①供給地

九州・沖縄地域において、外航船受入の LNG 基地は、戸畑 LNG 基地（九州電力・新日本製鐵）、大分 LNG 基地（九州電力）、福北 LNG 基地、長崎 LNG 基地（ともに西部ガス）、鹿児島工場（日本ガス）がある。加えて、ひびき LNG 基地の整備が進められている（西部ガス、2014 年受入開始予定）。なお、戸畑 LNG 基地は、高松工場、築港工場への内航 LNG 船の出荷基地の役割も果たしている。

②需要地・輸送手段

福北 LNG 基地から久留米ライン、佐賀天然ガスパイプラインによって、久留米市を經由し、佐賀市まで供給されている。またローリー輸送にて、西部ガス熊本工場や佐賀県北部の唐津ガス、伊万里ガスへの供給を行っており、西部ガス熊本工場から大牟田（福岡県）までもパイプラインが敷設されている。

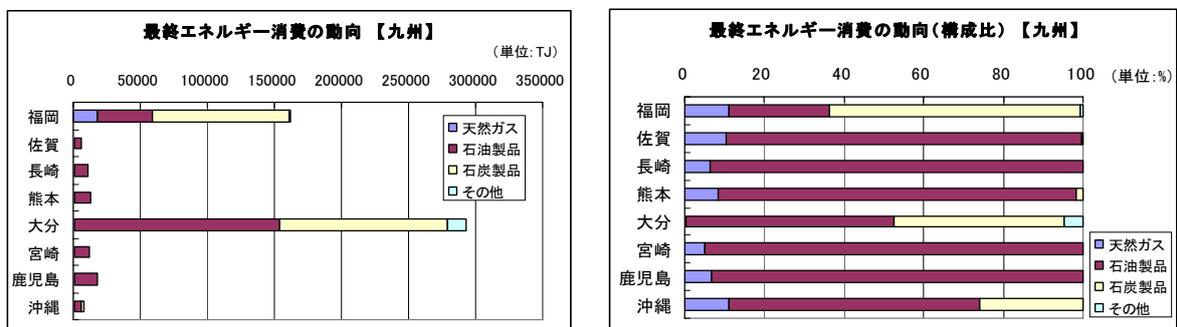
また、福岡県北部では、戸畑 LNG 基地を供給元として、九州電力、西部ガス及び山口合同ガス、周辺の大口径需要家へパイプラインにより供給が行われている。また、ローリー輸送にて直方ガス、伊藤忠エネクスへの供給も行われている。

長崎県については、長崎 LNG 基地よりローリー輸送にて、九州ガス諫早、九州ガス大村、西部ガス佐世保工場へ供給を行っている。

鹿児島県及び宮崎県については、日本ガスの鹿児島工場よりローリー輸送にて、国分隼人ガス、阿久根ガス（以上、鹿児島県）、宮崎ガス宮崎工場、都城工場、延岡工場（以上、宮崎県）へ供給を行っている。また、出水ガス（熊本県）への供給については、大分 LNG 基地よりローリー輸送にて供給されている。

③最終エネルギー消費の動向

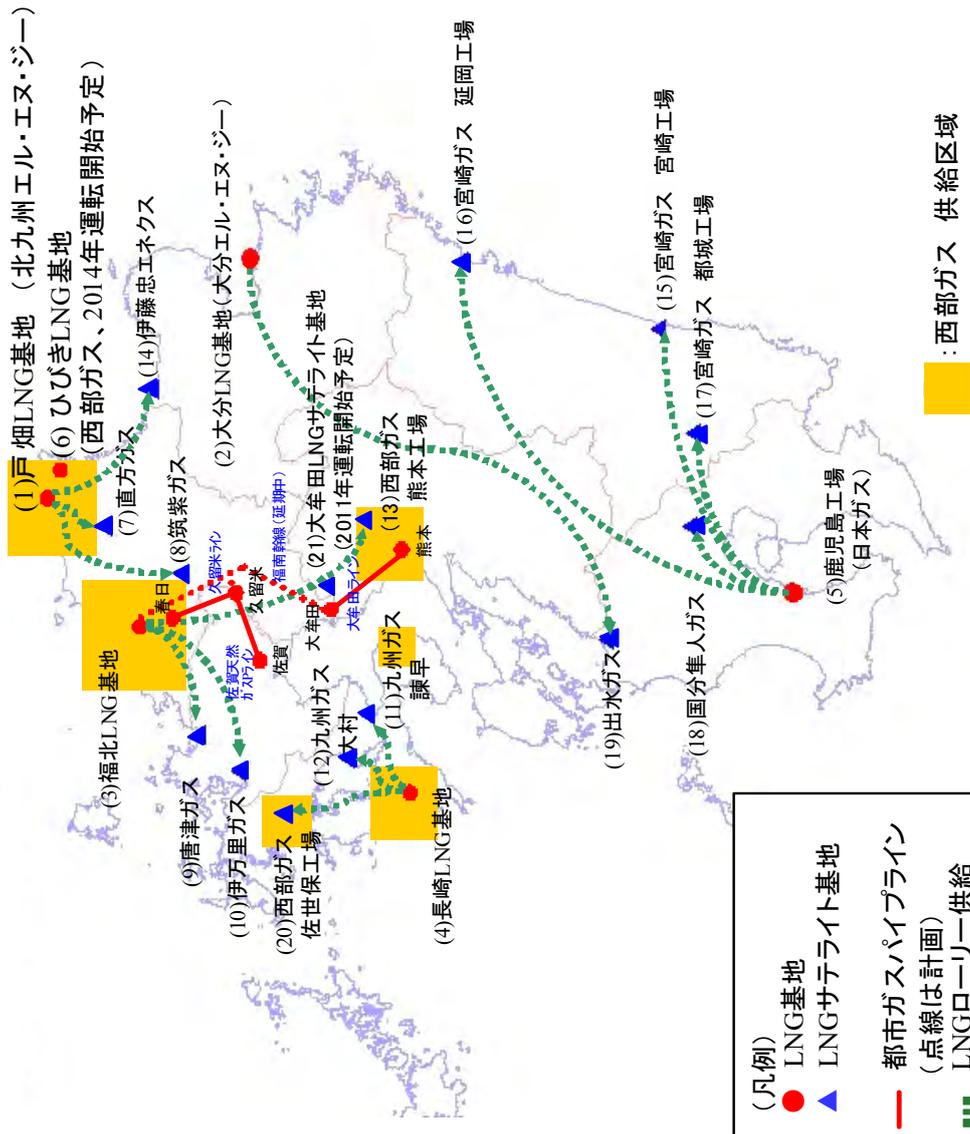
福岡県及び大分県は、最終エネルギー消費の全体消費量が、他県に比べて多いことが特徴であるが、その中で、石炭製品の割合が高い地域である。今後の環境政策、エネルギーの高度利用の観点から、石炭製品からの燃料転換の需要があるといえる。



(資料) 資源エネルギー庁「平成 21 年度 エネルギー消費統計 (エネルギーバランス表)」より作成

図 2-17 産業部門の最終エネルギー消費の動向 (実数/構成比)【九州・沖縄】

九州 LNG・都市ガス供給インフラマップ



- LNG受入基地**
- (1) 戸畑LNG基地 (北九州エル・エヌ・ジー)
 - (2) 大分LNG基地 (大分エル・エヌ・ジー)
 - (3) 福北LNG基地 (西部ガス)
 - (4) 長崎LNG基地 (西部ガス)
 - (5) 鹿児島工場 (日本ガス)
 - (6) ひびきLNG基地 (西部ガス、2014年運転開始予定)
- LNGサテライト基地**
- (7) 直方ガス
 - (8) 筑紫ガス
 - (9) 唐津ガス
 - (10) 伊万里ガス
 - (11) 九州ガス 諫早
 - (12) 九州ガス 大村
 - (13) 西部ガス 熊本工場
 - (14) 伊藤忠エネクス
 - (15) 宮崎ガス 宮崎工場
 - (16) 宮崎ガス 延岡工場
 - (17) 宮崎ガス 都城工場
 - (18) 国分単人ガス
 - (19) 出水ガス
 - (20) 西部ガス 佐世保工場
 - (21) 大牟田LNGサテライト基地 (2011年運転開始予定)

(資料) (株) テックスレポート発行「ガス年鑑 2008 年度版」より作成

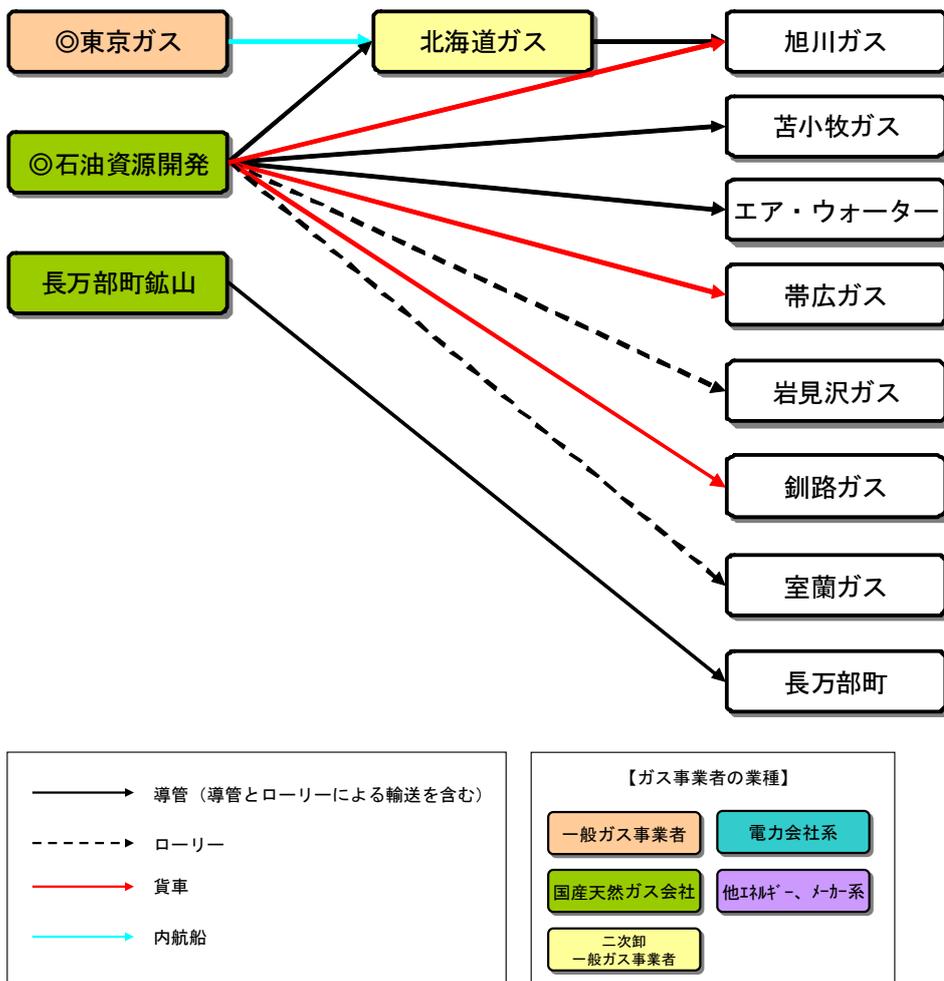
図 2-18 九州 LNG・都市ガス供給インフラマップ

第 2 節 流通概況

(1) 北海道

北海道における LNG の流通概況は、下図（図 2-19）のとおりである。北海道では、輸入事業者である東京ガスと国産天然ガス会社の石油資源開発及び長万部町鉱山から各小売事業者が LNG を調達している。

流通のラインとしては、「東京ガス→北海道ガス→旭川ガス」ライン、「石油資源開発→苫小牧ガス」ライン、「長万部町鉱山→長万部町」ラインの大きく 3 ラインで流通が形成されている。

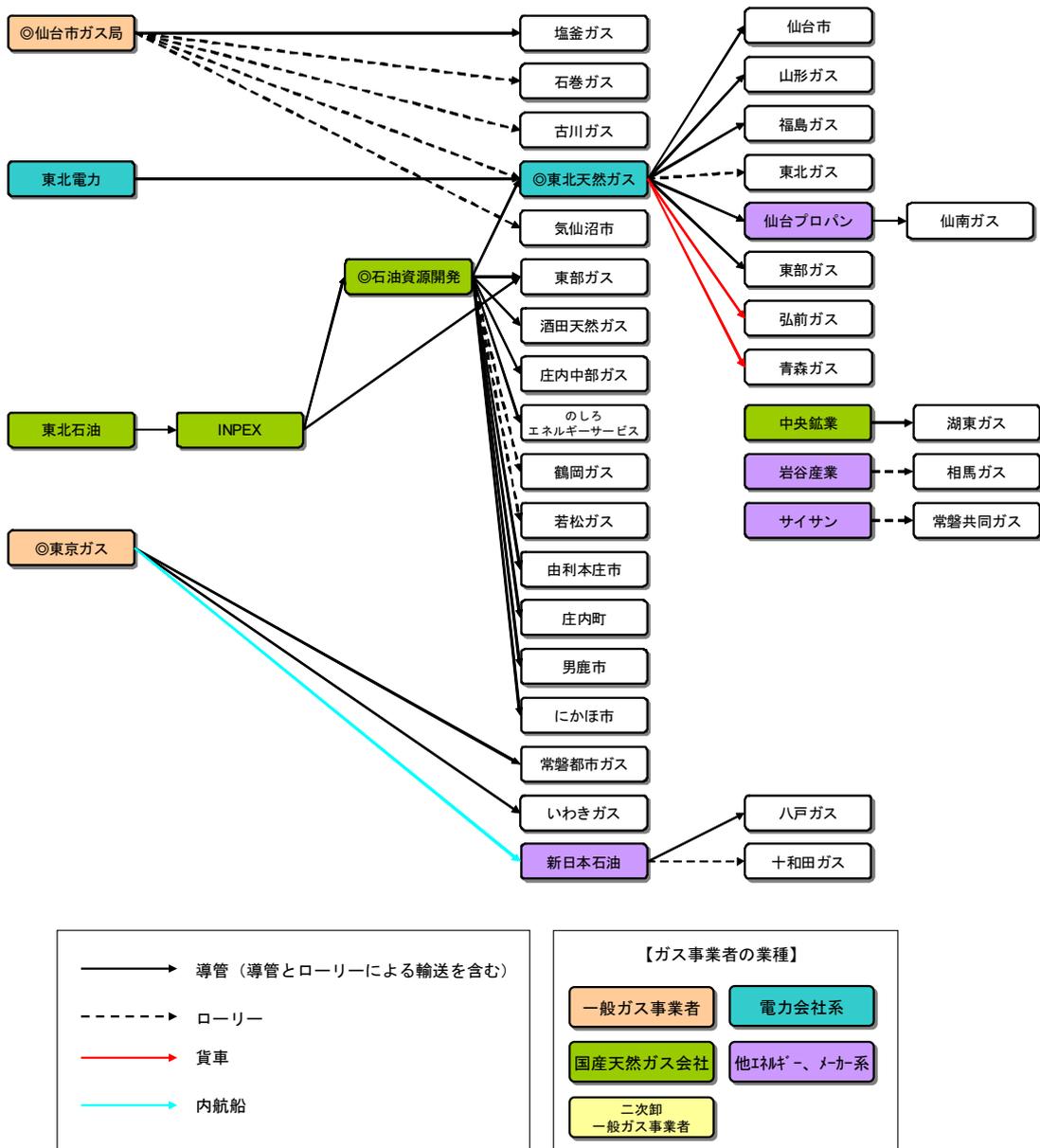


（注）事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者
 （資料）資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-19 北海道地域の LNG 流通概況

(2) 東北

東北における LNG の流通概況は、仙台市ガス局ライン、東北電力ライン、東北石油ライン、東京ガスラインの 4 ラインとなっている。この 4 ラインに加えて、中央鉱業、岩谷産業、サイサンの各事業者が卸売をおこなっている。

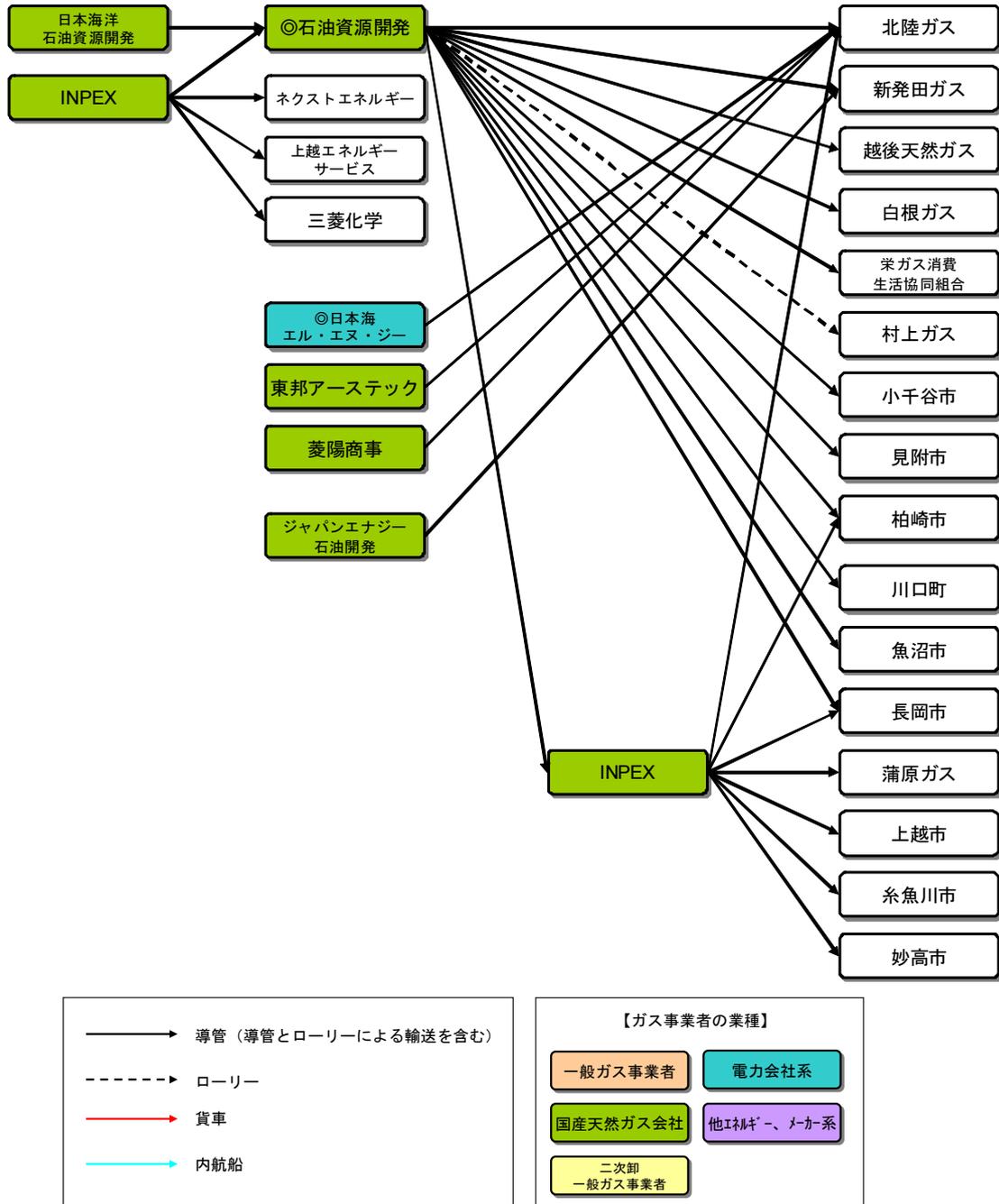


(注) 事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者
 (資料) 資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-20 東北地域の LNG 流通概況

(3) 新潟県

新潟県の LNG の流通概況は、国産天然ガス事業者である石油資源開発を中心に形成されている。県内の流通のほとんどはパイプラインで賄われている。

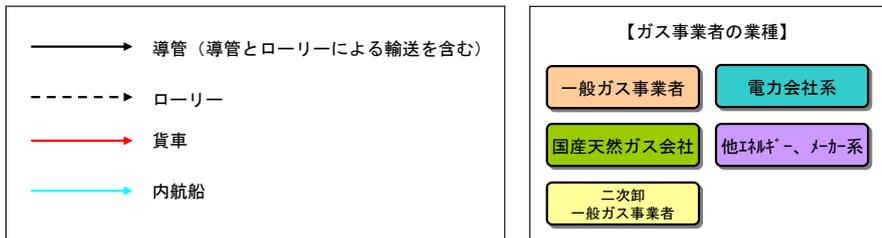
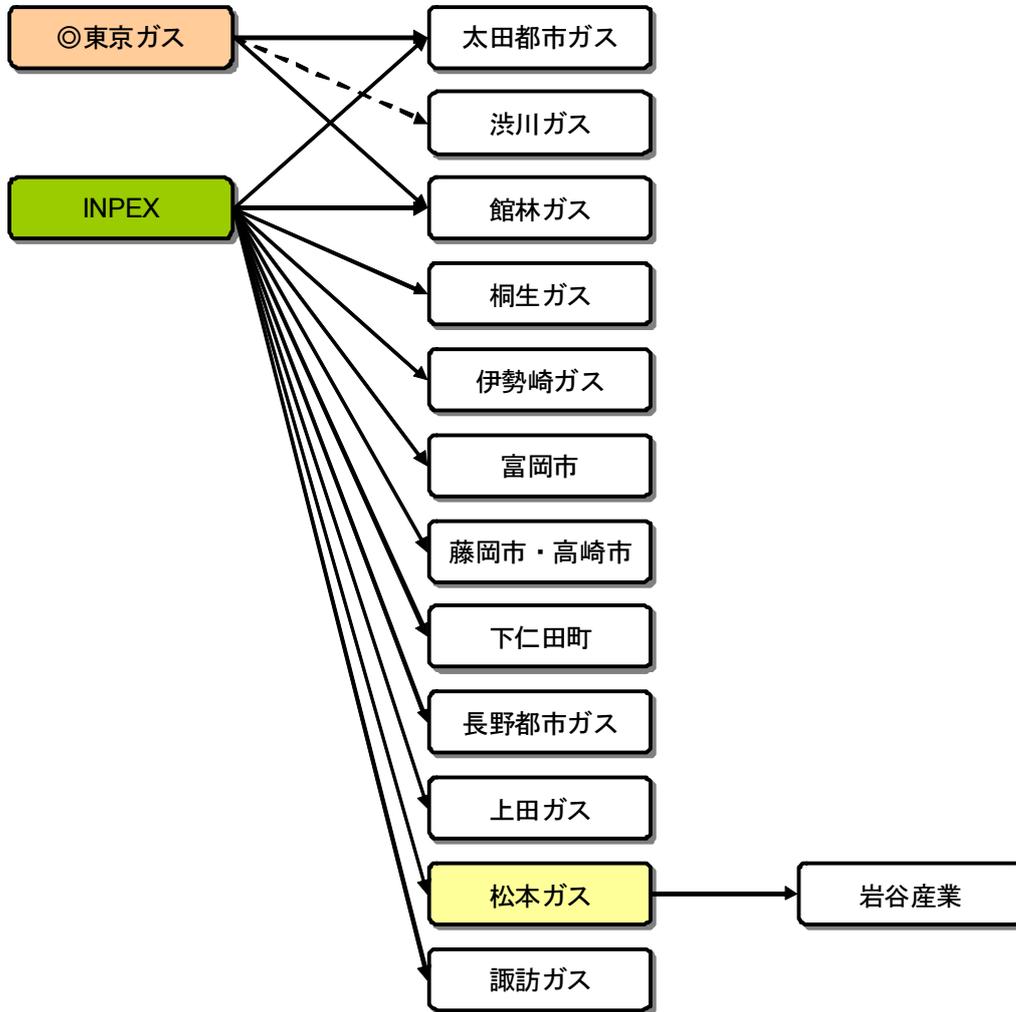


(注) 事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者
 (資料) 資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-21 新潟県の LNG 流通概況

(4) 群馬県・長野県

群馬県と長野県の LNG 流通概況は、東京ガスラインと INPEX ラインの 2 つのラインで形成されている。

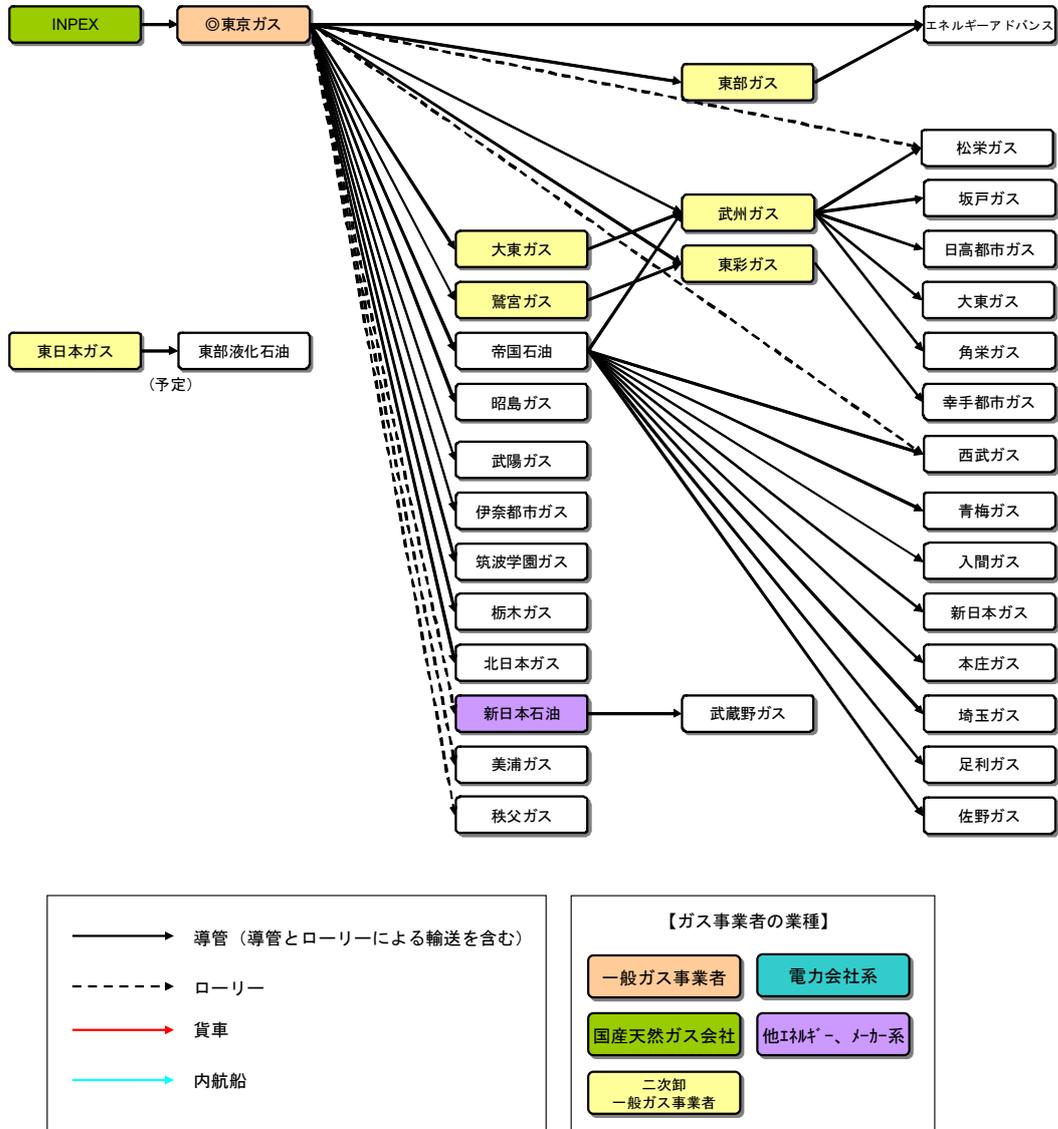


(注) 事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者
 (資料) 資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-22 群馬県・長野県の LNG 流通概況

(5) 東京都・埼玉県・茨城県・栃木県

東京都、埼玉県、茨城県、栃木県の LNG 流通概況は、東京ガスを中心の流通が形成されている。



(注) 事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者

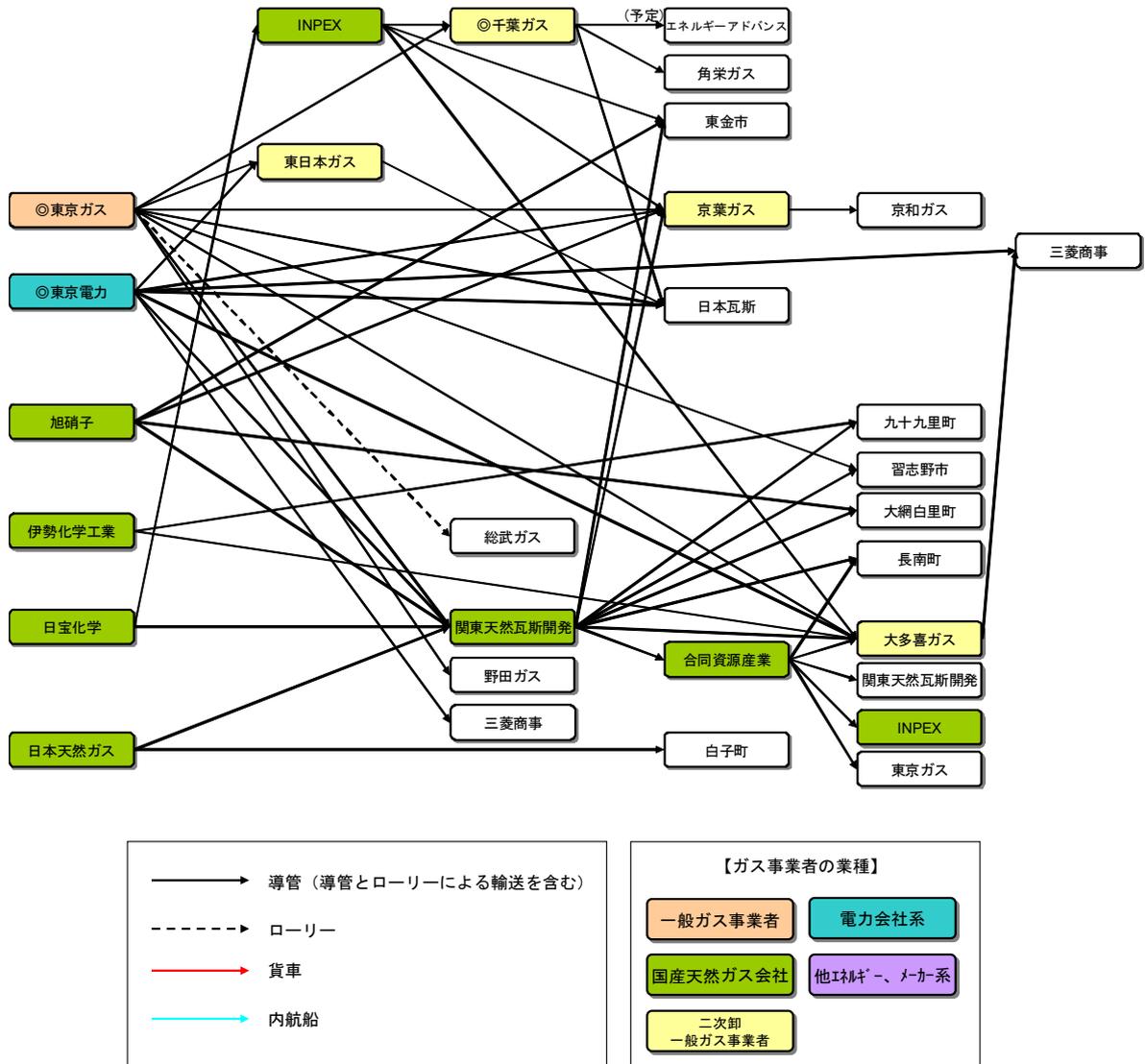
(資料) 資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-23 東京都・埼玉県・茨城県・栃木県の LNG 流通概況

