

2050年の再エネ・水素バランス

栗山昭久¹、劉憲兵²、内藤克彦³、津久井あきび¹、田中勇伍⁴

¹IGES気候変動とエネルギー領域リサーチマネージャー、²IGES気候変動とエネルギー領域リサーチリーダー、³京都大学大学院経済学研究科特任教授、IGES気候変動とエネルギー領域シニアフェロー、⁴IGES関西研究センターリサーチマネージャー



詳細は、IGESワーキングペーパーをご参照ください。

・「実潮流に基づく電力系統運用シミュレーションを用いた日本の再生可能エネルギー実質100%シナリオにおける電力需給構造分析」

<https://www.iges.or.jp/jp/pub/psa-japan2050/ja>

・ Importance of long-term flexibility in a 100% renewable energy scenario for Japan, [Sustainability Science](https://doi.org/10.1016/j.susci.2023.100601), Published: 10 August 2023

[Akihisa Kuriyama, Xianbing Liu, Katsuhiko Naito, Akibi Tsukui & Yugo Tanaka](https://doi.org/10.1016/j.susci.2023.100601)

¹ 栗山昭久はIGESの元主任研究員、現在はIGESの元主任研究員としてIGESの元主任研究員として勤務中。
² 劉憲兵はIGESの元主任研究員、現在はIGESの元主任研究員としてIGESの元主任研究員として勤務中。

