

- ①報告書概要版
- ②報告書概要版【別冊：モデルケース・モデルシナリオ概要編】
- ③報告書詳細版
- ④報告書詳細版【別冊：資料編】

将来の電力需給シナリオに関する検討会 ③報告書詳細版

2025年6月25日
将来の電力需給シナリオに関する検討会 事務局

目次構成

I.背景・目的・検討プロセス編	3	Ⅲ.供給力編	185	Ⅳ.ロードカーブ編	282
(1)検討背景・目的	4	(1)過去分析	185	(1)STEP1 ベースカーブの想定	286
(2)検討プロセス及び基本スタンス	10	原子力	186	(2)STEP2 DRの想定	295
Ⅱ.需要編	18	太陽光	190	(3)STEP3 併設型PVなどの考慮	302
(1)過去分析	19	風力	199	(4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認	306
基礎的需要・省エネ・電化	21	バイオマス	205	(5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）	311
データセンター需要	36	水力	210	(6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）	318
ネットワーク需要	44	地熱	214	(7)デューレーションカーブ	331
半導体関連需要	48	揚水	219	（参考1）DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年	334
自動車産業需要	52	蓄電池	222	（参考2）DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年	353
鉄鋼産業需要	56	火力	227	V.モデルシナリオ編（概算バランス）	390
化学産業需要	62	(2)モデルケースの設定	234	(1)モデルシナリオの定性的説明	391
自家発電関連需要	69			(2)kWバランス算定結果	386
水素製造需要	77			(3)kWhバランス算定結果	428
DAC需要	86			Ⅵ.シナリオの活用方法と今後の見直し	450
(2)技術検討会社の想定とりまとめ	92			(1)シナリオの活用方法と今後の見直し	451
要素別想定結果	92			(2)今後の検討において留意するご意見	453
想定結果とりまとめ	114				
(3)モデルケースの設定	125				
モデルケースの概要	125				
グループ別モデルケース	161				
要素別モデルケース	169				

I .背景・目的・検討プロセス編

I .背景・目的・検討プロセス編

(1)検討背景・目的

(2)検討プロセス及び基本スタンス

検討会設置の背景・経緯

- 2022 年 8 月に開催された GX 実行会議（議長：内閣総理大臣）において、電力システムが安定供給に資するものとなるよう、制度全体を再点検することが示された。
- これを受け、電力・ガス基本政策小委員会において供給力確保の在り方について議論され、この議論を踏まえ、2023 年 4 月に「将来の電力需給に関する在り方勉強会」（以下「勉強会」という。）が設置された。勉強会において、安定供給の確保や 2050 年カーボンニュートラルの実現の観点から、課題となり得る事項等について関係事業者等からヒアリングが行われた。
- 2023 年 8 月、勉強会において、「今後は、議論の場を電力広域的運営推進機関（以下「本機関」という。）に移し、10 年超先の電力需給のあり得るシナリオについて策定を進めることとする。」と整理された。
- これを受けて、本機関にて実施するシナリオ策定にあたっては、「有識者や外部機関の知見など、多様な視点を取り入れながら検討を進める。」ことが求められていることから、有識者を委員とする「将来の電力需給シナリオに関する検討会」（以下「検討会」という。）を設置し、専門的かつ多様な視点で検討を進めることとする。

検討会が策定するシナリオの目的

- 検討会において策定するシナリオは、国、本機関、事業者等の関係者間で共有し、長期脱炭素電源オークション等の円滑な実施や、計画的に電源開発を進める上での参考とすることを目的とする。
- 検討会で策定するシナリオは、経済産業省が策定するエネルギー基本計画や本機関において別途とりまとめや策定を行う供給計画、広域連系系統のマスタープランとは策定の目的が異なることから、必ずしもこれらの計画等との整合を前提とせずに、検討を進める。
- また、検討結果については公表し、様々な主体による検証や更なる検討の材料として提供する。

シナリオ策定の時間軸・エリア・粒度

シナリオ検討の時間軸

- 建設のリードタイムが 10 年を超える電源も存在することなどから、シナリオ検討の時間軸として、2040 年及び 2050 年を対象とする。
- 今回策定するシナリオは、今後の状況変化を踏まえて 5 年毎を目処に見直すことを基本とし、必要に応じて、より早期の見直しを行う。具体的な見直しの時期、体制等については本機関にて今後検討する。

シナリオ検討におけるエリアの考え方

- 将来的にはエリア別のシナリオを策定することを念頭に置きつつ、検討会においては、全国のシナリオを策定する。

シナリオ検討の粒度

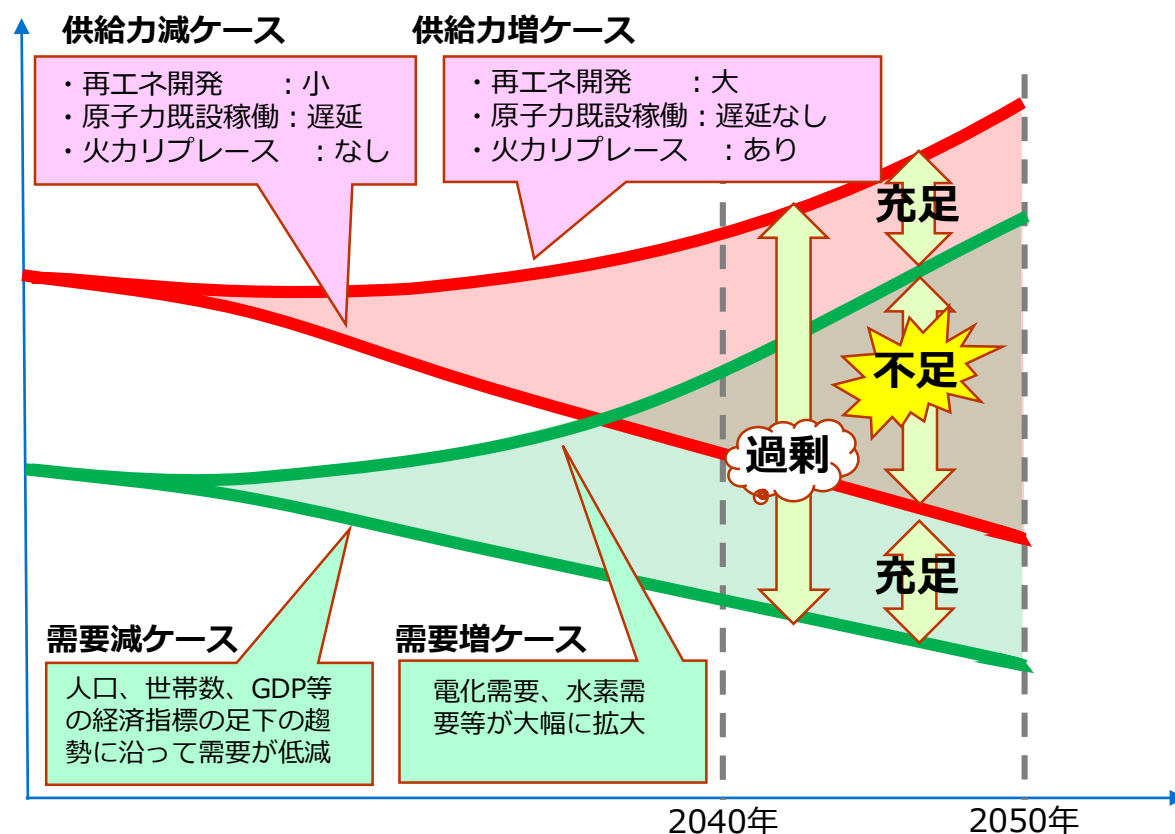
- 検討会においては、kW・kWh バランスを検討することとし、将来的な調整力の必要量等については、分析の進め方や論点等も含めて検討を行うこととする。

検討会の体制

- 検討会においては、多様性及び客観性のある検討とするため、多様なバックグラウンドを持つ有識者の方々に委員として参加いただくとともに、国、事業者で構成するオブザーバーの意見を必要に応じて聴取しながら進める。
- 検討会で議論すべき内容の下地となる分析・検討を行う場として、作業会を設置する。
- シナリオ策定における技術的な検討については、電力需給の将来想定に関して専門的な知見を有する複数の会社・機関に依頼する。

- 検討会においては、需要及び供給力のシナリオをそれぞれ一定の幅を持って想定した上で、その組み合わせによる2040年及び2050年の全国ベースの需給バランス（kW・kWh）を複数のシナリオとして示すことをアウトプットとすることを想定。

需要・供給力



kW・kWhバランス

需要

水素製造

自家発電 廃止等

産業構造 変化需要

電化需要

・家庭 ・産業 ・EV

基礎的 電力需要

・経済成長 ・国内人口 ・省エネ

供給力

水素等

LNG CCS有 or無

石炭 CCS有 or無

原子力

再エネ

・風力 ・太陽光 ・水力等

I .背景・目的・検討プロセス編

(1)検討背景・目的

(2)検討プロセス及び基本スタンス

- 以下の3つのPhaseに従い、多様性、事後検証性、客観性、発展性の観点から検討した。

検討プロセス	各Phaseにおける基本スタンス															
	検討のポイント	対応方針														
Phase.1 需要・供給力の想定	多様性	将来について様々な見方があり得る中で、多様な意見を取り入れるため、専門的な知見を有する 電力中央研究所、地球環境産業技術研究機構（RITE）、デロイトトーマツコンサルティング （以下、技術検討会社と総称）の3社に「High/Middle/Low」の3ケースの想定を依頼。														
	事後検証性	事後検証を可能とするため、技術検討会社には、 需要は18要素、供給力は12要素 と、増減する要因毎に区分して想定を依頼。 また、需要のロードカーブが要素毎の需要増減やデマンドレスポンス等によってどのように変化するかを想定。														
Phase.2 業界団体・実務者からの意見聴取	客観性	需要・供給力あわせて 合計30社 の業界団体・実務者等からの意見を聴取することにより、 技術検討会社の想定を客観的に評価し、必要に応じて修正。 <table border="1"> <tr> <td rowspan="4">需要</td><td>民生電化、省エネ</td><td>ヒートポンプ・蓄熱センター、省エネルギーセンター、住宅生産団体連合会、不動産協会、日本建設業連合会等</td></tr> <tr> <td>産業電化、省エネ</td><td>日本電機工業会、日本エレクトロヒートセンター、日本ボイラ協会、日本工業炉協会等</td></tr> <tr> <td>DX（DC、半導体等）</td><td>日本データセンター協会、電子情報技術産業協会、情報通信ネットワーク産業協会等</td></tr> <tr> <td>GX（自動車、鉄、水素製造等）</td><td>日本自動車工業会、日本鉄鋼連盟、大口自家発電施設者懇話会、電池サプライチェーン協議会、水素バリューチェーン推進協議会、日本ガス協会、住友商事等</td></tr> <tr> <td rowspan="2">供給力</td><td>再エネ・蓄電池・揚水</td><td>太陽光発電協会、日本風力発電協会、バイオマス発電事業者協会、日本地熱協会、国立環境研究所、住友商事等</td></tr> <tr> <td>火力</td><td>電気事業連合会、JERA、電源開発、東京ガス等</td></tr> </table>	需要	民生電化、省エネ	ヒートポンプ・蓄熱センター、省エネルギーセンター、住宅生産団体連合会、不動産協会、日本建設業連合会等	産業電化、省エネ	日本電機工業会、日本エレクトロヒートセンター、日本ボイラ協会、日本工業炉協会等	DX（DC、半導体等）	日本データセンター協会、電子情報技術産業協会、情報通信ネットワーク産業協会等	GX（自動車、鉄、水素製造等）	日本自動車工業会、日本鉄鋼連盟、大口自家発電施設者懇話会、電池サプライチェーン協議会、水素バリューチェーン推進協議会、日本ガス協会、住友商事等	供給力	再エネ・蓄電池・揚水	太陽光発電協会、日本風力発電協会、バイオマス発電事業者協会、日本地熱協会、国立環境研究所、住友商事等	火力	電気事業連合会、JERA、電源開発、東京ガス等
需要	民生電化、省エネ	ヒートポンプ・蓄熱センター、省エネルギーセンター、住宅生産団体連合会、不動産協会、日本建設業連合会等														
	産業電化、省エネ	日本電機工業会、日本エレクトロヒートセンター、日本ボイラ協会、日本工業炉協会等														
	DX（DC、半導体等）	日本データセンター協会、電子情報技術産業協会、情報通信ネットワーク産業協会等														
	GX（自動車、鉄、水素製造等）	日本自動車工業会、日本鉄鋼連盟、大口自家発電施設者懇話会、電池サプライチェーン協議会、水素バリューチェーン推進協議会、日本ガス協会、住友商事等														
供給力	再エネ・蓄電池・揚水	太陽光発電協会、日本風力発電協会、バイオマス発電事業者協会、日本地熱協会、国立環境研究所、住友商事等														
	火力	電気事業連合会、JERA、電源開発、東京ガス等														
Phase.3 需要・供給力の「モデルケース」の設定 <hr/> 需給バランスの「モデルシナリオ」の設定	発展性	国、広域機関、事業者といった関係者が、今後、関連する制度や課題の検討を進めていくにあたって、本検討で策定したシナリオを活用しやすいよう、 需要・供給力それぞれについて一定の幅を持った複数の「モデルケース」を設定し、その裏付けとなる設定根拠を合わせて提示。 <hr/> 需要・供給力のモデルケースを組み合わせ、合計20個の需給バランスの「モデルシナリオ」を設定。														