(6) 千葉県

千葉県の LNG 流通概況は、東京ガス、東京電力をはじめとして卸事業者と小売事業者の関係が他の地域に比較して錯綜した流通となっている。

県内の LNG 輸送は、東京ガスから総武ガスへのローリー利用を除きパイプラインでの輸送となっている。



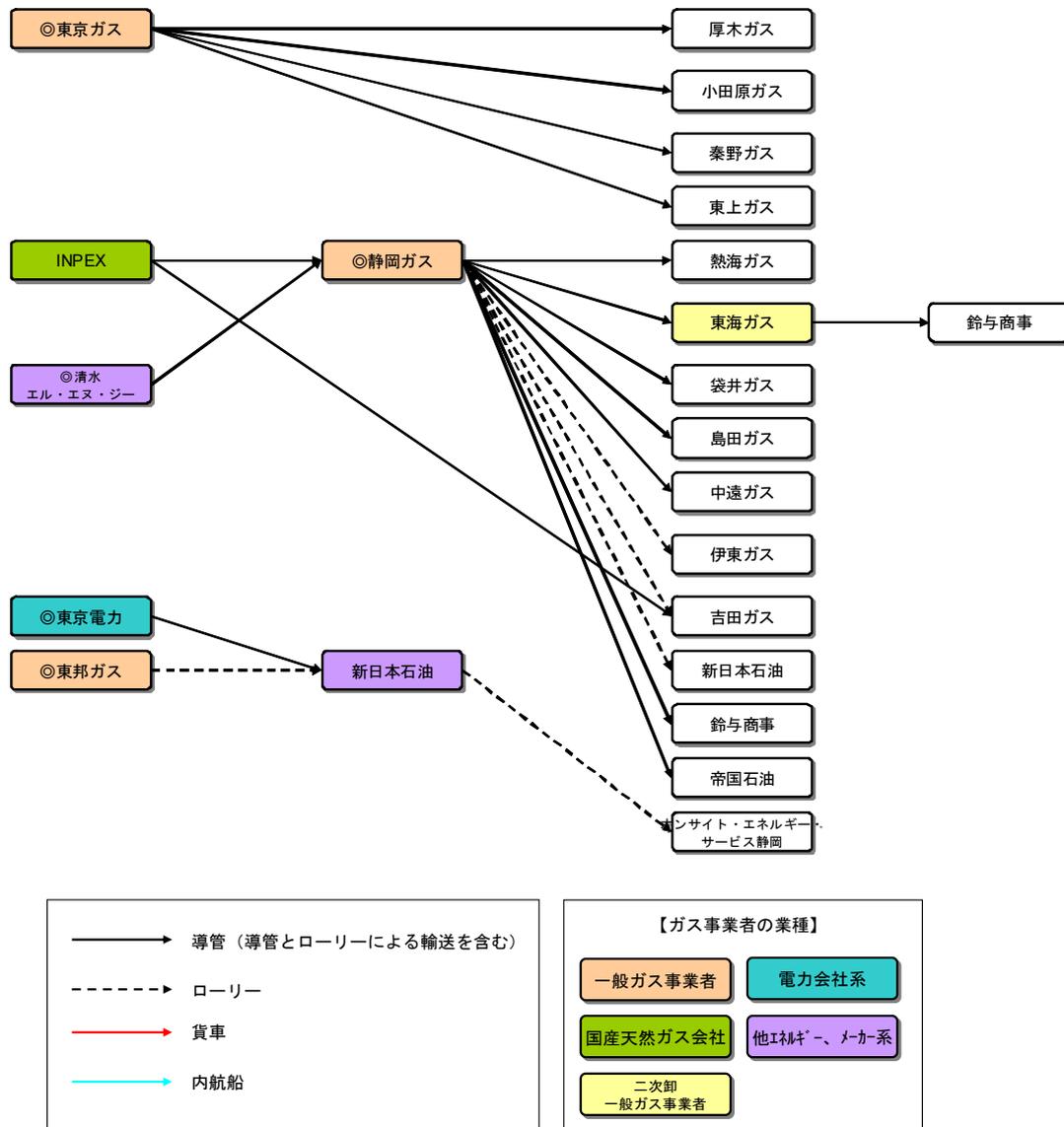
（注）事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者

（資料）資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-24 千葉県の LNG 流通概況

(7) 神奈川県・静岡県（一部）・山梨県

神奈川県、静岡県（一部）、山梨県の LNG 流通概況は、東京ガスラインと静岡ガスを基点としたラインの大きく 2 つのラインで形成されている。



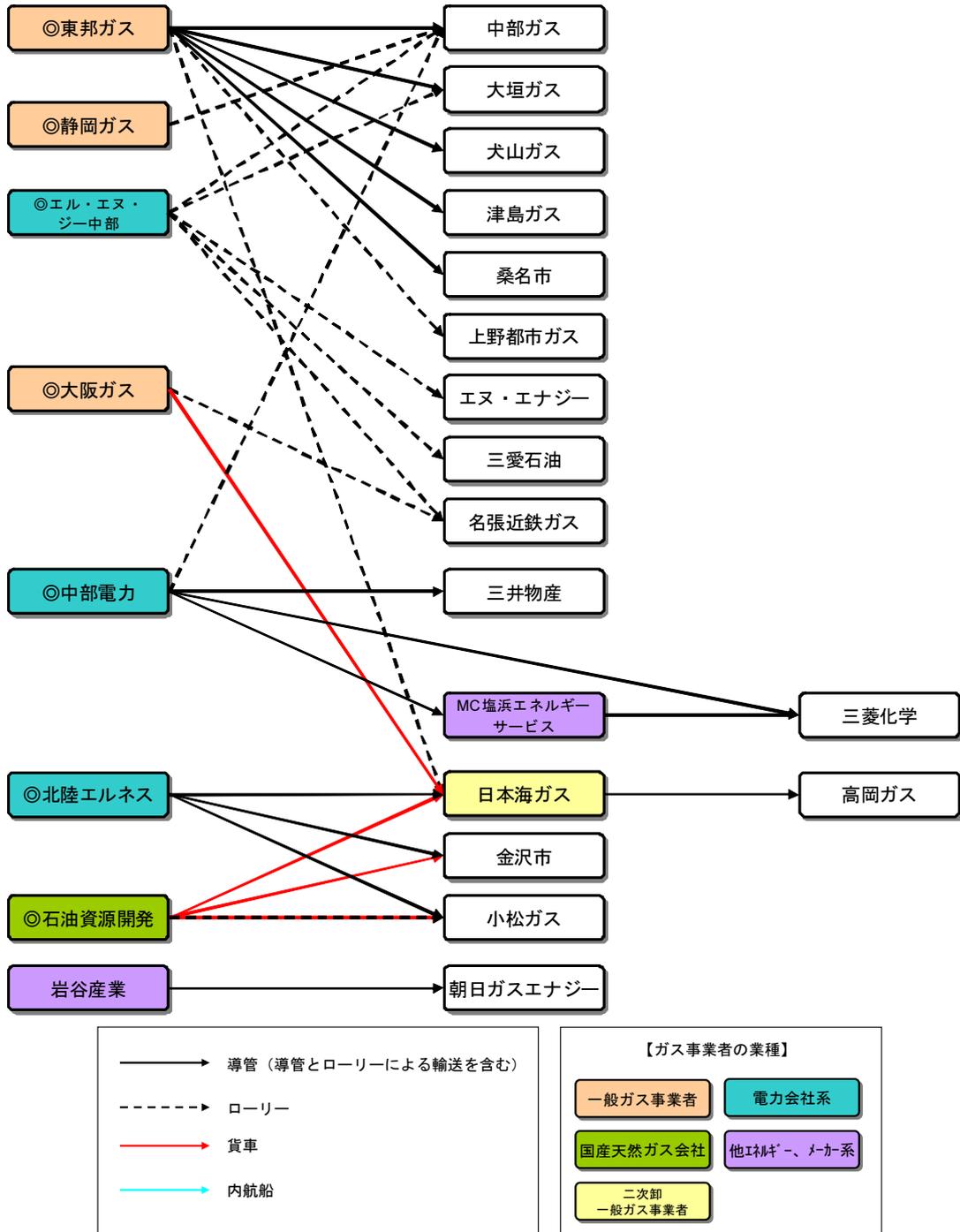
(注) 事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者

(資料) 資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-25 神奈川県・静岡県（一部）・山梨県の LNG 流通概況

(8) 中部・北陸

中部、北陸の LNG 流通概況は、卸事業者 8 事業者により流通がおこなわれている。中部、北陸では、流通にあたりローリー輸送や貨車コンテナ輸送の依存が強くなっている。



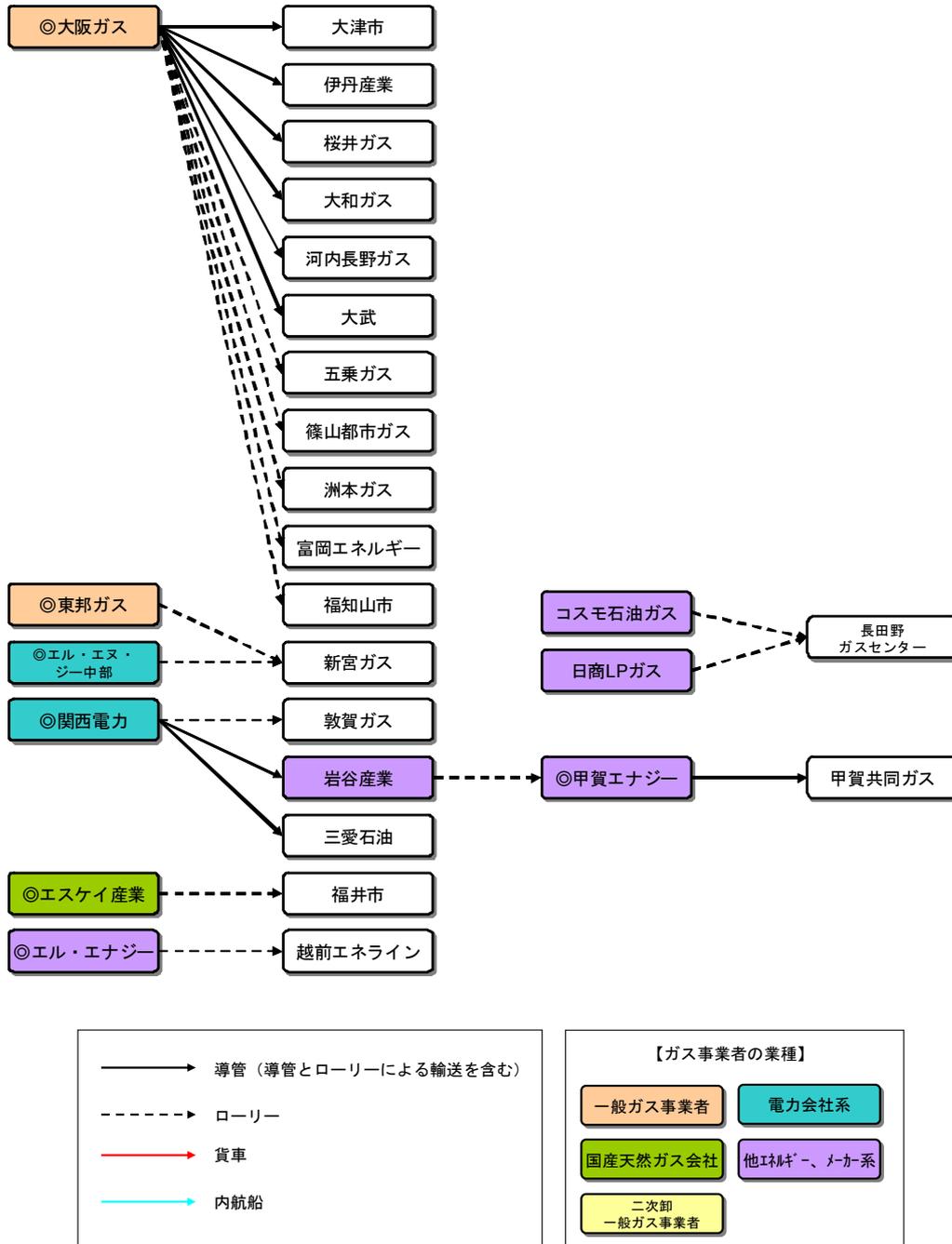
(注) 事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者

(資料) 資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-26 中部・北陸の LNG 流通概況

(9) 近畿

近畿では、大阪ガスをはじめ 6 事業者が卸事業者として存在している。流通にあたってはローリー輸送の依存が強くなっている。



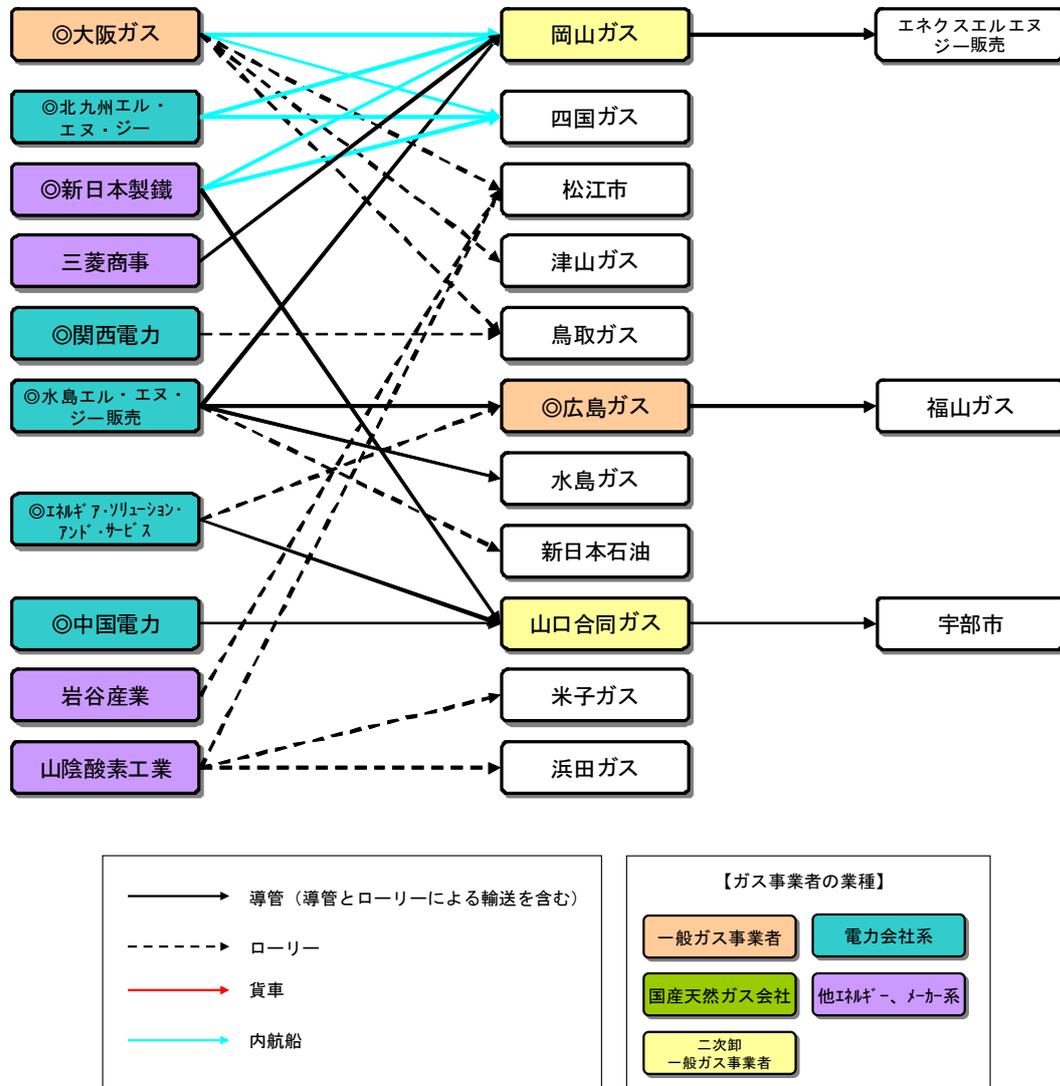
(注) 事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者

(資料) 資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-27 近畿の LNG 流通概況

(10) 中国・四国

中国、四国では 10 事業者が卸事業者として存在している。流通に際しては、ローリー輸送の依存が強くなっている。



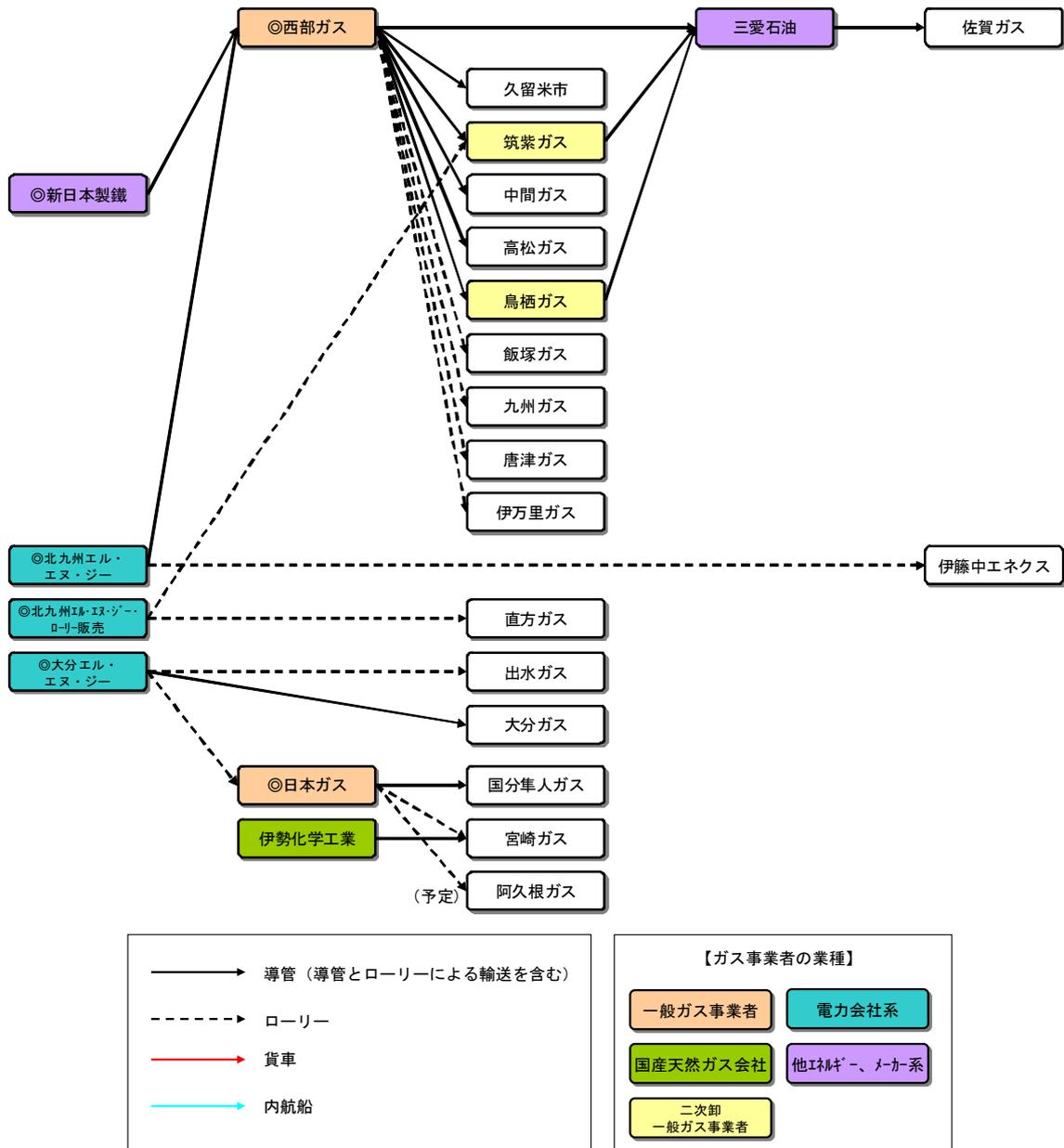
（注）事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者

（資料）資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-28 中国・四国の LNG 流通概況

(11) 九州・沖縄

九州では、新日本製鐵、北九州エル・エヌ・ジーなどの卸事業者のラインと大分エル・エヌ・ジー及び日本ガスから形成されている卸事業者のラインの大きく2つのラインで流通が形成されている。



(注) 事業者名の前に「◎」がついている事業者は、LNG 輸入事業者

(資料) 資源エネルギー庁「平成 18 年度 天然ガス卸市場の現状」より作成

図 2-29 九州・沖縄の LNG 流通概況

第3節 輸送手段ごとの特性整理

我が国における天然ガスの国内輸送手段は、主にパイプライン、LNG ローリー輸送、LNG 貨車コンテナ輸送、内航 LNG 船輸送の4つが挙げられる。

需要の大きい大都市を中心として、LNG 受入基地からのパイプラインが敷設されており、大手事業者による幹線導管網の拡充が進められている。こうした中で、LNG 基地を持たないガス事業者に対してはパイプラインにより卸供給しているほか、ローリーや貨車コンテナ、内航 LNG 船で二次輸送して供給している。また、環境政策への対応やエネルギーの高度利用化の観点から地方部のガス事業者や大口需要家へのローリーや貨車コンテナ、内航船での二次輸送の需要が高まってくることが予想されている。

ここでは、二次輸送における輸送手段ごとのメリット・デメリットを整理するとともに、輸送手段別の事業のコスト構造を比較分析し、各輸送手段の特性を理解することとする。

(1) 輸送能力

パイプラインは、大量輸送に最も適している。また、内航 LNG 船はパイプラインに次いで大量輸送に適しているといえ、一回の運航あたり 1,000～3,000 トン、年間で 3 万～14 万トン/年の輸送が可能である。

その一方で、ローリーや貨車コンテナは、地理的に輸送不可能エリアが存在することがデメリットとして挙げられる。また、大量輸送には、多数の車両が必要となり、道路交通環境や鉄道ダイヤに影響を受けやすい。

(2) 供給の安定性

パイプラインによる輸送は、一定量の天然ガスを継続的に輸送可能であるという点では大きなメリットとなる。一方で、ローリーや内航 LNG 船は、天候や交通事情の影響を受けることがデメリットとして挙げられる。貨車コンテナは、ローリーや内航 LNG 船より相対的に供給安定性が高いため、積雪の影響を受けることがある北海道、北陸では貨車コンテナ輸送を行っている事業者が比較的多い。

(3) 拡張性

ローリーや内航 LNG 船においては、車両数（船舶数）の増大、稼働日数の増大により輸送量上限まで柔軟に供給力を拡張することができる。貨車コンテナも同様に輸送量上限まで供給力を拡張することは容易であるが、ダイヤ調整等の鉄道路線を使用するにあたっての制約事項が他の輸送手段よりも多く存在するため、相対的にはローリーや内航船に比べて拡張性が劣るといえる。

一方で、パイプラインについては、設計段階での最大供給能力を超える場合には、追加の設備投資が必要となり、大きな追加投資費用が発生する。

(4) イニシャル・コスト

パイプラインについては、供給源（ガス田、LNG 受入基地等）から幹線を通り、需要端まで全てを同時に建設・整備することが必要となり、多くの初期投資を必要とする（パイプライン敷設コストは、平均 2 万円/inch・m との試算がある）。一方で、ローリーや貨車コンテナの初期投資は、サテライト基地の建設費とローリー車両費・コンテナ製造費のみであり、パイプラインに比べると、相対的に初期投資が少ない。また、内航 LNG 船については、内航船受入基地建設及び内航船建造費が発生する。外航船と比べると 1/10 程度であるが、特別仕様の船舶となるため、ローリーや貨車コンテナと比較すると、相対的に初期投資が大きくなる。

(5) 運転コスト

パイプラインは、初期投資が大きく掛かるが、法定耐用年数 22 年に対して、実耐用年数が長いため（40 年程度）、償却メリットが期待でき、長期的に考えた場合には、運転コストの低減が可能であり、他の輸送手段と比べても運転コストは低い。一方で、ローリーの運転コストは、半分近くを人件費が占めており、高圧ガス保安法上の制約となっている走行距離 200km 以上（高速道路：340km 以上）の場合は、乗員人数 2 名以上のため、人件費がさらに上乘せとなる。そのため、輸送距離が 200km 以上を超える場合には、貨車コンテナが相対的に運転コストは低い。

(6) 導入に要する期間

ローリーの場合、サテライト基地等の設備の建設場所の確保に掛かる期間と、設備の建設期間（物理的工期）が導入に要する期間として必要な期間であり、他の輸送手段に比べると、最も早く立ち上げ可能な輸送手段である。

貨車コンテナや内航船については、出荷・受入基地の建設・整備に掛かる期間が必要な期間となり、ローリーと比べると相対的に導入までの期間が長い。また、パイプラインについては敷設にあたっては、ルート上の公共用地への占用（道路等）や民地における物件設定（地役権、地上権）を確保する必要があるが、距離が長くなるほど国土交通省や地方自治体の許可、地元住民との折衝等に長い時間を要し、運用開始までの導入期間が長くなる。

(7) 転売可能性

国内二次輸送の 4 手段の転売可能性は、ローリー、貨車コンテナ及び内航 LNG 船に関しては、転売市場が成立する可能性はあるが、パイプラインは転売が現実的ではない。

(8) 交通・環境に関する負荷

パイプラインは、地下埋設のため、交通負荷及び環境負荷はともに他の輸送手段と比べて相対的に低い。特に道路占用の形態を取ることが多く、相当量のガス供給量（数十～百万ト/年）をローリーで運搬した場合と比較すると、明らかにパイプラインの方が交通負荷、環境負荷ともに低い。また、貨車コンテナや内航船については、ローリーと比べると大量輸送が可能であり、交通負荷、環境負荷の面ではローリーよりも優位となる。

表 2-1 輸送機関別の特性の整理

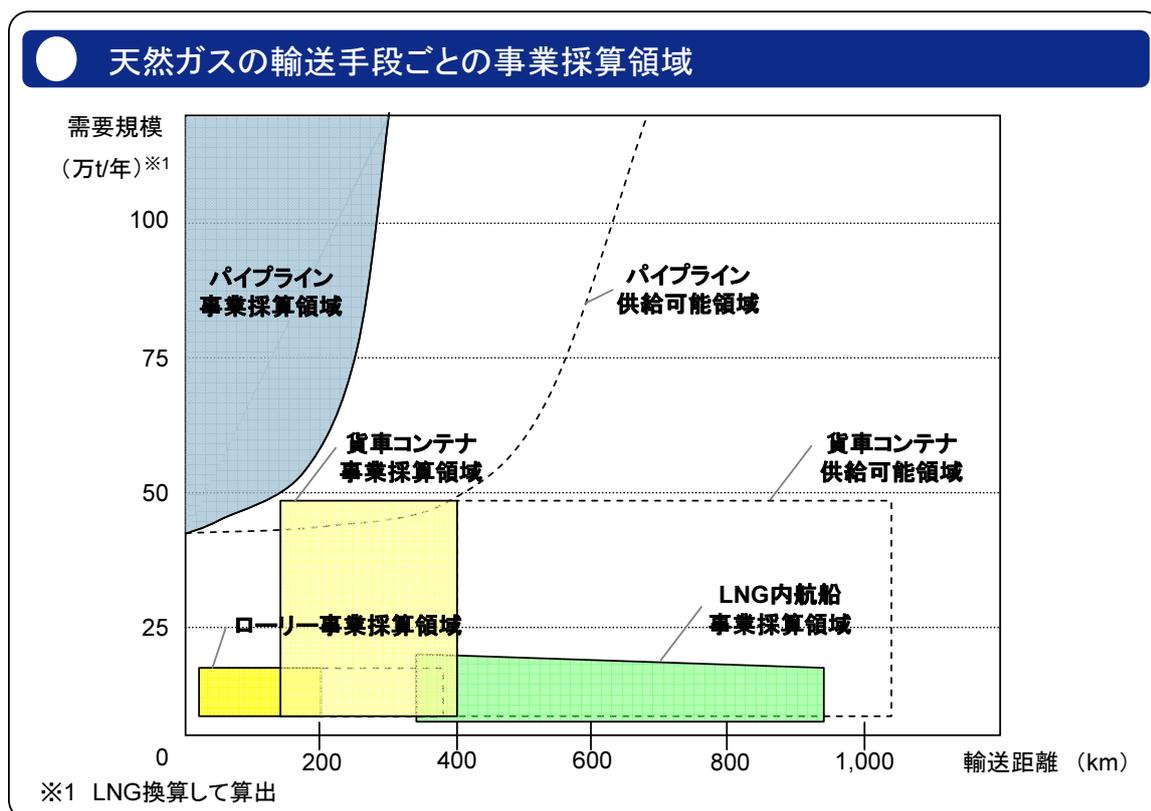
	パイプライン	ローリー	貨車コンテナ	内航船
輸送能力	大量輸送に最も適している。	地理的に輸送不可能エリアが存在する。また、大量輸送には、多数の車両が必要となり、交通環境に影響があることも考えられる。	地理的に輸送不可能エリアが存在する。また、大量輸送には、多数の車両が必要となり、交通環境に影響があることも考えられる。	パイプラインに次いで大量輸送に適している。1 航行あたり 1,000 ～ 3,000 トン、年間で 3 万 ～ 14 万 トン/年の輸送が可能である。
供給の安定性	一定量の天然ガスを継続的に輸送可能である。	天候や交通事情の影響を受けることがある。	ローリーや内航船より安定供給性が高い。積雪の影響を受ける地域に強い。	天候や交通事情の影響を受けることがある。
拡張性	設計段階での最大供給能力を超える場合には、追加の設備投資が必要となり、大きな費用が掛かるため、拡張性は低い。	車両数の増大、稼働日数の増大により輸送量上限まで柔軟に供給力を拡張することができる。	車両数の増大、稼働日数の増大により輸送量上限まで供給力を拡張することは容易である。一方で、ダイヤ調整等の鉄道路線を使用するにあたっての制約事項が存在する。	船舶数の増大、稼働日数の増大により輸送量上限まで柔軟に供給力を拡張することができる。
イニシャル・コスト	供給源からの幹線から需要端までの全ての設備の初期投資が必要である。 パイプライン敷設コスト：1.4～2.9 万円/inch・m	サテライト基地建設コスト：1 億円～7.5 億円 (1 万トン/年、10 年償却) 車両費：3,000 ～ 6,000 万円 (5 年償却)	サテライト基地建設コスト：1 億円～7.5 億円 (1 万トン/年、10 年償却)	内航受入基地建設コスト：外航基地の 1/13 程度 内航船建造費：外航船の建造費の 1/10 程度 (20 年償却)
運転コスト	運転コスト：5～8 円/m ³ (高中圧) 耐用年数(40 年)が長い場合、長期的にみた場合、運転コストの低減が可能である。	運転コスト：8～15 円/m ³ 運転コストの 4～5 割を人件費が占めている(40～60 万円/人月)。 管理費：200～300 円/トン・km	運転コスト：13～15 円/m ³ ローリー 2 名乗車の場合と均衡するくらいの運転コストであると仮定。	運転コスト：4～10 円/m ³ ローリー、貨車コンテナと比べると、大量輸送が可能な分、コストメリットが高い。