シミュレーションの考え方・・・2050年には調整力として水素が必要

1. 2050年にどこまで再エネが入り得るか

○再エネの経済性が成り立つためには出力抑制は8-10%以内といわれている。

・出力抑制は送電管理の方法で大きく変わる

⇒欧米で行われている送電管理を日本の送電線を実施することで出力抑制を最小化

⇒欧米で実用に供されている送電シミュレーションソフトの使用

○需給調整に必要な柔軟性・調整力は2050年に確保できるか

・揚水水力発電、ダム水力発電、EV蓄電池、電気給湯機、水素火力発電

⇒水素を全量輸入、国内再エネによる全量製造のケース

○電化による電力需要の変化の影響

2. 水素はどれだけ必要か

○2050年には電化可能なエネルギー利用は全て電化、水素は電力調整力用、電化困難な熱源用、自動車用、化学合成原料用に利用

・国内水素製造は電力と密接な関係があり、需給バランスは送電シミュレーションと関係

○水素の流通・貯蔵の想定

・水素の流通貯蔵のシステムが日本に存在しない

⇒ENTSOGでは、天然ガスTSOパイプラインの転用、地下貯蔵の転用を想定

⇒経産省の2016年のガスシステム改革時の検討資料による流通・地下貯蔵

米国型の送電改革を国内送電線で行ったら ⇒ シミュレーションで実証

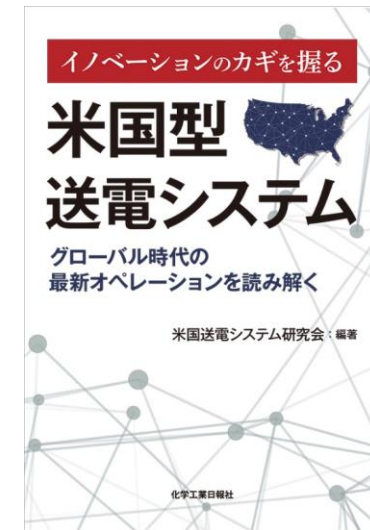
25年前の米国の電力改革

○ **オープンアクセスの確保** : **制度面の改革**

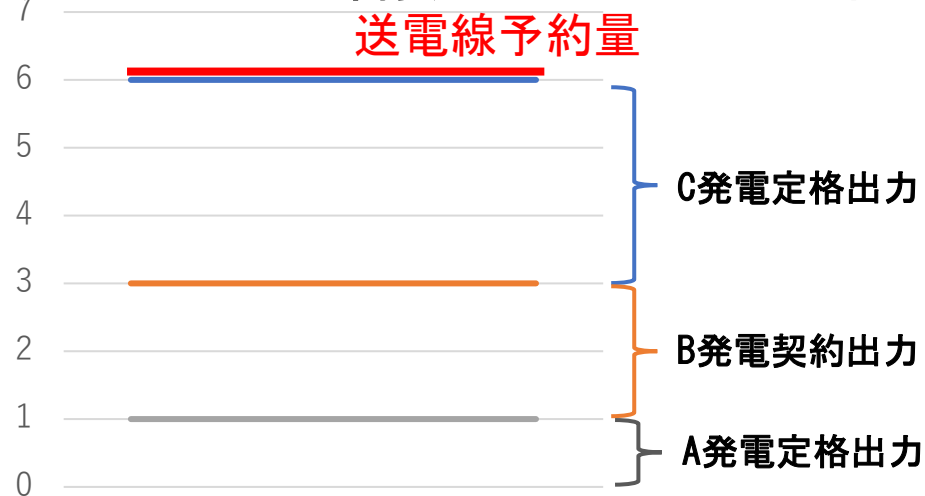
新旧発電・発電種別間の「公平性」を確保し、新技術を導入する制度面の改革
⇒ **メリットオーダーによる発電選択**

○ **同時に行われた技術的改革**: **フローベースの送電運用**

契約値・計画値による固定的な送電管理(コントラクトパスによる管理)ではなく、グリッド全体の潮流計算をリアルタイムで行いながら、**フローベース(実潮流ベース)**の送電管理・・・米国ホーガン教授

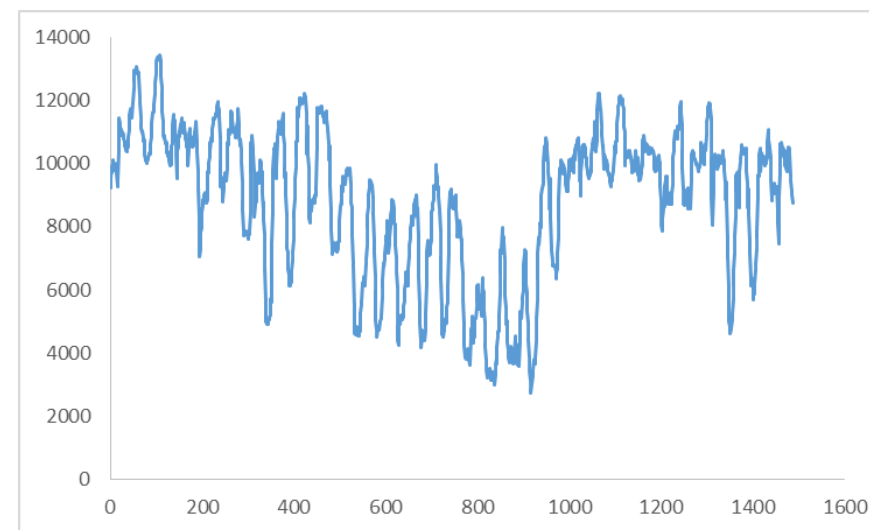


コントラクト・パス⇒需要以上のキャパシティが必要



需要と無関係

実際の潮流



発電指令された電力の合計
=需要対応

電力シミュレーションの方法①

本研究では、以下の二つの特徴を有する欧米では20年以上前から利用されている送電管理システムを我が国の送電網に適用するシミュレーションを行った。

- ①送電網にフローベースの送電管理を適用（リアルタイムの潮流計算により発電や需要の変動に応じて柔軟に発電指令を行うフローベースの送電管理）
- ②メリットオーダーによる経済的発電指令（Security constrained economic dispatch）による発電コストの最小化