- 将来について様々な見方があり得る中で、多様な意見を取り入れるため、専門的な知見を有する電力中央研究所、地球環境産業技術研究機構（RITE）、デロイトトーマツコンサルティング（以下、技術検討会社と総称）の3社に依頼する。
- 検討においては、「High/Middle/Low」の3ケースの想定を依頼する。

技術検討会社の概要

■ 一般財団法人電力中央研究所

社会経済の構造変化を踏まえ、計画的に電源開発を進めることを目的に、経済成長、産業構造、電化の進展等の前提を変えたシナリオ作成を行う。（第1回 将来の電力需給に関する在り方勉強会で発表あり。） ※ただし、供給力の想定については依頼しない

■ 公益財団法人地球環境産業技術研究機構（RITE）

エネルギー、環境、経済等、さまざまな視点から可能な限り定量的な検討を行い、世界レベルで推進されるべきCO2削減シナリオを構築するために、Dynamic New Earth 21(DNE21)モデル等の開発を行い、それを用いた分析・評価を実施。

■ デロイトトーマツコンサルティング合同会社

国際エネルギー機関（IEA）の提供するシミュレーション開発環境Multi-regional transmission model を活用したエネルギーシミュレーションモデル（日本版・世界版）を開発し、サービスを提供。

- 事後検証を可能とするため、技術検討会社には、需要は18要素、供給力は12要素と、増減する要因毎に区分して想定を依頼する。
- また、需要のロードカーブが要素毎の需要増減やデマンドレスポンス等によってどのように変化するかを想定する。

要素毎の想定

需要は18要素、供給力は12要素と、増減する要因毎に区分して技術検討会社へ想定を依頼する。

需要

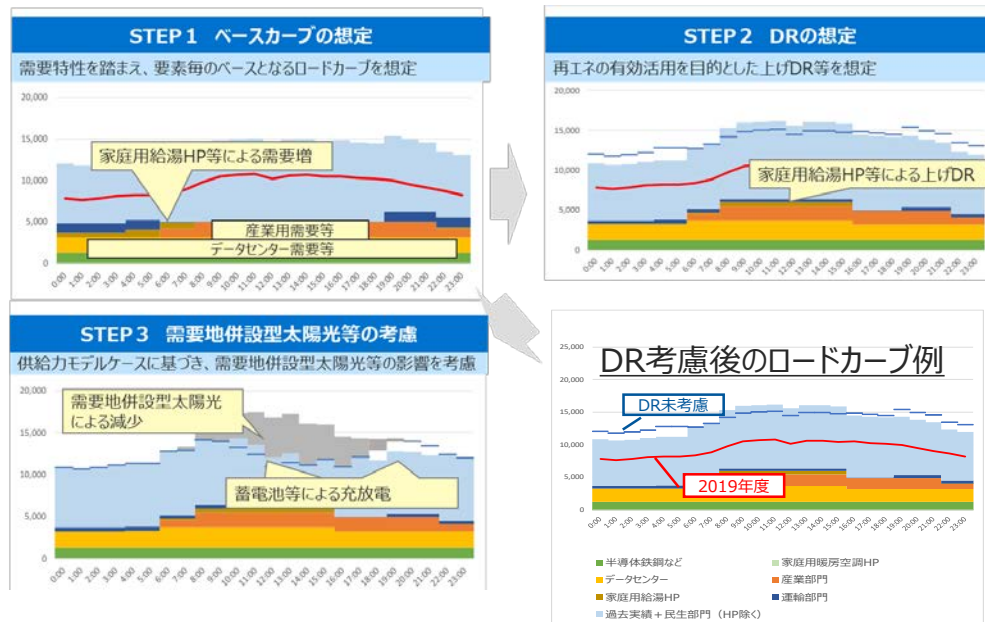
- | | |
|--------------|-----------|
| ① 基礎的需要 (家庭) | ⑩ ネットワーク |
| ② 省エネ (家庭) | ⑪ 半導体 |
| ③ 基礎的需要 (業務) | ⑫ 電化 (運輸) |
| ④ 省エネ (業務) | ⑬ 自動車産業 |
| ⑤ 電化 (民生) | ⑭ 鉄鋼 |
| ⑥ 基礎的需要 (産業) | ⑮ 化学 |
| ⑦ 省エネ (産業) | ⑯ その他自家発 |
| ⑧ 電化 (産業) | ⑰ 水素製造 |
| ⑨ データセンター | ⑱ DAC |

供給力

- | | |
|----------|---------|
| ① 原子力 | ⑦ 水力 |
| ② 併設型太陽光 | ⑧ 地熱 |
| ③ 事業用太陽光 | ⑨ 揚水 |
| ④ 陸上風力 | ⑩ 併設蓄電池 |
| ⑤ 洋上風力 | ⑪ 系統蓄電池 |
| ⑥ バイオマス | ⑫ 火力 |

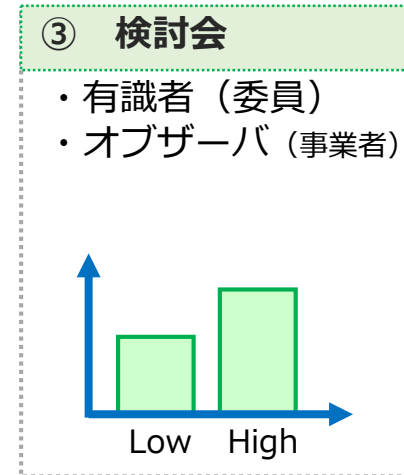
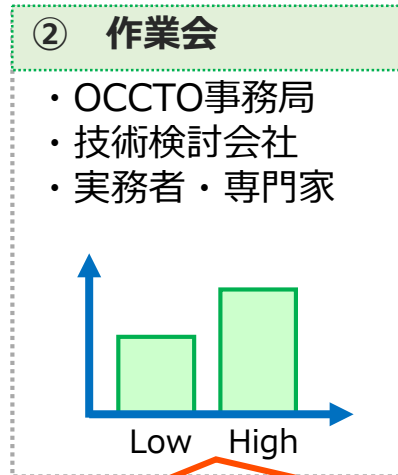
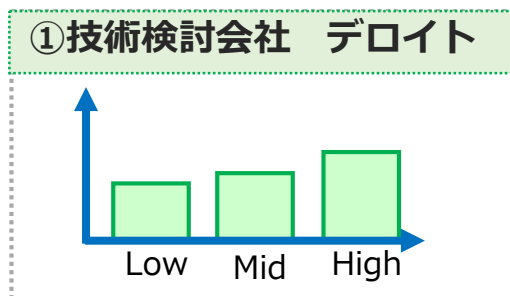
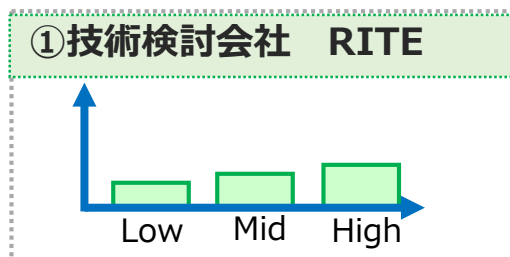
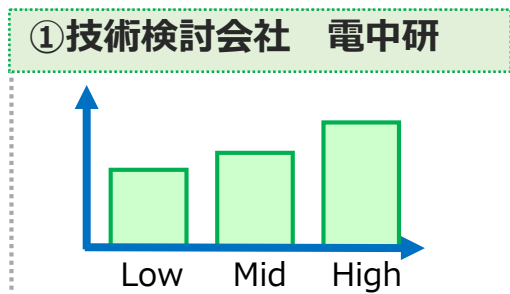
ロードカーブ想定

需要のロードカーブが要素毎の需要増減やデマンドレスポンス等によってどのように変化するかを想定する。



Phase.2 業界団体・実務者からの意見聴取（→客観性）

- 需要・供給力あわせて合計30社の業界団体・実務者等からの意見を聴取することにより、技術検討会社の想定を客観的に評価し、必要に応じて修正した上で、検討会で議論する。



需要・供給力合わせて合計30社の業界団体・実務者等からの意見を聴取

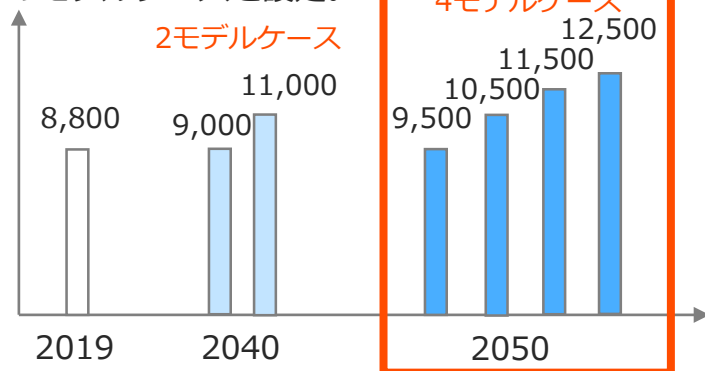
需要	民生電化、省エネ	ヒートポンプ・蓄熱センター、省エネルギーセンター、住宅生産団体連合会、不動産協会、日本建設業連合会等
	産業電化、省エネ	日本電機工業会、日本エレクトロヒートセンター、日本ボイラ協会、日本工業炉協会等
	DX（DC、半導体等）	日本データセンター協会、電子情報技術産業協会、情報通信ネットワーク産業協会等
	GX（自動車、鉄、水素製造等）	日本自動車工業会、日本鉄鋼連盟、大口自家発電施設者懇話会、電池サプライチェーン協議会、水素バリューチェーン推進協議会、日本ガス協会、住友商事等
供給力	再エネ・蓄電池・揚水	太陽光発電協会、日本風力発電協会、バイオマス発電事業者協会、日本地熱協会、国立環境研究所、住友商事等
	火力	電気事業連合会、JERA、電源開発、東京ガス等

- 需要については、2040年・2050年それぞれで複数のモデルケースを設定するとともに、モデルケース毎に要素毎の増減内訳を設定し、加えて定性的な説明や増減の根拠となる代表指標も設定した。

(1) 複数のモデルケースを設定

(需要地併設型太陽光による自家消費控除前：送電端)

○業界団体等の意見を踏まえた技術検討会社の要素別の需要想定結果に基づき、2040年は2つのモデルケース、2050年は4つのモデルケースを設定。



(2) モデルケース毎に需要増減内訳を作成

○モデルケース毎にどのような要因で需要が増減するのかを技術検討会社の想定結果とともに提示。

モデル	技術検討会社	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
2019年度実績	8,800	8,800	8,800	8,800	8,800
民生部門	▲700 ～▲500	▲700	▲650	▲600	▲500
産業部門	▲200 ～+700	▲150	+150	+450	+650
DX関連	+300～ +2,200	+900	+1,250	+1,600	+1,950
GX関連	+500～ +1,900	+650	+950	+1,250	+1,600

