

日本国内のコンバインドサイクル発電での水素混焼量(将来用一試算)

IAE

2030年(頁2～4の資源エネ庁の資料に基づき算出)

総発電電力量 <sup>1)</sup>	10,650 億kWh/年程度	0.2778 kWh/MJ
LNG火力発電: 割合 <sup>1)</sup>	27 %	
LNG火力発電: 総電力量 <sup>3)</sup>	2,845 億kWh/年	
LNG火力発電: 熱効率 <sup>3)</sup>	57 %	
LNG発熱量(HHV) <sup>3)</sup>	55.01 MJ/kg(HHV)	50.06 MJ/kg(LHV)
	15.28 kWh/kg(HHV)	13.91 kWh/kg(LHV)
LNG総消費量	327 億kg/年	359 億kg/年
	456 億Nm <sup>3</sup> /年	501 億Nm <sup>3</sup> /年
LNG火力の総設備容量		
総発電電力量	2845 億kWh/年	
稼働率 <sup>2)</sup>	49 %	
年間稼働時間	4,292 hr/年	
総設備容量	6,628 万kW	(100万kW × 66基 相当)

## &lt;100万kWのLNG火力発電&gt;

設備容量	100 万kW
稼働率 <sup>2)</sup>	49 %
年間稼働時間	4,292 hr/年
発電電力量	42.9 億kWh/年
熱効率 <sup>3)</sup>	57 %
LNG発熱量(HHV)	15.28 kWh/kg(HHV)
LNG消費量/100万kW	4.93 億kg/年
	6.9 億Nm <sup>3</sup> /年

## &lt;総LNG火力代替の水素火力&gt;

水素火力発電(専焼):総電力量(総LNG火力と同じと設定)	2,845 億kWh/年	
水素火力発電(専焼):熱効率(LNG火力と同じと設定)	57 %	
水素発熱量	141.8 MJ/kg(HHV)	121.0 MJ/kg(LHV)
	39.39 kWh/kg(HHV)	33.61 kWh/kg(LHV)
水素総消費量	127 億kg/年	148 億kg/年
	1408 億Nm <sup>3</sup> /年	1651 億Nm <sup>3</sup> /年

## &lt;100万kWの水素火力発電(専焼)&gt;

設備容量	100 万kW
稼働率(LNG火力と同じと設定)	49 %
年間稼働時間	4,292 hr/年
発電電力量	42.9 億kWh/年
熱効率(LNG火力と同じと設定)	57 %
水素発熱量(HHV)	141.8 MJ/kg(HHV)
	39.39 kWh/kg(HHV)
水素消費量/100万kW	1.91 億kg/年
	21.3 億Nm <sup>3</sup> /年

51 % とすると

2.14 億kg/年  
23.8 億Nm<sup>3</sup>/年 とする(エネ庁の数値: 23.7億Nm<sup>3</sup>/年と整合)

## 日本のLNG受入基地(頁5&amp;6参照)

主なエリア(LNG火力発電所数)

LNG火力発電(CC)設備容量(万kW)

稼働率(%)

年間稼働時間(hr/年)

発電電力量(億kWh/年)

熱効率(%)

LNG発熱量(MJ/kg)(HHV)

(kWh/kg)(HHV)

LNG消費量(億kg/年)

(億Nm<sup>3</sup>/年)5 vol%<sup>2)</sup> 水素混焼(根拠: 頁3の上部資料)水素消費量(億Nm<sup>3</sup>/年)/エリア(億Nm<sup>3</sup>/年) 合計

( )内は旧値

千葉・神奈川エリア(7発電所)

(2006)

2450

49

4,292

1052

57

55.01

15.28

121

169

愛知・三重エリア(3発電所)

(957)

1390

49

4,292

597

57

55.01

15.28

68

96

大阪・兵庫エリア(4発電所)

(845)

776

49

4,292

333

57

55.01

15.28

38

53

(6.9)

8.4

(3.3)