シミュレーションソフトは、日立エナジー社（旧ABB社送電部門）のPROMODを利用。このソフトは、ノード毎のメリットオーダー方式による電源の運転費用に基づく経済的電源選択を原則としつつ、火力発電等の最低負荷条件や出力変化速度（ランプレート）、送電制約などを考慮したセキュリティ制約ユニットコミットメント（SCUC: Security constrained unit commitment）により電源選択を行い、セキュリティ制約経済負荷配分（SCED: Security constrained economic dispatch）により発電出力指令をシミュレートしている。

PROMODの実績は以下の通り。

- ・ 2017年には、北米で272件、欧州で27件、豪州太平洋地域で11件等の利用があり、欧米の電力ビジネスの現場で広く実用に供されている。
- ・ 日本では、電力広域的運営推進機関(OCCTO)等がPROMODの永続ライセンス契約を締結している。

電力シミュレーションの方法②

●電力需要カーブや再エネの出力カーブを作成する際に、2018年の気象データ気象状況を前提とした。
(2018年は電力潮流データ公開開始年)

●時間的解像度

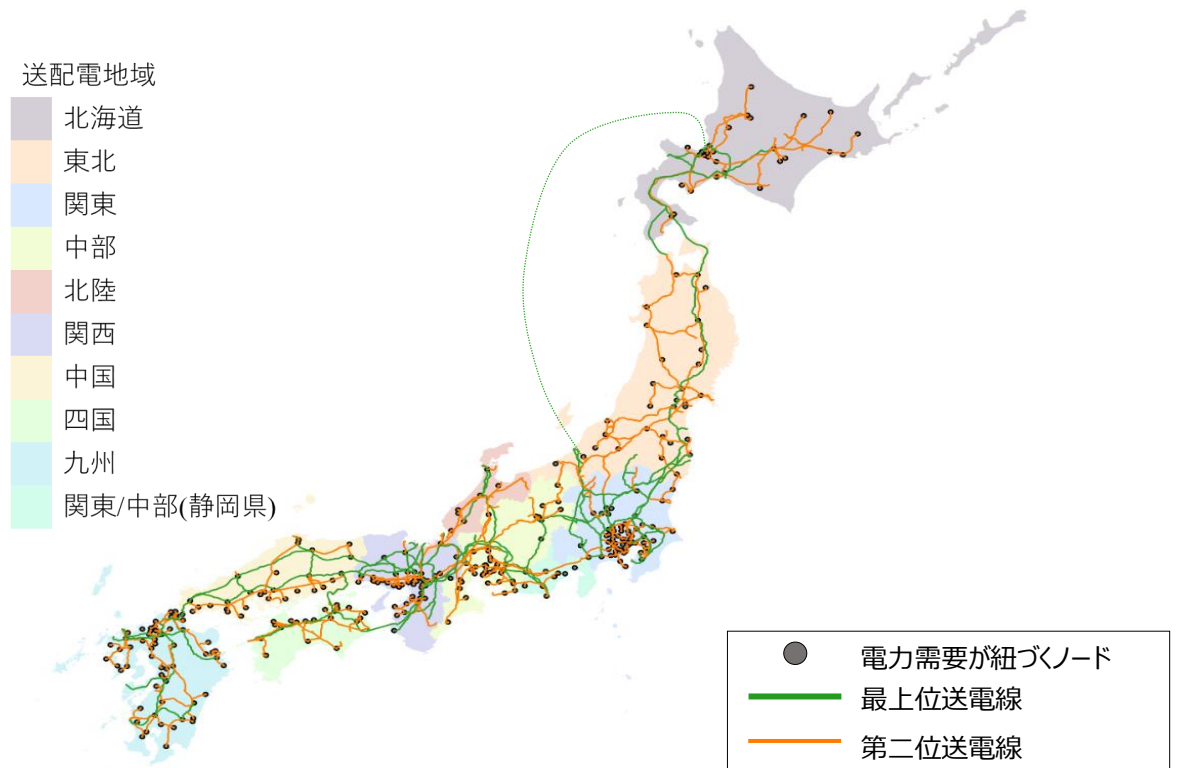
フローベースの計算として、1時間値毎に年間8760時間の分析

●地理的解像度

シミュレーションで用いる送電ネットワークは、沖縄を除く全国の上位二系統送電網。451ノード、578送電線。

表：本分析で扱う地域別のノード数とブランチ数

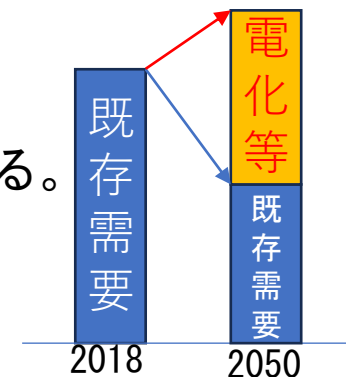
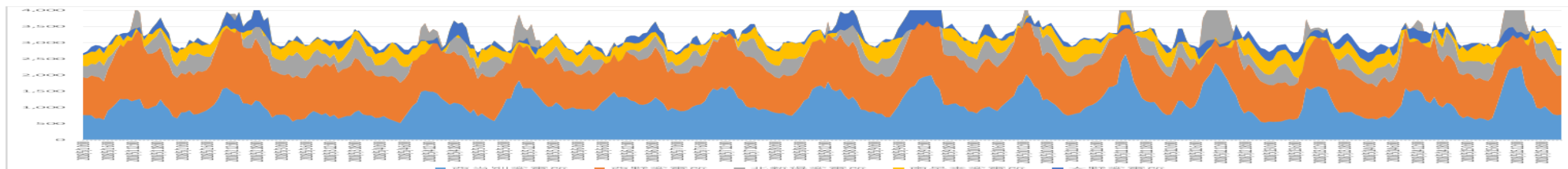
	ノード（変電所・開閉所）数	ブランチ（送電線）数
全国	451	578
北海道	43	49
東北	35	43
関東	84	125
中部	68	83
北陸	8	9
関西	60	76
中国	36	40
四国	28	36
九州	89	97