(3) モデルケース毎の定性的説明および根拠となる代表指標も作成

モデルケースの定性的説明

要素	モデル概要	需要 (億kWh)
全体	・ 社会全体の急速なDX・GX進展により、DX・GXに起因する需要増加分が総需要の30%を占め、電力需要は12,500億kWhと大幅に増加する。	12,500
2019年度実績	・ --	8,800
民生部門	・ 人口減少に歯止めがかかることに加え、家庭部門での電化進展、業務部門での経済活動の活性化等により需要減少は限定的となる	▲500
産業部門	・ 技術革新等により高温帯での電化の進展に加え、国内の経済活動の活性化等により需要は増加する	+650
DX関連	・ 生成AI技術の普及拡大に伴うデータ量の増加等により、データセンター需要を中心に大幅に増加する	+1,950
GX関連	・ 自動車の電動化に加え、高炉の電炉化等により、需要は大幅に増加する。	+1,600

需要の増減を定量的に説明する代表指標を設定

根拠となる代表指標

代表指標	評価単位	2019年度	12500億kWh
総世帯数	万世帯	5,400	4,790
業務用床面積	百万m ³	1,900	2,190
IIP (鉱工業指数)	%	110	127
電化率 (家庭)	%	50%	59%
高温帯電化率 (産業)	%	9%	13%
データ量	倍	-	1700倍
電気自動車シェア (乗用車)	ストック	0.2%	85%
電炉化率	ストック	24%	87%

Phase.3 需要・供給力の「モデルケース」の設定 (→発展性)

16

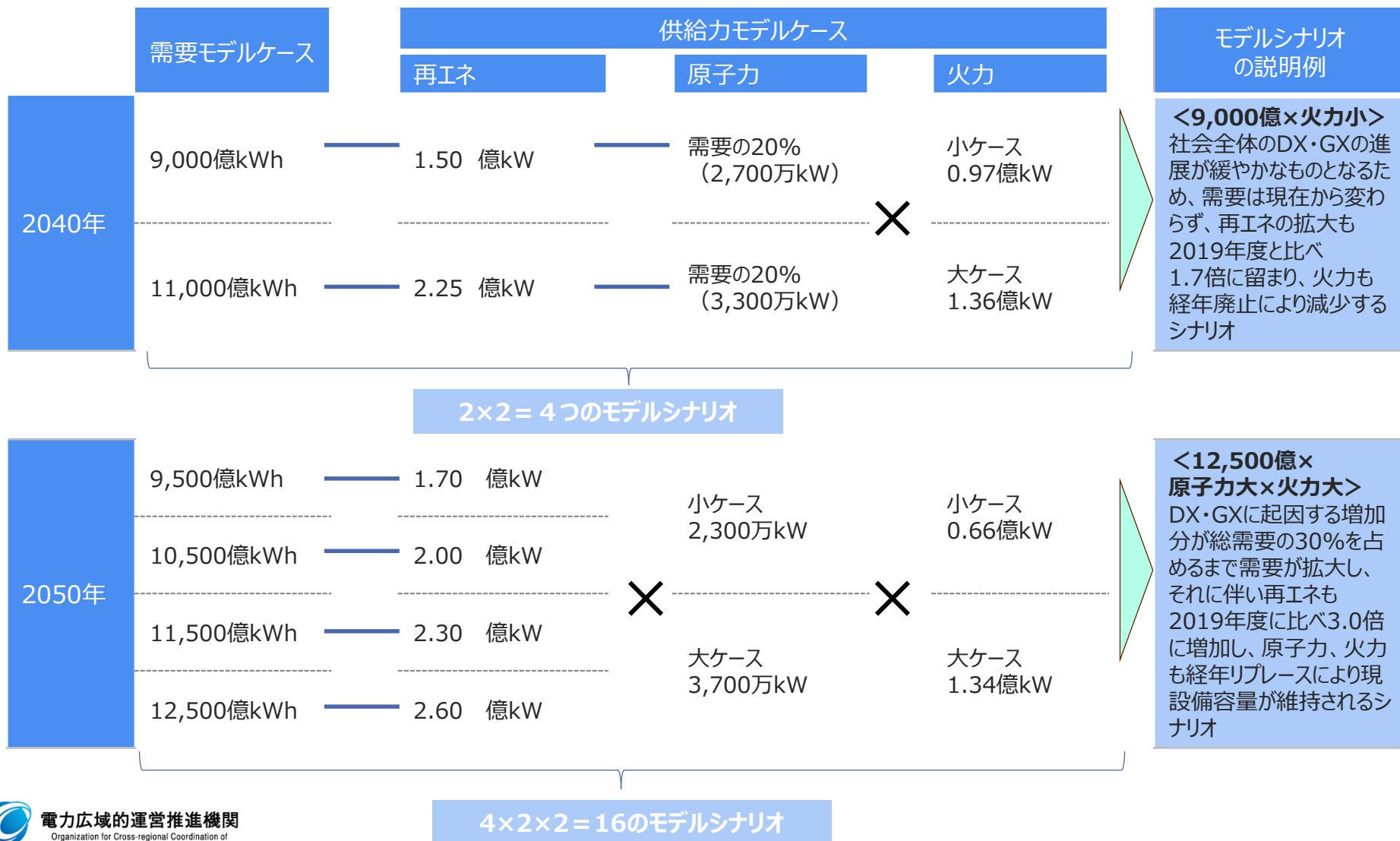
- 原子力、再エネ、蓄電池、火力のCCS貯留量と脱炭素化については技術検討会社の想定に基づき、火力の設備容量については公表されている新設・廃止情報等に加えて経年廃止時のリプレイス有無を考慮し、それぞれ複数のモデルケースを設定した。

要素		2019 年度時点	2040年想定		2050年想定		2040年モデルケース		2050年モデルケース			
			RITE	デロ イト	RITE	デロ イト	9,000 億kWh	11,000 億kWh	9,500 億kWh	10,500 億kWh	11,500 億kWh	12,500 億kWh
原子力 ※かつこは需要に 対する比率		— 3,300	H M — (20%) L	H M — (20%) L	H M — 3,100 L	M 3,700 L 2,300	— 2,700 (20%)	— 3,300 (20%)	3,700(26%) 2,300(16%)	3,700(24%) 2,300(15%)	3,700(22%) 2,300(14%)	3,700(20%) 2,300(13%)
再エネ ※需要地併設型 太陽光を含む		— 8,710	H — 19,400 M — 16,400 L — 14,900	M — 22,500 L — 18,700	H — 25,700 M — 20,900 L — 17,200	M — 25,700 L — 22,700	— 15,000	— 22,500	— 17,000	— 20,000	— 23,000	— 26,000
蓄電池 ※需要地併設型 蓄電池を含む		— 20		M — 1,700 L — 1,610		M — 2,390 L — 2,060	— 1,600	— 1,800	— 2,100	— 2,200	— 2,300	— 2,400
火力	CCS 貯留量		— 1.2億t	— 1.0億t	— 2.4億t	— 1.8億t	— 1.1億t	— 2.1億t				
	脱炭素化		①CCS 石炭 LNG ②水素/アンモニア (混焼・専焼)	①CCS 石炭 LNG ②水素/アンモニア (混焼・専焼)	①CCS 石炭 LNG ②水素/アンモニア (混焼・専焼)	①CCS 石炭 LNG ②水素/アンモニア (混焼・専焼)	石炭：CCS LNG（一部）：CCS or 水素混焼(40%) ※脱炭素化見通しが 公表されているプラントを除く	石炭：CCS LNG：CCS or 水素専焼 石油：CCS ※脱炭素化見通しが公表されているプラントを除く				
	設備容量	— 14,570	「公表新設・廃止」「非効率石炭等の廃止」を 考慮の上、経年廃止時のリプレースの有無に 応じて、各年で2つのモデルケースを設定				— 13,580 — 9,690	— 13,370 — 6,630				

Phase.3 需給バランスの「モデルシナリオ」の設定

17

- 需要・再エネ×原子力×火力のモデルケースの組み合わせにより、2040年は4つ、2050年は16のモデルシナリオを設定した。



Ⅱ.需要編

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

需要想定において影響を与え得る要素

- 需要の検討では、過去のトレンドから推定される基礎的需要に加え、将来の電力需要に大きな影響を与え得る追加的要素も考えられる。

需要種別		概要
需 基 要 礎 的	家庭用	過去のトレンドから将来の推定 ※「経済・社会指標あたりkWh」×「将来の経済・社会指標」
	業務用	
	産業用	
追 加 的 要 素	省エネ（家庭）	過去のトレンドには含まれない 家庭・業務・産業 における省エネ効果 ※自家消費用太陽光発電・蓄電池など含む
	省エネ（業務）	
	省エネ（産業）	
	電化（民生）	過去のトレンドには含まれない 民生（家庭・業務）・産業 における電化需要 ※空調・給湯需要など ※鉄鋼の電炉など以下の産業構造変化に該当するような大規模なものは除く
	電化（産業）	
	電化（運輸）	主に 電動自動車普及による需要増
	産業構造変化	鉄 : 低排出炉、水素還元製鉄、自家発動向など 自動車 : 電動化に伴う国内工場の動向など （蓄電池製造など） 化学 : 石油化学工場における自家発動向等 D C : データセンター増設見通しなど 半導体 : 半導体工場の国内増設見通しなど ※上記以外で電力需要に大きな影響を及ぼすものもあり得る
	自家発動向	上記以外の自家発動向（製紙、セメントなど）
	新技術	水素製造、DAC に伴う需要増など電力需要に大きな影響を及ぼすものがあれば、必要に応じて追加。

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発関連需要

水素製造需要

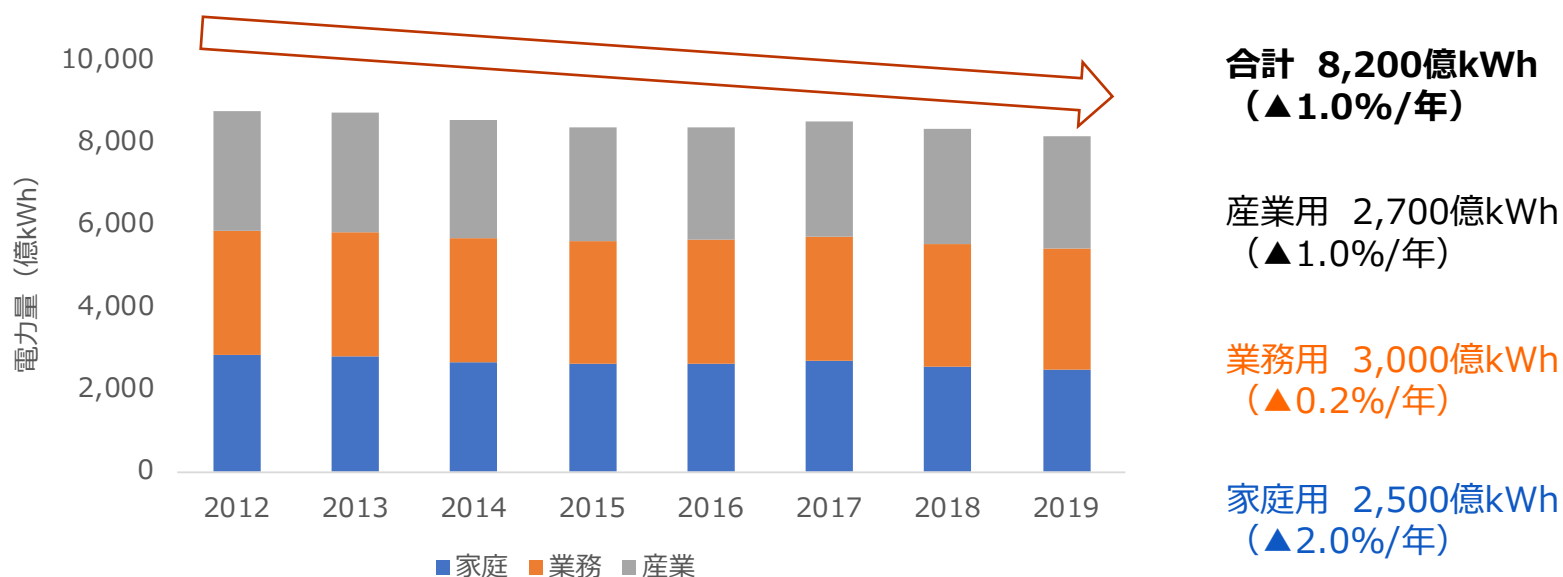
DAC需要

(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

電力需要の過去トレンド

- 東日本大震災後の2012年度からコロナ発生前の2019年度については、人口減、省エネ進展等により過去10年間で電力需要は10%以上減少しており、家庭・業務・産業のいずれの需要種においても減少トレンドとなっている。