	パイプライン	ローリー	貨車コンテナ	内航船
導入に要する期間	敷設ルート上の公共用地への占用(道路等)や民地における物件設定(地役権、地上権)を確保する必要があり、距離が長くなるほど、国土交通省や地方自治体の許可、地元住民との折衝等に長い時間を要し、運用開始までの導入に要する期間が長くなる。	設備の建設場所の確保に掛かる期間と、設備の建設期間(物理的工期)が導入に要する期間として必要な期間であり、他の輸送手段に比べると、最も早く立ち上げ可能な輸送手段である。	出荷・受入設備の整備に掛かる期間が必要な期間となり、ローリーと比べると相対的に導入に要する期間が長い。	出荷・受入設備の整備に掛かる期間が必要な期間となり、ローリーと比べると相対的に導入に要する期間が長い。
転売可能性	低い	有り	有り	有り
交通負荷 環境負荷	地下埋設のため、交通負荷及び環境負荷はともに他の輸送手段と比べて相対的に低い。特に道路占用の形態を取ることが多く、相当量のガス供給量(数十～百万トン/年)をローリーで運搬した場合と比較すると、明らかにパイプラインが交通負荷、環境負荷ともに低い。	内航船と比較すると、約 2.3 倍の CO ₂ を排出している。	ローリーと比べると大量輸送であり、交通負荷、環境負荷の面ではローリーよりも優位となる。 内航船と比較すると約 1/2 程度と推定されている。	ローリーと比べると大量輸送であり、交通負荷、環境負荷の面ではローリーよりも優位となる。

出典：平成 16 年度地方都市ガス事業天然ガス化導入条件整備調査(資源エネルギー庁)をもとにローリー事業者、内航船運航事業者、都市ガス事業者等へのヒアリングなどを踏まえて修正

第4節 輸送機関別参入条件の整理

「平成16年度 地方都市ガス事業天然ガス化導入条件整備調査（資源エネルギー庁）」では、天然ガスの輸送手段ごとの事業採算領域について、ある一定の条件のもと下図のとおり整理している。この調査時点から既に5年が経過しており、また、調査時には就航していなかった内航LNG船の就航実態などから、改めて関係事業者のヒアリングを踏まえて、輸送機関別の参入可能となる条件を整理する。



(注) 実際の採算領域については、個々のケースにより変動

(資料) 「平成16年度地方都市ガス事業天然ガス化導入条件整備調査」(資源エネルギー庁)

図2-30 LNG国内二次輸送の輸送機関別参入条件

(1) 需要規模・輸送距離・輸送量

パイプラインは、需要規模で供給可能輸送距離に制限はない。ただし、高圧幹線の場合は、初期投資の大きさから40～50万t/年以上の消費需要量が必要となる。

一方、ローリーは、需要規模では、5万～10万t/年の消費需要量が必要であるとされている。需要規模のもととなる輸送量は、1台あたり9.8～12.4t/回であり、輸送距離が80km以下の場合、1日2回～、80km以上の場合、1日1回であり、年間稼働日数は260～280日である。また、輸送距離については、ローリーの運転コストのうち、4～5割程度が人件費で占められている状況において、200km（高速道：340km）以上の場合、乗員人数を2名以上とすることが規定されている。そのため、事業採算性に見合う輸送距離は50～200kmまでとしている。

貨車コンテナは、需要規模では、「平成16年度地方都市ガス事業天然ガス化導入条件整備調

査(資源エネルギー庁)」によると、5万～50万トンの消費需要量が必要であるとされている。需要規模のもととなる輸送量は、1回あたり400トン程度であり(LNGタンクコンテナ専用列車:10トン/コンテナ×2器×20両)である。また、輸送距離については、ローリーの輸送距離と補完の関係にあるといえ、180～400kmまでとしているが、供給可能距離としては1,000km以上である。ただし、鉄道ダイヤの過密性やコンテナ荷役場所の制約から輸送が困難なのが現実である。

内航LNG船の需要規模は、関係事業者へのヒアリング結果より、3万トン/年が事業採算性を見込んだ上での最少規模であり、最大需要規模は14万トン/年(現行の内航LNG船1隻利用の場合)となる。1航行あたりの輸送量は、1,000～3,000トン程度であり、年間航行回数は最大で50回弱となる。輸送距離については、一般にローリーの運送限界距離である200kmを超えることが条件とされているが、姫路LNG基地から岡山ガスの築港工場への輸送実績などから、その他の条件により50km程度でも事業性が見込まれる。

なお、小型LNG船にてLNGの輸入を行っている、広島ガス(広島)と日本ガス(鹿児島)の年間輸入量は、それぞれ広島ガスが21万トン/年(2008年より年間21万トンの20年間長期契約)、日本ガスが11万6千トン/年(2006年度実績、鹿児島港港湾統計より)となっている。

(2) 契約条件

内航船の契約条件の特徴としては、20年間の長期契約を締結している。これは、特殊仕様であるLNG内航船建造費および運航に掛かる人件費、管理費を月払いとして、荷主側が負担するため、長期にわたった契約条件となっている。また、運航に掛かる費用については、都度支払を行う契約形態となっている。その他にも契約上、年間運航回数については規定されていない。

(3) 法的制約条件

ローリーについては、消防法、高圧ガス保安法、毒物及び劇物取締法、その他道路関連法令等の多くの法令等により規制が行われている。

表 2-2 輸送機関別参入条件

	パイプライン	ローリー	貨車コンテナ	内航船
最少消費需要量	—	5 万トン/年	5 万トン/年	3 万トン/年 (20 年間保証の場合)
最大消費需要量	上限なし	10 万トン/年	40～50 万トン/年	20 万トン/年
輸送距離	高圧パイプラインの場合、～300km (条件によって延長可能)	50～200km	180～400km (供給可能距離は、1,000km 以上)	50km～
輸送量	需要量により調整可能	1,000～10 万トン/年 1 台あたり輸送量: 9.8～12.4 トン 年間稼働日数:260 ～280 日	1 回あたり輸送量: 400 トン 年間稼働日数;確 認中	3～14 万トン/年 1 航行あたり輸送 量:1,000～3,000 トン
法的制約条件		片道の輸送距離が 200km (高速道: 340km)を超える場 合:乗員人数2名以 上 水底トンネルやこれ に類するトンネルを 走行することができ ない場合がある(道 路法第 46 条第 3 項)。		

(資料)平成 16 年度地方都市ガス事業天然ガス化導入条件整備調査(資源エネルギー庁)をもとに関係事業者へのヒアリングを踏まえて作成

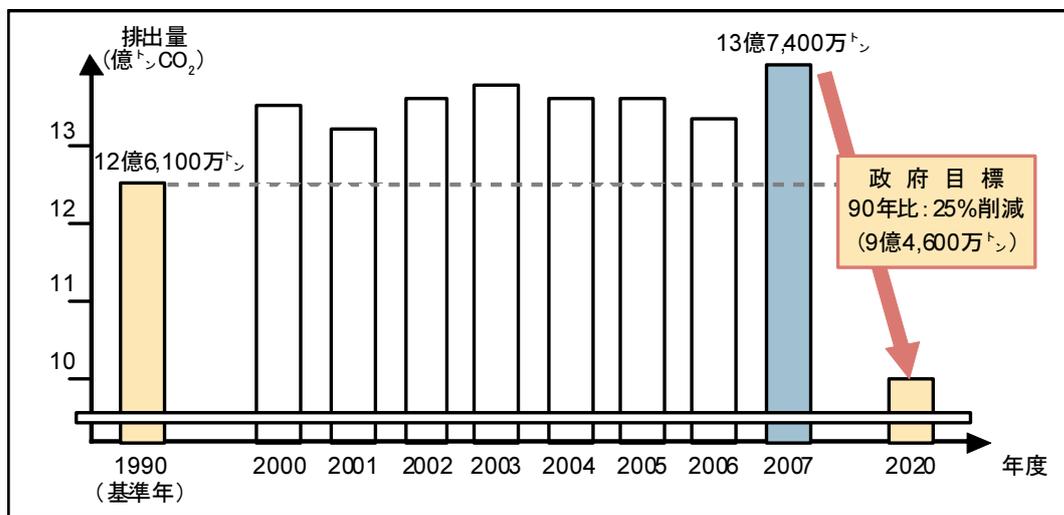
第3章 天然ガスの潜在需要量

第1節 天然ガス事業を巡る事業環境状況

(1) 地球温暖化対策の動向

我が国の温室効果ガス排出量は、1990年度に12億6,100万トンであったものが、2007年度には13億7,400万トンとなっている。

温室効果ガス排出削減の政府目標は、2020年度に1990年度と比較して25%削減、年間排出量を9億4,600万トンまで削減となっている（2007年度に比較して約4億2,800万トンの温室効果ガス排出量の削減）。



環境省・経済産業省公表(2007年)

図 3-1 温室効果ガスの排出量の推移と 2020 年度政府目標

(2) 天然ガスの高度利用の促進

このように、温室効果ガス削減を目指していくなか、天然ガスの役割、位置づけは大きく、高度利用の促進等に係る政策支援が行われており、平成 22 年度の予算案においても以下の主な支援が措置された。

①天然ガスの高度利用の促進

- ・エネルギー使用合理化事業者支援補助金（民間団体分）
- ・分散型エネルギー複合最適化実証事業費補助金
- ・天然ガス型エネルギー面的利用導入モデル事業費補助金

②天然ガスの安定供給の促進

- ・地方都市ガス事業天然ガス化促進対策費補助金
- ・天然ガス等利用設備資金利子補給金
- ・ガス導管劣化検査等支援事業費

③天然ガス戦略立案

- ・天然ガス高度利用基盤調査委託費

④その他の支援

- ・新エネルギー等導入加速化支援対策費補助金
- ・クリーンエネルギー自動車等導入促進対策費補助金（天然ガス自動車分）
- ・エネルギー使用合理化事業者支援事業（NEDO分）
- ・民生用燃料電池導入支援補助金
- ・住宅・建築物高効率エネルギーシステム導入促進事業費補助金（高効率給湯器分（都市ガス関連））

(3) 環境対策の新たな手法

環境省では、CO₂削減に向けた新たな手法として、「地球温暖化対策税」と「排出量取引制度」の導入が検討されており、温室効果ガス排出量削減を目指しているが、エネルギー政策及びCO₂排出削減の基本政策は、「省エネルギー」と「低炭素燃料への転換」である。今後、「地球温暖化対策税」や「排出量取引制度」の制度設計が行われることとなる。

①地球温暖化対策税の導入

平成21年税制改正要望として、環境省より示された、「地球温暖化対策税」では、化石燃料に対して、輸入者・採取者への下図（図3-2）のと通りの課税が要請されている。このため天然ガスにも石油や石炭と同様に課税が行われることになる。

この要望では、化石燃料が排出する二酸化炭素の量に対して課税が行われる制度となっている。このため、天然ガスは、石油や石炭よりも二酸化炭素の排出量が少ないことから、原料価格への租税負担の転嫁が相対的には少なくなる可能性はあるが、今後、詳細設計が行われることとなる。

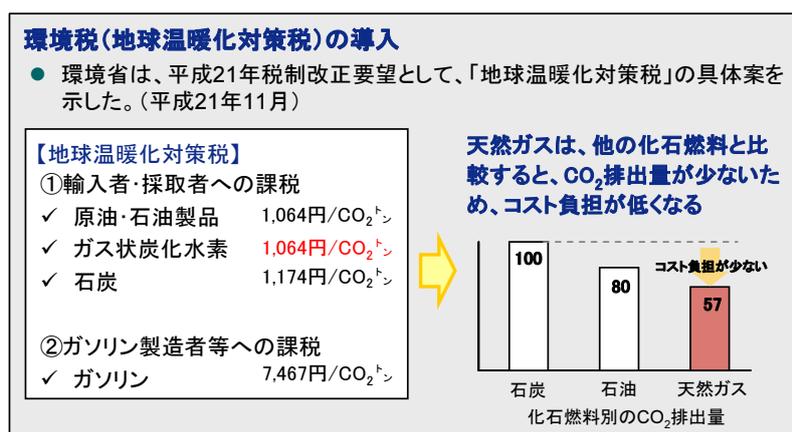


図3-2 環境税の概要

②排出量取引制度の導入

環境省では、キャップ&トレード方式や「原単位」方式による国内排出量取引について詳細な制度設計を進めていく方針を示した。

各事業者に対して技術動向や過去の実績に基づき排出枠を配分し、排出量が排出枠を下回る

分について、排出枠を超えて排出を行っている事業者に対して排出枠の残分をトレードする制度となっている。この結果、石油や石炭に比較して温室効果ガスの排出量が少ない天然ガスを利用している事業者は、トレード可能な排出枠を石油や石炭を使用している事業者よりも多く確保することが可能となる。ここで確保された排出枠のトレードにより獲得される資金は、原料価格負担を圧縮することになる。

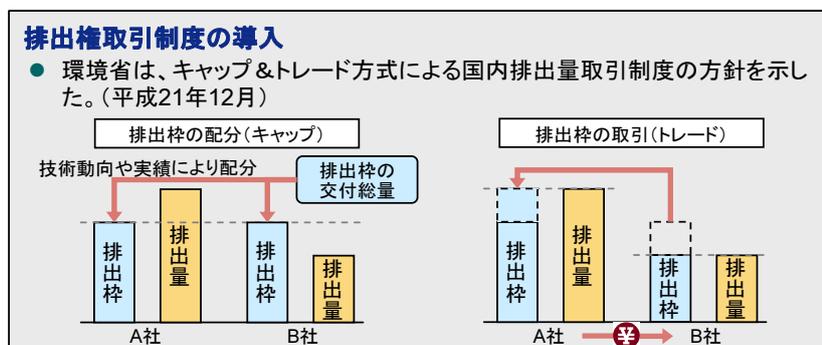


図 3-3 排出権取引制度のイメージ

(4) ガス事業者における対応の方向

低炭素社会に向けたガス事業の基本的な方向性としては、大きく2つある。

ひとつは、過度に特定の供給源・手段に依存しないエネルギーの多様化を推し進め、エネルギーのベストミックスを図り、エネルギーの安全保障を高めるという「エネルギーセキュリティ」の側面、もうひとつは、低炭素社会への円滑な移行の担い手として、低炭素である天然ガスと高度利用システムを位置づける「地球温暖化への対応」である。

このような方向性のもと、低炭素社会をどのように実現するかについて、平成21年7月に資源エネルギー庁の総合資源エネルギー調査会・都市熱エネルギー部会において「低炭素社会におけるガス事業のあり方」が政策提言としてまとめられ、低炭素社会へ貢献する取組として4つの柱が示された。

〈4つの柱〉

① 分散型エネルギーシステムの展開

コージェネレーションシステムを核とした分散型エネルギーシステムの普及、「スマートエネルギーネットワーク」^(※)の構築を通じた、需要面・供給面における電気と熱のベストミックスによる省エネ・省CO₂の達成。

(※) 分散型エネルギー、再生可能エネルギーなど地域における多様な熱と電気の発生源と需要家をエネルギーインフラでつなぎ、情報通信にて需給両面から最適制御することにより、地域における省エネ・省CO₂の最大化を図るネットワークのこと

② 水素エネルギー社会の構築

CO₂を排出しないクリーンな水素・燃料電池社会の構築

③ 産業部門における天然ガスの高度利用

天然ガス仕様の高効率燃焼機器に置き換えるなど、産業部門での低炭素化のため天然ガスの高度利用の普及

④ 再生可能エネルギー等の導入

バイオガスや太陽熱利用など、地域における再生可能エネルギーと天然ガスとの融合による低炭素化

また、これらの 4 つの柱を支える基盤的取組として、「天然ガスの安定供給」、「基盤インフラ整備」などが重要であることも提言された。

〈基盤的取組〉

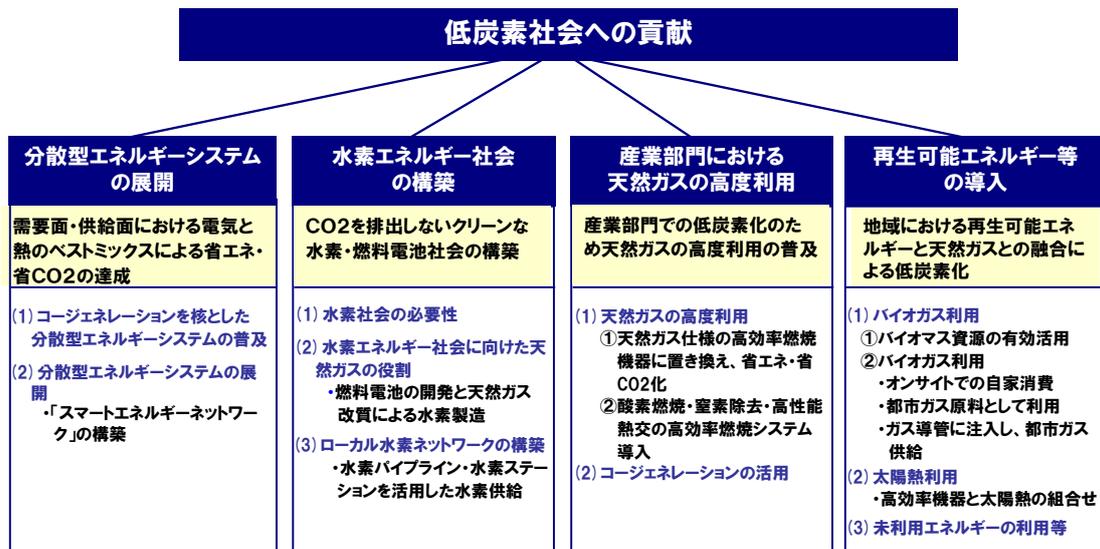
① 天然ガスの安定供給

LNG チェーン全体での事業展開を進めながら、長期にわたり天然ガスの安定的かつ低廉な供給が図られるよう、LNG 調達力のさらなる強化を進める

② 基盤インフラ整備

低炭素化、水素エネルギー社会を目指すうえで、LNG 基地・パイプライン整備は急務であり、国の適切なサポートのもと、さらなる天然ガスインフラ整備に向けた取組を進める

天然ガスの高度利用として 4 つの取組と、それを支える基盤的取組を着実に進めることに加えて、天然ガスを確実に供給するという従来のビジネスモデルから、需要者のエネルギー課題を解決する「総合エネルギーサービス事業」を展開し、「エネルギーと環境が調和した低炭素社会」に貢献していくことが、今後、ガス事業者には求められている。



(資料) 資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会・都市熱エネルギー部会「低炭素社会におけるガス事業のあり方」政策提言をベースに (社) 日本ガス協会が作成

図 3-4 天然ガスの高度利用による低炭素社会への貢献

第2節 産業部門における天然ガスへの利用転換による潜在的な需要量

石油や石炭から天然ガスへの利用促進をはかることによる国内の業務用・産業用分野におけるCO₂削減ポテンシャルについて、天然ガスの都市ガスシェアが67.5%まで高まると想定した場合の2030年削減可能性と最大ポテンシャルについての(社)日本ガス協会における試算結果は、下表(表3-1)のとおりである。

この試算結果から、天然ガス化がすべてLNGによって行われるとした場合のLNG新規需要見込は、2030年削減可能性において、石油から天然ガスへの転換分で約1,200万t³、石油と石炭から天然ガスへの転換分で約2,000万t³と想定される。同様に天然ガス化によるCO₂削減が最大ポテンシャルの場合は、石油から天然ガスへの転換分で約2,310万t³、石油と石炭から天然ガスへの転換分で約3,510万t³と想定される。

表3-1 国内の業務用・産業用分野における天然ガスによるCO₂削減ポテンシャル

(2005年基準)	2030年		
	削減可能性 ^(※1)	天然ガス新規需要見込	新規需要見込のLNG換算
ボイラのCO ₂ 削減量	約600万t-CO ₂	約73億700万m ³	約600万t
内 業務用分野	約180万t-CO ₂	約21億9,200万m ³	約180万t
内 工業用分野	約400万t-CO ₂	約48億7,100万m ³	約400万t
工業炉のCO ₂ 削減量 ^(※2)	約600万t-CO ₂ (約1,400万t-CO ₂)	約73億650万m ³ (約170億4900万m ³)	約600万t (約1,400万t)
合計 ^(※2)	約1,200万t-CO ₂ (約2,000万t-CO ₂)	約146億1300万m ³ (約243億5,500万m ³)	約1,200万t (約2,000万t)
(2005年基準)	最大ポテンシャル ^(※3)		
	削減可能性 ^(※1)	天然ガス新規需要見込	新規需要見込のLNG換算
ボイラのCO ₂ 削減量	約1,100万t-CO ₂	約133億9,500万m ³	約1,100万t
内 業務用分野	約334万t-CO ₂	約40億6,700万m ³	約340万t
内 工業用分野	約800万t-CO ₂	約97億4,200万m ³	約800万t
工業炉のCO ₂ 削減量 ^(※2)	約1,200万t-CO ₂ (約2,400万t-CO ₂)	約146億1,300万m ³ (約292億2,600万m ³)	約1,200万t (約2,410万t)
合計 ^(※2)	約2,300万t-CO ₂ (約3,500万t-CO ₂)	約280億800万m ³ (約426億2,100万m ³)	約2,310万t (約3,510万t)

※1:天然ガスの都市ガスシェアが67.5%まで高まると想定(最も天然ガス比率の高いシェアの数値。トップランナー方式を採用。)

※2:()内は石炭等を含んだ試算

※3:天然ガスの都市ガスシェアが100%まで高まると想定

(資料) (社)日本ガス協会より

平成 21 年度のエネルギー多消費型設備都市ガス化推進補助事業交付設備の概要は、下表（表 3-2）の通りである。

交付決定数 328 件（うち顕在化枠 5 件）において、転換前の燃料原油換算消費量は約 28.7 万 kl、天然ガス（都市ガス 13A）換算消費量では、約 2 億 4,200 万 m³であり、これにより削減される二酸化炭素の排出量は、年間約 22 万 8 千 t となる。

なお、都市ガス化を行うエネルギー消費量上位 5 事業所（原油換算消費量）で、全体の約 28.2%（8 万 1 千 kl/年）の規模となっている。

最も大きい事業所では、年間約 3 万 3,665.5kl の原油換算消費量となっていることから、LNG 換算すると約 2 万 6,758 t の新規消費が見込まれる。

また、天然ガス転換による、1t あたりの CO₂ 排出削減費用は、約 1,000 円と算出され（表 3-2 より）、天然ガスへの燃料転換は CO₂ 削減の費用対効果が優れている。

表 3-2 平成 21 年度エネルギー多消費型設備都市ガス化推進補助事業交付設備の概要

	一次募集分	二次募集分	追加募集分	平成21年度 交付計
交付決定件数(件)	243	47	38	328
（うち顕在化枠）	4	1	-	5
交付予定金額(百万円)	3,373	458	391	4,222
（うち顕在化枠）	128	25	-	153
転換前燃料原油換算消費量 (kl/年)	255,108	17,277	14,727	287,112
天然ガス(都市ガス13A)換算消費量 (千m ³ /年)	215,000	15,000	12,421	242,421
二酸化炭素排出削減量 (t-CO ₂ /年)	▲ 205,870	▲ 11,964	▲ 10,479	▲ 228,313

（資料）一般社団法人 都市ガス振興センター

表 3-3 平成 21 年度エネルギー多消費型設備都市ガス化推進補助事業交付設備
消費量上位 5 事業所

申請者名	設備所在地	転換前燃料種別	原油換算消費量 (kl/年)
三井化学株式会社	愛知県	A重油、C重油、その他	33,665.50
リンテック株式会社/三島工場	愛媛県	A重油	15,425.90
日清オイリオグループ株式会社	岡山県	A重油、C重油	14,636.80
JFEスチール株式会社	愛知県	A重油、C重油	10,123.50
パナソニック電工株式会社 パナソニック電工郡山株式会社	福島県	A重油	7,150.60
上位5事業者計(全体(243事業、255,108klの約32%))			81,002.30

（資料）一般社団法人 都市ガス振興センター

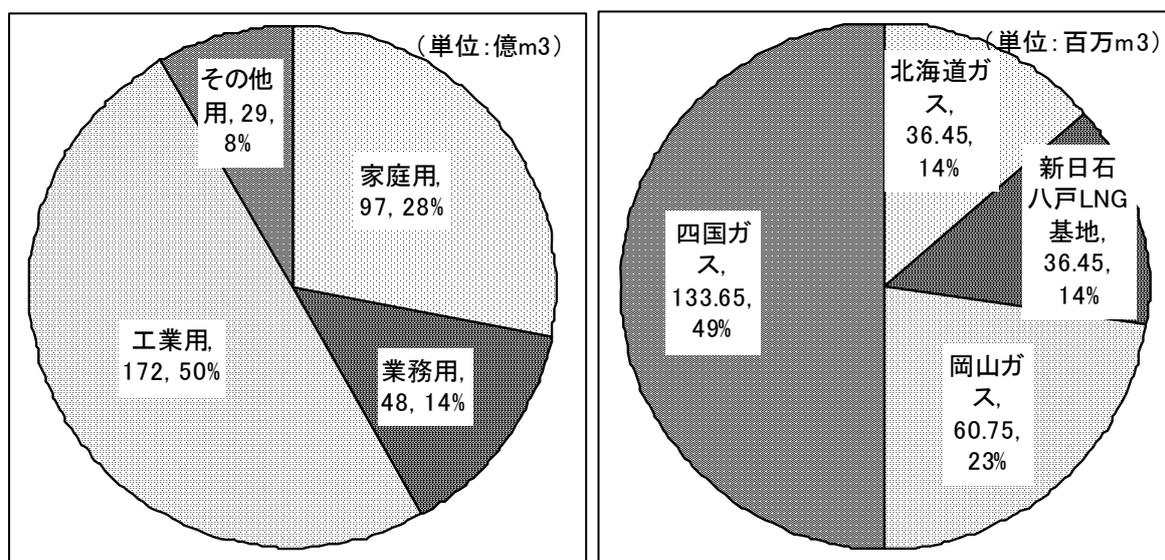
第4章 内航 LNG 輸送の利用可能性の検討

第1節 内航 LNG 輸送の現状

(1) 内航 LNG 船を活用したガス供給量

都市ガス事業者の LNG 年間販売量は、約 345 億 m³ であり、そのうち工業用への販売が約 50% を占めている（販売量は約 172 億 m³）。

また、内航 LNG 船を活用した年間供給量は、各社へのヒアリングの結果から、約 22 万ト/年となっている。



(資料) 日本ガス協会 HP (2008 年版)

(資料) 各社ヒアリングより

図 4-1 LNG 年間販売量

図 4-2 内航 LNG 船年間輸送量

表 4-1 内航 LNG 船年間供給量

	年間供給量	
	ト/年	m ³ /年
北海道ガス	30,000	36,450,000
新日石八戸LNG基地	30,000	36,450,000
岡山ガス	50,000	60,750,000
四国ガス	110,000	133,650,000
合計	220,000	267,300,000

(注) 都市ガス 10,702kcal (44.8MJ) の場合

(資料) 各社ヒアリングより

(2) 内航 LNG 船における供給パターン

現在、我が国で行われている内航 LNG 船による LNG 国内輸送の形態は次のとおりである。

① 北海道ガス（函館みなと工場）

北海道ガス（函館みなと工場）における LNG 国内輸送の事例を図に示す。内航船によって受け入れられた LNG は、基地内のタンクに貯蔵される。需要者までの供給ルートは大きく LNG 供給と導管供給がある。LNG 供給は、ローリーによって LNG タンクや気化設備を備えた工場、工業団地に直接供給されるルートがある。また導管供給は、基地内の気化設備で気化され、球形ガスホルダーに貯蔵、パイプラインによって函館地域の家庭や工業団地に供給されるルートがある。

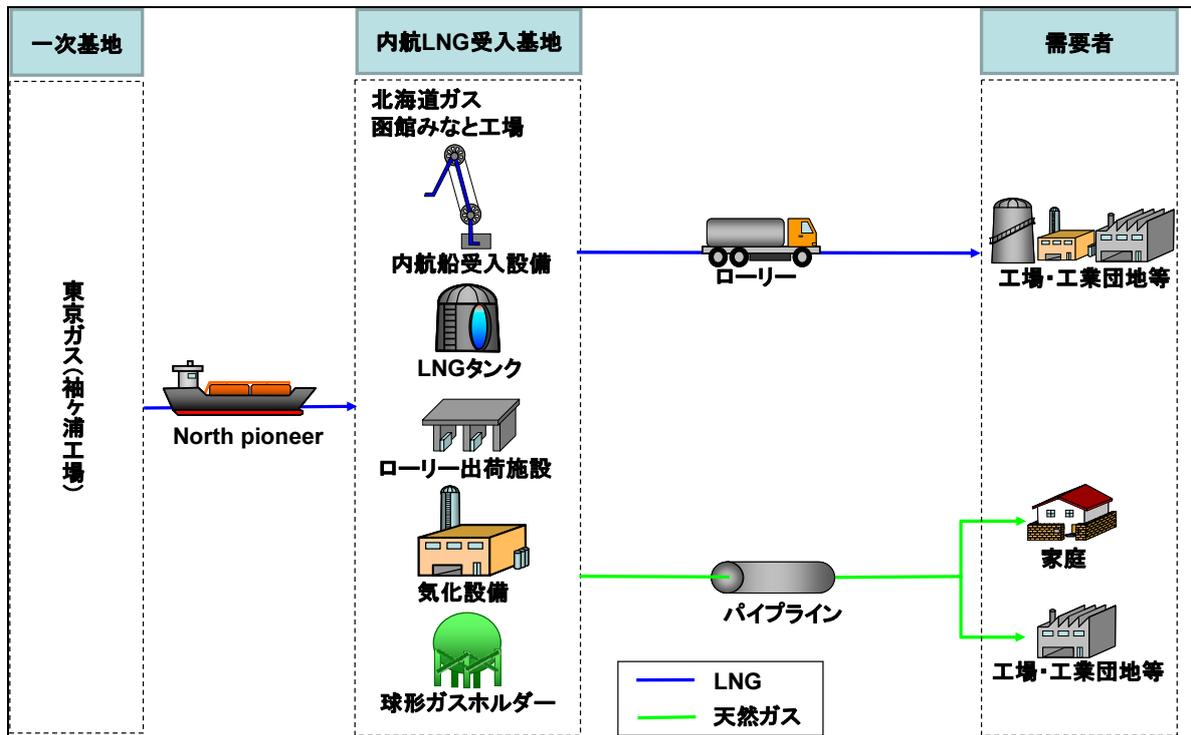


図 4-3 北海道ガス（函館みなと工場）での国内二次輸送供給パターン

② 新日本石油（八戸 LNG 基地）

新日本石油（八戸 LNG 基地）における LNG 国内輸送の事例を図に示す。内航船によって受け入れられた LNG は、基地内のタンクに貯蔵される。需要者までの供給ルートは大きく LNG 供給と導管供給がある。LNG 供給は、ローリーによって一般ガス事業者へ供給及び気化され、家庭や工業団地に供給されるルートとローリーによって LNG タンクや気化設備を備えた工場、工業団地に直接供給されるルートがある。また導管供給は、基地内の気化設備で気化され、パイプラインによって一般ガス事業者を経由して家庭や工業団地に供給されるルートがある。