地域間連系線	—	20



2050年エネルギー需要の想定①

2050年電力需要の想定①・・・ノード毎の需要

- ①既存の電力需要の1時間単位のロードカーブは、ノード毎の2018年需要ロードカーブを用いる。
2018年度公表潮流データ等に基づき作成、各電力会社全体の合計需要時間値で補正



- ②既存の電力需要量（変電所別、1時間単位）は2018年度比0.6と設定（省エネ効果&人口減の効果）
③電化等による新規電力需要量は、下記の表を想定し、ノード別、1時間単位のデータを生成。

部門	主な想定
家庭部門	<ul style="list-style-type: none"> エネルギーの必要量は人口減と電化に伴うエネルギー効率改善を考慮 空調・給湯・調理の電化率100%
業務部門	<ul style="list-style-type: none"> エネルギーの必要量は、電化に伴うエネルギー効率改善を考慮。活動量レベルは2018年度の同程度と想定。 空調・給湯・調理の電化率100% 空調・給湯・調理のエネルギー使用割合や1時間の電力パターンは業種別に設定
交通部門	<ul style="list-style-type: none"> エネルギーの必要量は人口減と電化に伴うエネルギー効率改善を考慮 軽量車両のEV100%、重量車両のFCV100%
産業部門	<ul style="list-style-type: none"> エネルギーの必要量は、電化に伴うエネルギー効率改善を考慮。活動量レベルは2018年度の同程度と想定 石油化学、鉄鋼、窯業土石の燃焼加熱以外のエネルギー用途の電化率は100%

2050年エネルギー需要の想定②

産業部門の考え方

エネルギー・化石燃料利用

- 電力・自家発電 既存電力需要としてカウント
- 化石燃料のエネルギーとしての利用・電化可能 電化による新規電力需要
- 化石燃料のエネルギーとしての利用・電化不可能 産業用エネルギー水素需要
- 化石燃料の原料としての利用 プラスチック原料等 産業用原料水素需要