*2012～2015年度は一般用電力から自家用電力を控除した数値、2016年度以降は事業用電力を採用

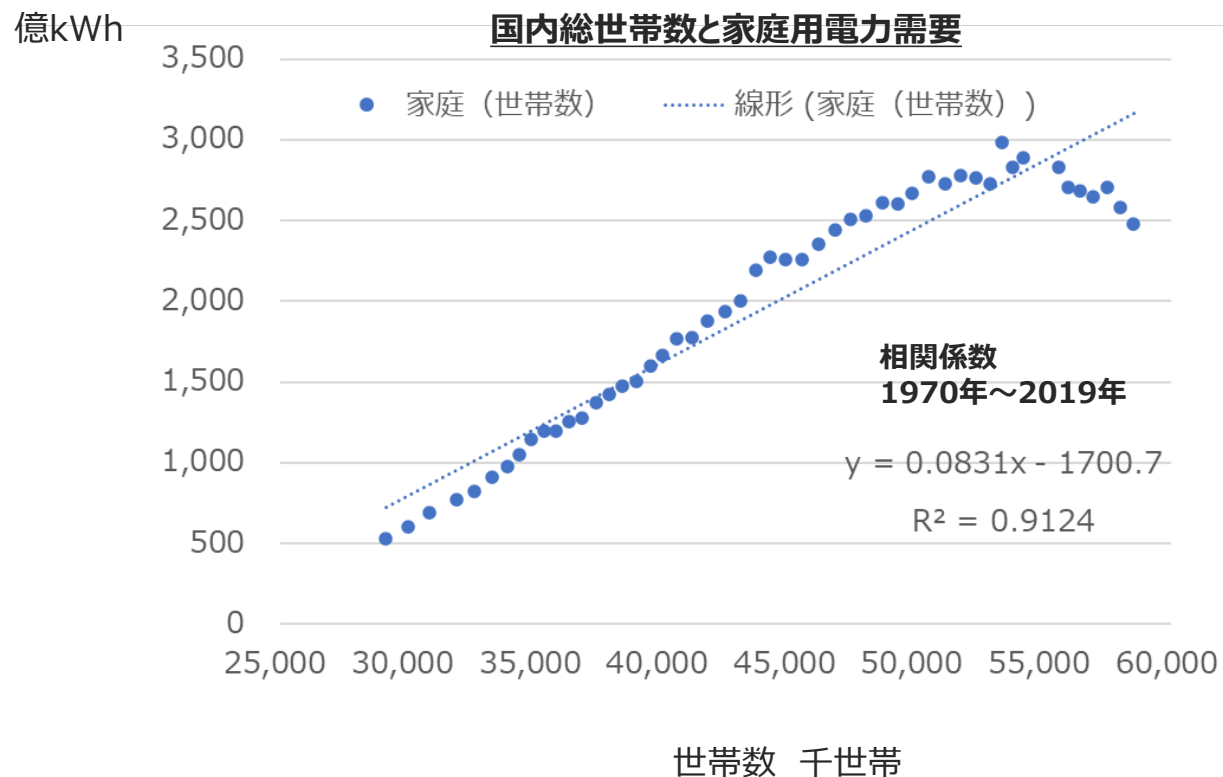
*合計は家庭用、業務用、産業用を対象とし運輸用は除く

*いずれも使用端電力量

出所：総合エネルギー統計に基づき事務局作成

基礎的需要（家庭）のトレンド

- 1970～2019年度までの長期トレンドから、家庭用需要と世帯数との間には相関がある。

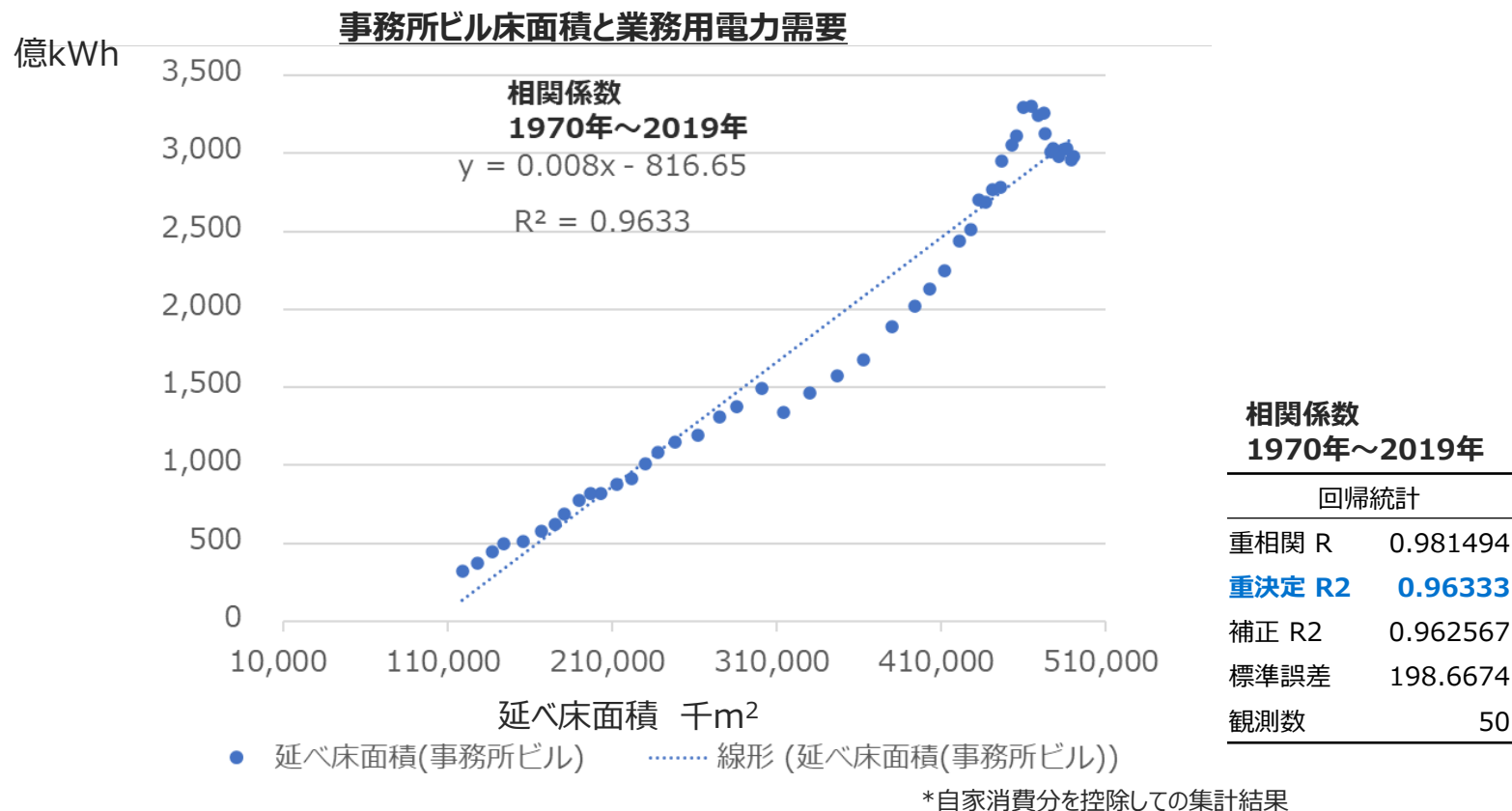


相関係数 1970年～2019年	
回帰統計	
重相関 R	0.954435
重決定 R2	0.912439
補正 R2	0.909091
標準誤差	223.8273
観測数	50

*自家消費分を控除しての集計結果

出所：国立社会保障・人口問題研究所（社人研）の将来見通し、総合エネルギー統計に基づき事務局作成

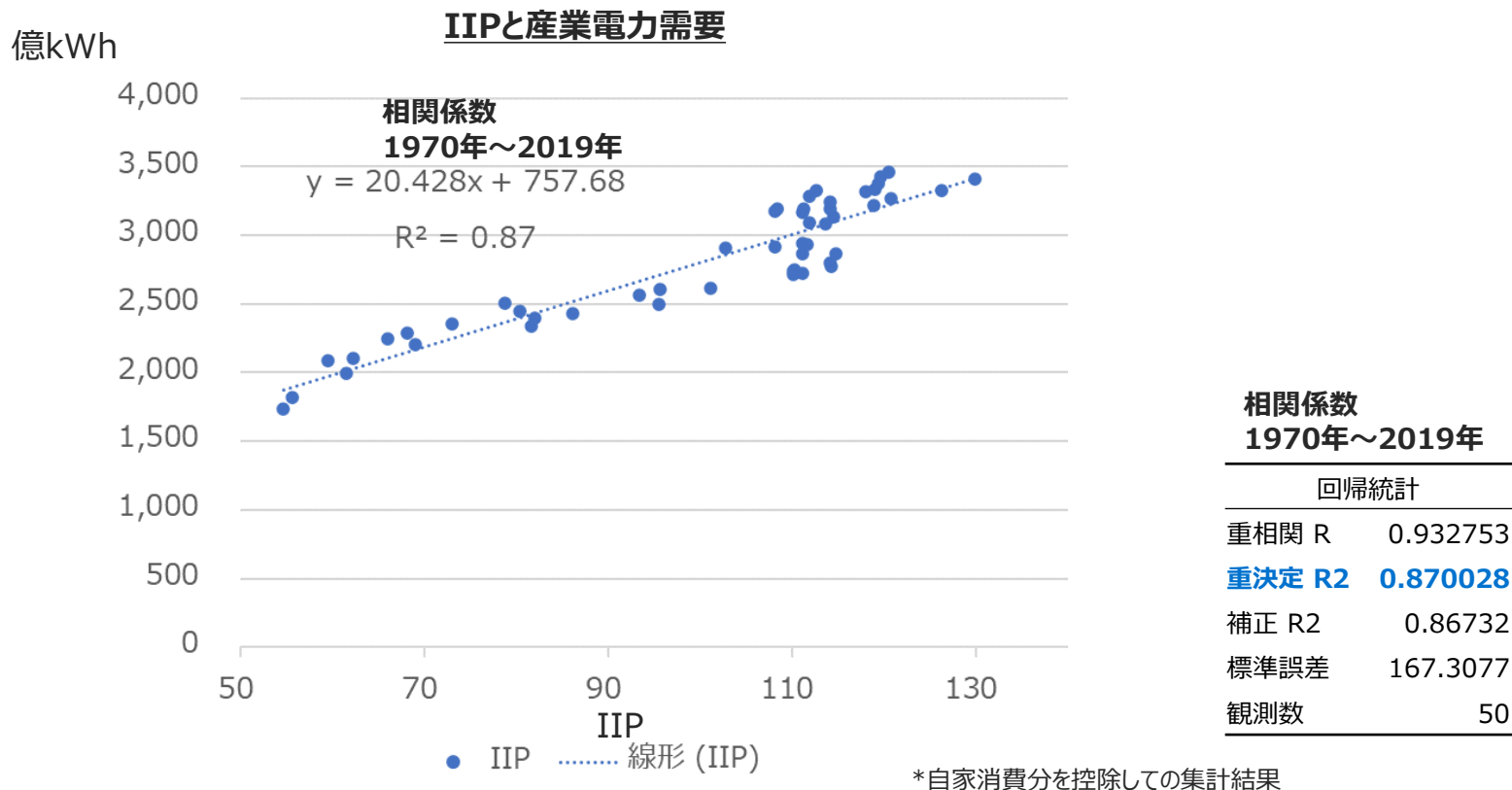
- 1970～2019年度までの長期トレンドから、業務用需要と延床面積との間には相関がある。