4.8

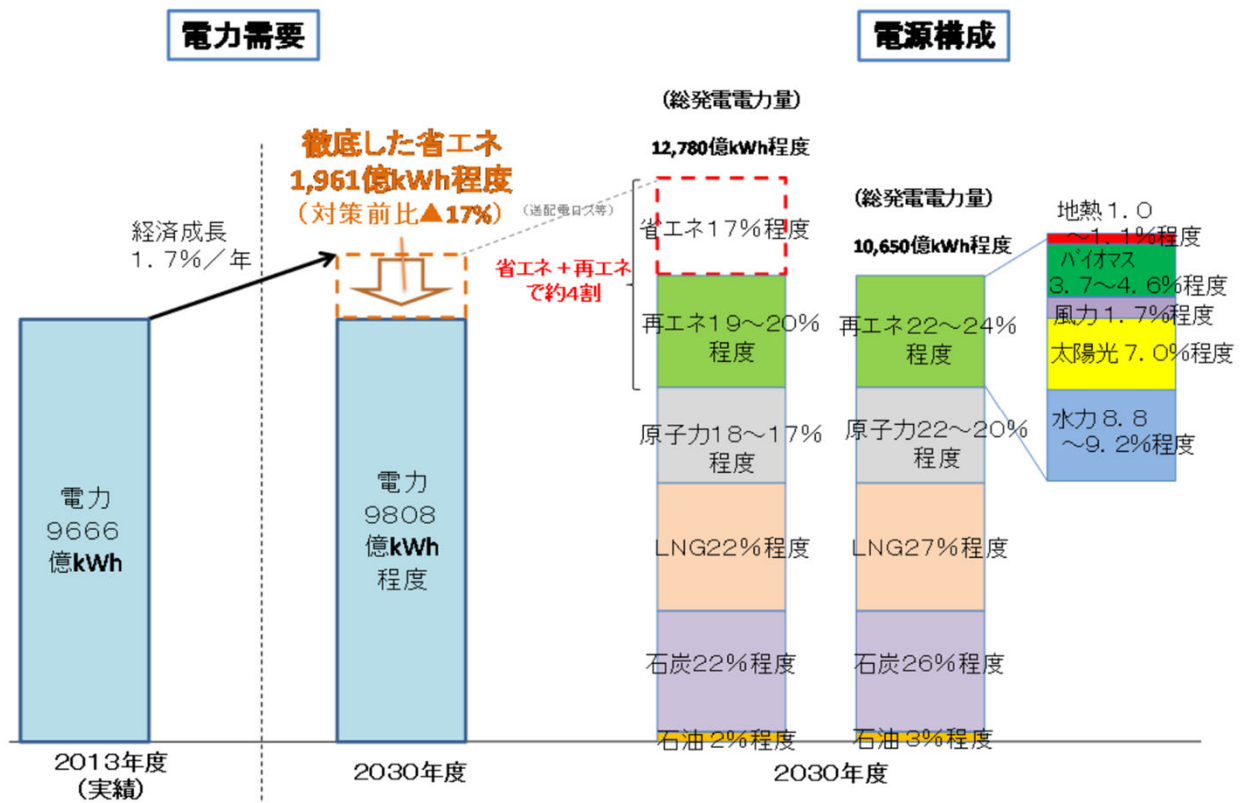
2.7

(2.9)

(13.1)

15.9

- 1 -



### 2030年度の電力の需給構造<sup>1)</sup>

出典1) 長期エネルギー需給見通し,平成27年7月,経済産業省

### 1-3. 水素発電の意義②(水素利活用分野への波及効果)

- 水素発電の導入により、恒常的かつ大規模な水素需要が生じ、これに対応するための大規模なサプライチェーンが整備されることとなれば、原料水素コストが下がり、燃料電池自動車など、他の水素利活用分野においても波及効果が見込めるのではないかと。

#### 水素需要量の比較(試算)

(※) 一定の仮定を置いた場合の試算値

	年間水素使用量		備考
水素発電 (事業用100万Kw・専焼)	23.7億Nm <sup>3</sup>	—	LNG火力発電の燃料を水素に熱量換算して試算 ○出力: 100万kW ○熱効率想定: 51% (「コスト等検証委員会」より) ○稼働率想定: 49% (「電力需給の概要」2010年度実績)
水素発電 (自家発10万kW・専焼)	3.5億Nm <sup>3</sup> /基	6.8基	自家発(燃料種不定)の燃料を水素に熱量換算して試算 ○出力: 10万kW ○熱効率想定: 41% (「総合エネルギー統計」より) ○稼働率想定: 58% (「電力調査統計」より) (※効率と稼働率は自家発平均)
燃料電池自動車	1,060Nm <sup>3</sup> /台	223万台	燃料電池自動車の試算前提 ○燃費: 8.9km/Nm <sup>3</sup> (100km/kg-H <sub>2</sub> ) (JHFCプロジェクトより) ○年間走行距離: 9,500km (JHFCプロジェクトより)
燃料電池バス (路線バス)	52,000Nm <sup>3</sup> /台	4.5万台	燃料電池バスの試算前提 ○燃費: 0.99km/Nm <sup>3</sup> (JHFCプロジェクトより) ○年間走行距離: 51,684km (日本バス協会「日本のバス事業」をもとに推計)
家庭用 純水素形燃料電池 (0.7kW)	2,260Nm <sup>3</sup> /台	105万台	家庭用純水素型燃料電池の試算前提 ○家庭用燃料電池の年間発電電力量: 3,301kWh (「パナソニックHP」より推計) ○純水素形の発電効率想定: 49% (家庭用燃料電池の発電効率39% (LHV)、改変器効率80%から算出)