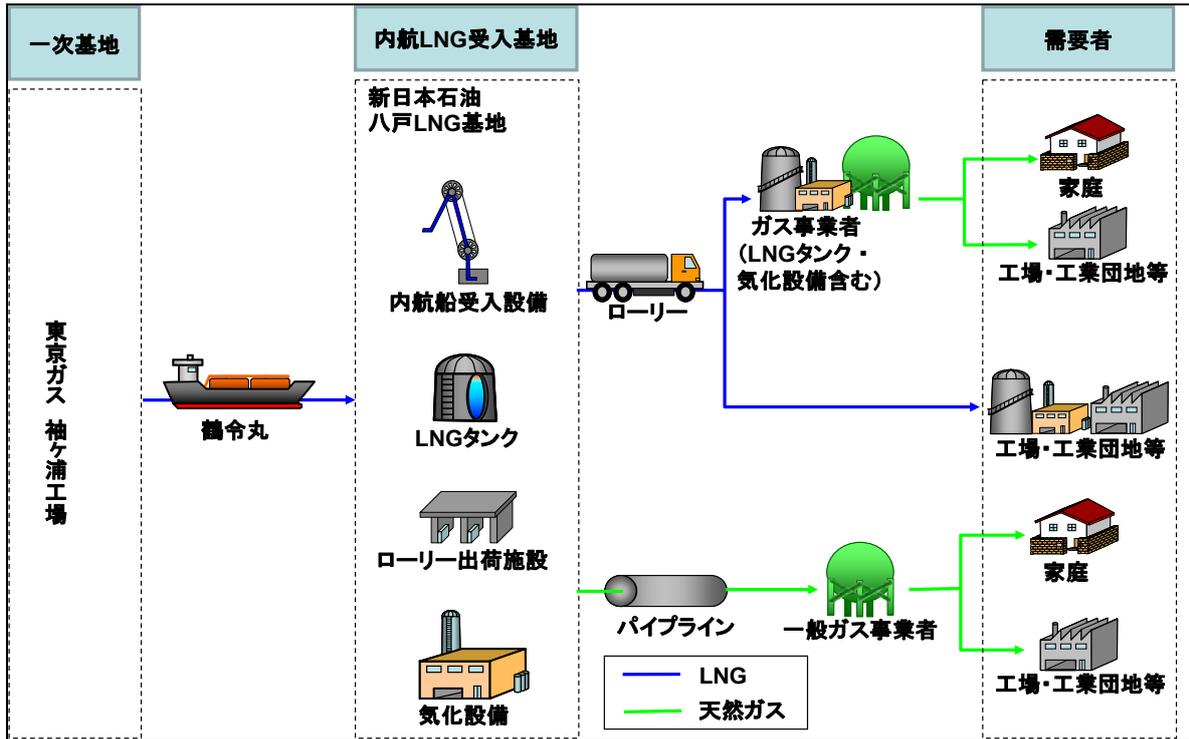


図 4-4 新日本石油（八戸 LNG 基地）国内二次輸送供給パターン

③ 岡山ガス（築港工場）

岡山ガス（築港工場）における LNG 国内輸送の事例を図に示す。内航船によって受け入れられた LNG は、基地内のタンクに貯蔵される。需要者までは導管供給のみを行っており、基地内の気化設備で気化され、パイプラインによって一般ガス事業者を経由して家庭や工業団地に供給されるルートである。

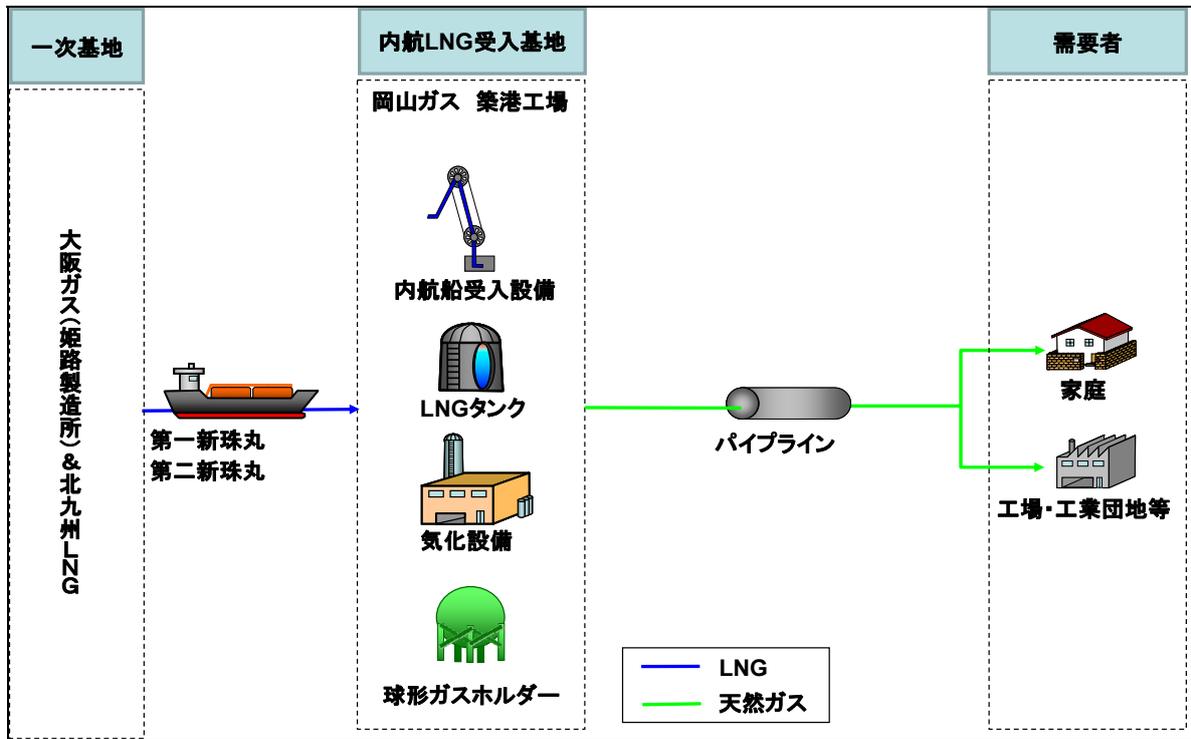


図 4-5 岡山ガス（築港工場）国内二次輸送供給パターン

④ 四国ガス（高松工場、松山工場）

四国ガス（高松・松山工場）における LNG 国内輸送の事例を図に示す。内航船によって受け入れられた LNG は、基地内のタンクに貯蔵される。需要者までの供給ルートは大きく LNG 供給と導管供給がある。LNG 供給は、ローリーによって四国ガス今治工場や高知工場へ供給及び気化され、家庭や工業団地に供給されるルートとローリーによって LNG タンクや気化設備を備えた工場、工業団地に直接供給されるルートがある。また導管供給は、基地内の気化設備で気化され、球形ガスホルダーに貯蔵、パイプラインによって家庭や工業団地に供給されるルートがある。

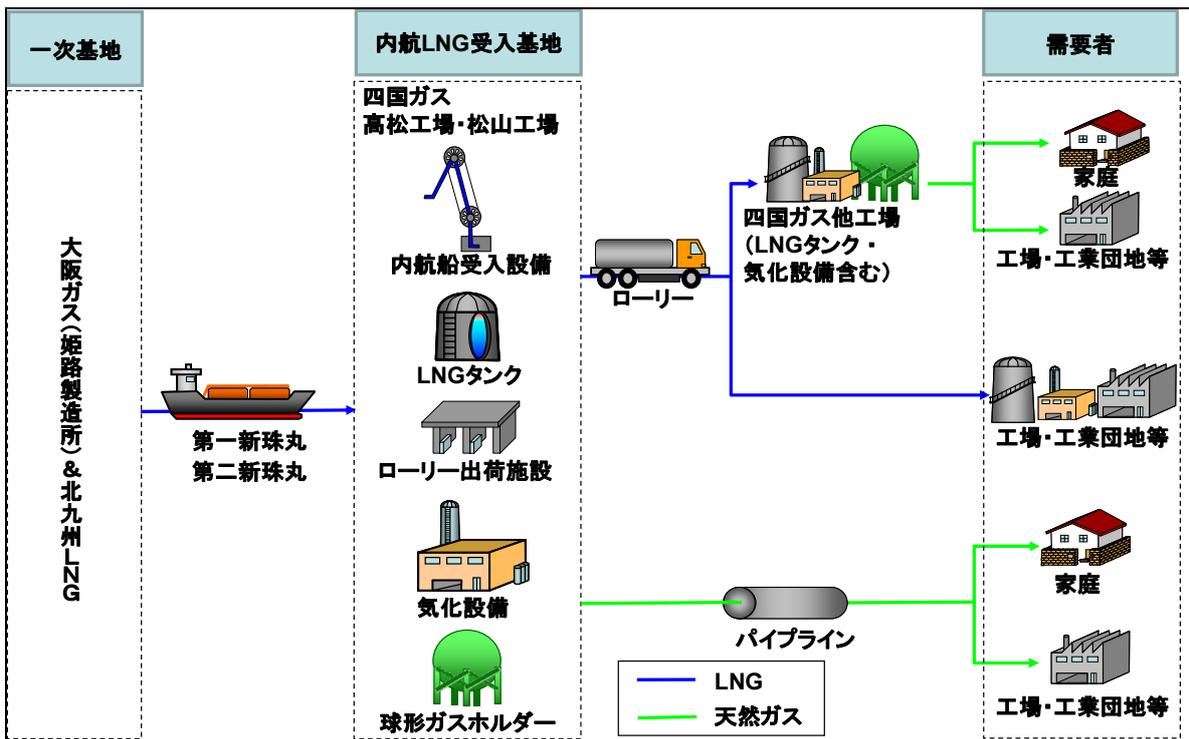


図 4-6 四国ガス（高松工場、松山工場）国内二次輸送供給パターン

⑤ 内航 LNG 船による二港揚げ事例

八戸 LNG 基地が完成した 2006 年 12 月から鶴令丸就航の 2008 年 11 月の約 2 年間は、すでに東京ガス袖ヶ浦工場～北海道ガス函館基地間に就航していた「North Pioneer」を利用し、二港揚げ輸送も行っていた。

二港揚げ輸送では、50 対 50（タンク一個ずつ）の場合もあれば、35 対 65 の数量分配を実施していた場合もあった。しかし、タンク内の LNG 積載量が少ないと、LNG の温度上昇が大きくなり、それに伴う圧力上昇も大きくなって、定められた蓄圧期間が確保できなくなる。そのため 1 タンクあたり 65%以上の積載量は確保しておきたいという制約があるようである。

現在、二港揚げは行われていないが、内航 LNG 船のドック入り期間や、故障時には、同型である内航 LNG 船を利用し、二港揚げを実施するという可能性がある。

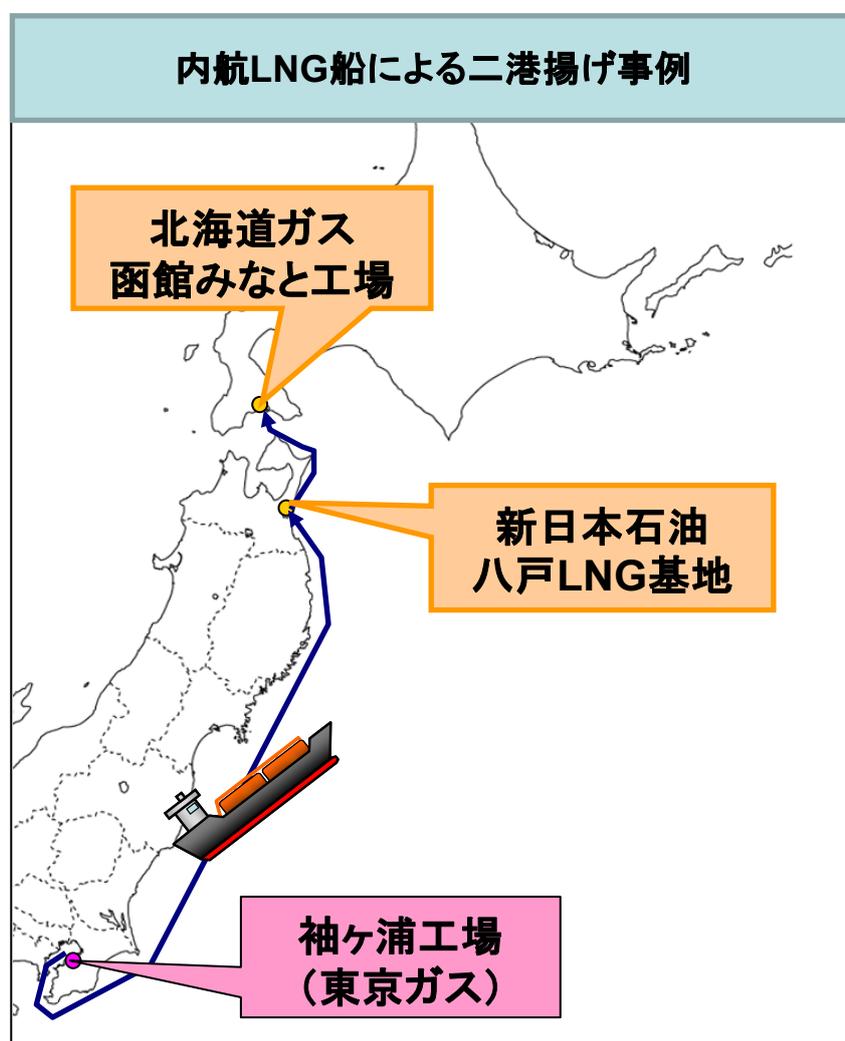


図 4-7 内航 LNG 船による二港揚げ事例

第 2 節 現状の内航 LNG 船運用から抽出されるポイント

(1) 陸上設備の整備

LNG 海上輸送に必要な陸上設備について、以下のとおり、生産基地（積地基地）と受入基地（揚地基地）に分けて検討を行った。

内航 LNG 船の基地の特徴としては、本来 LNG 船側の設備であるイナータガス発生装置を船には装備せず、その肩代わりとして基地側で供給可能な窒素ガスを船に供給する等、基地及び LNG 船をトータルで考えて、両者の設備を最小限に抑えていることである。

また、内航 LNG 船の基地は十分な検討を行った上で建設されている為、現状、特段の問題点や改善点は指摘されていない。

現状就航している 4 隻の内航 LNG 船は、出荷基地から就航船舶、受入基地までを一つのユニットとして検討し、出荷・受入基地の整備と造船が行われており、新たな航路を検討する場合も同様のコンセプトに基づく整備が要請される可能性がある。

各設備については、「第 1 章 4 節 天然ガス関連施設の動向整理」に記載した。

海上二次輸送に特化した陸上設備としては、(アン) ローディングアームやリターンガスブローアといった荷役設備や、栈橋や通信設備といった係留設備が必要となる。

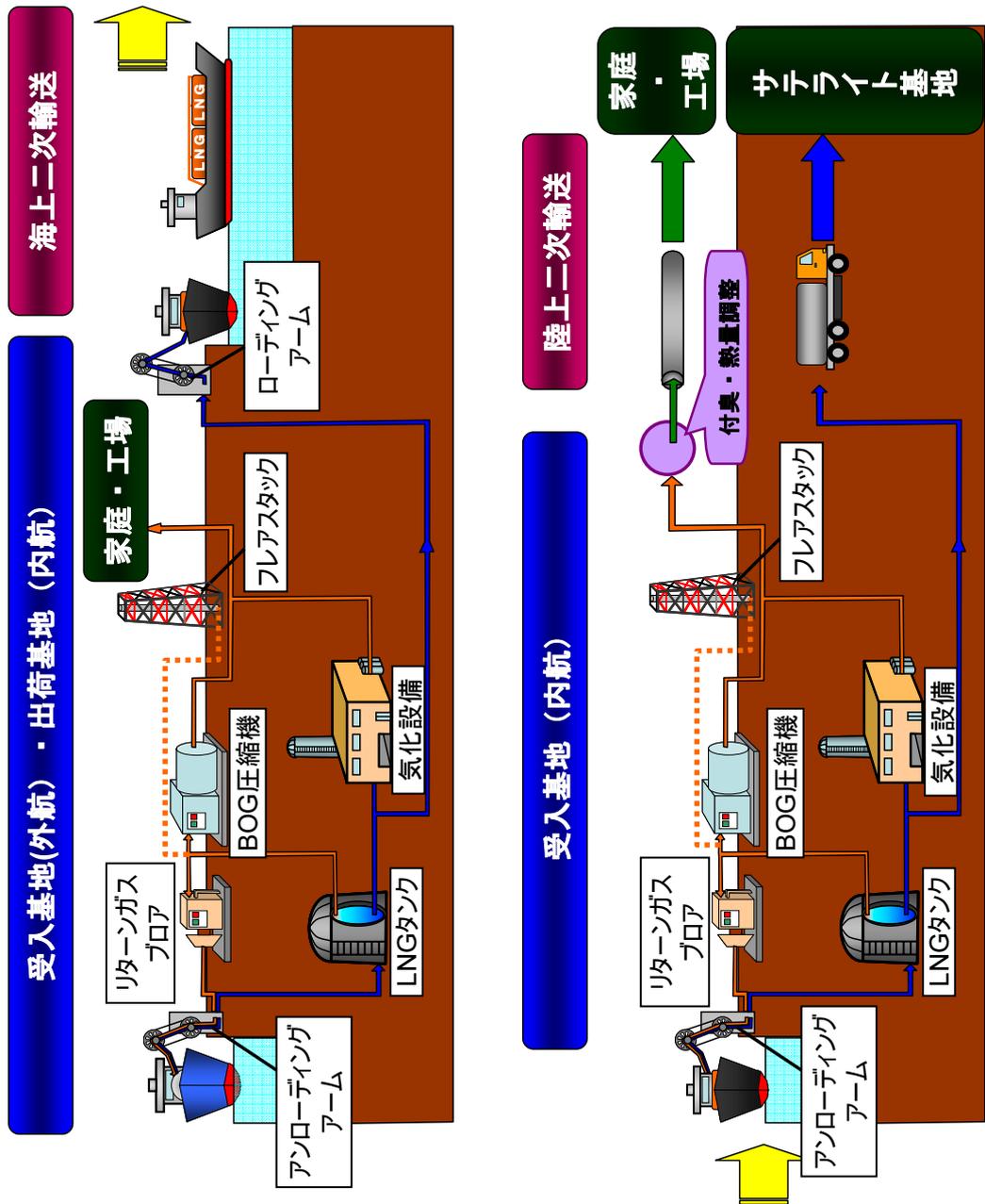


図 4-8 海上二次輸送に必要な陸上施設

(2) 関連法令・関係者調整等

① 安全対策

内航 LNG 船の新規就航は、交通混雑海域においては、交通量が増加することになり、従来の海上交通に影響を与えると考えられる。また、既存の内航 LNG 船は、総トン数 1,000 トン以上で、2,000m³ 以上の危険貨物を積載しており、衝突、座礁、火災などの事故が発生すると、自船だけでなく、周辺の環境にも影響を与えることになる。

従って、内航 LNG 船の就航に当たっては、事前に十分な安全対策、防災対策を実施することが法令により求められている。

[海上交通安全対策]

海上交通の安全を確保するために、日本周辺海域では、国際条約に基づき、海上衝突予防法、日本の交通混雑海域に適用される海上交通安全法、港内の交通を規制する港則法という 3 つの法律により、交通安全の確保が図られている。

表 4-2 海上交通安全対策に係る法令

法令名	概要
海上衝突予防法	<p>IMO が所管している国際衝突予防条約に基づき、条約と同一内容で国内法を制定している。諸外国から来航する船舶、商船、漁船その他の船舶など、あらゆる交通手段の衝突予防規制を定めている。</p> <p>内航 LNG 船についても、他のあらゆる船舶と同列に立った、海上衝突予防法の交通規制の範囲内で運航され、衝突事件などが起きると、状況により船員は刑法による処罰、あるいは、海難審判法で処分される。</p>
海上交通安全法	<p>東京湾、伊勢湾、瀬戸内海を航走する内航 LNG 船は総トン数で 1,000 トン以上であり、海上交通安全法に基づく航路内航行、速力の制限などの規制を受ける。200m 以上の長さの外航 LNG 船と同様、巨大船等として規定される危険物積載船として、航法などで特別の規制を受ける。海上交通センターへの通報義務や、特別の灯火または標識の掲象など、安全確保のために特別の規制を受けると共に、他船からの危険を回避するための保護対策が取られている（法 22 条、27 条、施行規則 11、13～15、22 条 航路航行の通報、灯火）。</p> <p>内航 LNG 船の航行については、事前に学識経験者や地元の関係者により構成される安全対策委員会や防災対策委員会などで、海上保安庁の助言を得ながら、見張り船員の数を増やすなど、一般船舶に比較して一層の安全対策に関する検討が自主的に行われる。検討結果は、航行計画として所管する海上保安部に提出される。</p>

法令名	概要
港則法	LNG 基地のある港は、一般に港湾法の重要港湾と港則法の特定港湾となっており、港則法により、当該港ごとに航法が制定されている場合が多い。このため航路内航行規制や速力の規制がかかる場合がある。内航 LNG 船は、一般船舶よりも災害発生時の被害リスクが大きいことから、リスク軽減のための見張りの強化や、安全速力の遵守、強風時などの避難の基準や避難場所について、詳細な安全対策の策定を事前に求められている。

[荷役安全対策]

港内の交通安全を目的とする港則法の 23 条で、危険物の積み込みや荷降ろしなどの荷役は港長の許可が必要となっている。港長はその港を管轄する海上保安部長が兼ねている。港長は、危険物の量や、荷役を行う岸壁や荷役の時刻、当該船舶および周辺の安全対策などを勘案して許可を出すことになる。

内航 LNG 船は、予め、危険物である LNG の荷役を行うために建造された岸壁や荷役設備を使用し、年間計画、月間計画に基づいて荷役を行う。船長は航海ごとの荷役許可の申請、港長の許可を受ける。個々の場合に全ての項目の安全審査を行うことは、非効率であるため、事前に所管する海上保安部に対し、安全対策について一括して説明を行い、個別の申請は時刻や荷役量、安全対策の変更点、海象、気象等の項目に限定し、効率的に荷役許可を得ている。

② 防災対策

[危険物係留岸壁建造届け]

海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律（海防法）施行令により、大量の油や有害物質を扱う船舶係留施設などの海洋構造物設置者は所管する海上保安部に建造届を提出することになっている。

内航 LNG 船を就航させるためには、使用する LNG 船の長さやトン数に合わせた岸壁の大きさ、強度、荷役設備を準備する必要がある。一般的には新規に係留岸壁を建造することになり、事前に所管する海上保安部の理解が必要となる。

[事故が発生した場合の緊急計画策定]

海防法に基づき、大量の油や有害物質を輸送する船舶や、それらを扱う施設は、事故が発生した場合に備えて、流出した油や有害物質による汚染などの被害の拡大を防止し、回収処理を行うための事前の計画を作成しておくことが必要である。

内航 LNG 船が就航する場合は、使用港湾及び使用航路帯の安全対策、防災対策、緊急時計画の策定が求められる。

③ 内航 LNG 船安全対策検討委員会による検討

海上保安庁では、内航 LNG 船が荷役をする港を業務範囲としている海難防止研究機関において、安全対策委員会での検討を勧めている。

委員会では、海上衝突予防法、海上交通安全法、港則法、海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律などの法令に基づく安全対策を始め、防災対策、環境対策なども含めて幅広く検討が加えられるのが通例である。

委員会のメンバーは学識経験者として、学者や海事関係者、水先人、港湾利用者、所管する海上保安部や港湾局の職員などが参加して、安全や防災、環境問題への影響などについても検討を行い、荷役の可否や荷役中止基準など、取るべき安全対策などを提言することとしている。

委員会を活用することにより、関係者の合意を図り、LNG 船就航の周知、安全対策の周知を図ることを可能としている。

海上保安庁の機関は、この委員会に職員を参加させることにより、予め、海上保安庁としての、許可、届けなどに関する考え方を企業側に伝えることが可能であり、関係者に対する周知も可能と考えている。内航 LNG 船が就航し、積み地や揚げ地で船長から荷役許可申請が港長に提出されると、事前に詳細な審査は済んでいるため、港長は短時間で許可が出せることになっている。

現場において海上保安官は、内航 LNG 船への立ち入り検査や、防災訓練などを通じて、安全対策の実施状況などを確認している。

④ 自主的な安全・防災対策

内航 LNG 船を運航するに当たって、危険物を輸送する他の船舶に比して、特段の法規制は存在しない。しかしながら、所管する海上保安部を交えた航行安全対策委員会や荷主主導による防災対策の調査専門委員会を設置し、航行区域における安全対策の検討を自主的に行っている。次頁表に各委員会の調査項目を示す。また内航輸送を行うにあたって関係する主な法律を示した。

また、今までに建造された4隻の内航LNG船の航行区域は沿海、限定近海としているが、船体構造は近海仕様となっており、貨物タンクもIGCコードを適応し、外航船と同じ仕様で建造されており、より安全性の高い船体構造となっている。また、内航LPG船は二重底のみであるが、内航LNG船は安全性に考慮して二重底及び二重船側としている。更に主機関が故障してしまった時に備え、本船の発電機を動力源とする非常推進モーターを装備し、操船不能状態に陥ることがないように設計されている。

更に輸送事業者は積み地・揚げ地における荷役作業マニュアルや入出港操船マニュアルを作成し、所管する海上保安部に了解を得る等の安全対策を行っている。

表 4-3 自主的な安全・防災対策

航行安全対策委員会		海上防災対策委員会	
項目	内容	項目	内容
基地概要	背景、整備計画、LNG輸送計画	LNGの輸送の現状	背景、LNGの特性、内航LNG船の概要
港湾計画の概要	港湾計画の方針	LNG荷役作業時における事故発生要因	事故事例
対象港湾の現況	施設、利用状況、自然条件、海難発生状況	災害規模の想定	事故の形態、LNG流出量の想定
入出港に係る安全性検討	操船シミュレーション、回頭水域の検討、タグボートの運用	災害規模の解析	影響範囲の推算
係留に係る安全性検討	係留施設の安全性検討	防災対策	防災組織、通報体制、設備、災害時の措置
安全対策	航行安全対策、緊急時の対応	内航LNG船による海上輸送計画	運航計画、荷役作業の概要
		港湾の概要	自然条件
		LNG船バースの概要	基地の概要、バースの概要
		海上防災対策	体制、設備、災害時の措置

表 4-4 内航船新規事業化に伴う関連法規

分類	主な関係法規名称
事業法関連	<ul style="list-style-type: none"> ○海上運送法 ○内航海運業法（又は港湾運送事業法）※内航二法 ○内航海運組合法 ※内航二法 ○貨物運送取扱事業法 ※物流二法 ○私的独占の禁止及び公正取引の確保に関する法律
助成関連	<ul style="list-style-type: none"> ○船舶整備公団法 ○離島航路整備法 ○補助金等に係る予算の執行の適正化に関する法律
私法関連	<ul style="list-style-type: none"> ○商法 ○船舶の所有者等の責任の制限に関する法律 ○油濁損害賠償保障法
保険関連	<ul style="list-style-type: none"> ○船主相互保険組合法
中小企業関連	<ul style="list-style-type: none"> ○中小企業団体の組織に関する法律 ○中小企業等協同組合法 ○中小企業事業団法 ○中小企業近代化資金等助成法 ○中小企業近代化促進法
船舶関連	<ul style="list-style-type: none"> ○船舶法 ○船舶のトン数の測度に関する法律 ○船舶積量測度法 ○造船法
安全要件関連	<ul style="list-style-type: none"> ○船舶安全法 <ul style="list-style-type: none"> ・船舶防火構造規則 ・船舶機関規則 ・船舶設備規定 ・船舶救命設備規則 ・船舶消防設備規則 ・船舶区画規定 ・船舶復元性規則 ・満載喫水線規則 ・船舶等型式承認規則 ・船舶構造規則 ・危険物船舶運送及び貯蔵規則
船員関連	<ul style="list-style-type: none"> ○船員法 ○船舶職員及び小型船舶操縦者法 ○船員保険法 ○船員職業安定法 ○船員の雇用の促進に関する特別措置法 ○船員災害防止活動の促進に関する法律 ○労働組合法 ○労働関係調整法 ○労働基準法 ○最低賃金法 ○賃金の支払の確保等に関する法律
海上交通安全関連	<ul style="list-style-type: none"> ○海上衝突予防法 ※海上交通三法 ○海上交通安全法 ※海上交通三法 ○港則法 ※海上交通三法 ○水先法
海洋環境関連	<ul style="list-style-type: none"> ○海洋汚染及び海上災害の防止に関する法律

(3) 現行の運用状況における内航 LNG 船活用の条件

① 内航 LNG 船導入時におけるポイント

内航 LNG 船導入時における検討事項と導入時の制約事項を整理すると、下表（表 4-5）のとおりである。

表 4-5 内航 LNG 船導入時の検討事項と導入時制約事項

導入時検討事項	内航船導入の制約
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 当初導入検討経緯 <p>安定供給の観点から、既存供給地域以外からの供給を必要とした。</p>	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 外航船受入との比較 <ul style="list-style-type: none"> ・ 熱量変更までの時間的制約 ・ 受入基地建設コスト、立地場所 ・ 需要規模（外航船受入には 20 万ト/年） 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 需要量が 20 万ト/年以上の場合には、外航船による受入の方が採算性が高い
<ul style="list-style-type: none"> ➤ ローリー輸送との比較 <ul style="list-style-type: none"> ・ ピーク期の需要では、40 台/日以上が必要 ・ 保安・安全性の確保 ・ 有料道路の通行料 ・ ガス拡販のスケールメリットが見込めない 	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ ローリーとの比較による内航船の優位点 <ul style="list-style-type: none"> ・ 大量輸送が可能 ・ 大量輸送による輸送集約化により安全性が向上 ・ ガス拡販によるスケールメリットが見込める 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 採算上の需要量として、3 万ト/年～20 万ト/未満
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 既存遊休棧橋や公共棧橋の活用による、初期投資抑制 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 新規に棧橋を整備する必要がある場合、初期投資が高くなり活用は難しい
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 季節変動を吸収するためにタンク容量を大きくするよりも、需要量にあわせて内航船を航行する場合の方が初期投資が低く抑えられる場合がある。 	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ ERS 等のセキュリティや事業継続に係わる設備・部品についても、それに代わるオペレーション等にて同等に要件を満たすことで、必要最小限に抑える 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 受入基地整備に追加的設備が必要となる
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 航行・防災に関する専門委員会の開催 <ul style="list-style-type: none"> ・ 航行安全対策委員会 ・ 海上防災対策委員会 ・ 受入基地周辺にフェリー乗り場や漁港などがある場合は運航条件に制約が生じる 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 各種委員会の事前準備、委員説明等の業務負荷が大きい ・ 航路及び受入基地の周辺状況により、追加的な制約を受ける可能性がある
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 船価が、部材価格の影響を強く受ける 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建造数が少なく、安定した建造が行えない