出所：総合エネルギー統計および業務用建物床面積の推移（2022年12月 IEEJ）に基づき、事務局作成

基礎的需要（産業）のトレンド

- 1970～2019年度までの長期トレンドから、産業用需要と各産業の生産活動の指標であるIIP（鉱工業指数）との間には相関がある。

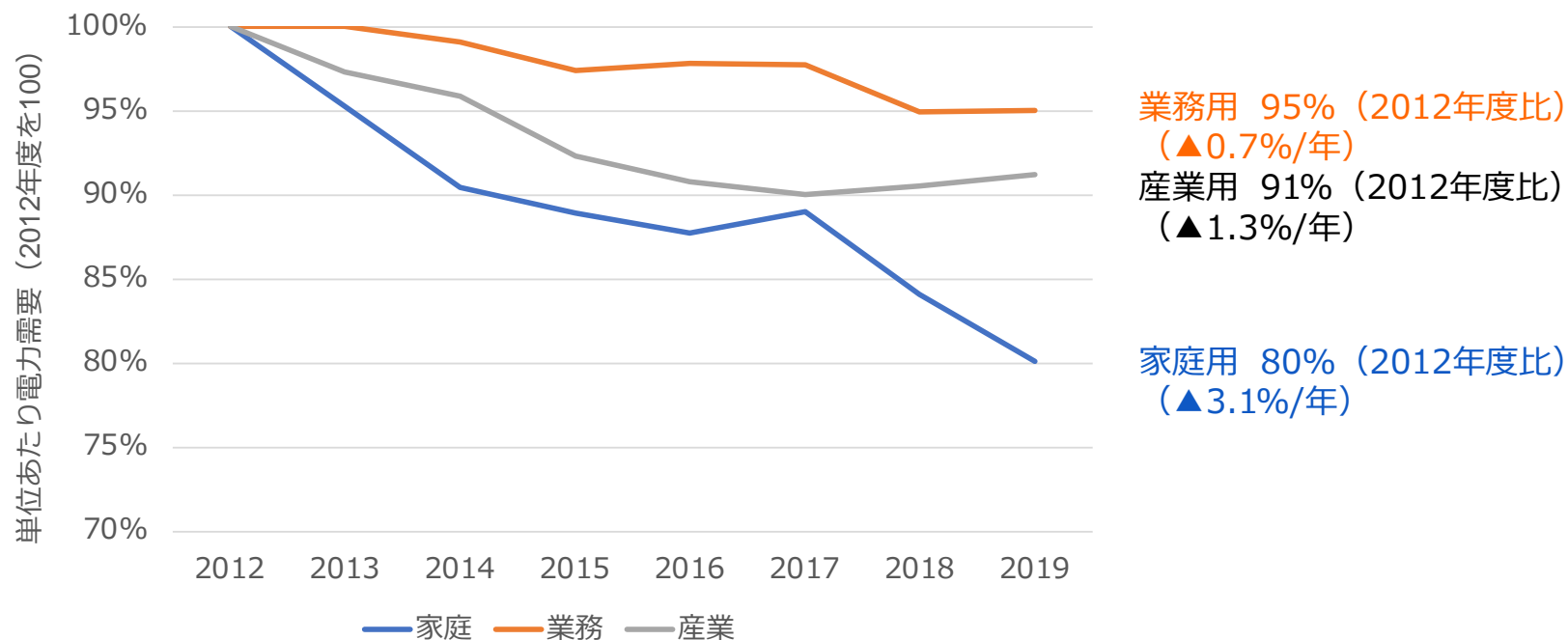


出所：総合エネルギー統計および鉱工業指数（経済産業省）に基づき事務局作成

単位当たり電力需要の過去トレンド（省エネ等）

- 高効率機器の普及などにより、単位あたり電力需要は、家庭用は年3.0%、業務用・産業用は年1.0%前後の水準で減少している。

単位あたり電力需要の推移（2010年度の数値を100）



*家庭用は世帯数、業務用は延床面積、産業用はIIP（2015年度を100）を使用

出所：総合エネルギー統計、国民経済計算等に基づき事務局作成

省エネトレンド（家庭用照明）

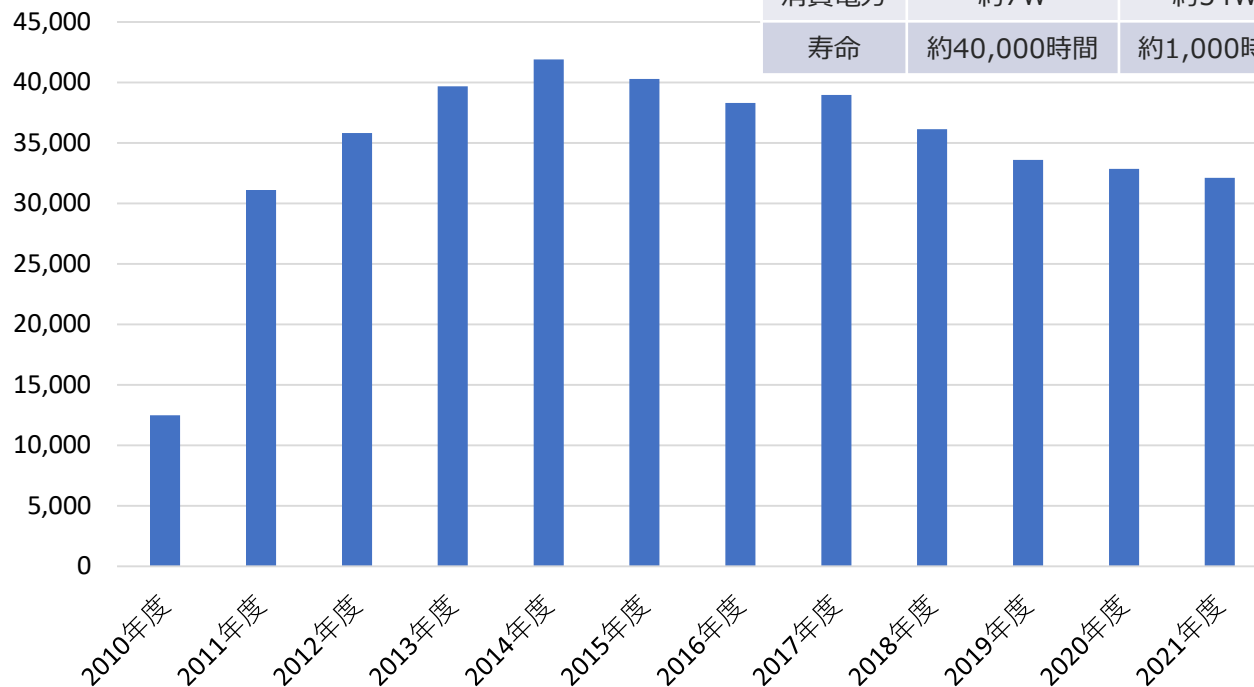
- 消費電力が小さく省エネ効果が高い「LED」の出荷個数は、ここ10年横ばいで推移しており、ストックベースでみれば毎年普及率は拡大していると推定される。

各照明の比較

	LED	白熱灯	電球型蛍光灯
価格	1,000～3,000円程度	100円程度	1,000円程度
消費電力	約7W	約54W	約12W
寿命	約40,000時間	約1,000時間	約13,000時間