(注) 事業用発電、自家発はHHV換算

各用途が同程度の水素需要

### 水素発電について<sup>2)</sup>

出典2) 第4回水素・燃料電池戦略協議会WG 資料2(平成26年3月26日、資源エネルギー庁)

## 【参考】ガスタービンにおける水素燃焼のまとめ

- 既存ガスタービンのうち、多様な燃料種に対応した拡散方式については、水素燃焼の実績も多数存在し、海外では水素専焼の実証も行われている。
- 一方で、より高効率な予混合方式については、実例がなく5%程度しか混焼ができないと言われている。
- 今後は、高効率なドライ型で、水素リッチガスにも対応したガスタービンの開発が必要。

### ガスタービンにおける水素燃焼(まとめ)

	既存ガスタービン		新規開発ガスタービン
	拡散方式(水蒸気噴射)	予混合方式(ドライ型※))	ドライ型(※)
水素混焼	国内においても導入多数	5%程度まで可(実例なし)	一部メーカーで開発
水素専焼	イタリアで実証例あり	×(不可)	未開発

多様な燃料に対応  
水素燃焼の実績多数

水・蒸気噴射により  
効率が低下

水・蒸気噴射しないため  
効率が低下しない

多様な燃料種への  
対応は困難

ドライ型(水・蒸気噴射しない)で  
水素リッチガスに対応した  
ガスタービンの開発が今後必要

(※)ドライ(DLE: Dry Low Emission)型  
水や蒸気の噴射によらず燃焼温度を低く制御すること  
でNOx排出量を低減したもの

11

### 水素発電について<sup>2)</sup>

出典2) 第4回水素・燃料電池戦略協議会WG 資料2(平成26年3月26日、資源エネルギー庁)

## 【 石炭・LNG・石油の政策経費 】

	石炭火力		LNG火力		石油火力	
	2014年	2030年	2014年	2030年	2014年	2030年
予算額(億円)	111	111	71	71	13	12
発電電力量 (億kWh)	2,845	2,810	4,057	2,845	1,398	315
政策経費 (円/kWh)	0.039	0.040	0.018	0.025	0.009	0.039

出典3) 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告  
(平成27年5月、資源エネルギー庁)