【参考：LNG 輸入基地 200km 圏】

内航 LNG 船導入にあたり、ローリーとの比較優位の観点から、200km 以上の輸送距離が条件として上げられるが、日本の LNG 輸入基地を中心に 200km 圏で円を描くと、その圏域から外れるのは、北海道道東と青森県の東側及び石川県の極一部となる。

現在、内航 LNG 船の受入基地でも、200km 圏から外れているのは、八戸 LNG 基地のみである。

このうち、四国ガスは、内航 LNG 船導入当時、エリア内に外港 LNG 基地を有さず、ローリー輸送を行うためには、本四連絡橋の通行料が内航 LNG 船利用と比較した場合に優位性を失うなどの立地条件から、内航船導入が進められた。

また、同様に北海道ガスでは、供給安定性、コスト、その他の条件を総合的に比較した結果、勇払基地以外の別の地域からの供給を行うにあたり内航船に優位性があった。このように、200km 圏については、受入基地の立地特性に大きく左右されると考えられる。

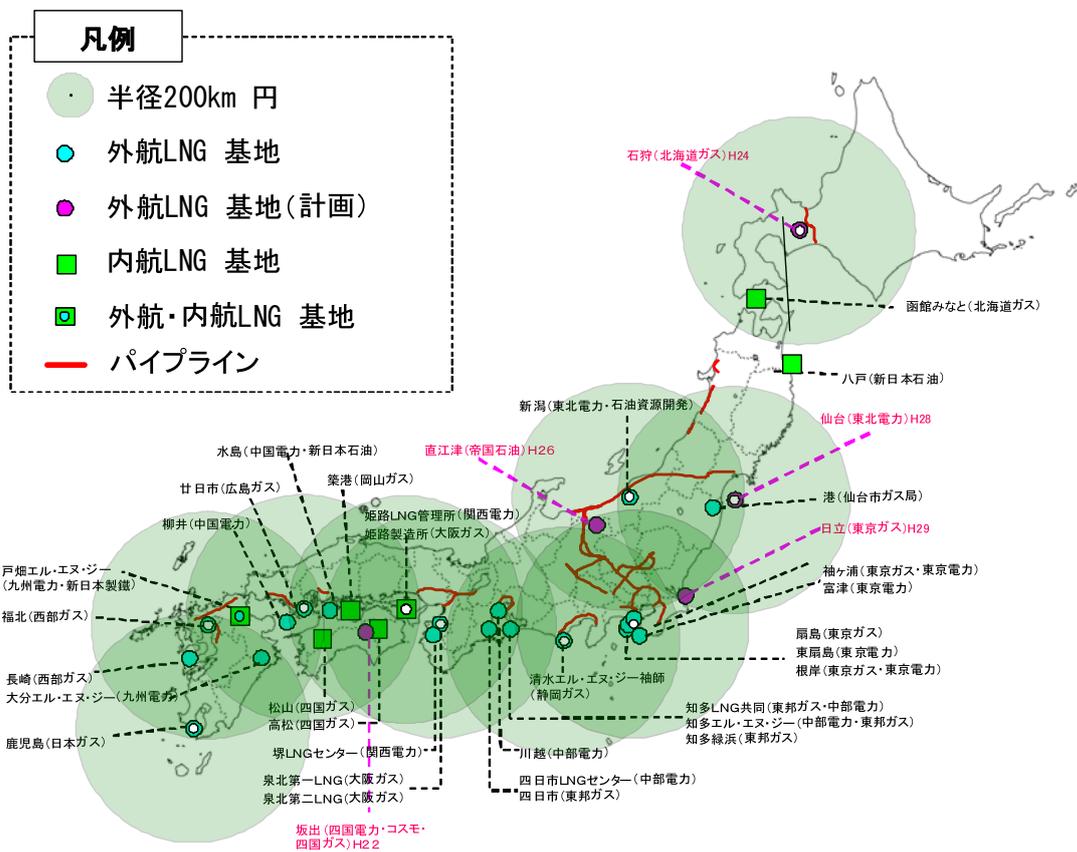


図 4-9 外航 LNG 基地から 200km 圏域

表 4-5 日本の LNG 輸入基地の概要

基地名	出資・運営	輸入会社	受入能力 (万ト/年)	貯蔵容量 (万kl)	稼働開始 (西暦)
仙台市ガス局港工場	仙台市ガス局	仙台市ガス局	15	8	1997
東新潟LNG基地	日本海エル・エヌ・ジー	東北電力・石油資源開発	400	72	1984
富津LNG基地	東京電力	東京電力	700	111	1985
根岸工場	東京電力・東京ガス	東京電力・東京ガス	350	118	1969
袖ヶ浦LNG基地	東京電力・東京ガス	東京電力・東京ガス	950	266	1973
東扇島LNG基地	東京電力	東京電力	600	54	1984
扇島工場	東京ガス	東京ガス	150	60	1998
清水LNG袖師基地	清水エル・エヌ・ジー	静岡ガス	34	18	1996
知多LNG共同基地	中部電力・東邦ガス	中部電力・東邦ガス	140	30	1977
知多LNG基地	知多エル・エヌ・ジー	中部電力・東邦ガス	310	64	1983
知多緑浜工場	東邦ガス	東邦ガス	160	40	2001
四日市工場	東邦ガス	東邦ガス	33	16	1991
四日市LNGセンター	中部電力	中部電力	300	32	1987
川越LNG基地	中部電力	中部電力	400	48	1997
泉北第一	大阪ガス	大阪ガス	80	18	1972
泉北第二	大阪ガス	大阪ガス	770	159	1977
姫路製造所	大阪ガス	大阪ガス	260	74	1984
姫路LNG管理所	関西電力	関西電力	260	52	1979
堺LNGセンター	堺LNG	関西電力	270	42	2006
水島LNG基地	水島エルエヌジー	中国電力・新日本石油	70	16	2006
柳井LNG基地	中国電力	中国電力	130	48	1990
廿日市LNG基地	広島ガス	広島ガス	50	17	1996
大分LNG基地	大分エル・エヌ・ジー	九州電力	260	46	1990
戸畑LNG基地	北九州エル・エヌ・ジー	九州電力・新日本製鐵	130	48	1977
福北LNG基地	西部ガス	西部ガス	23	7	1993
長崎LNG基地	西部ガス	西部ガス	11	4	2003
鹿児島工場	日本ガス	日本ガス	10	9	1996
			6,866	1,477	

は、年間受入能力50万ト以下

(資料) 日本ガス協会、ガスエネルギー新聞を参考に作成(2010年1月)

(注) 2010年3月より坂出LNG基地が稼働

② 内航 LNG 船運用におけるポイント

内航 LNG 船運用時の検討事項と制約事項を整理すると、下表（表 4-6）のとおりである。

表 4-6 内航 LNG 船運用時の検討事項と制約事項

運用時検討事項	内航船運用制約事項
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 1 隻での運用では、輸送距離が長距離の場合、年間輸送量に制限が生じる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 輸送距離により 1 隻あたりの年間輸送量が大きく影響を受ける
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 着栈条件 <ul style="list-style-type: none"> ・ 平均風速：10～12m/s 未満 ・ 波高：1.0m 未満 ・ バース付近の視界：1,000m 以上 ・ 入港着栈時間：日の出～日没まで ➤ 航行条件 <ul style="list-style-type: none"> ・ 航路付近の視界が 1,000m 以下の場合及び強潮流時は航行しない ・ 所定の箇所を通過する際には、航路通報を行う 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 天候等により入港ができない場合がある。
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 二港揚げの実施可否 (八戸、函館では、二港揚げの実績有り) 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 通常は需給地の関係が 1 : 1
<ul style="list-style-type: none"> ➤ ローリーやコンテナに比較して、安定供給性が高い。 	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ 法改正による船員数の増員などが生じた場合、収益性に影響を及ぼす。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 法改正による収益性リスクが潜在的に内在している

③ 内航 LNG 船活用に関する今後の見込

内航 LNG 船活用に関する事業者における今後の見込を整理すると、下表（表 4-7）のとおりである。

表 4-7 内航 LNG 船活用に関する今後の見込と活用に向けた課題

内航 LNG 船活用の見込	活用に向けた課題
<p>➤ 石油から天然ガスへの燃料転換にあたって、リジェネ・バーナー等の高効率設備への置き換えを実施した場合、大幅な CO₂ 削減を見込める（排出量：100→45）。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・エネルギーや消費効率の高い施設建設、技術開発への助成が必要 ・ガス転換に係る初期投資に対して助成が必要 ・石炭や石油を利用するよりもコスト負担が低くなる政策が必要。
<p>➤ A 重油を用いる製造工場がガス転換の対象となり得る。</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・石炭、C 重油との価格競争力は、LNG において価格競争力が弱い場合もある。
<p>➤ 地域特性により内航 LNG 活用環境の変化が生じる</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・案件ごとに個別の検討が必要

第3節 産業部門における内航 LNG 船輸送の検討

(1) 産業部門における内航 LNG 船活用のパターン

工業用の LNG 需要の増加に鑑み、今後想定される内航船を用いた LNG 輸送の需要者は臨海部に位置する工業用大口需要者（工業団地を含む）と考えられる。ここでは、最終需要者を臨海部に位置する工業用大口需要者と設定し、内航船を用いた LNG 輸送パターンを検討する。想定される4つの内航船を用いた LNG 輸送パターンを下図（図4-10）に示す。

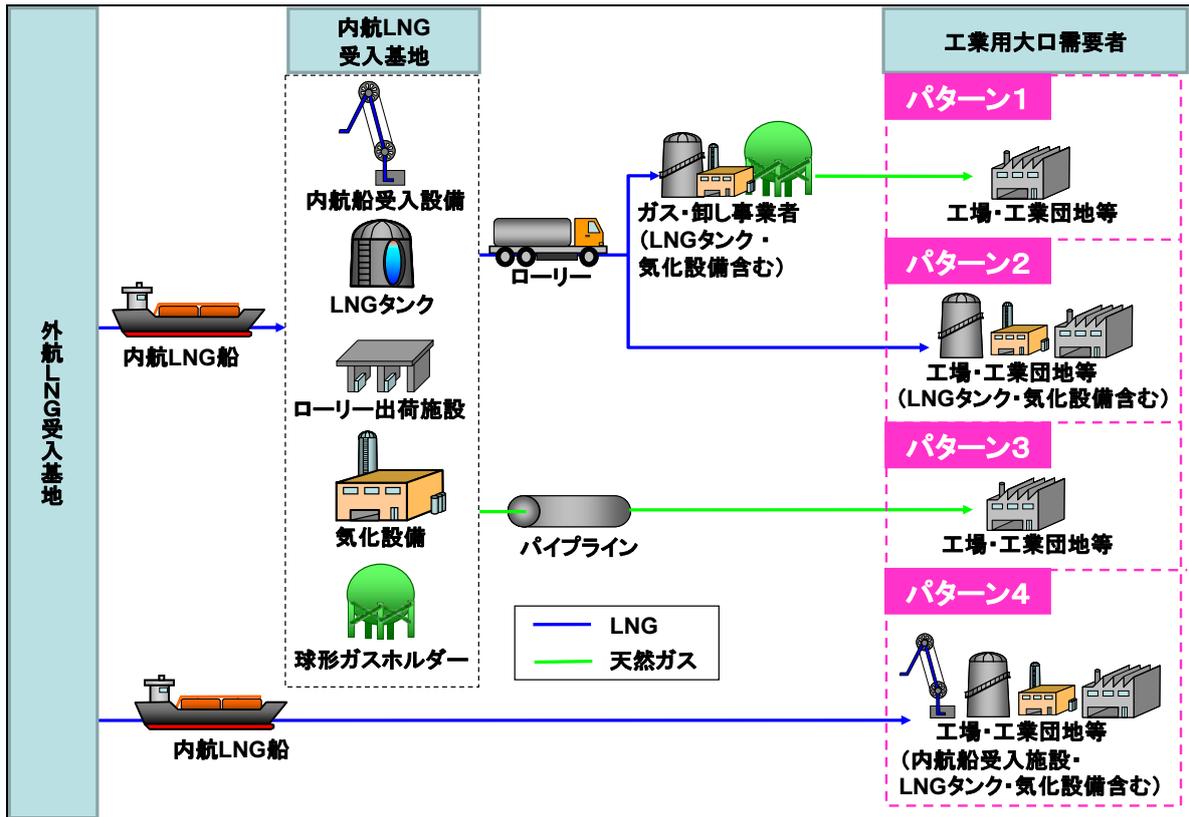


図4-10 産業用需要への内航 LNG 船を活用した天然ガス供給パターン

① パターン1

パターン1は外航 LNG 受入基地から内航 LNG 船を用いて内航 LNG 受入基地に輸送、その後ローリー輸送で LNG をガス・卸し事業者へ供給、気化し、工業用大口需要者に供給するパターンである。このパターンは既に我が国において実施されている。内航 LNG 受入基地から200km 範囲にあるガス事業者へ供給が可能で、幅広いエリアに供給が可能な反面、外航 LNG 受入基地から需要者までの間に、2箇所を経由する地点及び内航船、ローリー、パイプラインといった3つの輸送モードを使用するため、ランニングコストが高くなるということが考えられる。

② パターン2

パターン2は外航 LNG 受入基地から内航 LNG 船を用いて内航 LNG 受入基地に輸送、その後ローリー輸送で LNG を、LNG タンク及び気化設備を備えた工業用大口需要者に供給するパターンである。このパターンは既に我が国において実施されている。内航 LNG 受入基地から

200km 範囲にある需要者へ供給が可能な為、幅広いエリアに供給が可能な反面、ある程度の需要量の確保が必要なこと、パターン 3、パターン 4 に比してランニングコストがかかるといった事が考えられる。

③ パターン 3

パターン 3 は外航 LNG 受入基地から内航 LNG 船を用いて内航 LNG 受入基地に輸送、基地内の気化設備で天然ガス化し、パイプラインを用いて工業用大口需要者に供給するパターンである。このパターンは既に我が国において実施されている。需要者は内航 LNG 船受入基地からパイプラインでの供給範囲に立地している必要がある。

④ パターン 4

パターン 4 は外航 LNG 受入基地から内航 LNG 船を用いて直接工業用大口需要者に供給するパターンである。このパターンについては現在我が国では実施されていない。需要者は年間 3 万～20 万トンの LNG 需要を確保する必要がある、また、内航 LNG 船受入設備や LNG タンク、気化設備といったインフラを備える必要がある。しかし、外航 LNG 船受入基地から需要者の間に経由地点が無いことや、ローリーやパイプラインといった輸送モードを必要としないため、ランニングコストが低くなる。

(2) 臨海部における工場団地の立地概況

今後の内航 LNG 船活用にあたり、立地条件、年間需要量、温室効果ガス削減への対応からの天然ガスへの燃料転換の要請や環境税の導入、CO₂ 排出権取引の展開などによる価格優位性の可能性などから、臨海部に所在する工場や工業団地への供給手段として検討が進められる。全国の臨海型工場団地の立地状況は、以降のとおり整理される。

(注) 工場団地の状況については、各都道府県の公開データによっており、既存工場団地が全て公開されているケースと分譲余力のある工場団地のみを公開しているケースがあり、本資料はデータの制約によっている。また、東京都については、工場団地の立地状況についてデータがとれなかったため本資料で未掲載としている。

① 北海道、東北、新潟

北海道には、12の臨海型工場団地が整備されており、このうち、石狩湾新港地域と苫小牧西部工業地域、函館港港町ふ頭港湾関連用地はパイプラインによる供給エリアとなっているが、残りの9地域については、パイプラインによる天然ガスの供給エリアからは外れている。青森県には3つ、岩手県には7つ、新潟に1つの臨海型工場団地が整備されており、いずれもパイプラインの供給エリアから外れた場所に所在している。秋田県は、秋田市に臨海型工業団地が整備されているが、パイプラインの供給エリアとなっている。

宮城に3、山形に1、福島に1、新潟に1の臨海型工場団地が整備されており、このうち、山形と新潟の工業団地はパイプラインによる供給エリアとなっている。宮城と福島はパイプラインの整備エリアから外れた地域に整備されている。

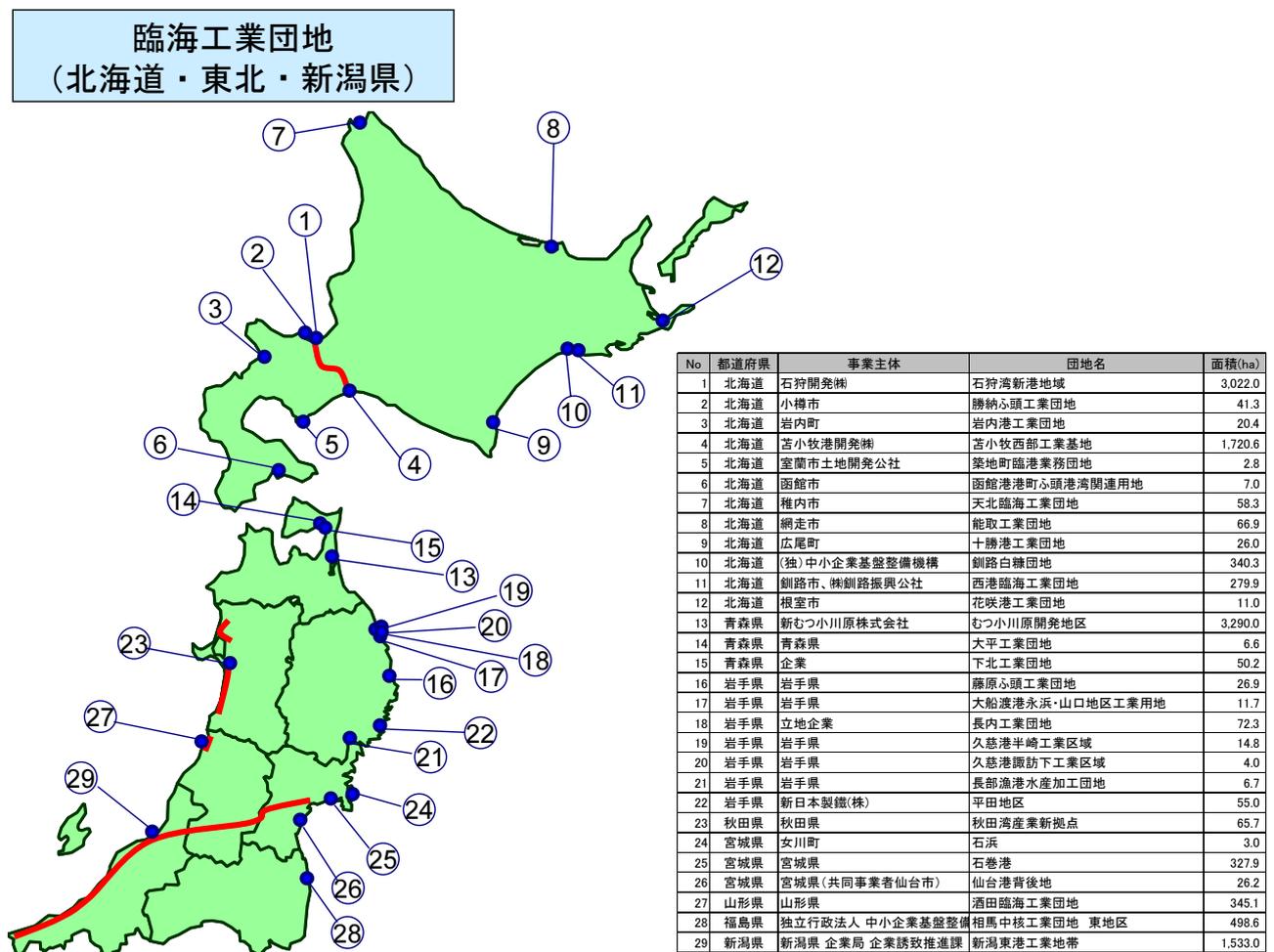


図 4-11 北海道、東北、新潟の臨海型工業団地

②関東・中部・富山・石川

茨城に1、千葉に4、神奈川に21の臨海型工場団地が整備されており、このうち、千葉の2、神奈川の17の工業団地はパイプラインの整備エリアに立地しているが、残りの工場団地はパイプラインが整備されていないエリアに立地している。

静岡に2、愛知に8の臨海型工場団地が立地している。このうち愛知の7の工場団地がパイプラインの整備エリアから外れている。

富山に2、石川に1の臨海型工場団地が立地している。これらの臨海型工場団地は、パイプラインの整備エリアから外れている。

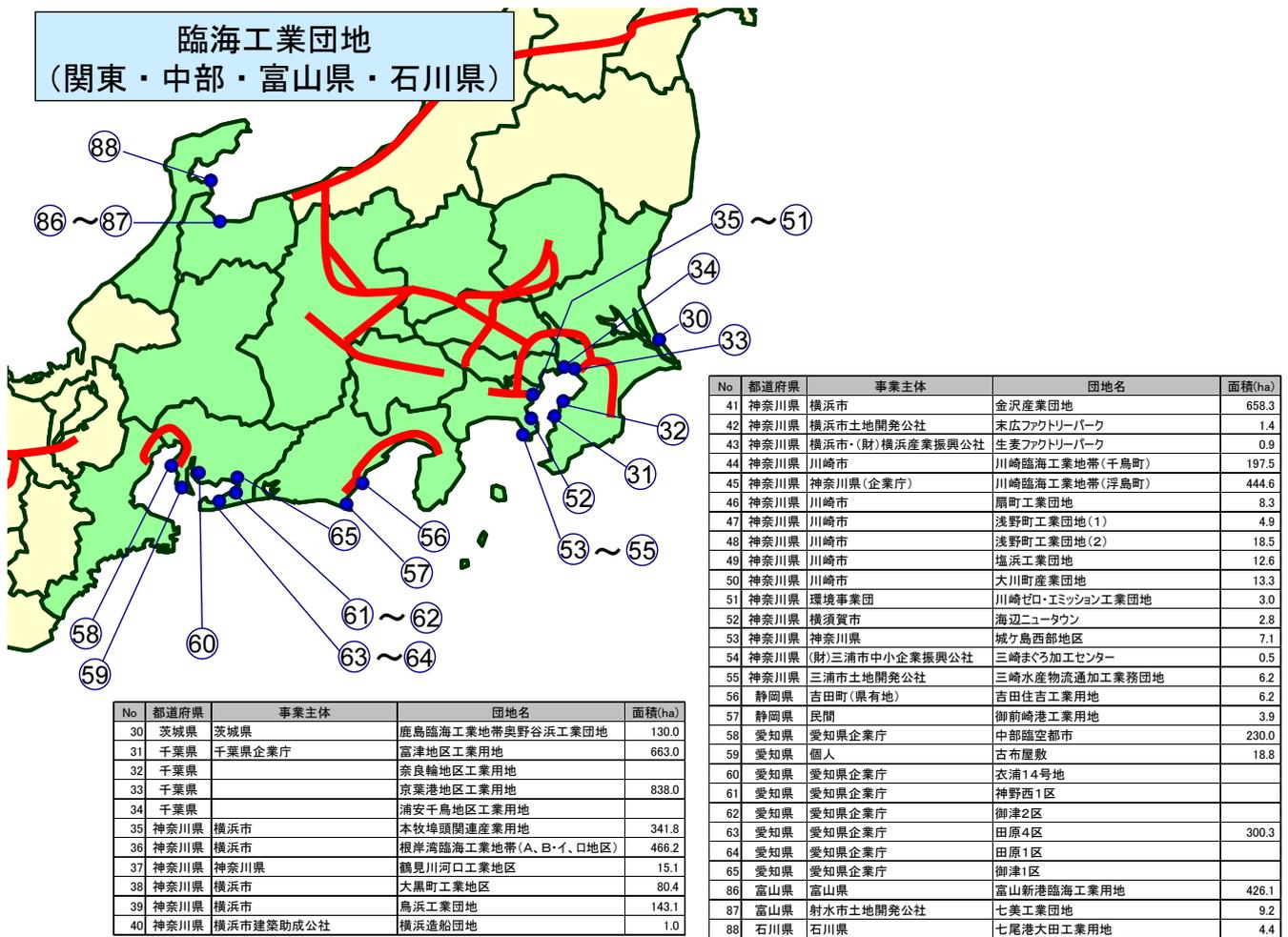


図 4-12 関東・中部・富山県・石川県の臨海型工業団地

③ 近畿

京都に2、福井に1、和歌山に4、大阪に5、兵庫に9の臨海型工場団地が立地している。このうち京都の2工場団地、和歌山の4工場団地と兵庫の2工場団地においてパイプラインの整備エリアから外れて立地している。

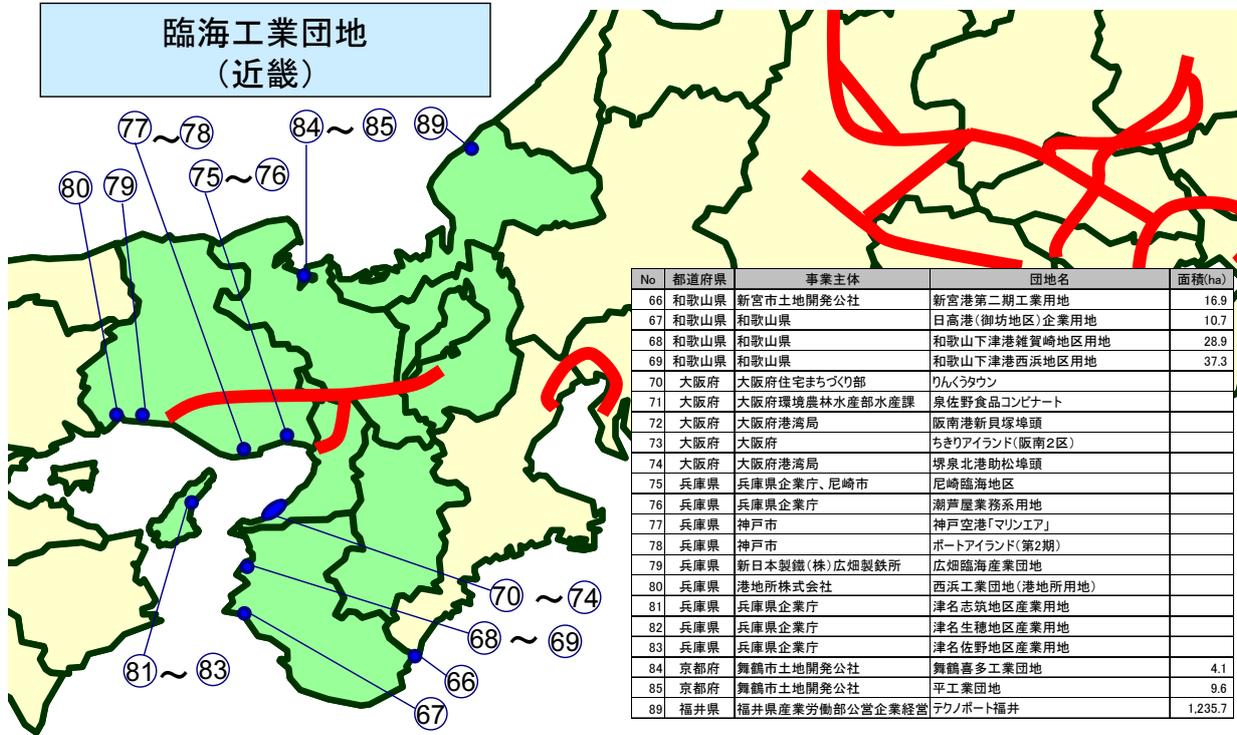


図 4-13 近畿の臨海型工業団地

④中国・四国

中国地方では、岡山に2、鳥取に8、広島に7、島根に5、山口に2の臨海型工場団地が立地している。このうち、広島の5つの工場団地はパイプラインの整備エリアに立地しているが、他の工場団地はパイプラインの整備エリアから外れている。四国地方では、高知に2、香川に2、愛媛に19の臨海型工場団地が立地している。四国内では高圧のパイプラインは未整備となっている。

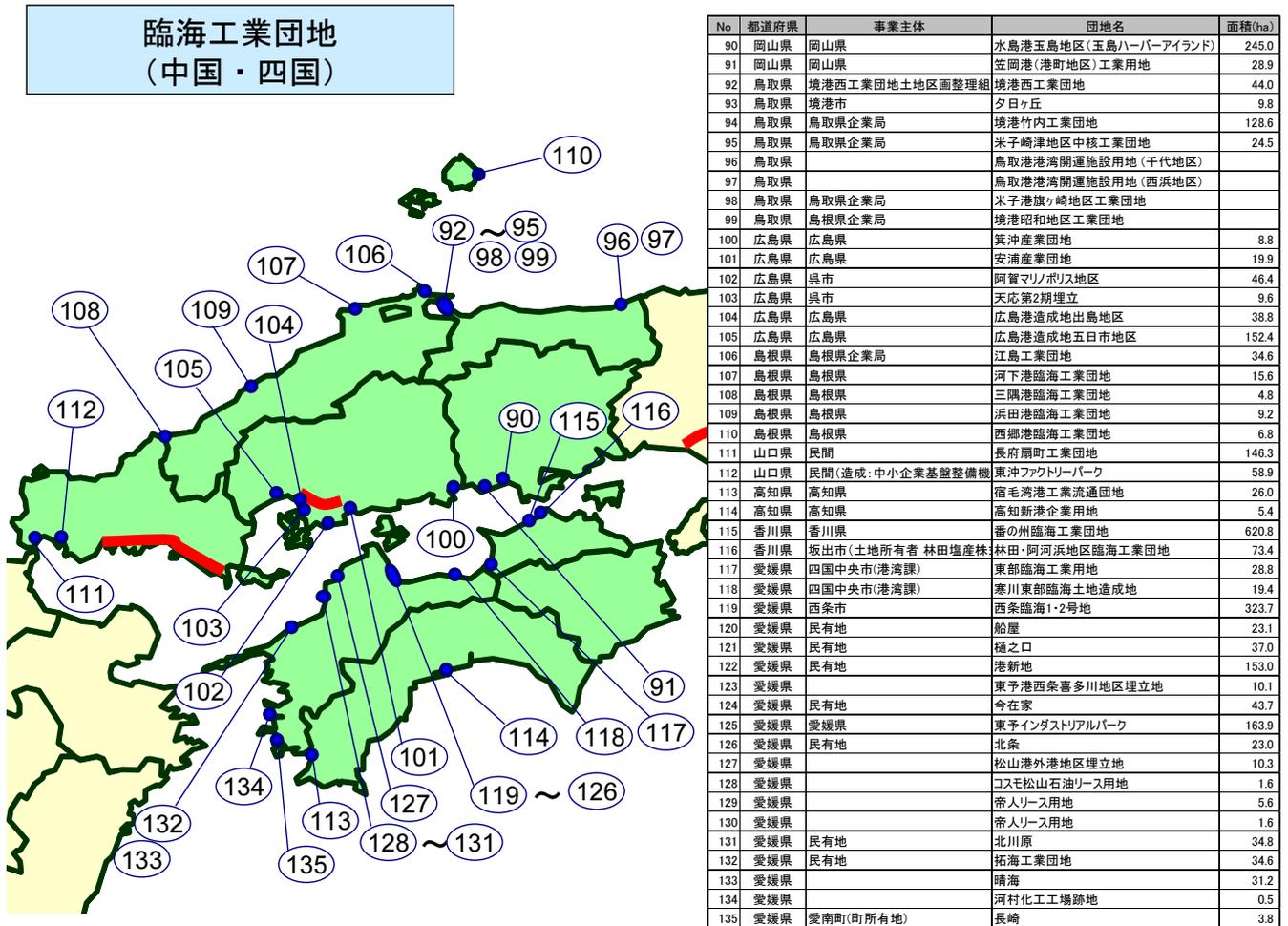


図 4-14 中国・四国の臨海型工業団地

⑤九州・沖縄

福岡に 8、大分に 2、宮崎に 2 の臨海型工場団地が立地している。このうち福岡の 4、大分、宮崎の工場団地は、パイプラインの整備エリアから外れた場所に立地している。熊本に 4、佐賀に 1、長崎に 5、鹿児島に 7 の臨海型工場団地が立地している。このうち、熊本の 1 つの工場団地はパイプラインの整備エリアに立地しているが、他の工場団地の立地箇所はパイプライン未整備エリアとなっている。沖縄には、8 つの臨海型工場団地が立地している。