LEDの年間導入量（フローベース）

（千個）

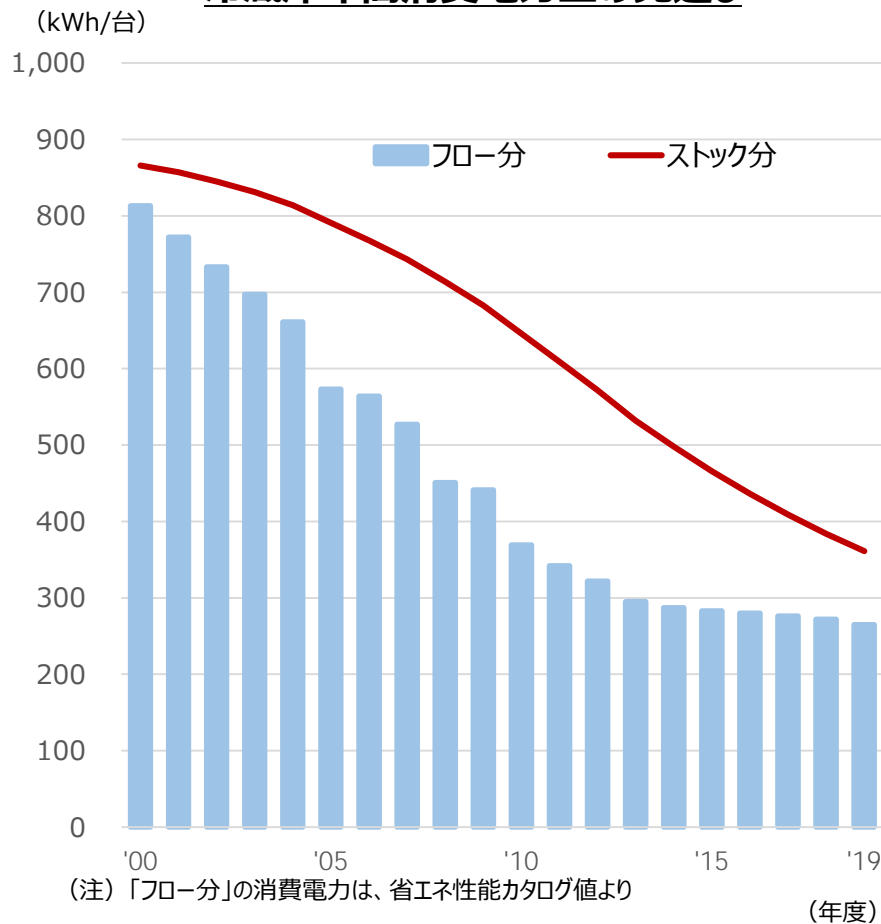


（出典）『日本照明工業会自主統計』に基づき事務局作成

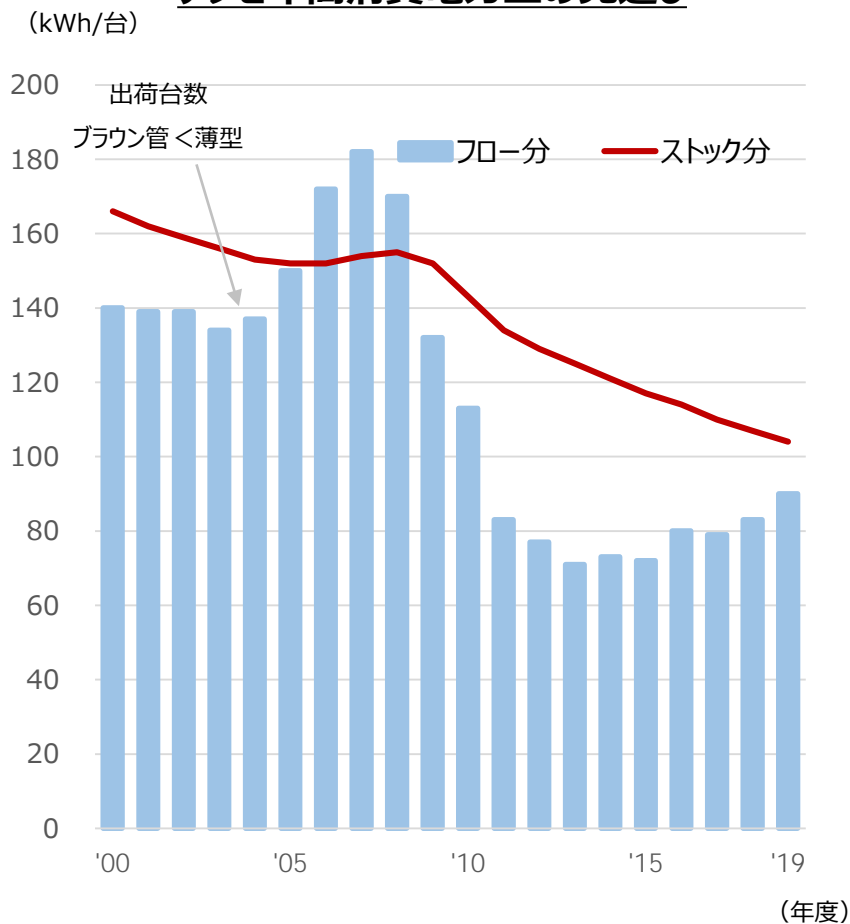
省エネトレンド（家電機器）

- 家庭用の最新モデル機器の省エネ効果（kWh/台）は長期トレンドでは下落傾向であるものの、その伸びは鈍化傾向である。

冷蔵庫年間消費電力量の見通し

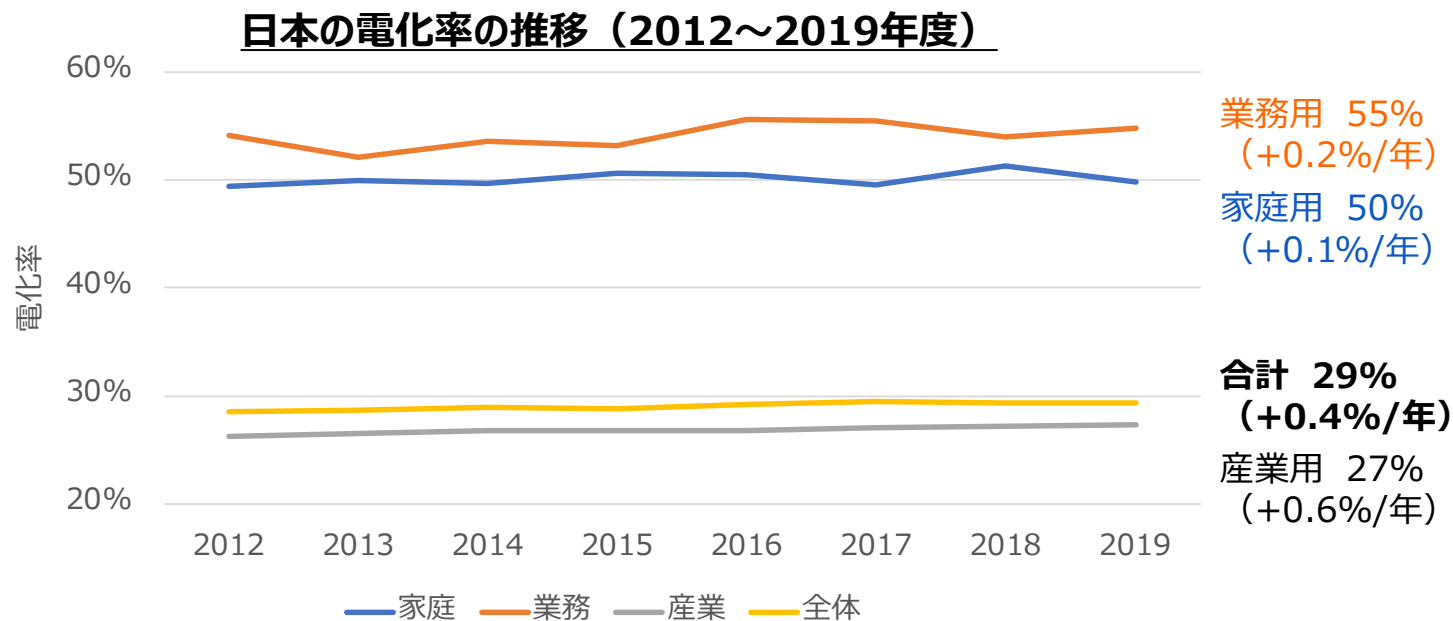


テレビ年間消費電力量の見通し



電化の過去トレンド

- 家庭・業務といった民生需要の電化率は比較的高いが、いずれの需要種においても近年は微増トレンドにとどまっている。



*電化率 = 電力消費量 ÷ 最終エネルギー消費量

電力消費量は、総合エネルギー統計の「電力」（自家発・自家消費含む）

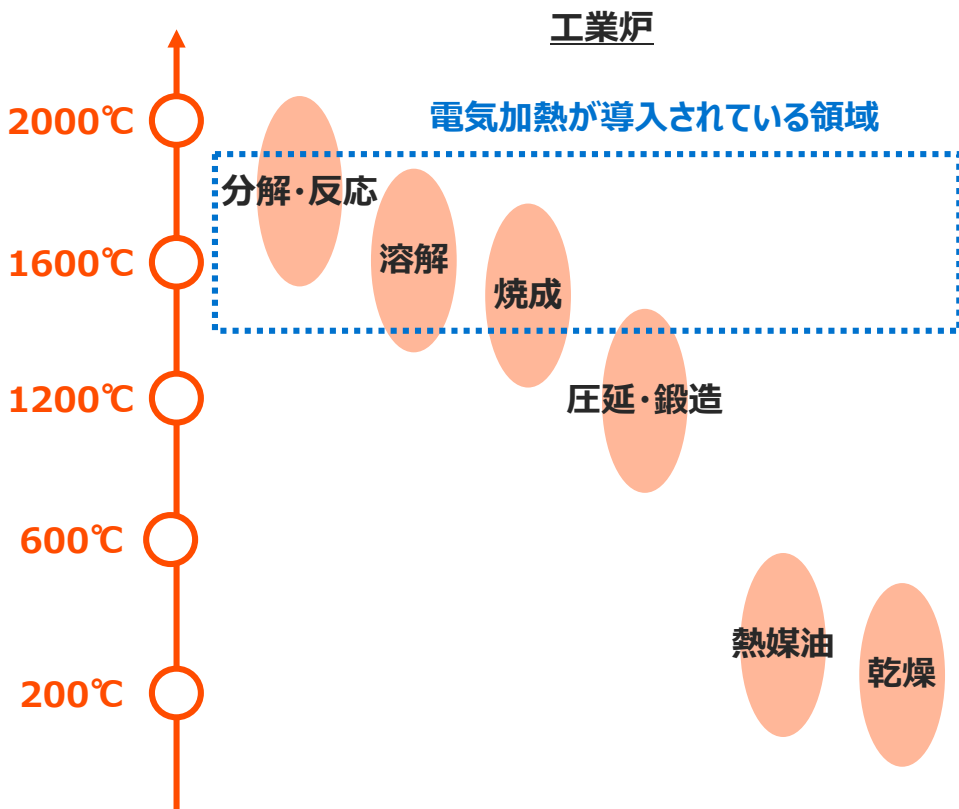
最終エネルギー消費量は、総合エネルギー統計の「エネルギー利用」を使用

合計は、家庭用、業務用、産業用の他、運輸用等も含む

出所：総合エネルギー統計に基づき事務局作成

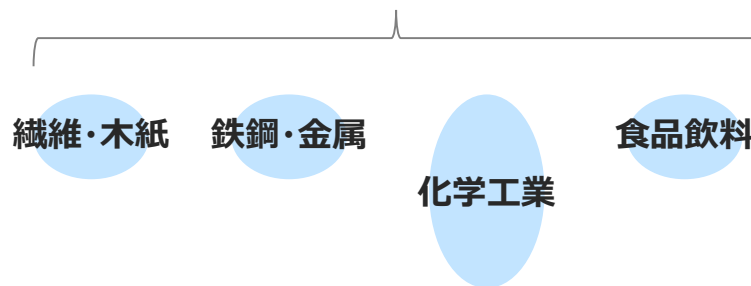
熱需要の電化

- 200℃以上の高温領域の需要のうち、熱需要は工業炉、蒸気需要は産業用ボイラーが主たる設備である。
- 工業炉は様々な用途で電気炉が導入されているが、経済性の観点から燃焼加熱が主な加熱方法となっている。
- 現状、電気ボイラーは、産業利用における200℃以上の温度帯での普及率が非常に低い。



産業用ボイラー

電気ボイラーの割合はわずか



200℃以上の燃焼加熱需要

- 燃焼加熱需要のうち、電化されていない200℃以上の温度帯の熱需要はおよそ2,335PJ程度と想定される。

用途別温度帯別 燃焼加熱需要(PJ) (非電化設備が対象)

	分解・ 反応	精錬	溶解	圧延・ 鍛造	熱処理	焼結	焼成	乾燥	徐冷	熱媒油 加熱	その他	合計
0～50℃	179	0	1	1	0	0	0	5	0	0	1	187
50～100℃	2	0	0	5	1	0	2	18	0	0	3	32
100～150℃	50	0	0	0	1	0	9	20	0	49	1	131
150～200℃	0	0	0	3	5	0	5	40	0	5	5	63
200～300℃	27	0	1	3	2	0	9	16	0	46	35	139
300～400℃	19	0	0	4	1	0	0	36	0	54	27	141
400～500℃	10	0	2	2	2	0	0	2	0	12	28	58
500～600℃	27	0	0	2	3	0	2	6	0	2	0	43
600～700℃	26	0	8	0	2	0	4	5	0	0	1	46
700～800℃	8	1	10	5	19	0	2	2	0	0	1	47
800～1000℃	58	0	3	17	40	1	27	2	0	17	37	202
1000～1200℃	259	1	8	34	9	0	25	1	0	1	68	407
1200～1400℃	22	5	10	67	8	0	47	14	0	0	0	173
1400～1600℃	25	1	35	0	0	1	112	0	5	0	0	180
1600～1800℃	0	0	12	0	0	0	1	0	0	0	0	13
1800～2000℃	887	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	887
2000℃以上	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
合計	1,601	8	90	144	93	2	245	166	6	187	207	2,748

2,335
PJ

出所：「平成29年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査（熱の需給及び熱供給機器の特性等に関する調査）調査報告書」（三菱総合研究所）に基づき事務局作成

用途別の電気加熱需要

- 現状、電気加熱は、溶解、精錬の他、圧延・鍛造、熱処理などの用途で導入されており、200℃以上の熱需要としては278PJ程度と想定される。
- また、電気加熱需要は、現状11%程度と普及率は低い。

用途別温度帯別 電気加熱需要(PJ)

	分解・ 反応	精錬	溶解	圧延・ 鍛造	熱処理	焼結	焼成	乾燥	徐冷	熱媒油 加熱	その他	合計
0～50℃	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	1	6
50～100℃	0	0	0	0	1	0	0	5	0	0	2	8
100～150℃	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	4
150～200℃	0	0	1	1	1	0	1	1	0	0	2	7
200～300℃	0	0	3	4	2	0	1	1	0	1	1	12
300～400℃	0	0	0	0	1	0	0	3	0	0	0	6
400～500℃	0	0	2	1	0	0	0	1	0	0	0	4
500～600℃	0	0	2	0	0	0	1	0	1	0	1	5
600～700℃	1	0	6	1	0	0	0	0	0	0	0	8
700～800℃	1	0	0	0	2	0	1	0	0	0	0	4
800～1000℃	1	0	3	1	6	1	2	0	0	0	2	16
1000～1200℃	1	0	3	3	6	2	1	0	0	0	1	16
1200～1400℃	6	1	13	4	1	0	0	0	0	0	0	25
1400～1600℃	3	17	95	0	0	0	0	0	0	0	0	115
1600～1800℃	0	14	27	3	3	0	0	3	0	0	0	50
1800～2000℃	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
2000℃以上	0	0	10	0	0	0	2	0	0	0	2	15
合計	15	33	166	20	26	3	9	15	1	1	13	303

278PJ

前頁の200℃以上の燃焼加熱需要2,335PJより、
200℃以上の加熱需要（2,335+278PJ）に占める電気加熱の割合は、約11%と普及率は低い。

出所：「平成29年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査（熱の需給及び熱供給機器の特性等に関する調査）調査報告書」（三菱総合研究所）より引用

200℃以上の蒸気需要の割合

- 主に200℃以上の蒸気需要は、電化設備/非電化設備合わせて438PJ程度と想定される。

温度帯別蒸気需要(PJ)