### 3. LNG火力

諸元のベース		直近7年間に稼働した発電所(サンプルプラント、4基)のデータ、関連事業者へのインタビュー ※サンプルプラント(名称、定格出力、運転年) 東京電力(株)川崎1号系列 150 万 kW 2009 年、東京電力(株)富津4号系列 152 万 kW 2010 年、中部電力(株)上越1号系列 119 万 kW 2013 年、姫路第二新1～3号 146.1 万 kW 2013 年	
モデルプラントの規模(出力)		140 万 kW	サンプルプラントの出力の平均値
設備利用率		○80% ○70% ○60% ○50% ○40% ○30% ○10%	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
稼働年数		○40 年 ○30 年	実態を踏まえつつ、比較のために複数条件を設定
資本費	建設費	12 万円/kW	発電所の建設費用。モデルプラントについては、1 サイトに複数基建設されている場合を考慮し、共通設備を平均化する等の補正を実施(リプレースの場合も含まれる)。
	設備の廃棄費用	建設費の5%	OECD/IEA“Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”(2010)の試算において各国から特段の廃棄費用データがない場合の値を使用。
運転維持費	人件費	6.0 億円/年	発電プラントの運転に要する人件費。給料手当や厚生費、退職給与金などが含まれる。サンプルプラントの平均値。
	修繕費	1.6%/年 (建設費における比率)	発電に要する設備を通常の利用条件を維持するための点検、修理費用を稼働年数を通じた平均値として計上。サンプルプラントの平均値。
	諸費	0.7%/年 (建設費における比率)	廃棄物処理費、消耗品費、賃借料、委託費、損害保険料、雑給、雑税など。サンプルプラントの平均値。
	業務分担費(一般管理費)	14.5%/年 (直接費における比率)	事業の全般的な管理業務に要する費用(本社などの人件費、修繕費、諸費)を、当該発電事業に係る費用として分配したもの。サンプルプラントの平均値
燃料費	初年価格	842.43 \$/t (0.015 \$/MJ)	LNG全日本通関 CIF 価格の 2014 年平均
	燃料発熱量	55.01 MJ/kg (LHV: 50.06MJ/kg)	輸入天然ガス(LNG)の標準発熱量。(総合エネルギー統計に適用する標準発熱量及び炭素排出係数一覧。)
	熱効率	52%	HHV、発電端における数値。サンプルプラントの平均値。
	所内率	2.0%	発電のために発電所内で使用する電力量が発電電力量に占める割合。サンプルプラントの平均値。
	燃料諸経費	2700 円/t (0.049 円/MJ)	石油石炭税、輸入手数料、荷揚役料、気化費用など。各社の直近実績の平均。
価格変動要因	技術革新・量産効果	○発電効率の上昇 ・2014 年 52% ・2020 年 52% ・2030 年 57%	現状においては熱効率 52%の 1500℃級ガスタービンが実用化されているが、今後、1700℃級ガスタービンの技術開発を進めることにより、2030 年までには熱効率を 57%まで向上させることを目指している。
	燃料費上昇	・IEA 現行政策シナリオ ・IEA 新政策シナリオ	初年価格を上記のとおり\$842.43\$/t に単位換算し、次年度以降については IEA「World Energy Outlook 2014」の現行政策シナリオ及び新政策シナリオの価格トレンドを適用。
	CO2 対策費用	・IEA EU 現行政策シナリオ ・IEA EU 新政策シナリオ	現行政策シナリオにおいては、2020～2040 年は EU 現行政策シナリオの価格、2040～2070 年はそのトレンドの延長(対数回帰)とし、新政策シナリオにおいては、2020～2040 年は EU 新政策シナリオの価格、2040～2070 年はそれらのトレンドの延長(対数回帰)とする。また、2014 年価格は欧州の代表的な排出量取引市場の 2014 年平均価格とし、2020 年価格と線形補完する。

出典3) 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告  
(平成27年5月、資源エネルギー庁)

## 日本のLNG輸入実績とその内訳

近年、日本のLNG輸入量は大幅に増加しており、特にオーストラリアやカタールからの輸入が増加しています。今後、シェールガス革命により生産の拡大している米国からの輸入など、LNG調達先の多様化を図っていきます。