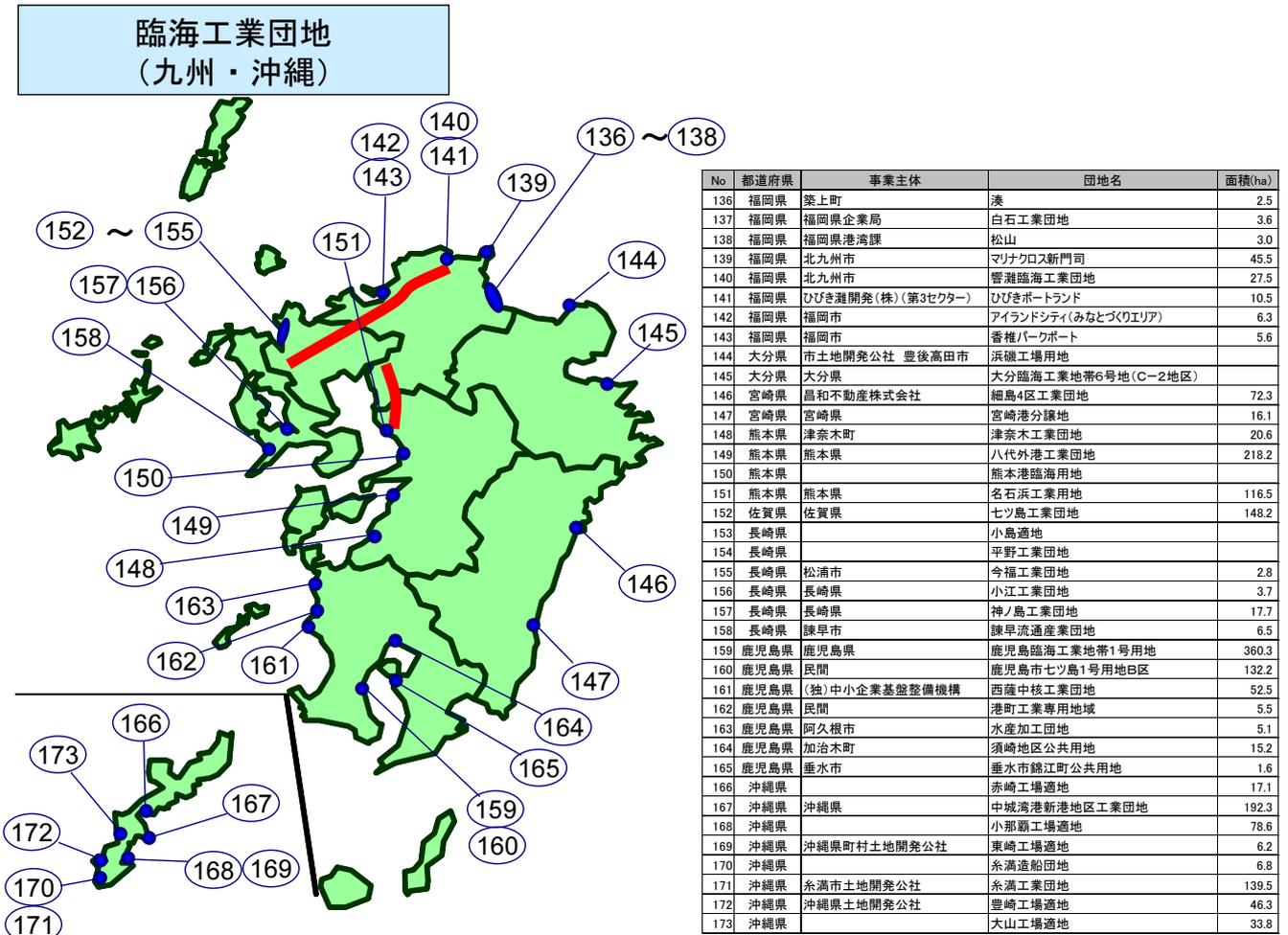


図 4-15 九州・沖縄の臨海型工業団地

(3) 臨海部エリアにおける産業用エネルギー消費状況

都道府県別の臨海部エリアにおける産業用エネルギー消費状況は、下表（表 4-8）のとおりとなっている。

臨海型工場団地が立地し、かつパイプラインが未整備な市町村における産業部門のエネルギー消費量が、全国の産業部門のエネルギー消費量に占める割合を「臨海部係数」として設定する。なお、臨海部係数の全国値は 7.6%となる。

表 4-8 製造業における臨海型工場団地が立地しパイプライン未整備の市町村のエネルギー消費比率

	都道府県産業部門エネルギー消費量 (単位:GJ)	パイプラインから外れた 臨海型工業団地所在エリア	
		エネルギー消費量	割合
臨海型工業団地 所在道府県計	2,719,089,748	279,754,449	10.3%
全国計 (除く東京都)	3,679,464,473		7.6%

(資料) NEDO 推計データより作成

表 4-9 製造業における臨海型工場団地が立地しパイプライン未整備の
市町村のエネルギー消費比率（県別内訳）

都道府県名	都道府県産業部門エネルギー消費量 (単位:GJ)	パイプラインから外れた 臨海型工業団地所在エリア	
		エネルギー消費量	割合
北海道計	75,329,980	13,483,759	17.9%
青森県計	17,300,901	1,083,164	6.3%
岩手県計	30,775,879	3,843,228	12.5%
秋田県計	19,582,819	0	0.0%
宮城県計	48,761,886	5,118,523	10.5%
山形県計	39,631,592	0	0.0%
福島県計	74,214,185	1,513,012	2.0%
茨城県計	143,187,093	6,854,147	4.8%
千葉県計	154,796,611	0	0.0%
神奈川県計	266,583,848	0	0.0%
静岡県計	226,944,211	1,182,051	0.5%
愛知県計	323,708,433	43,423,280	13.4%
和歌山県計	28,654,857	23,273,754	81.2%
大阪府計	220,989,071	0	0.0%
兵庫県計	175,497,158	833,283	0.5%
京都府計	65,603,087	2,964,368	4.5%
新潟県計	61,883,752	0	0.0%
富山県計	48,443,067	5,571,285	11.5%
石川県計	33,205,624	1,084,063	3.3%
福井県計	24,842,244	8,919,920	35.9%
岡山県計	91,017,705	2,403,252	2.6%
鳥取県計	15,463,795	11,952,093	77.3%
広島県計	99,130,636	19,581,876	19.8%
島根県計	14,150,425	4,375,104	30.9%
山口県計	72,817,738	12,828,970	17.6%
高知県計	7,678,405	1,998,565	26.0%
香川県計	29,487,959	7,125,794	24.2%
愛媛県計	46,076,646	25,965,029	56.4%
福岡県計	103,180,580	18,403,088	17.8%
大分県計	43,073,713	23,024,518	53.5%
宮崎県計	17,412,198	1,990,299	11.4%
熊本県計	33,929,967	6,986,047	20.6%
佐賀県計	20,798,921	2,701,059	13.0%
長崎県計	18,526,426	10,848,697	58.6%
鹿児島県計	25,423,307	9,997,000	39.3%
沖縄県	985,031	425,221	43.2%
臨海型工業団地 所在道府県計	2,719,089,748	279,754,449	10.3%
全国計 (除く東京都)	3,679,464,473		7.6%

(資料) NEDO 推計データより作成

(4) 業種別エネルギー消費量

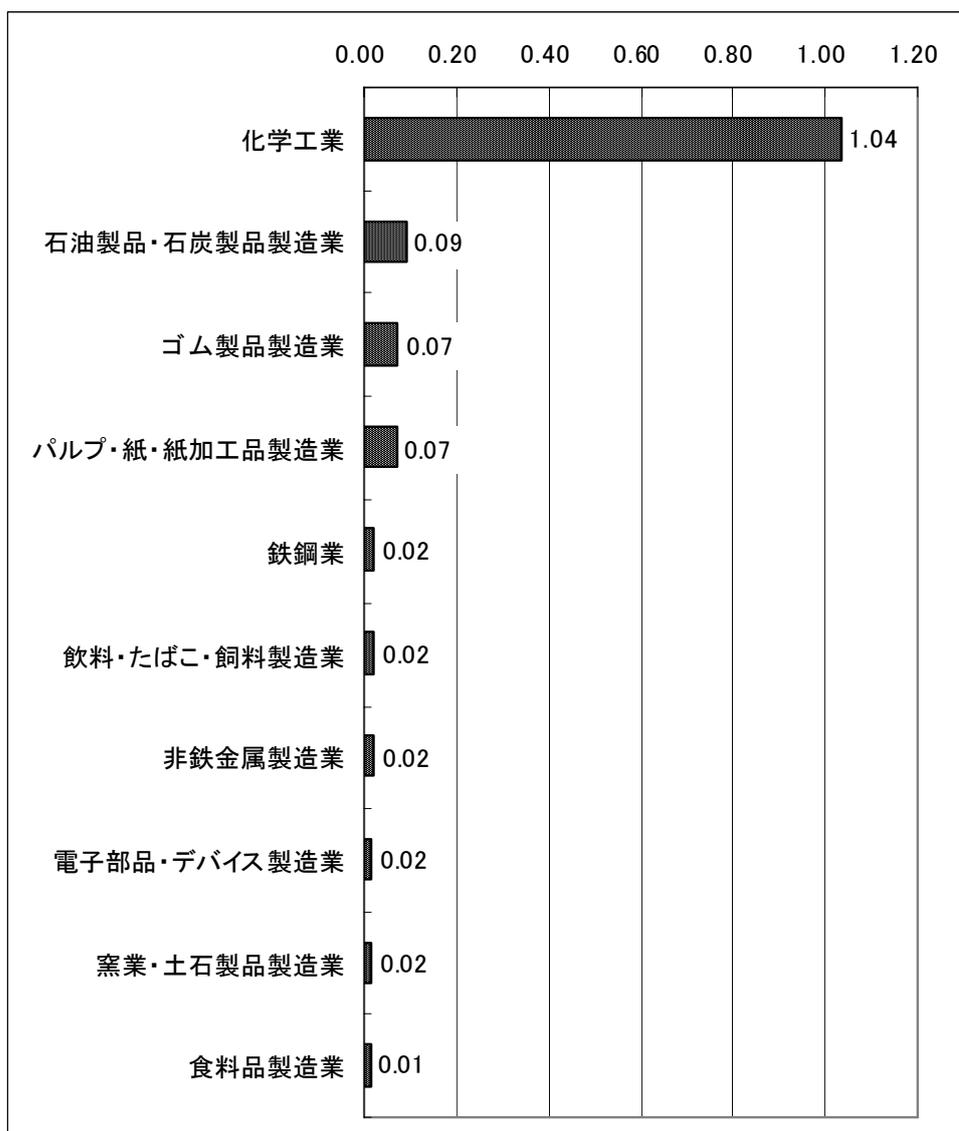
① 業種別 1 事業者あたりエネルギー消費量

製造業で 1 事業所あたりのエネルギー消費量の多い上位 10 業種は、下図（図 4-16）のとおりである。

1 事業所あたりの平均エネルギー消費量では、上位 3 業種（化学工業、石油製品・石炭製品製造業、ゴム製品製造業）でも、LNG 換算では年間 1.04 万トﾝ～0.07 万トﾝの消費量となっている。

図 4-16 製造業における 1 事業所（工場）あたりのエネルギー消費量（平成 16 年度）

（単位：万トﾝ/事業所）



（資料）石油等消費動態調査、工業統計表より作成

② 都道府県別業種別 1 事業所あたりエネルギー消費量

都道府県別業種別の 1 事業所あたりエネルギー消費量は、下表 (表 4-10) のとおり整理される。

表 4-10 都道府県別業種別 1 事業所あたりエネルギー消費量 (平成 16 年度)

業種	0 食品飲料業		10 繊維工業		11 繊維工業		12 繊維工業		13 繊維工業		14 繊維工業		15 繊維工業		16 印刷業		17 化学工業		18 石油製品製造業		19 プラスチック製品製造業		20 繊維製品製造業		21 繊維製品製造業		22 繊維製品製造業		23 繊維製品製造業		24 繊維製品製造業		25 繊維製品製造業		26 繊維製品製造業		27 繊維製品製造業		28 繊維製品製造業		29 繊維製品製造業		30 繊維製品製造業		31 繊維製品製造業		32 繊維製品製造業		33 繊維製品製造業		34 繊維製品製造業		35 繊維製品製造業		36 繊維製品製造業		37 繊維製品製造業		38 繊維製品製造業		39 繊維製品製造業		40 繊維製品製造業		41 繊維製品製造業		42 繊維製品製造業		43 繊維製品製造業		44 繊維製品製造業		45 繊維製品製造業		46 繊維製品製造業		47 繊維製品製造業		48 繊維製品製造業		49 繊維製品製造業		50 繊維製品製造業		51 繊維製品製造業		52 繊維製品製造業		53 繊維製品製造業		54 繊維製品製造業		55 繊維製品製造業		56 繊維製品製造業		57 繊維製品製造業		58 繊維製品製造業		59 繊維製品製造業		60 繊維製品製造業		61 繊維製品製造業		62 繊維製品製造業		63 繊維製品製造業		64 繊維製品製造業		65 繊維製品製造業		66 繊維製品製造業		67 繊維製品製造業		68 繊維製品製造業		69 繊維製品製造業		70 繊維製品製造業		71 繊維製品製造業		72 繊維製品製造業		73 繊維製品製造業		74 繊維製品製造業		75 繊維製品製造業		76 繊維製品製造業		77 繊維製品製造業		78 繊維製品製造業		79 繊維製品製造業		80 繊維製品製造業		81 繊維製品製造業		82 繊維製品製造業		83 繊維製品製造業		84 繊維製品製造業		85 繊維製品製造業		86 繊維製品製造業		87 繊維製品製造業		88 繊維製品製造業		89 繊維製品製造業		90 繊維製品製造業		91 繊維製品製造業		92 繊維製品製造業		93 繊維製品製造業		94 繊維製品製造業		95 繊維製品製造業		96 繊維製品製造業		97 繊維製品製造業		98 繊維製品製造業		99 繊維製品製造業		100 繊維製品製造業	
	北海道	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17	0.18	0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.37	0.38	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49	0.50	0.51	0.52	0.53	0.54	0.55	0.56	0.57	0.58	0.59	0.60	0.61	0.62	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70	0.71	0.72	0.73	0.74	0.75	0.76	0.77	0.78	0.79	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.00																																																																																			

(資料) 石油等消費動態調査、工業統計表より作成

④ 都道府県別業種別エネルギー消費量

都道府県別業種別のエネルギー消費量は、下表（表4-12）のとおり整理される。

表 4-12 都道府県別業種別エネルギー消費量（平成16年度）

都道府県	製造業計																															
	9 遊食 業種 品 消費 量 万 ト	10 飲料 業種 品 消費 量 万 ト	11 繊維 業種 品 消費 量 万 ト	12 繊維 業種 品 消費 量 万 ト	13 木材 業種 品 消費 量 万 ト	14 家具 業種 品 消費 量 万 ト	15 紙・紙 業種 品 消費 量 万 ト	16 印刷 業種 品 消費 量 万 ト	17 化学 業種 品 消費 量 万 ト	18 石油 業種 品 消費 量 万 ト	19 石油 業種 品 消費 量 万 ト	20 石油 業種 品 消費 量 万 ト	21 石油 業種 品 消費 量 万 ト	22 石油 業種 品 消費 量 万 ト	23 石油 業種 品 消費 量 万 ト	24 石油 業種 品 消費 量 万 ト	25 石油 業種 品 消費 量 万 ト	26 石油 業種 品 消費 量 万 ト	27 石油 業種 品 消費 量 万 ト	28 石油 業種 品 消費 量 万 ト	29 石油 業種 品 消費 量 万 ト	30 石油 業種 品 消費 量 万 ト	31 石油 業種 品 消費 量 万 ト	32 石油 業種 品 消費 量 万 ト								
北海道	30.6	4.9	0.2	0.1	2.3	0.2	73.1	0.6	76.3	6.6	1.6	0.3	0.0	9.3	2.8	0.1	1.0	0.4	0.7	0.1	1.2	1.2	0.1	0.1	213.7							
岩手	11.7	1.2	0.0	0.3	0.4	0.0	18.4	0.1	0.7	0.2	0.4	0.1	0.0	4.8	0.3	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	1.1	0.0	0.1	0.0	43.9							
宮城	6.6	1.1	0.1	0.2	1.7	0.0	1.6	0.1	2.5	0.2	0.9	0.1	0.0	4.8	0.0	0.1	0.8	0.6	0.3	0.4	1.9	1.2	0.2	0.1	25.4							
秋田	2.9	1.4	0.1	0.2	1.6	0.0	32.5	0.4	36.7	4.2	1.3	0.5	0.0	1.1	0.2	0.4	0.8	0.5	0.6	0.3	2.5	0.7	0.1	0.1	9.5							
山形	3.9	1.8	0.6	0.4	0.4	0.1	11.8	0.1	0.7	0.2	0.3	0.3	0.0	0.6	0.0	2.5	0.2	0.3	0.1	0.4	2.3	0.4	0.5	0.1	25.6							
福島	6.6	1.0	0.4	0.4	3.4	0.1	10.6	0.2	1.6	0.1	0.8	0.2	0.0	0.9	0.0	0.1	0.3	0.8	1.6	0.6	3.2	1.3	0.2	0.4	20.0							
茨城	36.5	4.0	0.4	0.2	0.9	0.2	8.4	0.7	32.2	4.1	10.2	2.9	0.0	5.7	9.0	2.7	2.7	2.9	1.7	0.7	5.2	1.3	0.2	0.4	423.2							
栃木	14.3	2.1	0.8	0.1	0.5	0.1	5.0	0.4	4.2	0.1	7.3	4.6	0.0	5.3	0.2	2.3	2.2	2.2	1.0	0.4	1.6	5.0	0.8	0.5	61.0							
群馬	8.8	4.7	1.1	0.2	0.5	0.2	1.5	0.2	8.7	0.1	4.4	1.6	0.0	1.0	0.1	1.9	1.8	1.3	2.1	0.3	2.7	6.1	0.1	0.2	49.8							
埼玉	18.6	1.9	0.7	0.3	0.5	0.4	15.9	4.8	9.7	0.2	9.4	3.5	0.1	11.9	0.2	3.0	2.9	2.3	1.5	0.9	2.8	5.2	0.7	0.7	97.8							
千葉	18.4	2.9	0.2	0.2	0.3	0.2	3.3	0.9	71.39	10.3	4.0	1.3	0.0	8.8	15.4	1.1	3.2	1.2	0.7	0.3	3.7	0.6	0.2	0.3	791.5							
東京	130	3.8	1.0	0.6	0.7	0.3	4.2	5.3	10.4	0.3	4.8	3.5	0.3	3.8	0.1	0.9	2.9	2.1	1.3	2.1	3.6	1.8	0.9	1.0	65.7							
神奈川	67.7	7.9	0.5	0.1	0.2	0.2	3.6	1.0	62.24	15.8	4.7	3.0	0.0	6.9	6.1	3.4	3.7	4.6	2.5	1.5	3.0	8.8	0.5	0.5	697.9							
新潟	7.7	1.4	0.4	0.4	0.4	0.1	18.9	0.6	9.74	0.2	4.0	0.4	0.0	4.2	0.2	0.7	2.3	2.0	1.1	0.3	3.0	0.6	0.1	0.2	41.9							
富山	7.9	0.8	0.3	0.2	0.5	0.1	17.2	0.2	1.3	0.1	0.4	0.4	0.0	0.3	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0	26.9							
石川	2.8	0.8	0.6	0.2	0.9	0.1	0.7	0.2	1.3	0.1	0.2	0.1	0.0	0.3	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.1	0.0	21.0							
福井	1.4	0.2	0.5	0.3	1.0	0.1	3.2	0.1	7.9	0.0	3.7	0.1	0.0	1.9	0.0	1.7	0.5	0.3	0.2	0.0	3.6	0.1	0.2	0.1	34.0							
山梨	3.0	2.4	0.4	0.0	0.1	0.0	0.4	0.1	1.2	0.0	1.5	0.0	0.0	0.3	0.0	0.5	0.4	0.2	0.2	0.0	2.1	0.5	0.2	0.2	13.3							
長野	7.7	3.1	0.3	0.1	0.4	0.1	1.8	0.3	1.2	0.0	2.4	0.5	0.0	1.0	0.0	0.7	1.3	2.0	1.1	1.6	4.4	2.1	0.8	0.2	33.4							
岐阜	5.5	1.7	0.1	0.3	1.1	0.3	20.5	0.4	3.8	0.1	7.2	1.4	0.0	12.0	0.1	1.4	1.7	2.1	1.6	0.1	1.9	2.8	0.1	0.2	69.5							
静岡	15.3	9.7	1.7	0.1	2.0	0.3	75.9	0.8	39.3	0.2	12.5	4.1	0.0	2.8	0.0	5.9	2.1	2.9	2.7	0.8	1.3	11.5	0.4	0.4	193.1							
愛知	26.6	5.6	13.2	0.4	2.1	0.7	27.0	1.4	84.5	4.8	13.5	6.3	0.0	12.8	14.4	3.4	6.2	5.3	2.7	0.4	3.3	30.0	0.5	1.0	268.2							
三重	6.4	3.2	0.8	0.1	0.8	0.2	6.6	0.2	350.3	7.5	3.6	7.4	0.0	8.7	0.0	1.9	3.3	1.7	1.1	4.5	6.2	4.5	0.0	0.1	418.3							
滋賀	3.0	0.6	3.9	0.1	0.3	0.2	2.7	0.4	4.7	0.1	11.2	2.8	0.0	9.1	0.0	0.8	1.1	2.1	1.1	0.3	3.3	2.5	0.2	0.3	51.0							
京都	6.8	4.1	6.4	0.4	1.1	0.1	1.7	0.8	3.6	0.1	1.5	0.4	0.0	3.2	0.1	0.5	0.8	1.2	0.8	0.1	2.1	1.9	0.3	0.1	38.1							
大阪	28.8	2.4	4.8	0.8	1.6	0.6	11.0	2.6	278.9	6.1	8.4	5.4	0.1	3.1	1.4	3.6	7.3	7.5	2.9	4.1	1.4	4.4	0.4	0.4	390.5							
兵庫	22.2	5.2	2.1	0.3	0.7	0.2	13.5	0.7	247.9	0.2	6.0	4.7	0.1	12.9	6.8	3.9	3.0	7.2	3.7	0.8	2.5	2.6	0.1	0.8	346.2							
奈良	5.1	0.4	0.8	0.3	0.8	0.1	0.5	0.2	1.1	0.0	2.1	1.8	0.0	0.4	0.0	0.1	0.4	0.6	0.3	0.0	0.8	0.2	0.0	0.1	16.0							
和歌山	1.9	1.5	2.1	0.1	0.4	0.1	0.2	0.1	9.38	4.0	0.8	0.5	0.0	1.2	4.8	0.1	0.2	0.4	0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	112.9							
徳島	1.7	0.4	0.2	0.2	0.1	0.0	1.7	0.1	0.0	0.0	0.4	0.1	0.0	0.2	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.2	0.0	0.1	0.1	0.0	23.9							
香取	1.6	0.4	0.4	0.1	0.2	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	0.2	0.0	0.0	0.2	0.1	0.3	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	8.4							
千葉	3.1	1.2	0.9	0.3	0.4	0.1	1.9	0.3	54.2	8.0	2.9	2.3	0.0	2.2	14.6	1.5	1.9	2.1	0.4	0.2	3.7	8.3	0.1	0.3	104.6							
福島	3.9	1.4	0.1	0.1	2.1	0.0	15.4	0.4	68.24	8.8	1.8	1.9	0.1	14.3	0.5	1.2	0.5	0.5	0.4	0.0	0.7	2.0	0.0	0.4	70.8							
群馬	2.1	0.6	1.1	0.1	0.5	0.1	16.2	0.1	8.3	0.0	0.8	0.3	0.0	0.3	0.1	0.0	0.2	0.5	0.3	0.0	0.5	0.0	0.0	0.1	32.8							
茨城	5.2	0.3	0.2	0.2	0.7	0.1	2.8	0.3	246.0	2.7	1.4	0.3	0.0	1.1	0.0	2.1	0.5	0.3	0.2	0.0	0.3	0.4	0.0	0.1	265.2							
栃木	4.4	1.0	1.1	0.2	0.4	0.0	56.0	0.1	173.2	0.9	1.7	0.2	0.0	3.2	0.0	2.3	0.3	0.8	0.2	0.1	1.1	0.5	0.0	0.1	250.0							
群馬	1.4	0.4	0.3	0.0	0.3	0.0	0.3	0.1	0.3	0.0	0.2	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.1	0.3	0.2	0.0	0.7	0.0	0.0	0.1	14.8							
愛知	12.6	4.1	0.5	0.2	0.9	0.4	1.9	1.0	189.3	0.2	2.5	2.9	0.0	24.8	5.3	0.8	1.3	1.6	0.9	0.7	2.0	3.1	0.0	0.2	237.1							
三重	7.2	3.7	0.2	0.1	0.6	0.0	4.0	0.1	0.6	0.0	0.8	1.4	0.0	0.9	0.0	0.1	0.9	0.2	1.3	0.0	0.5	0.5	0.0	0.1	23.1							
京都	4.4	0.8	0.1	0.3	0.1	0.0	0.1	0.1	0.6	0.0	0.3	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	0.2	1.3	0.1	0.0	2.2	0.9	0.0	0.1	12.5							
熊本	4.7	1.8	0.3	0.2	1.1	0.0	11.2	0.2	1.9	0.1	2.1	1.2	0.0	0.9	0.0	0.1	0.7	0.4	0.2	0.1	4.0	1.2	0.0	0.1	32.4							
大分	2.2	1.1	0.5	0.1	0.5	0.1	5.0	0.1	23.21	2.6	1.5	0.3	0.0	11.2	8.7	2.1	0.3	0.7	0.5	0.0	2.9	0.5	0.2	0.0	273.3							
宮崎	4.3	3.0	3.8	0.2	0.8	0.0	7.1	0.1	11.9	0.0	0.4	0.2	0.0	0.4	0.2	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	2.6	0.3	0.4	0.0	36.5							
鹿児島	8.2	5.4	0.3	0.1	0.4	0.0	6.9	0.1	0.6	0.1	0.2	0.0	0.0	1.5	0.0	0.0	0.3	0.2	0.2	0.4	3.7	0.1	0.0	0.1	28.9							
沖縄	2.7	1.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8							
全国計	428.2	110.4	75.2	10.5	39.2	6.9	963.8	27.4	5,102.2	92.3	153.2	252.1	1.0	222.8	103.4	64.7	63.5	69.4	43.8	24.8	110.7	122.8	10.3	11.4	7,712.3							

(資料) 石油等消費動態調査、工業統計表より作成

第4節 内航 LNG 輸送の潜在的な需要量

(1) 潜在的な内航 LNG 輸送量の考え方

① 輸送量推計のケースの基本的な考え方

潜在的な内航 LNG 輸送量の考え方として、次の3ケースを検討する。

[ケース1] 温室効果ガスの1990年度比25%削減(目標2020年度)に向けて、全国の石油、石炭を活用している製造業において高効率でのガス転換が進められると想定。このうち一次基地からパイプラインが直接繋がっていない臨海部で臨海型工場団地が立地している市町村の消費分を内航 LNG の潜在的な輸送需要量とするケース

[ケース2] 都道府県別・業種別で1事業所あたりの平均エネルギー消費量が3万 t 以上20万 t 未満を特定し、該当する業種の都道府県におけるエネルギー消費量のうち一次基地からパイプラインが直接繋がっていない臨海部で臨海型工場団地が立地している市町村の消費分について高効率でのガス転換が進められた場合の LNG の新規需要量を内航 LNG の潜在的な輸送需要量とするケース

[参 考] (社)日本ガス協会において目標とされている CO₂ 排出量削減で見込まれる、産業部門における LNG 新規需要のうち、一次基地からパイプラインが直接繋がっていない臨海部で臨海型工場団地が立地している市町村の臨海型工場団地及び臨海型工場に対して内航 LNG の潜在的な輸送需要量とするケース

なお、内航 LNG 輸送は、パイプラインが整備されていない、ある程度の需要が見込まれる地域の家庭用ガス供給を主目的とした都市ガス事業者に対する供給が始まりである。地球温暖化対策などの環境政策が変化する中で、産業部門において天然ガスへの燃料転換を要請する事業者の増大が見込まれることから、内航 LNG 船輸送のあり方について検討する際の一助とするために、マクロ的な観点から臨海部における産業部門での天然ガスの新規需要見込を推計している。このため、実際に臨海部の工業団地や工場が天然ガスへ燃料転換を行う際には、各プロジェクトごとに供給方法を検討する必要がある。

② CO₂ 削減目標の考え方

CO₂ 削減目標の考え方として、国内で排出する CO₂ 削減目標の25%の全てを国内排出量削減で賄うと設定する。

③ パイプライン未整備の臨海部における産業部門のエネルギー消費率(臨海部係数)

先に算定した、臨海型工場団地が立地し、かつパイプラインが未整備な市町村における産業部門のエネルギー消費量が、全国の産業部門のエネルギー消費量に占める割合7.6%を「臨海部係数」とする。