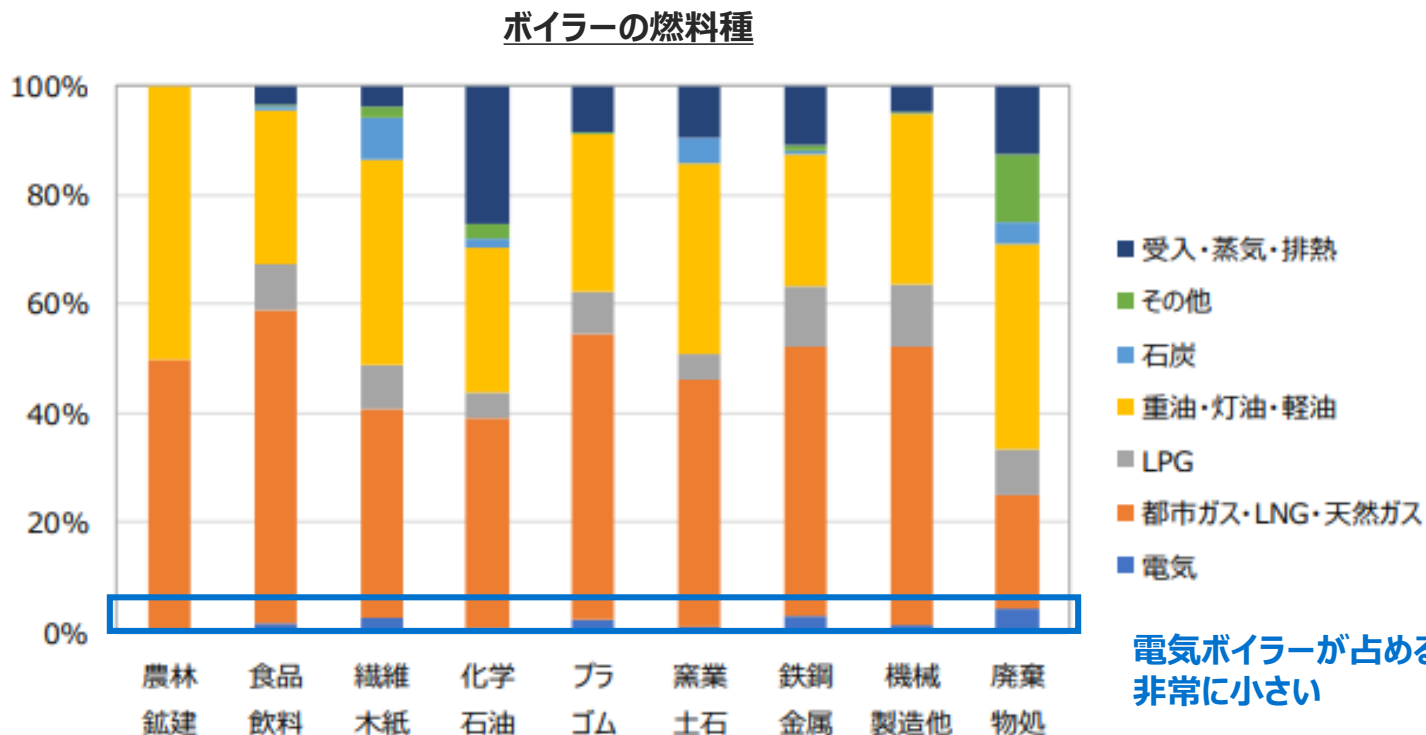
	農林 鉱建	食品 飲料	繊維 木紙	化学 工業	プラ ゴム	窯業 土石	鉄鋼 金属	機械 製造他	廃棄 物処	合計
100℃未満	0	1	0	0	0	0	1	0	0	2
100～150℃	0	18	15	10	2	1	5	9	0	61
150～200℃	0	38	59	71	7	5	5	37	0	222
200～300℃	0	4	7	67	3	7	0	3	0	91
300～400℃	0	5	5	37	0	0	1	0	0	49
400～600℃	0	10	148	42	0	4	94	1	0	298
600～800℃	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
800～1000℃	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1000℃以上	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	0	76	234	228	13	17	105	50	1	723

438PJ

出所：「平成29年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査（熱の需給及び熱供給機器の特性等に関する調査）調査報告書」（三菱総合研究所）より引用

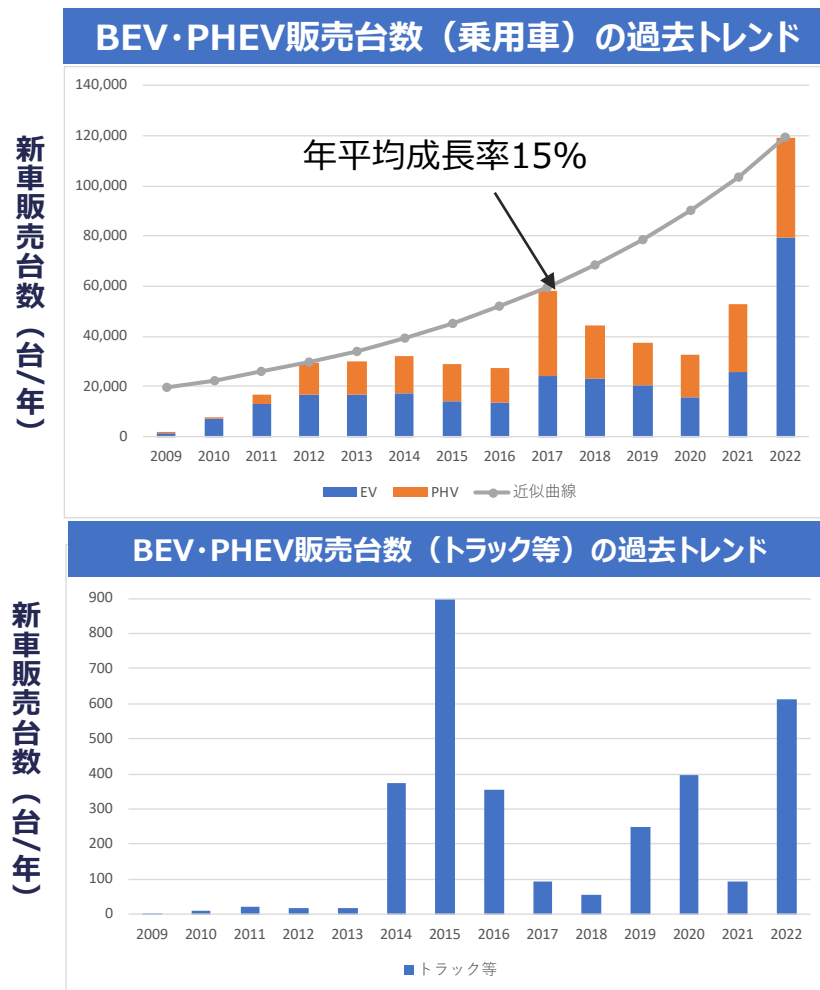
電気ボイラーの普及率

- 産業分野において、効率よく大量の蒸気を生成することが経済性の観点で重要であるため、電気ボイラーは電力消費量が大きく、経済性では燃料利用のボイラーに劣後するため、電気ボイラーの普及率はわずかなのである。



出所：「平成 29 年度新エネルギー等の導入促進のための基礎調査（熱の需給及び熱供給機器の特性等に関する調査）調査報告書」（三菱総合研究所）より引用

- 乗用車の過去のBEV・PHEVの新車販売台数は、2012年から2022年までの年間平均成長率は15%程度となる一方、トラックの販売台数は安定しておらずトレンドが掴みにくい。



- 過去のBEV・PHEVの新車販売台数は停滞期や急増期があり安定しておらず、トレンドがつかみにくい
- 一定の台数が出始めた2012年から2022年：年平均成長率15%

- トラック等のトレンドは乗用車・軽自動車以上に見えにくい

出所：次世代自動車振興センターホームページを基に事務局作成

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発電関連需要

水素製造需要

DAC需要

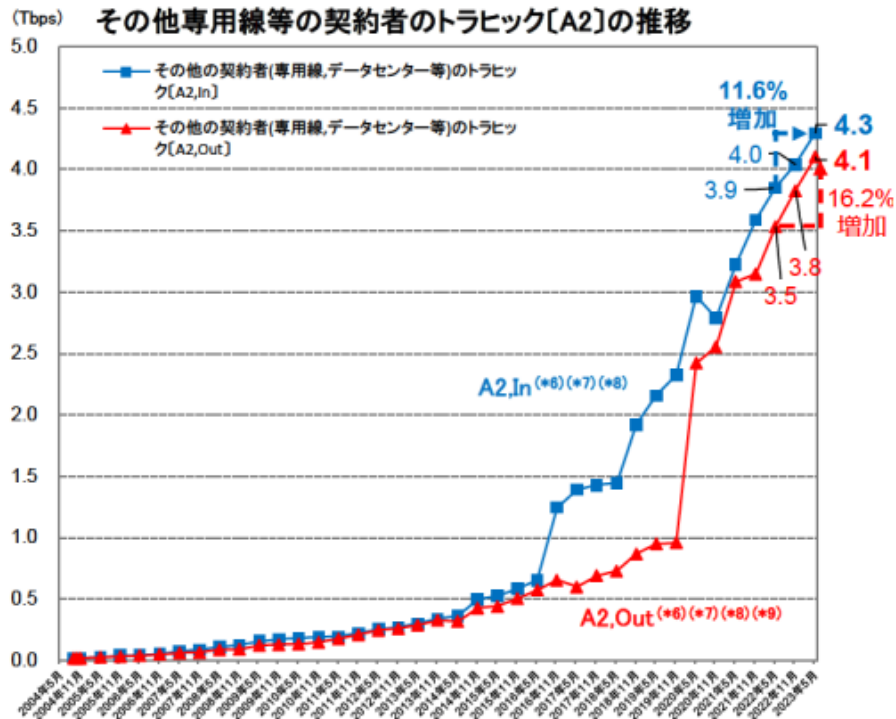
(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

評価指標①データ量の動向

- データセンターにも大きくかわかるデータトラフィック量は指数関数的に増加しており、2017年から2022年の間の年間平均成長率は約30%となっている。

データセンターに関する通信量実績の推移



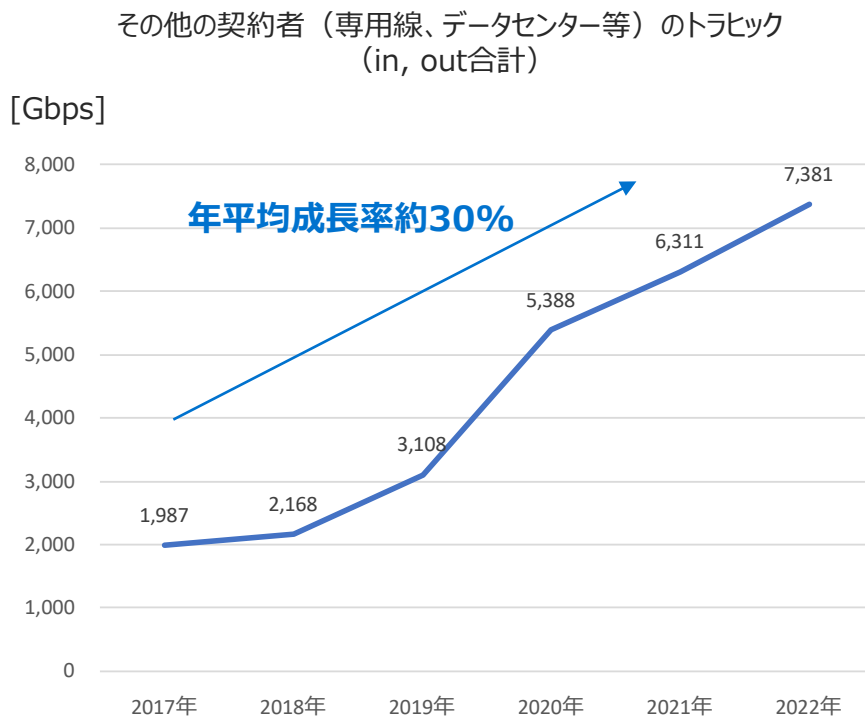
出所：総務省（2023）

「我が国のインターネットにおけるトラフィックの集計結果（2023年5月分）」におけるA2「その他の契約者（専用線、データセンター等）のトラフィック」の値を参照

注記：

2017年5月からデータ集計先が変更（実績データの収集先が5社から9社へ拡大）されたため、情報の不連続性が生じている

データ集計方法変化（2017年）後の通信量実績



出所：総務省（2023）

「我が国のインターネットにおけるトラフィックの集計結果」を参照
 グラフには、各年5月調査におけるin, outの合算値を記載

参考．データ量と電力需要の関係（世界）

- IEAによれば、世界においてもデータセンターで処理されるデータ量と電力需要との間には相関関係があると考えられるが、エネルギー効率改善による影響により、データ処理量の増加比率に対して電力需要の増加比率は小さい結果となっている。