表：業種別のエネルギー電化率

対策強度（対策が行われる割合）	農林鋳建	食品飲料	繊維木紙	化学石油	プラゴム	窯業土石	鉄鋼金属	機械製造 他	廃棄物処 理
燃焼加熱→電気加熱	100%	100%	100%	50%	100%	10%	50%	100%	100%
動力→電動化	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
蒸気→電気ボイラ	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

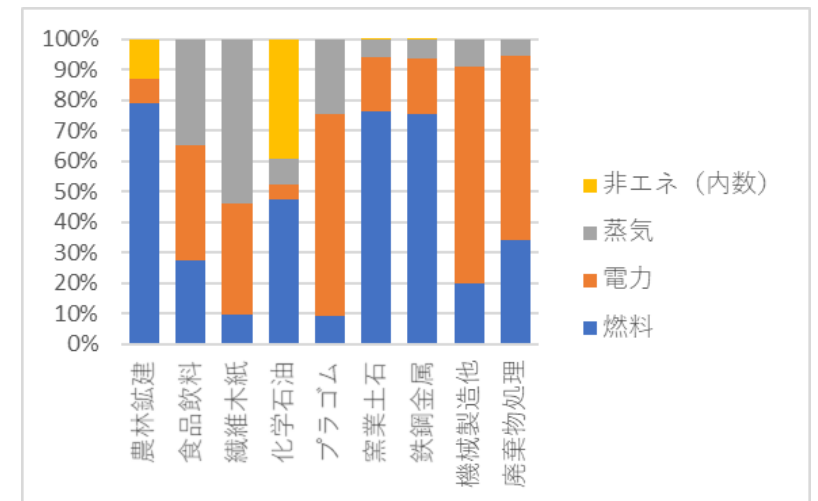
水素需要の整理

エネルギー用途水素需要

- 水素専焼火力燃料 電力用
- 産業用エネルギー水素需要 燃料用
- 自動車 (FCV) 用水素需要 燃料用

原料水素需要

- 産業用原料水素需要 原料用

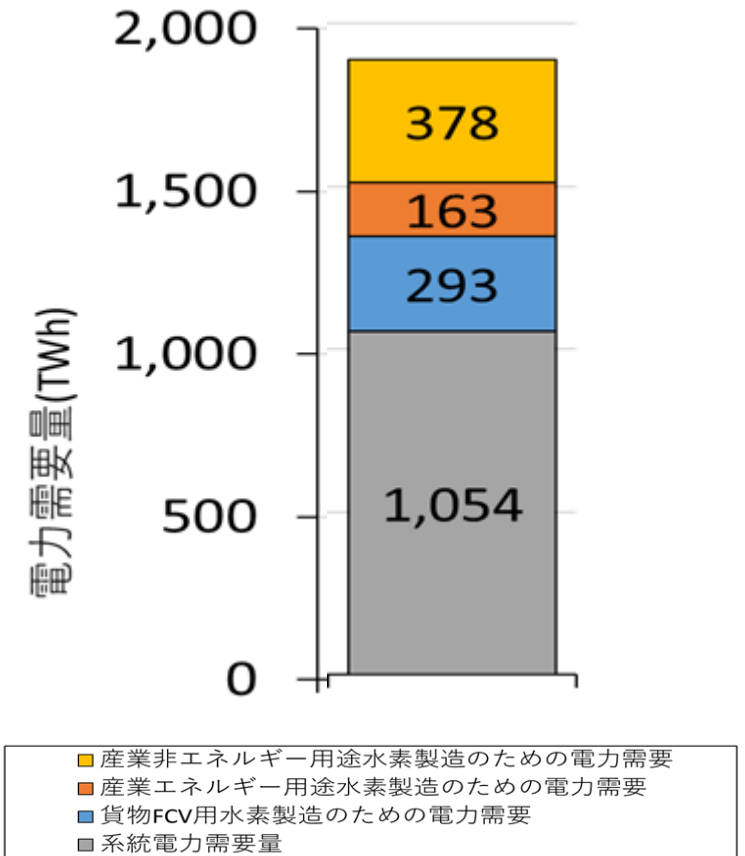


図：総合エネルギー統計による業種別のエネルギー消費量

2050年エネルギー需要の想定③

2050年エネルギー需要のまとめ

○系統用電力需要・・・既存+電化+調整力	1054TWh
○モビリティ用水素・・・重量車両FCV	293TWh
○産業用水素・・・・・・・・エネルギー用	163TWh
○産業用水素・・・・・・・・原料用	378TWh