④ 天然ガス化による転換係数

石油から天然ガスに転換することで、CO₂排出量は約 25%削減し、さらに高効率化を図ることで、石油利用と比較して CO₂排出量は 55%削減となり、石油による CO₂排出量に比較して 45%となる。また、石炭から天然ガスに転換することで、CO₂排出量は約 43%削減し、さらに高効率化を図ることで、石炭利用と比較して CO₂排出量は 66%削減となり、石炭による CO₂排出量に比較して 34%となる。

CO₂削減目標 25%を達成するために産業部門全体において天然ガス転換が必要となる割合を「転換係数」として仮定する。

CO₂削減目標 25%を達成するためには、石油からの転換係数を 45.45%、石炭からの転換係数を 37.88%と設定される。

石油から天然ガス、高効率化				
石油	→	天然ガス	→	高効率化
100	→	75	→	45
石炭から天然ガス、高効率化				
石炭	→	天然ガス	→	高効率化
100	→	57	→	34
CO ₂ 排出量25%削減のための転換係数				
石油からの転換係数	$25\% \div 55\%$	=		45.45%
石炭からの転換係数	$25\% \div 66\%$	=		37.88%

加えて、産業部門における石油及び石炭から天然ガスへの転換に関して、(社)日本ガス協会へのヒアリングから、67.5%の転換及び 100%転換の 2 つのケースを想定する。(なお、産業部門において石炭から天然ガスへの転換に関しては、価格競争力の観点から実現性が非常に小さいとの見解がもたれている。石炭から天然ガスへの燃料転換を促していくためには、石油以上の事業者へのインセンティブの付与など、強いバックアップが必要になる)

(2) 内航 LNG の潜在的な輸送需要量推計結果

【ケース 1】

① 産業部門におけるエネルギー源別消費割合

産業部門における、エネルギー源別消費割合は、石炭 19.7%、石油 33.5%、天然ガス 1.5%、都市ガス 4.9%、再生可能・未活用エネルギー 0.1%、電力 25.5%、熱 14.7%となっている(原料等を除く)。

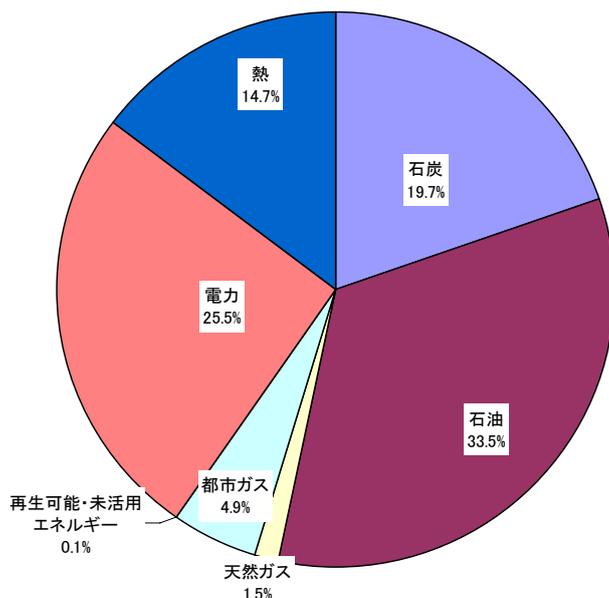
② 臨海部かつパイプライン未整備エリアの製造業の年間エネルギー消費量

製造業の年間エネルギー消費量は、LNG 換算で約 7,712.3 万^ト(平成 16 年度実績、原料等を除く)となっている。

このうち、①のエネルギー源別消費割合から、年間の石油消費量は全体の 33.5%と想定され、

約 2,582.9 万トとなる。これに、臨海部係数（7.6%）を乗じることで、臨海部でかつパイプライン未整備エリアでの石油年間消費量を推計すると、約 196.4 万トと推計される。

同様に臨海部の石炭消費量は、①のエネルギー源別消費割合から、年間の石炭消費量は全体の 19.7%と想定され、1,521.5 万トとなる。これに、臨海部係数（7.6%）を乗じることで、臨海部でかつパイプライン未整備エリアでの石炭年間消費量を推計すると、約 115.7 万トと推計される。



（資料）資源エネルギー庁

平成 19 年度におけるエネルギー需給実績より作成

図 4-17 産業部門エネルギー源別消費割合（平成 19 年度）

③ ケース 1 における内航 LNG の潜在的な輸送需要量

【ケース 1-1】

臨海部での石油消費量 196.4 万トに対して、45.45%がガス転換すると想定すると、天然ガスの新規需要量は、LNG 換算で 89.3 万トとなる。また、同様に臨海部での石炭消費量 115.7 万トに対して、37.88%がガス転換すると想定すると、天然ガスの新規需要量は、LNG 換算で 43.8 万トとなる。この結果、石油と石炭をあわせた新規需要量は 133.1 万トと推計される。

【ケース 1-2】

臨海部での石油消費量 196.4 万トと石炭消費量 115.7 万トの双方で、消費量の 67.5%がガス転換すると想定すると、天然ガスの新規需要量は、LNG 換算で石油からの転換分で 132.6 万ト、石炭からの転換分で 78.1 万トとなる。この結果、石油と石炭をあわせた新規需要量は 210.6 万トと推計される。

【ケース 1-3】

臨海部での石油消費量 196.4 万トと石炭消費量 115.7 万トの双方で、消費量の 100.0%がガス転換すると想定すると、石油と石炭をあわせた新規需要量は LNG 換算で 312.1 万トと推計される。

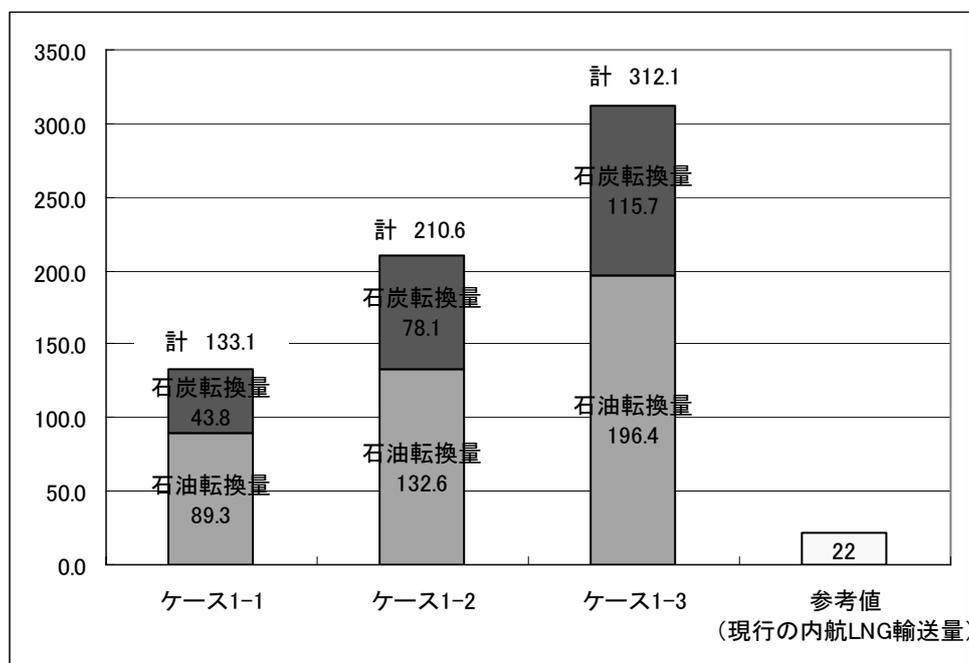


図 4-18 ケース 1 での内航 LNG の新規輸送需要見込

【ケース 2】

① エネルギー多消費型事業所の立地状況

都道府県別業種別で 1 事業所あたりの平均エネルギー消費量が 3 万ト以上 20 万ト未満となっているのは、ゴム製品製造業の福島県（1 事業所平均エネルギー消費量 3.34 万ト、事業所数 54）、化学工業の三重県（1 事業所平均エネルギー消費量 3.07 万ト、事業所数 114）、岡山県（1 事業所平均エネルギー消費量 4.78 万ト、事業所数 112）、山口県（1 事業所平均エネルギー消費量 6.46 万ト、事業所数 101）、香川県（1 事業所平均エネルギー消費量 6.15 万ト、事業所数 40）、愛媛県（1 事業所平均エネルギー消費量 4.03 万ト、事業所数 43）、大分県（1 事業所平均エネルギー消費量 6.11 万ト、事業所数 38）である。

これら各県における当該業種の県内エネルギー消費量は、それぞれ次頁表（表 4-13）のとおり整理され、さらに、先述の産業部門における、エネルギー源別消費割合（石炭 19.7%、石油 33.5%）から、石油と石炭それぞれの消費量を表のとおり想定する。

表 4-13 エネルギー多消費型事業所の業種別立地状況と立地県のエネルギー消費量

		1事業所平均消費量 (LNG換算)	事業所数	県内消費量 (LNG換算)		
		万t		万t	うち石油 万t	うち石炭 万t
ゴム製品製造業	福島県	3.34	54	180.36	60	36
化学工業	三重県	3.07	114	349.98	117	69
	岡山県	4.78	112	535.36	179	106
	山口県	6.46	101	652.46	219	129
	香川県	6.15	40	246	82	49
	愛媛県	4.03	43	173.29	58	34
	大分県	6.11	38	232.18	78	46

② エネルギー多消費型事業所立地県の臨海部でのエネルギー消費量

前述の①の各県の臨海部係数は、福島県 2.0%、三重県 0.0%、岡山県 2.6%、山口県 17.6%、香川県 24.2%、愛媛県 56.4%、大分県 53.5%と設定される。

この臨海部係数をもちいて、各県の臨海部での石油、石炭のエネルギー消費量を想定すると、下表（表 4-14）のとおりである。

表 4-14 エネルギー多消費型事業所立地県の該当業種の臨海部でのエネルギー消費量

		県内消費量 (LNG換算)			臨海部係数	臨海部消費量	
		万t	うち石油 万t	うち石炭 万t		石油 万t	石炭 万t
ゴム製品製造業	福島県	180.36	60	36	2.0%	1.2	0.7
化学工業	三重県	349.98	117	69	0.0%	0.0	0.0
	岡山県	535.36	179	106	2.6%	4.7	2.8
	山口県	652.46	219	129	17.6%	38.5	22.7
	香川県	246	82	49	24.2%	19.9	11.7
	愛媛県	173.29	58	34	56.4%	32.7	19.3
	大分県	232.18	78	46	53.5%	41.6	24.5

③ ケース 2 における内航 LNG の潜在的な輸送需要量

【ケース 2-1】

このうち、石油からのガス転換係数を 45.45%、石炭からのガス転換係数を 37.88%と設定した場合、ガス転換による新規需要発生量は、LNG 換算で、それぞれ、石油からの転換分が 63.0 万ト、石炭からの転換分が 30.9 万トとなる。この結果、石油と石炭をあわせた新規需要量は 94.0 万トと推計される。

表 4-15 ケース 2-1 での内航 LNG の新規輸送需要見込

		臨海部消費量		ケース2-1				
		石油	石炭	転換係数		新規需要		
		万t		石油転換係数	石炭転換係数	石油転換分	石炭転換分	計
ゴム製品製造業	福島県	1.2	0.7	45.45%	37.88%	0.6	0.3	0.8
化学工業	三重県	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0
	岡山県	4.7	2.8			2.2	1.1	3.2
	山口県	38.5	22.7			17.5	8.6	26.1
	香川県	19.9	11.7			9.0	4.4	13.5
	愛媛県	32.7	19.3			14.9	7.3	22.2
	大分県	41.6	24.5			18.9	9.3	28.2
合計		138.6	81.7			63.0	30.9	94.0

【ケース 2-2】

石油及び石炭ともに 67.5%がガス転換すると想定すると、ガス転換による新規需要発生量は、LNG 換算で、それぞれ、石油からの転換分が 93.6 万ト、石炭からの転換分が 55.1 万トとなる。この結果、石油と石炭をあわせた新規需要量は 148.7 万トと推計される。

表 4-16 ケース 2-2 での内航 LNG の新規輸送需要見込

		臨海部消費量		ケース2-2				
		石油	石炭	転換係数		新規需要		
		万t		石油転換係数	石炭転換係数	石油転換分	石炭転換分	計
ゴム製品製造業	福島県	1.2	0.7	67.50%	67.50%	0.8	0.5	1.3
化学工業	三重県	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0
	岡山県	4.7	2.8			3.2	1.9	5.1
	山口県	38.5	22.7			26.0	15.3	41.3
	香川県	19.9	11.7			13.4	7.9	21.4
	愛媛県	32.7	19.3			22.1	13.0	35.1
	大分県	41.6	24.5			28.1	16.5	44.6
合計		138.6	81.7			93.6	55.1	148.7

【ケース 2-3】

石油及び石炭ともに 100%がガス転換すると想定すると、ガス転換による新規需要発生量は、LNG 換算で、それぞれ、石油からの転換分が 93.6 万ト、石炭からの転換分が 55.1 万トとなる。この結果、石油と石炭をあわせた新規需要量は 148.7 万トと推計される。

表 4-17 ケース 2-3 での内航 LNG の新規輸送需要見込

		臨海部消費量		ケース2-2				
		石油	石炭	転換係数		新規需要		
		万t		石油転換係数	石炭転換係数	石油転換分	石炭転換分	計
ゴム製品製造業	福島県	1.2	0.7	100.00%	100.00%	1.2	0.7	2.0
化学工業	三重県	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0
	岡山県	4.7	2.8			4.7	2.8	7.5
	山口県	38.5	22.7			38.5	22.7	61.2
	香川県	19.9	11.7			19.9	11.7	31.6
	愛媛県	32.7	19.3			32.7	19.3	52.0
	大分県	41.6	24.5			41.6	24.5	66.0
合計		138.6	81.7			138.6	81.7	220.3

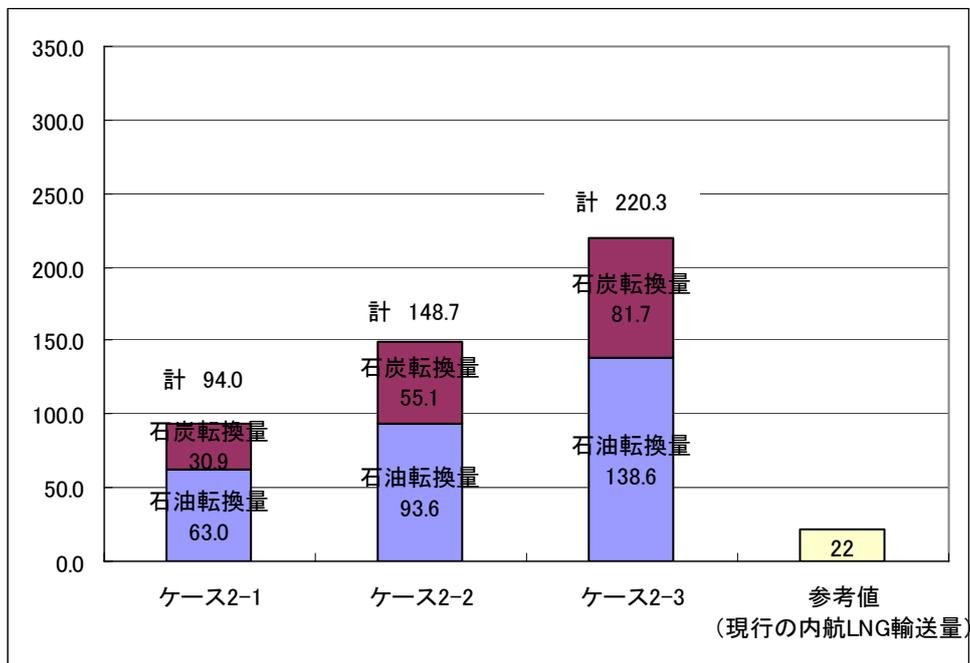


図 4-19 ケース 2 での内航 LNG の新規輸送需要見込

【参 考】

① 産業部門における CO₂ 削減ポテンシャル

石油や石炭から天然ガスへの利用促進をはかることによる国内の業務用・産業用分野における CO₂ 削減ポテンシャルについて、天然ガスの都市ガスシェアが 67.5%まで高まると想定した場合の 2030 年削減可能性と天然ガスの都市ガスシェアが 100%まで高まると想定した最大ポテンシャルについての(社)日本ガス協会における試算結果は、次頁の表のとおりである。

この試算結果から、天然ガス化がすべて LNG によって行われるとした場合の LNG 新規需要見込は、2030 年削減可能性において、石油から天然ガスへの転換分で約 1,203 万ト、石油と石炭から天然ガスへの転換分で約 2,005 万トと想定される。同様に天然ガス化による CO₂ 削減が最大ポテンシャルの場合は、石油から天然ガスへの転換分で約 2,305 万ト、石油と石炭から天然ガスへの転換分で約 3,508 万トと想定される。

表 4-18 国内の業務用・産業用分野における天然ガスによるCO₂削減ポテンシャル（再掲）

(2005年基準)	2030年		
	削減可能性 ^(※1)	天然ガス新規需要見込	新規需要見込のLNG換算
ボイラのCO ₂ 削減量	約600万t-CO ₂	約73億700万m ³	約600万t
内 業務用分野	約180万t-CO ₂	約21億9,200万m ³	約180万t
内 工業用分野	約400万t-CO ₂	約48億7,100万m ³	約400万t
工業炉のCO ₂ 削減量 ^(※2)	約600万t-CO ₂ (約1,400万t-CO ₂)	約73億650万m ³ (約170億4900万m ³)	約600万t (約1,400万t)
合計 ^(※2)	約1,200万t-CO ₂ (約2,000万t-CO ₂)	約146億1300万m ³ (約243億5,500万m ³)	約1,200万t (約2,000万t)
(2005年基準)	最大ポテンシャル ^(※3)		
	削減可能性 ^(※1)	天然ガス新規需要見込	新規需要見込のLNG換算
ボイラのCO ₂ 削減量	約1,100万t-CO ₂	約133億9,500万m ³	約1,100万t
内 業務用分野	約334万t-CO ₂	約40億6,700万m ³	約340万t
内 工業用分野	約800万t-CO ₂	約97億4,200万m ³	約800万t
工業炉のCO ₂ 削減量 ^(※2)	約1,200万t-CO ₂ (約2,400万t-CO ₂)	約146億1,300万m ³ (約292億2,600万m ³)	約1,200万t (約2,410万t)
合計 ^(※2)	約2,300万t-CO ₂ (約3,500万t-CO ₂)	約280億800万m ³ (約426億2,100万m ³)	約2,310万t (約3,510万t)

※1:天然ガスの都市ガスシェアが67.5%まで高まると想定（最も天然ガス比率の高いシェアの数値。トップランナー方式を採用。）

※2:()内は石炭等を含んだ試算

※3:天然ガスの都市ガスシェアが100%まで高まると想定

(資料) (社) 日本ガス協会より

② ケース 1 における内航 LNG の潜在的な輸送需要量

【2030 年削減可能性】

LNG 換算で 1 年間あたりの工業用分野のボイラからの転換量が約 401 万ト、工業炉からの転換量が約 601 万トで、産業用分野における新規需要見込は 1,002 万トと想定される。

この 1,002 万トに臨海部係数（7.6%）を乗じることで、内航 LNG の新規需要見込を 76.2 万トと推計する。加えて、石炭からの転換を含めた場合には、新規需要見込を 137.2 万トと推計する。

【最大ポテンシャル】

LNG 換算で 1 年間あたりの工業用分野のボイラからの転換量が約 802 万ト、工業炉からの転換量が約 1,202 万トで、産業用分野における新規需要見込は 2,005 万トと想定される。

この 2,005 万トに臨海部係数（7.6%）を乗じることで、内航 LNG の新規需要見込を 152.4 万トと推計する。加えて、石炭からの転換を含めた場合には、新規需要見込を 243.8 万トと推計する。

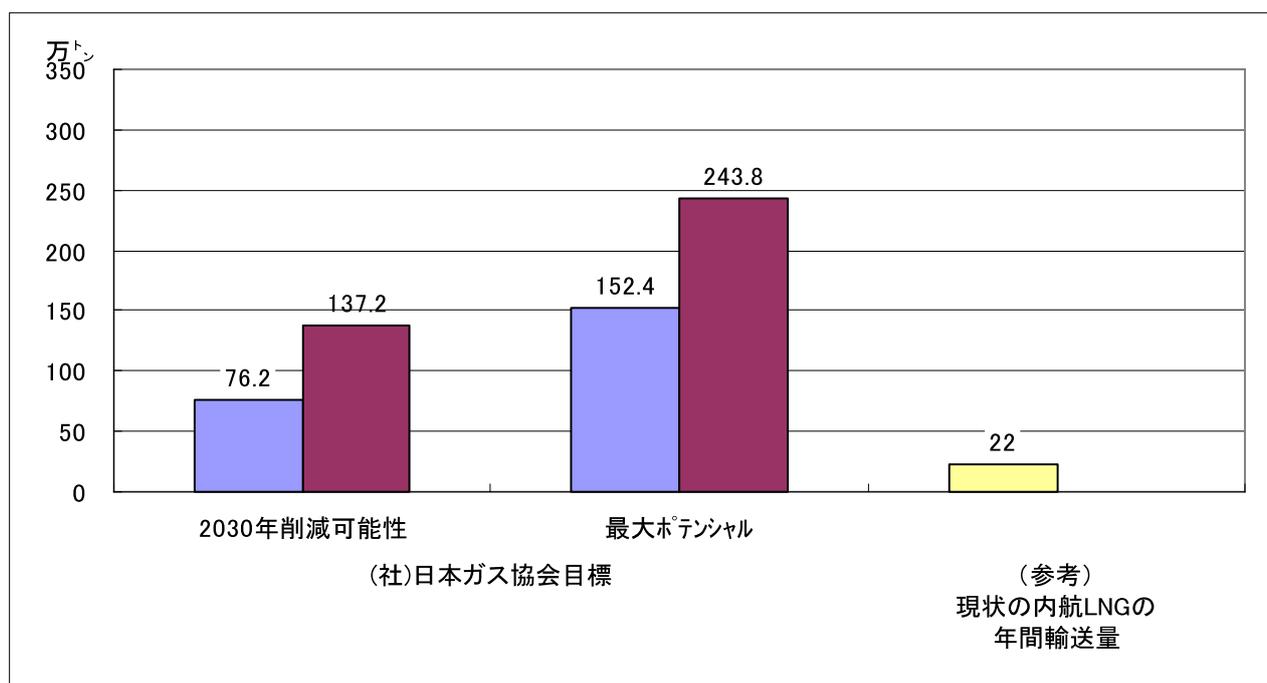


図 4-20 (社)日本ガス協会試算に基づく内航 LNG の新規輸送需要見込

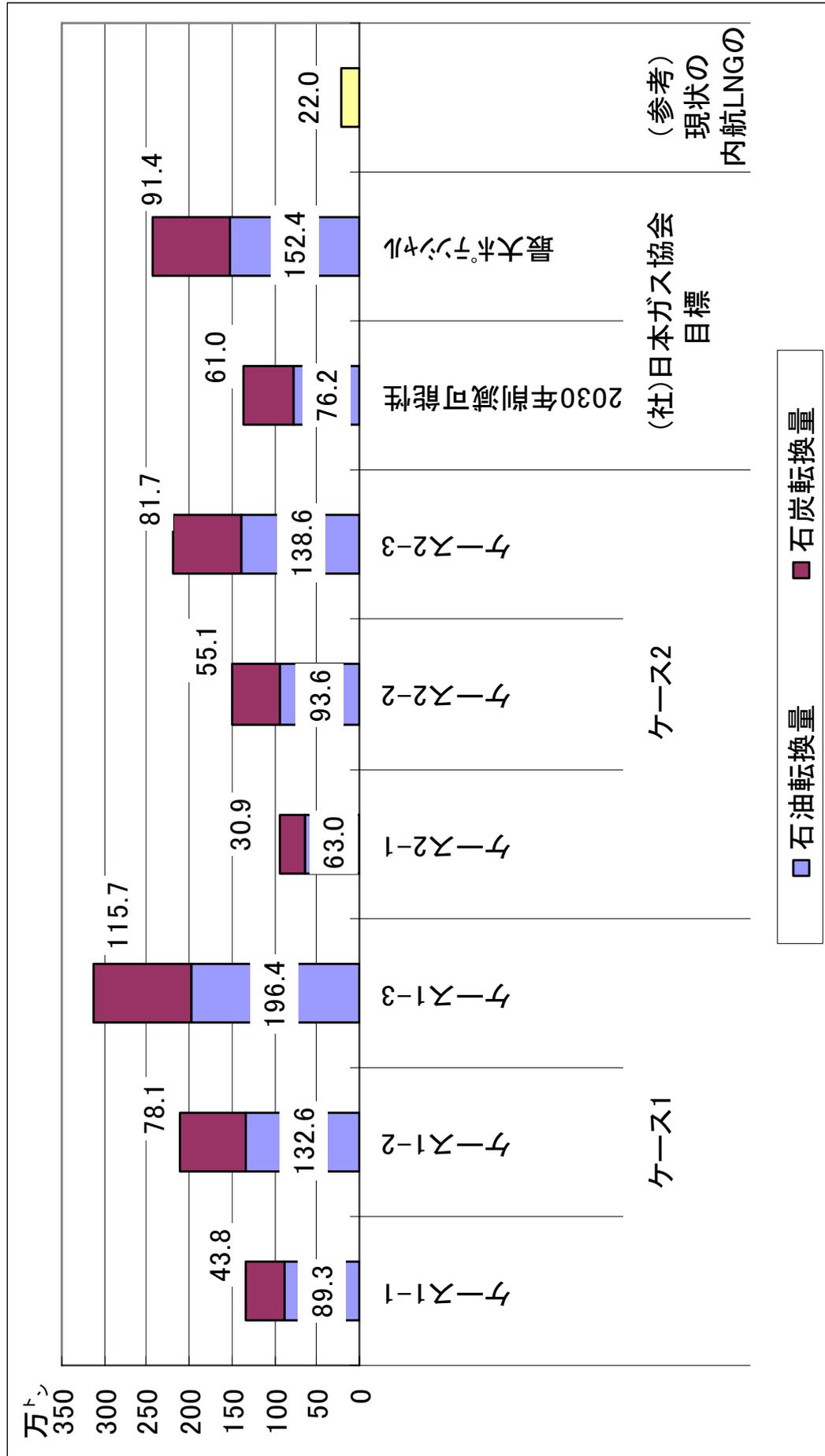


図 4-21 各ケースでの内航 LNG の新規潜在輸送需要量

第5章 内航 LNG 輸送の潜在需要顕在化に向けた課題と対応

第4章において、内航 LNG 輸送の潜在的な需要量について推計を行った。その結果、臨海エリアにおける工場の燃料転換需要を取り込むことにより、一定規模の潜在需要量が見込まれた。この潜在需要を顕在化していくために、内航 LNG 輸送の課題と対応方針について、「需要側面」、「供給側面（インフラ）」、「供給側面（運用）」の3つの観点から検討を進める。

なお、内航 LNG 輸送は、都市ガス事業者への卸供給事業から始まった。そのような中、近年の地球温暖化対策と環境問題対応への要請により産業・業務部門における天然ガスへの燃料転換への要請から、天然ガスの新たな需要が見込まれるようになってきている。この産業・業務部門で見込まれる天然ガスの新たな需要に対して、パイプライン整備がすすめられている状況ではあるが、パイプライン整備による供給は、他の供給方法（ローリー輸送、貨車コンテナ輸送、内航 LNG 船輸送）に比較して、整備開始から稼働までに相対的に長い期間を要することもある。

このため、天然ガスの新たな需要に対する供給手段の確立の速効性の観点や複数の供給方法を確保しておくことによるエネルギー・セキュリティの観点から、内航 LNG 船活用による供給のあり方も一つの選択肢として検討を進めていくものである。

第1節 需要側面に係る課題と対応

(1) 新規需要の開拓と潜在的需要の掘り起こし

現状、内航 LNG 船輸送による主な供給先は、都市ガス事業者となっている。これは、都市ガス事業の天然ガス化に際して、当時の LNG ガスの供給環境から検討された結果、適切な輸送方法として内航 LNG 船が選択されたからである。

その後、パイプライン整備の促進や外航 LNG 船受入基地の整備の促進などにより、都市ガス事業者の LNG 供給環境も変わり、都市ガス事業者への新規 LNG 供給手段として内航 LNG 船活用が検討される余地は、都市ガス事業者の需要量の増大、内航 LNG 船輸送コストの問題などから少なくなっている。

これに対して、低炭素社会実現に向けて、工場などでの石油や石炭の利用から天然ガス利用への燃料転換に対する社会的要請は強くなっている。

このような環境変化を踏まえ、臨海部に多くの工場や工場団地を有するわが国では、内航 LNG 船活用の場を都市ガス事業者への LNG 供給手段から、臨海部に立地する工業団地や工場の燃料転換に伴う新たな天然ガス需要に対する供給手段のひとつの選択肢として検討していくことができる。

上述のとおり、都市ガス事業者へのガス供給の基本的な考え方は、パイプライン整備による供給が大原則であることに変わりはない。しかし、パイプライン整備には、ローリーや内航 LNG 船活用などに比較して相対的に長期間を要することになる。

このため、短期間で天然ガスへの燃料転換を促していくためには、パイプライン整備に時間を要する地域に立地している需要家に対しては、ローリーや内航 LNG 船などの供給手段を検

討していく必要がある。LNG 輸送を行う場合、ローリーや内航 LNG 船から発生する CO₂ 排出量は、ローリーが 34.8t/km ((財)運輸低公害車普及機構、「エコドライブのすすめ」) に対して、内航 LNG 船は 7.33t/km (国土交通省、「内航船舶輸送統計」) である。すなわち、ローリーは内航船の約 5 倍弱の CO₂ の排出量となっている。

パイプラインによる供給が難しい場合、多くはローリー輸送による供給が検討されることになるが、環境負荷低減も考慮し、最終需要家の立地環境や想定される需要量などから、ローリーと内航 LNG 船などの複数の輸送モードを検討した上で、最適な輸送方法を選択していくことが、天然ガス供給事業者、最終需要家の双方において重要である。

とくに、第 4 章で検討したように、製造業においてパイプライン整備が行われていないエリアの臨海部に立地する工業団地や工場に対して、内航 LNG 船による LNG 供給は低炭素社会を実現していくためにも、また、活用の可能性や他の供給手段と比較しても、輸送コスト、環境負荷などの総合的な観点から優位になる可能性が高い。

このため、天然ガス供給事業者においては、パイプライン未整備エリアの臨海部に立地する工場や工業団地に対して、内航 LNG 輸送と天然ガスへの燃料転換をセットで潜在的な需要の掘り起こしを行っていくことが考えられる。また、国・自治体は、港湾ならびに工業団地全体の低炭素化も視野に入れつつ、天然ガス事業を行うことが求められる。