### 2003年度 LNG輸入実績



### 2013年度 LNG輸入実績

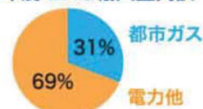


※数値は都市ガス用途以外を含みます。  
※四捨五入のため、合計値が合わない場合があります。  
出典：財務省貿易統計



LNGタンカー

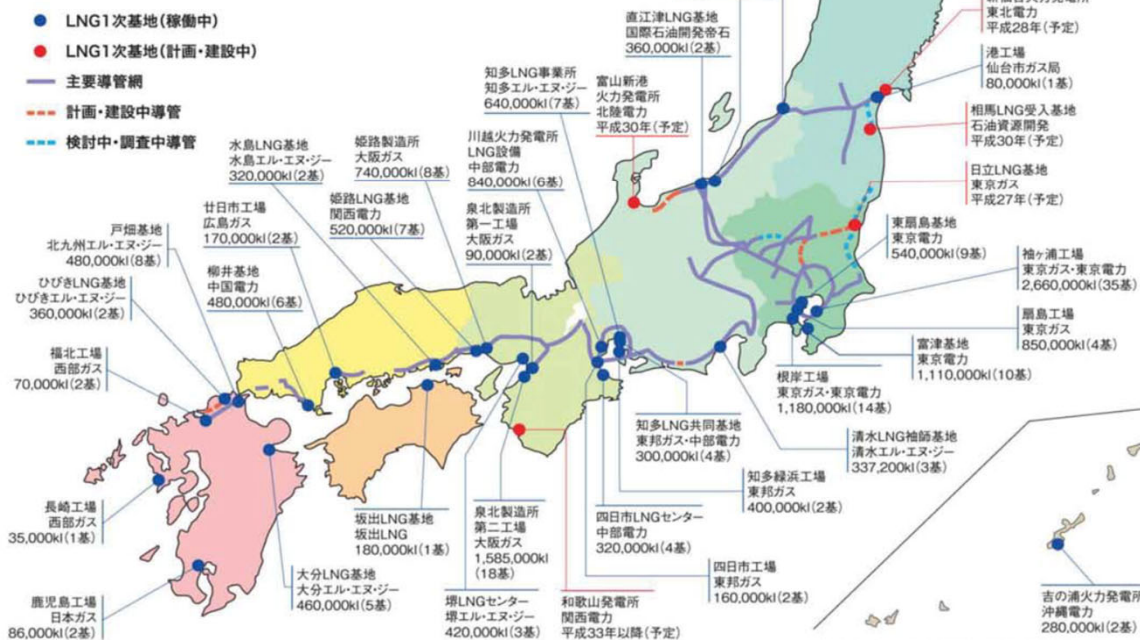
### 2003年度 LNG輸入量内訳



### 2013年度 LNG輸入量内訳



## 日本のLNG基地と主要導管網



出典：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会  
第1回ガスシステム改革小委員会(平成25年11月12日開催)資料に加筆

## 日本国内の火力発電所(コンバインドサイクル発電方式)

ー 千葉・東京・神奈川エリア、愛知・三重エリア、大阪・兵庫エリア ー

(自家発電として用いられるもの、副生ガスや灯油等を燃料とするものを除く。)

### <千葉・東京・神奈川エリア>

(出典:ウィキペディアほか)

発電所名	出力(万kW)	所在地
千葉火力発電所	438	千葉県千葉市中央区
富津火力発電所	516	千葉県富津市
横浜火力発電所	301.6	神奈川県横浜市鶴見区
川崎火力発電所	342	神奈川県川崎市川崎区
品川火力発電所	114	東京都品川区
サミット美浜パワー千葉みなと発電所	5.185	千葉県千葉市美浜区
美浜シーサイドパワー新港発電所	10.5	千葉県千葉市美浜区
JFE千葉クリーンパワーステーション	41.04	千葉県千葉市中央区
ベイサイドエナジー市原発電所	10.765	千葉県市原市
市原パワー市原発電所	11	千葉県市原市
川崎天然ガス発電所	84.74	神奈川県川崎市川崎区
扇島パワーステーション	122.13	神奈川県横浜市鶴見区
横須賀パワーステーション	23.97	神奈川県横須賀市
合計	2020.93	

7号系列、8号系列がコンバインドサイクル(CC)発電

リブレース中のコンバインドサイクル発電所(出典:ウィキペディア)

- ・五井火力発電所(運転開始予定:2023~2024年) 234万kW (78万kW×3基)
- ・姉ヶ崎火力発電所(運転開始予定:2023年) 195万kW (65万kW×3基)

リブレース中を含めた千葉・東京・神奈川エリアのコンバインドサイクル発電の定格出力の総計  
約 2450万kW

### <愛知・三重エリア>

(出典:ウィキペディアほか)

発電所名	出力(万kW)	所在地
知多火力発電所	276.6	愛知県知多市
知多第二火力発電所	170.8	愛知県知多市
新名古屋火力発電所	305.8	愛知県名古屋市港区
西名古屋火力発電所	237.6	愛知県海部郡飛島村
川越火力発電所	340.2	三重県三重郡川越町
四日市火力発電所	58.5	三重県四日市市
合計	1389.5	

1号機、2号機、5号機、6号機がCC発電

3号系列、4号系列がCC発電  
4号系列がCC発電

### <大阪・兵庫エリア>

(出典:ウィキペディアほか)

発電所名	出力(万kW)	所在地
堺港発電所	200	大阪府堺市西区
姫路第一発電所	144.2	兵庫県姫路市
姫路第二発電所	291.9	兵庫県姫路市
西島エネルギーセンター	14.05	大阪府大阪市此花区
船町発電所	14.9	大阪府大阪市大正区
泉北天然ガス発電所	110.9	大阪府堺市西区、大阪府高石市
合計	775.95	

5号機、6号機がCC発電  
1号機~6号機がCC発電

出典:

出典1) 長期エネルギー需給見通し,平成27年7月,経済産業省

出典2) 第4回水素・燃料電池戦略協議会WG 資料2(平成26年3月26日、資源エネルギー庁)

出典3) 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告  
(平成27年5月、資源エネルギー庁)