6つのシナリオ

(1)RE60海外水素シナリオ(経産省ケース):

- ・国内再エネ比率は6割。
- ・原子力 17GW
- ・海外輸入水素を用いた水素専焼火力89GWは、調整力として利用。

(2)RE100シナリオ:

- ・水素専焼火力用水素を国内製造とすることにより、国内再エネが実質的に100%となると想定。
- ・水素専焼火力89GWは、調整力として利用。
水素専焼火力用水素のみ国内製造

(3)RE100αシナリオ:

- ・RE100シナリオ+各部門のエネルギー用途水素製造。

(4)RE90αシナリオ:

- ・RE100シナリオ+各部門のエネルギー用途水素製造。
- ・原子力17GW

(5)RE100βシナリオ:

- ・RE100シナリオ+各部門のエネルギー用途水素製造+原料水素製造

(6)RE90βシナリオ:

- ・RE100シナリオ+各部門のエネルギー用途水素製造+原料水素製造
- ・原子力17GW

表:各シナリオの電力需要と供給の想定

シナリオ	供給	需要
RE60	60%再エネ+原発+海外水素	電化後電力
RE100	再エネ+国内水素	電化後電力
RE100 α	再エネ+国内水素	電化後電力+エネ水素
RE100 β	再エネ+国内水素	電化後電力+エネ水素+原料水素
RE90 α	再エネ+原発+国内水素	電化後電力+エネ水素
RE90 β	再エネ+原発+国内水素	電化後電力+エネ水素+原料水素

表:本分析で稼働を想定した原子力発電ユニット一覧

※原子力発電：運転開始日からの経過年数が2050年時点で60年以内のもの17GWが稼働。

原子力発電 ユニット	容量 (MW)	運転開始日	2050年時点での運転 開始年からの経過年 数
泊 2	521	1991/4/12	59
泊 3	821	2009/12/22	41
女川 2	743	1995/7/28	55
女川 3	743	2002/1/30	48
東通 1	990	2005/12/8	45
柏崎刈羽 3	990	1993/8/11	57
柏崎刈羽 4	990	1994/8/11	56
柏崎刈羽 6	1,220	1996/11/7	54
柏崎刈羽 7	1,220	1997/7/2	53
浜岡 4	1,023	1993/9/3	57
浜岡 5	1,242	2005/1/18	45
志賀 2	486	2006/3/15	44
志賀 1	1,222	1993/7/30	57
大飯 3	1,062	1991/12/18	59
大飯 4	1,062	1993/2/2	57
伊方 3	801	1994/12/15	56
玄海 3	1,062	1994/3/18	56
玄海 4	1,062	1997/7/25	53

発電設備と年間の電力需要量の想定

項目	シナリオ					
	RE60 海外水素	RE100	RE100 α	RE90 α	RE100 β	RE90 β
系統電力需要量	1,054TWh					
水素製造用 電力需要量	0TWh		456TWh		843TWh (456TWh+387TWh)	
太陽光	161GW	219GW				
陸上風力	31GW	40GW				
洋上風力	50GW	180GW	290GW	258GW	381GW	353GW
一般水力	24GW(うち18GWは出力調整可能)、年間最大発電電力量は98TWh					
地熱	1GW					
バイオマス	11GW					
原子力発電	17GW	0GW	0GW	17GW	0GW	17GW
水素専焼火力	89GW					
水素製造設備	0GW	133GW	210GW	205GW	328GW	300GW
水素製造に関する 想定	すべて輸入水素	・水素専焼火力 利用分のみが国内 グリーン水素	・エネルギー利用分と水 素専焼火力利用分を国内 グリーン水素		・エネルギー利用分、非 エネルギー利用分、水素 専焼火力利用分の水素 を国内グリーン水素	
		変動する再エネの発電電力量に対するディマンドレスポンスとして製造				