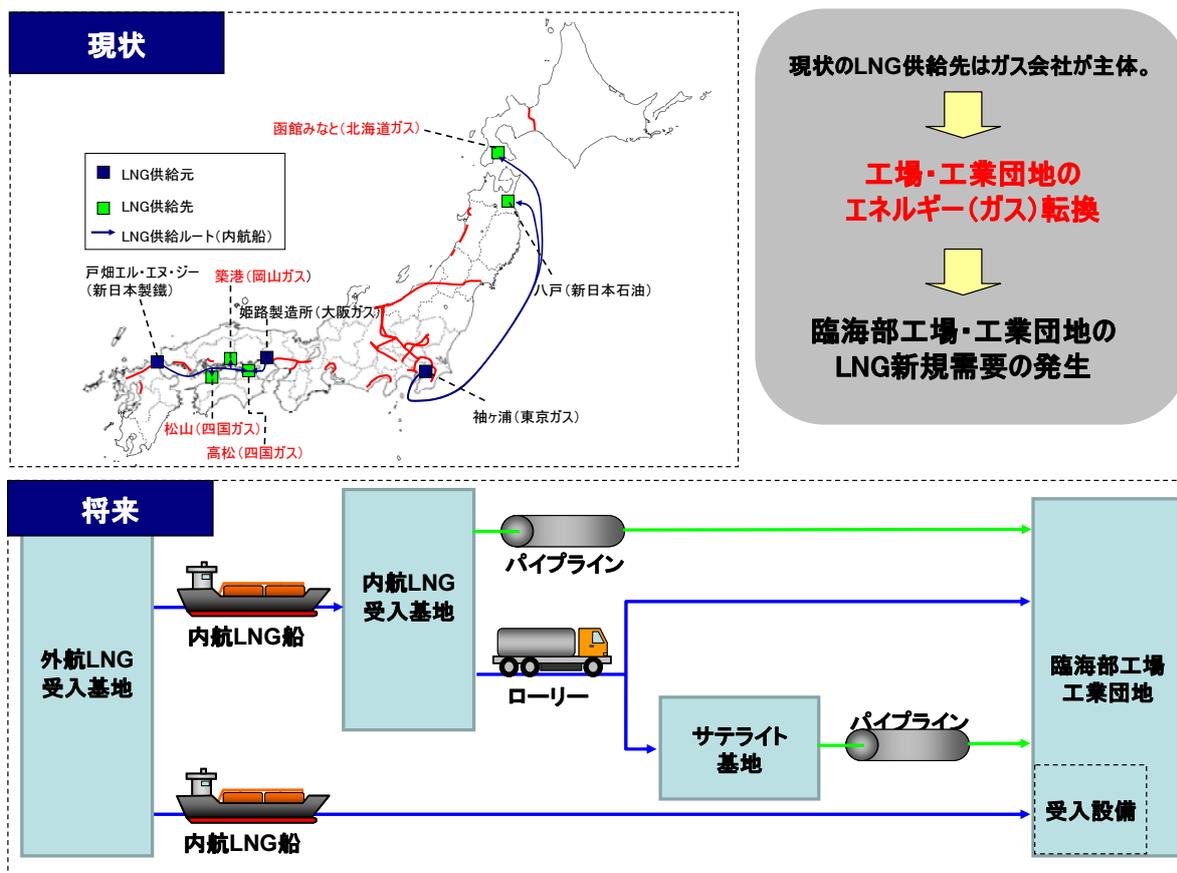


図 5-1 内航 LNG 輸送相手の現状と将来イメージ

(2) 天然ガス利用を促進するための団地内パイプラインの整備

内航 LNG 船を活用して臨海型工業団地に立地している複数の事業者や団地に近接した場所に立地している事業者へ天然ガス供給を行う場合には、内航 LNG 船受入基地からパイプラインやタンクローリーによる各事業者への供給が必要になる。

工業団地内の複数の事業者へ内航 LNG 船受入基地から LNG を供給する場合には団地内にパイプラインを整備して LNG 受入基地からパイプラインでの供給が主体となる。この場合、団地内に敷設するパイプライン整備費は、天然ガス供給事業者の負担になり、最終的には天然ガス価格に反映されることになる。この結果、天然ガス価格の高価格化を招き、工業団地内の事業者へ天然ガスへの燃料転換を行うインセンティブを低下させる結果となる。

このため、先述したように、臨海型工業団地では、低炭素型工業団地のモデルとして当該工業団地に立地する事業者が天然ガス利用を行い易いように、当該工業団地の整備主体（地方自治体など）は、団地の整備を行う際に、予め内航 LNG 船受入基地を整備し、かつ分譲地に天然ガスパイプラインや蒸気・水素配管などエネルギーインフラを総合的に整備しておくことで、立地企業の天然ガス利用を促していくことが求められる。加えて、当該工業団地内や港湾を中心に天然ガスを燃料としたフォークリフトやトラックなどの活用を促進することで、臨海型工業団地エリアにおいて総合的な低炭素型工業団地の整備を進めていくことで、地球温暖化対策に寄与していくことが求められる。

また、これらの取組を促進していくために、国は、排出量取引市場の創設や地球温暖化対策税などの導入の際に石油や石炭を利用するよりも天然ガスを利用する方が相対的にコストの低廉化が図られるような政策の形成や燃料転換に要する事業者への整備費補助などの制度の充実を図ることで、臨海部工業団地における総合的な低炭素型工業団地化への転換に加えて、効率的なエネルギー利用を促す必要がある。

(3) 内航船舶内燃機関の天然ガス化に向けた取り組み

LNG の二次輸送に直接関係するものではないが、内航船舶の内燃機関を石油から天然ガス化することでも CO₂ 排出削減効果が見込まれる。資源エネルギー庁の 2007 年度のエネルギーバランス表から、内航船舶（旅客＋貨物）の燃料消費は 175,011TJ であり、これを全て天然ガス化した場合には、約 321 万 1,318 トンの LNG 需要が創出される。

天然ガス自動車などの導入も進められている中で、船舶運航事業者は、船舶燃料の天然ガス化に向けた取り組みを行うことで低炭素社会実現に寄与していくことが要請される。

このような内航船舶内燃機関の天然ガス化に関しては、ノルウェー等では LNG を燃料としたディーゼルエンジンを搭載したフェリーが運航している。

また、わが国でも次世代の貨物・旅客輸送を担う環境負荷低減型のフェリー（「ISHIN-Ⅱ」）として、商船三井において構想が取り纏められている。

加えて、天然ガスを船舶用内燃機関の燃料として使用する事例が現れてきたことを受け、国際海事機関（IMO）では、国際的に統一した安全指針として、「INTERIM GUIDELINES ON SAFETY FOR NATURAL GAS-FUELLED ENGINE INSTALLATIONS IN SHIPS」を MSC 決議 285(86)として 2009 年 6 月に採択した。

表 5-1 船舶燃料の LNG 化による LNG の新規需要見込

概要	数値	単位	計算
2007年船舶燃料消費	175,011	TJ	旅客65237TJ+貨物109774TJ
J変換	175,011,000,000,000,000	J	($\times 10^{12}$)
cal変換	41,808,148,493,209,600	cal	($\div 4.18605$)
kcal変換	41,808,148,493,210	kcal	($\div 10^3$)
LNG(kg)変換	3,211,317,958	kg	($\div 13019$)
LNG(t)変換	3,211,318	t	($\div 10^3$)
			321万1318トン



(資料) (株) 商船三井 2009年12月プレスリリース資料より

図 5-2 環境負荷低減型のフェリー (「FISHIN-II」) のコンセプト

(4) ガス転換に係るコスト面の課題と対応

石油から天然ガスへの燃料転換に伴い、リジエネ・バーナー等への置き換えを実施した場合、CO₂の排出量は石油に比較して約45%と大幅な削減が見込まれる。しかし、リジエネ・バーナー等の置き換えには、設備の規模にもよるが数千万円の経費が生じる。

このため、CO₂排出量削減を図っていくためにエネルギー消費効率の高い施設建設・設備整備、技術開発に対して、工場などの事業者が燃料転換しやすい環境を形成していくことが必要である。

国は、現在検討されている、排出量取引市場の創設や地球温暖化対策税の導入の際には石油や石炭を利用するよりも天然ガスを利用する方がコスト負担の低減が図られるような政策の推進やエネルギー消費効率の高い施設建設・設備整備、技術開発への助成、事業者へのガス転換に係る初期投資に対する助成などを今後も整備していく必要がある。

加えて、ガス料金の更なる低廉化に資するようなガス事業制度改革を引き続き進めていくべきである。

第2節 供給側面（インフラ）に係る課題

(1) 棧橋整備に係るコストと対応

内航 LNG 船導入に際して、工場に直接供給する場合でも、臨海型工場団地に受入基地を整備する場合でも、内航 LNG 船の着棧棧橋の整備を行う必要がある。

工場に直接供給する場合には、もともと石油タンカーや石炭船を受け入れていた棧橋の転用が可能な場合が多いと考えられ、工場などの需要家と LNG 供給事業者間の調整になる。

これに対して、臨海型工業団地に受入基地を整備する場合には、受入基地整備とともに内航 LNG 船の着棧棧橋の整備を行う必要がある。この際、内航 LNG 船受入基地を整備する工業団地の団地内や近接地に活用可能な公共棧橋などがあるならば、その棧橋を活用することで、新たに棧橋を整備するための費用を軽減することが可能である。

現行の内航 LNG 船の就航に際しても、受入基地となっている松山基地では、公共棧橋の活用が認められたことにより新たに棧橋を整備する必要がなく、その点で初期投資の低廉化が図られている。

今後、臨海部の工業団地を総合的な低炭素型工業団地へ転換していくにあたり、地方自治体などの港湾管理者においては、活用可能な公共棧橋がある場合には、内航 LNG 船の着棧棧橋としての活用を視野に入れた検討を進めることで、低炭素社会実現に寄与していくことを検討していくことも考えられる。また、このような活用を行うことで、相対的に稼働率が低い棧橋の有効活用を図り、着棧収入などの確保を図っていくことも検討される。併せて、天然ガスを活用した低炭素型港湾ならびに工業団地全体の整備にも取り組むことが望ましい。

(2) 陸上施設整備に係るコストと対応

内航 LNG 船導入に際して、前述の棧橋の整備に加えて、受入基地には、アンローディングアーム、LNG タンク、リターンガスブローア、気化設備、BOG 圧縮機などの各種陸上施設の整備が必要となる。臨海型工場へ直接、内航 LNG 船で天然ガスを供給する場合でもこれらの設備は必要となり、内航 LNG 船を受け入れる事業者にとって大きな負担となる。

このようなコスト要因に対して、先述したように低炭素社会の実現を目指して石油や石炭から天然ガスへの燃料転換を促進していくために、国は、排出量取引市場の創設や地球温暖化対策税の導入の際に石油や石炭を利用するより天然ガスを活用する方が相対的にコスト負担を低廉化させるような政策を進めることで、天然ガスなどより環境負荷が少ない燃料への転換を行いやすい環境を整えていく必要がある。

また、危険物船舶運送及び貯蔵規則では、オープンデッキ上での LNG コンテナの積載は可能であり、コンテナ船や Ro-Ro 船による LNG コンテナ輸送も、LNG 輸送手段の選択肢のひとつとして検討される。

コンテナ船や Ro-Ro 船による LNG コンテナ輸送では、現行の内航 LNG 船就航に伴い必要となる陸上施設設備の整備は必要でないことから、内航 LNG 船を導入するのに比較して、初期整備コストの大幅な低減が可能となる。しかし、LNG コンテナはオープンデッキ上での積載しか認められないことから、1 回の運航での輸送量に限界がある（コンテナ船の大きさにより異なるが、1 隻あたり LNG コンテナ数十本程度の積載になる）。このため、現行の内航 LNG

船の導入要件とは、需要規模や港から需要家までの距離などの面で大きく異なる。需要量がそれほど大きくなく、直近でのパイプライン整備が見込めず、かつ LNG サテライト基地からの供給も難しい内陸部に立地する工場などへの供給手段としての可能性は高い。

本調査では、内陸部の工場における燃料転換に伴う天然ガス需要についての検討は行っていないが、コンテナ船や Ro-Ro 船とローリー輸送との組合せにより、現状、天然ガス供給が難しいエリアに立地している工場への天然ガス供給は可能になると考えられる。

このため、天然ガス供給事業者がこのような輸送手段の利用が可能となるように、コンテナ船や Ro-Ro 船を運航している事業者は、LNG コンテナの混載について検討を進めるとともに、天然ガス供給事業者は、このような輸送手段が適した地域に立地している工場などに対して、天然ガスへの燃料転換を勧めていくことも重要である。なお、コンテナ船や Ro-Ro 船では、LNG コンテナをオープンデッキ上にしか積載することが認められていないため、一度に輸送できる LNG の量は限定される。このため、利用可能な船舶の寄港頻度と合わせて実用化について検討を行う必要がある。

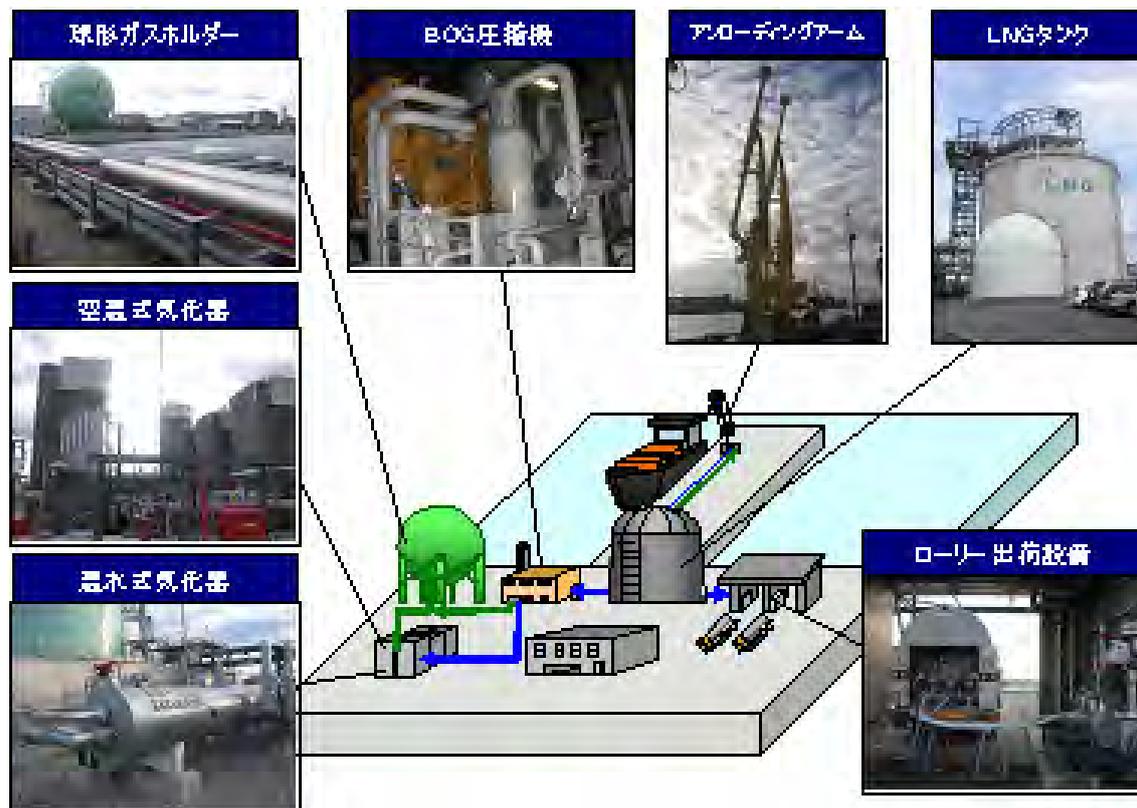


図 5-3 内航 LNG 船受入基地における陸上施設

(3) 船舶導入に係るコストへの対応

内航 LNG 船の導入にあたって、船舶の建造コストも輸送コストを増大させる大きな要因となっており、LNG 価格に反映されることとなる。そのため、輸送先の需要量を踏まえ、船舶の大型化による運航効率の向上を図ることも一方策として考えられる。また、パイプラインの整備状況等からガス転換が難しい臨海部に立地する工場に対して、内航 LNG 船による供給によ

ってガス転換を促していく必要がある。

このような背景のなか、一般に内航船の運航事業者各社の財務状況は依然厳しい状況にあり、内航 LNG 船の新規導入や既存船の大型化の要請があっても初期投資額（船舶建造費等）が高額となり、対応できない状況が発生すると思慮される。

そのような状況に対応するためには、内航 LNG 船の新造船建造に対して財政的な支援策が有効であると考えられ、国は新造船建造時における建造資金の補助や無利子融資等の制度等の方策についても検討を進める必要がある。

また、内航船の固定資産税が課税標準の 1/2 であるのに対して、外航船は 1/6 とされており、税率に大きな格差が生じている。低炭素社会実現に向けて、内航 LNG 船活用を図っていくためには、国は内航 LNG 船に対して外航船並みの固定資産税の税率の適用について検討を行うことも必要である。

更に、船舶の大型化にともない発生するコスト上の懸念材料として、「港湾諸費用の増大」、「港則法に基づく管制の適用」、「人件費の増大」、「燃料費の増大」が挙げられる。

港湾諸費用は、内航船と外航船に格差があり、内航船は外航船に比して割高な港湾諸費用となっている港湾が存在する。そのような港湾においては、港湾諸費用の低減のために、その格差是正について検討する余地がある。しかし、この検討に際しては、港湾管理者のポートセールの観点等、個々の港湾により事情が異なることに加え、健全な地方財政の確保のためにも、地域事情に応じて慎重な議論が必要である。

輸送コスト低減の一方策として人件費の低減が考えられ、外航船と同様に日本人船員よりも低コストである外国人船員の配乗を認めるといった方策が有り得る。しかしながら、労働市場のみならず、わが国経済や安全保障上の問題等が想定され、この方策においても慎重な議論が必要である。同様に、輸送コスト低減の一方策として燃料費の低減が考えられ、外航船と同様に非課税燃料の使用を認めるといった方策が有り得る。しかしながら、内航船の使用燃料に対してのみ課税を減免することについては、他の輸送機関との不公平性が懸念されることに加え、関税がわが国における貴重な財源であること等に鑑みれば、このような特例措置の設置や制限の緩和等については、慎重な議論が必要である。

第3節 供給側面（運用）に係る課題

(1) 内航 LNG 船運航時の関係者調整の課題と対応

内航 LNG 船運航に際しては、「航行安全対策委員会」および「海上防災対策委員会」の了承を踏まえる必要がある。この際、発地港湾と着地港湾が異なる管区に所在する場合は、それぞれの管区で、それぞれの委員会の了承を得る必要がある。加えて、受入基地周辺にフェリー乗り場や漁港、市場などがある場合には、それらの関係者に対して了承を得る必要がある。

航行や海上防災の安全対策や周辺関係者の理解を得ることは内航 LNG 船運航において非常に重要なことであり、おろそかにできるものではない。しかし、内航 LNG 船運航に際して事前に行う必要のある関係者調整は、事業関係者において負荷となっており、運航を検討する上での事業者における課題となっていることも事実である。

このため、「航行安全対策委員会」や「海上防災対策委員会」を管区ごとにそれぞれ開催するのは、非効率であると考えられることから、委員会関係者は、関係する管区での共同開催を可能とするなどの方策を検討し、内航 LNG 船運航時の関係者調整に係る委員会運営による負荷を軽減していくことを検討する必要がある。（なお、「航行安全対策委員会」や「海上防災対策委員会」は、新たに建設される個別の基地に対して開催されるものであり、それぞれの基地の立地・設備により条件が異なる。このため、同時に開催しても、実質は個別に審議する必要がある、関係者が増えてしまい、それほど効率は良くなるのではないかとの意見もある）

また、港則法に基づく管制水路のある港湾においては、管制水路通航に際して管制対象船の適用となり、管制船の通航時には待ち時間が発生する可能性が生じる。国は船舶の運航効率性向上の観点から、このような適用の除外を検討する必要がある。しかし、管制は船舶の航行安全性を確保するために極めて重要な一要素であるため、制限の緩和や特例措置の検討にあたっては、個々の管制水路の状況に応じた慎重な議論も必要である。

(2) 二次輸送コストによる高価格化の課題と対応

国内二次輸送に内航 LNG 船を活用すると、外航 LNG 船受入基地からパイプラインを通して直接、最終需要家に供給するケースや外航 LNG 船受入基地からタンクローリーで最終需要家に供給を行うケースに比較して、外航 LNG 船受入基地から内航 LNG 船を活用し、内航 LNG 船受入基地を経由してパイプラインやタンクローリーで最終需要家に供給することになるため、最終需要家に渡る際の LNG 価格が高くなってしまうという構造的な課題を有している。このため、石油エネルギーから天然ガスへのエネルギー転換を検討する際にも石油価格に対する LNG 価格の優位性が発揮しきれないという場合も考えられる。

関係者へのヒアリングによれば、内航 LNG 輸送を活用した場合、一次基地からの導管供給やローリー供給の売価に比較して約 75%～100%の輸送コストが売価に上乗せされることになり、この価格上昇分を如何に圧縮していくかが重要となる。

このような構造的な課題に対応していくために、関係事業者は、臨海型工場へ直接、内航 LNG 船で供給を行うことにより、タンクローリーで最終需要地まで運ぶ輸送コストを削減するなどの方法が検討される。

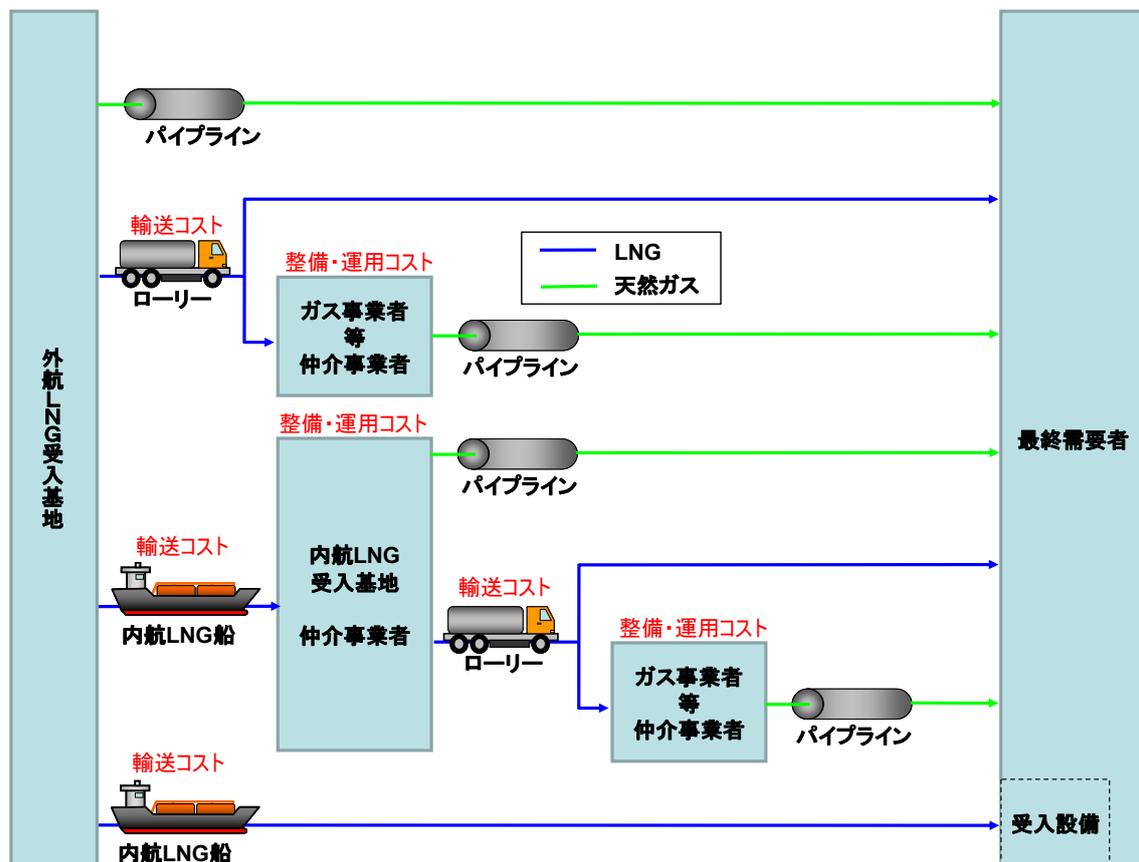


図 5-4 輸送方法の違いによる二次輸送コスト発生イメージ

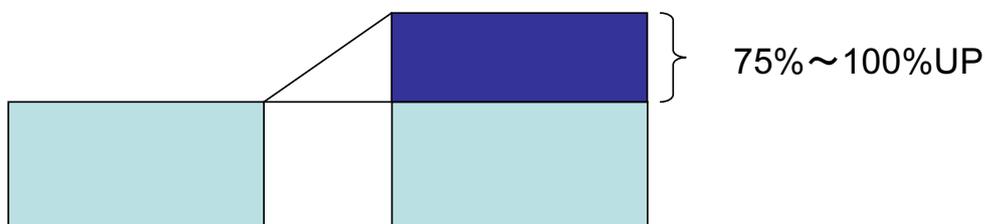


図 5-5 内航 LNG 輸送に伴う LNG 売価の高価格化

(3) コンテナ船での LNG コンテナ輸送実現化

現行の内航 LNG 船では、一次基地から内航船への LNG の積み替え、内航船から二次基地への LNG の積み替え、さらに二次基地からローリーへの積み替えといった作業が発生し、この積み替え作業が高コスト化の大きな原因となっている。このような、高コスト化要因を緩和していくためには、先述したように、危険物船舶運送及び貯蔵規則の範囲見直しも慎重に検討しつつ、コンテナ船や Ro-Ro 船による LNG コンテナの輸送を可能にすることが考えられる。内航船による LNG コンテナ輸送が可能となれば、LNG の積み替え作業が効率化され、輸送コストの大幅な低減要因となる。このため、天然ガス供給事業者がこのような輸送手段が可能となるように、国およびコンテナ船や Ro-Ro 船を運航している事業者は、LNG コンテナの混載について検討を進めるとともに、天然ガス供給事業者は、このような輸送手段が適した地域に立地する工場などに対して、天然ガスへの燃料転換を勧めていくことも重要である。

(4) 需要量の業種間変動への対応

事業者へのエネルギー供給において、エネルギー需要量の景気変動などが大きいことが指摘される。このような需要量変動に対応するためにタンク容量の大型化なども検討されるが、内航 LNG 船の輸送容量の上限もあり大型化による対応にも限界がある。また、タンク容量を大型化することは、タンクの整備に係るコストが相対的に高くなることから初期投資の高騰を促すことになる。このため、景気変動などに対応していくために、天然ガス供給事業者においては、複数の業種の事業者を供給先とし、効率的な内航 LNG 船の運航が可能としていくことが重要である。

加えて、二港揚げによる運航などを検討するなどきめ細やかな運航を推進していくことが重要である。天然ガス供給事業者と内航 LNG 船運航事業者間で協力しながら、需要量の変動に対応した船舶運航計画の策定や複数の供給先による季節変動の平準化など効率的な LNG 輸送の在り方を検討する必要がある。

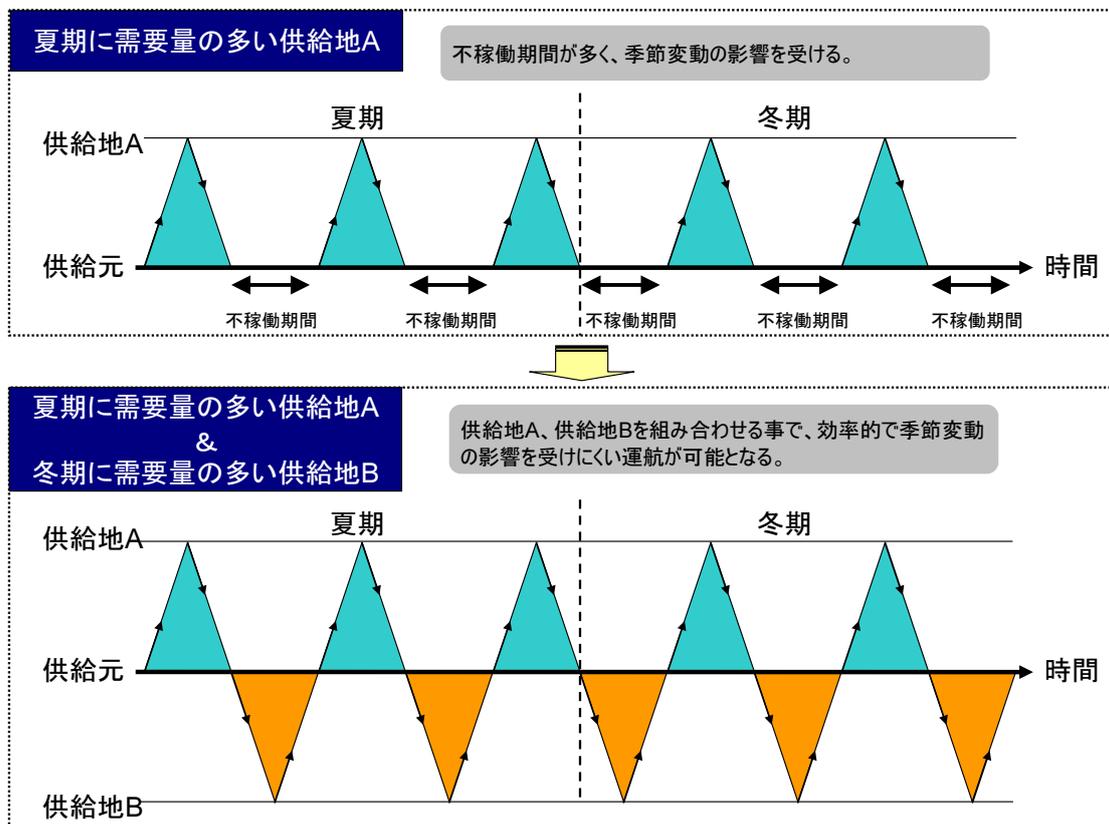


図 5-6 需要変動平準化のダイヤグラムのイメージ

お わ り に

本調査研究では、エネルギー・環境政策の動向から、天然ガスに関する国際的動向、我が国における天然ガスの需給動向等幅広い観点から情報の収集分析を行いました。その過程において、地球温暖化問題への対応の観点から、我が国においては、製造業等の産業界におけるエネルギー源に関し、従来の石油等から天然ガスに転換する動きが今後加速していくであろうと考えました。

天然ガスの国内需要が増えれば当然国内輸送需要も増えるわけですが、海洋立国の実現を目指す我が国においては、この天然ガス国内輸送における内航海運の貢献は重要な課題といえます。

本報告書では、我が国において将来発生し得る国内 LNG 輸送の需要見込みの試算を行うとともに、内航 LNG 輸送の需要を顕在化させ事業を具体化させるための課題及び対応の方向性をとりまとめました。

本調査研究の結果が将来の我が国の天然ガスの内航輸送の事業化に少しでも役立つことができると願う次第です。



この報告書は、競艇交付金による日本財団の助成金を受けて作成しました。

平成21年度 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

平成22年3月発行

発行 海洋政策研究財団(財団法人シップ・アント・オーシャン財団)

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-15-16 海洋船舶ビル
TEL 03-3502-1828 FAX 03-3502-2033
<http://www.sof.or.jp> E-mail : info@sof.or.jp

本書の無断転載、複写、複製を禁じます。

ISBN978-4-88404-240-0