調整力（柔軟性）想定

再生可能エネルギーの変動調整のための調整力としては、水素専焼火力発電、水素製造整備、揚水・ダム式発電（現状キャパシティ）、EV蓄電池・エコキュート等を用いる。水素専焼火力発電の稼働や国内水素製造設備の稼働は、送電管理システムの下で電力需給状況に対応して行われる必要がある。

表：各種柔軟性供給力まとめ

	EV	揚水式水力	家庭用ヒートポンプ式給湯器	水素専焼火力	水素製造設備
最大出力(GW)	118	27	19	89	0-328
	±	±	—	+	—
蓄電容量(GWh)	1,296	235	113	—	—
最大出力持続時間	11.0	8.7	5.9（DRによる給湯時間のシフトは、1日以内）	制約なし（RE60海外水素以外のシナリオでは、最終的な柔軟性供給力として利用される）	制約なし（水素製造設備まで送電できる余剰再エネを利用する）

表：系統に接続されるEVとその柔軟性供給力の想定値

	乗用車 (バス除く)	軽自動車	合計
2050年度の自家用乗用車EV・PHEV台数(万台)	3,180	1,740	4,920
保有台数のうち4割が調整機能として使えると想定を置いた場合の台数(万台)	1,272	695	1,968
1台あたりの出力(kW/台)	6	6	-
日本全体で利用可能な最大出力 (GW)	76	42	118
1台当たりの容量(kWh/台)	80	40	-
日本全体で利用可能な最大蓄電容量(GWh)	1,018	278	1,296

●2050年段階では、軽量車両がEV化され、乗用車のEV蓄電池のキャパシティの20%がアグリケートされ、利用可能となっているという想定。

送電線の増強及び調整力（柔軟性）等

送電線の増強：再生可能エネルギーの電力システムへの導入に当たっては、送電線の増強、出力抑制の程度、再生可能エネルギーの変動を調整する調整力の程度といったことが議論となるので、送電線等については以下のとおりとしている。また、電力需要はケースにより異なり、他産業へ供給する水素を国内製造する場合は、電力需要が大幅に増えることも考慮する必要がある。

①地内送電線は④以外は現状のままとする。

②既に送電線の増強計画が存在・検討されている地内線・会社間連系線は増強済とする。

③電力広域融通の観点から必要な連系線の増強を考慮する。・・・・・・・・・・必要量の割り出し

④電力需要増に伴い増強が不可避と考えられる地内線は最低限の増強を行う。・・必要量の割り出し
送電線の増強必要量は、送電シミュレーションを何回か繰り返し、最適値に収束させる必要がある。

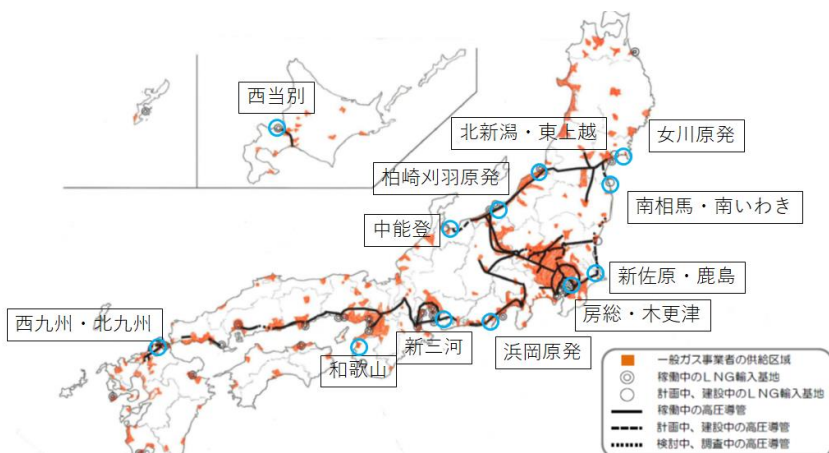
水素流通想定

①海外水素輸入ケース

- ・海外で製造し、国内の使用拠点の受け入れ基地に持ち込み利用。
- ・本シミュレーションでは、水素専焼火力利用分のみ考慮。したがって、流通は考慮せず。
- ・水素専焼火力の立地は②と同じ。

②国内水素製造ケース

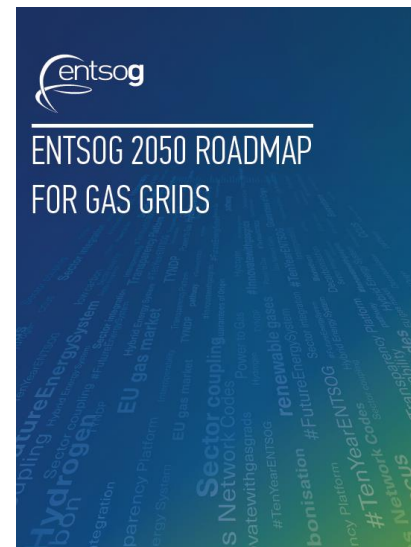
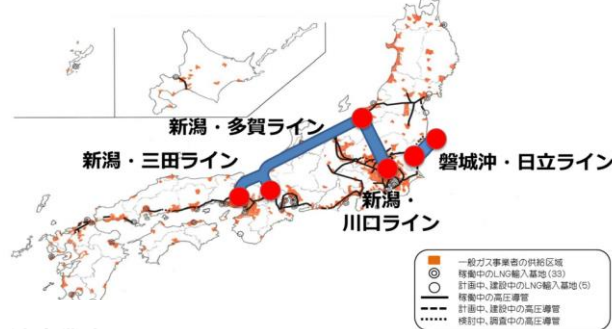
- ・水素製造に適した地点として大規模洋上風力適地に面する地域に製造拠点を配置
- ・水素専焼火力は既存のLNG火力で天然ガスパイプライン近傍に立地するものを水素転換(89GW)
- ・水素の製造地点と利用地点は必ずしも一致しないので、欧州のENTSO-G 2050 ROADMAP FOR GAS GRIDを参考に、既存の天然ガス高压管が水素高压管に転用される想定
- ・我が国にはGAS-TSOの広域グリッドがないので、2016年ガスシステム小委員会における経産省提案の広域ガスパイプライン、地下貯蔵が実現するものと想定。



2② 地下貯蔵施設を十分に活用するための導管について

- このため、これら新潟県の地下貯蔵施設と大規模都市圏とを結ぶルートである①新潟-川口ルート、②新潟-多賀ルート、③新潟-三田ルートをモデルケースとしてはどうか。
- また、既に生産は終了しているものの、首都圏に比較的近く、かつ、相当程度の貯蔵能力を有している④磐城沖ガス田と日立とを結ぶガス導管についても併せてモデルケースとしてはどうか。(注)
- なお、これらのルートは、単に費用便益分析を行うモデルルートとして御提案しているものであり、少なくとも現時点においては、整備すべき具体的なルートとしての御提案ではない点に留意が必要である。

(注) 仮に磐城沖ガス田を地下貯蔵施設として活用することができれば、LNG基地53箇分の貯蔵能力を見込むことができる。なお、LNG基地の個数に換算する考え方については、前頁における考え方と同様。



結果は栗山さんから報告

論 点

- ペイする水素製造はどのようなものか
- 需要と再エネの季節変動にどう対応するか
- 水素の流通・貯蔵はどうするか
- 海外水素と国内水素の組み合わせは可能か
- その他