データ量処理と効率改善の関わり

	2015	2022	Change
Internet users	3 billion	5.3 billion	+78%
Internet traffic	0.6 ZB	4.4 ZB	+600%
Data centre workloads	180 million	800 million	+340%
Data centre energy use (excluding crypto)	200 TWh	240-340 TWh	+20-70%
Crypto mining energy use	4 TWh	100-150 TWh	+2300-3500%
Data transmission network energy use	220 TWh	260-360 TWh	+18-64%

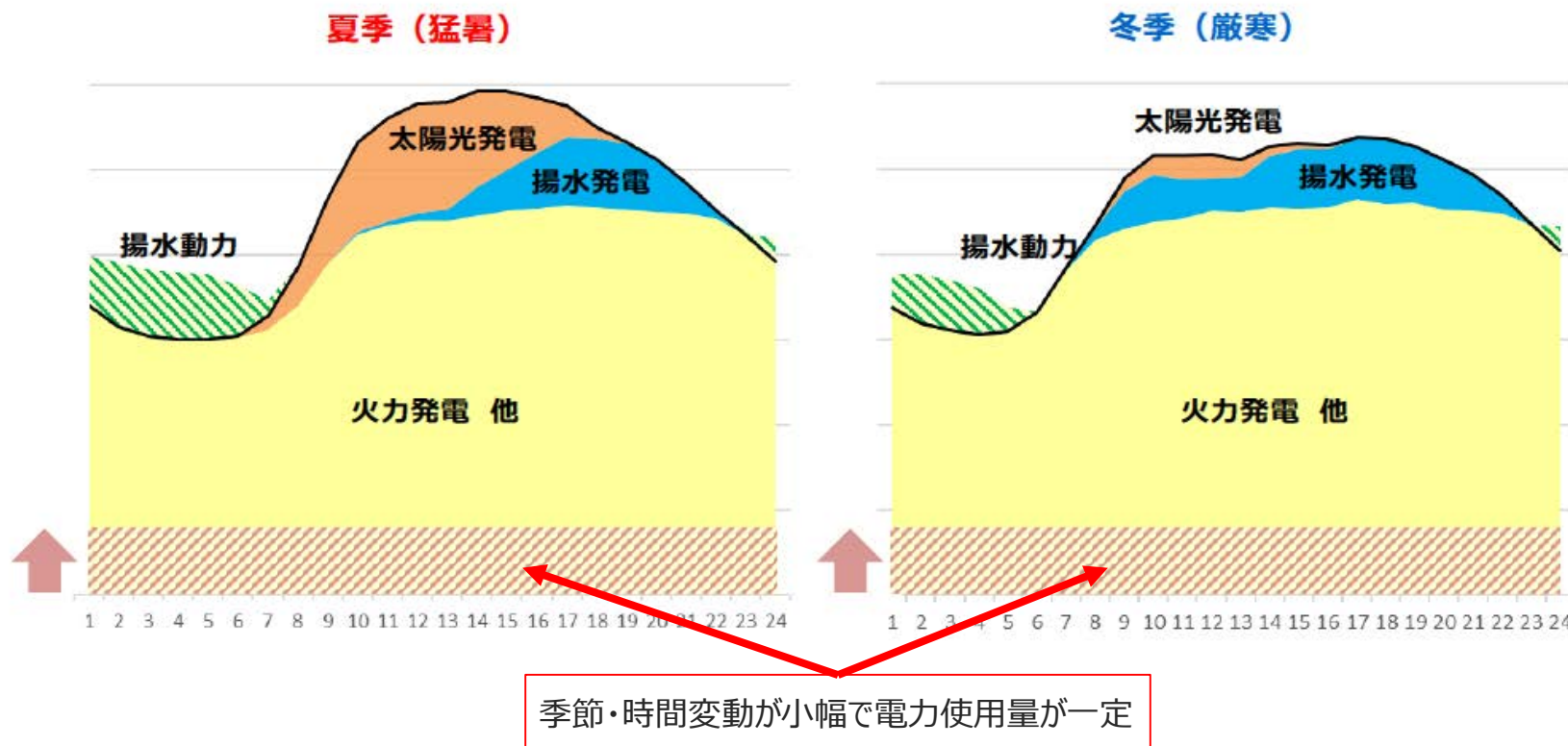
- 2015年から2022年の7年間でデータ量が600%増加（+ 3.8ZB）したのに対して、電力需要は20～70%増（+ 40～140TWh）に抑えられている
- 新たに生まれた暗号通貨向けのデータマイニング需要が100TWh程度見込まれる

出所：

IEA「Data Centres and Data Transmission Networks（2023年7月）」

- データセンターは、情報処理システムにかかる需要設備※であるため、24時間365日電力使用の変動が小幅で一定である。（※金融機関、通信システム等も同様）
- そのため、増加する電力需要に対応し、供給力のベースアップが必要となる。

データセンターの需要増加を加味したロードカーブ（イメージ）

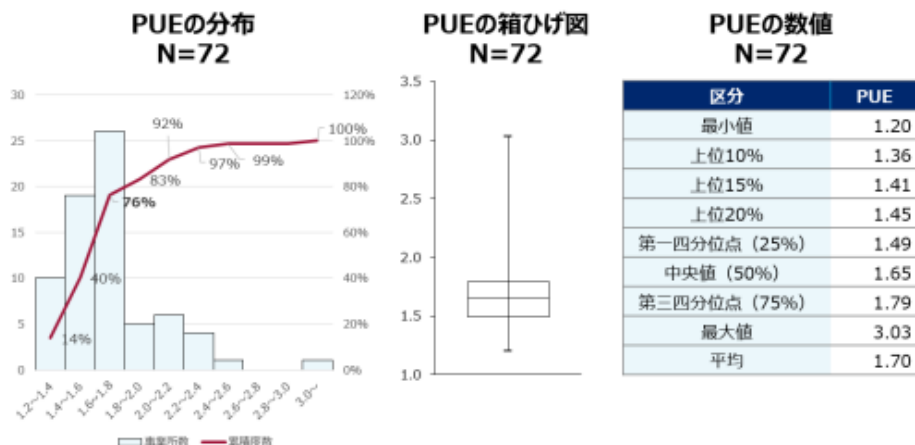


出所：資源エネルギー庁、第70回電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会資料「電力需給対策について」を基に事務局作成

参考．データセンターの省エネ動向

- 政府は、DC全体での効率性を示すPUEを、2030年に1.4まで引き下げることを目指している。データ処理にかかるIT機器の効率について、消費電力性能（Gflops/W）を用いて評価される。消費電力性能は2000年から数百倍に伸びている。

PUE値の向上

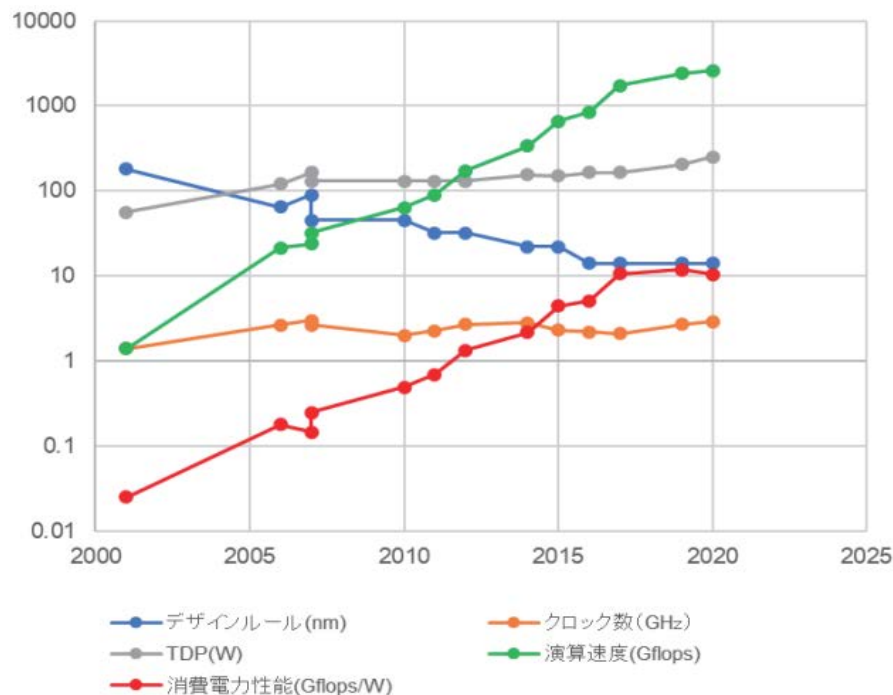


世界における最高水準DCとしてGoogleが、同社の全データセンターでPUEが1.1を下回っていると発表

政府目標を達成したとすると2030年のPUE = 1.4

出所：経済産業省「令和3年度エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（業務部門における更なる省エネの促進に向けた省エネ法関連制度に関する調査）」

intel サーバ用CPUの性能向上



出所：国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター 情報化社会の進展がエネルギー消費に与える影響（Vol. 4）

評価指標②MWスケールの動向

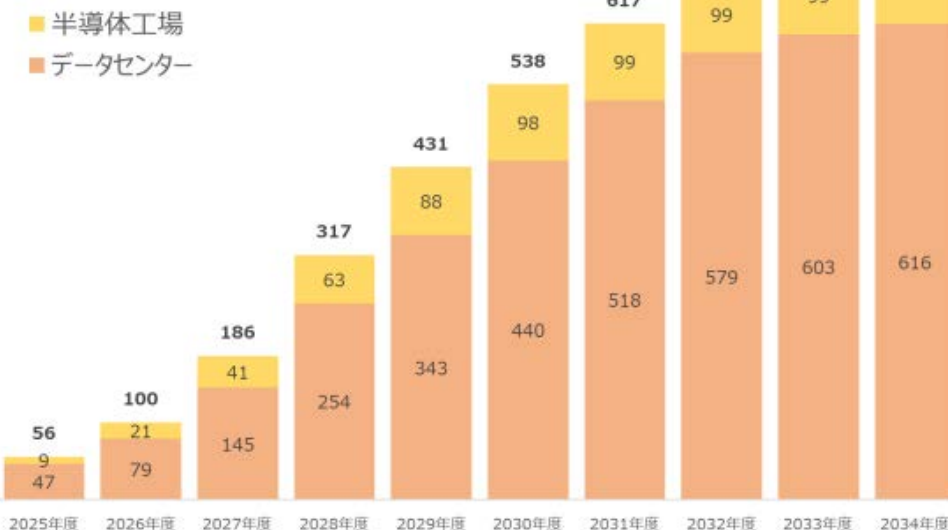
- 公表情報によると、24年に300MW/年のペースでデータセンターが新設されると考えられる。
- OCCTOが公表した需要想定も踏まえれば、25年以降は600MW/年ペースで導入が進むと見込まれる。

2024年に稼働開始が想定されるDC

企業名	規模	稼働時期	供給電力量
A社	リテール	1月	(10000 m ²)
B社	リテール	Q2	7.2MW
	リテール	上期	約5MW
C社	リテール	下期	- (不明)
D社	リテール	秋	- (不明)
E社	リテール	年度内	2~3MW
F社	ハイパースケール	初旬	36MW
G社	ハイパースケール	4月	110MW
H社	ハイパースケール	Q2	60MW
I社	ハイパースケール	Q2	8MW
J社	ハイパースケール	6月	18MW
K社	ハイパースケール	年内	31MW
L社	ハイパースケール	年内	20MW
合計			270MW~

データセンター・半導体工場の新設設備容量 (MW)

データセンター・半導体工場の新増設に伴う個別計上
最大需要電力 (万kW)

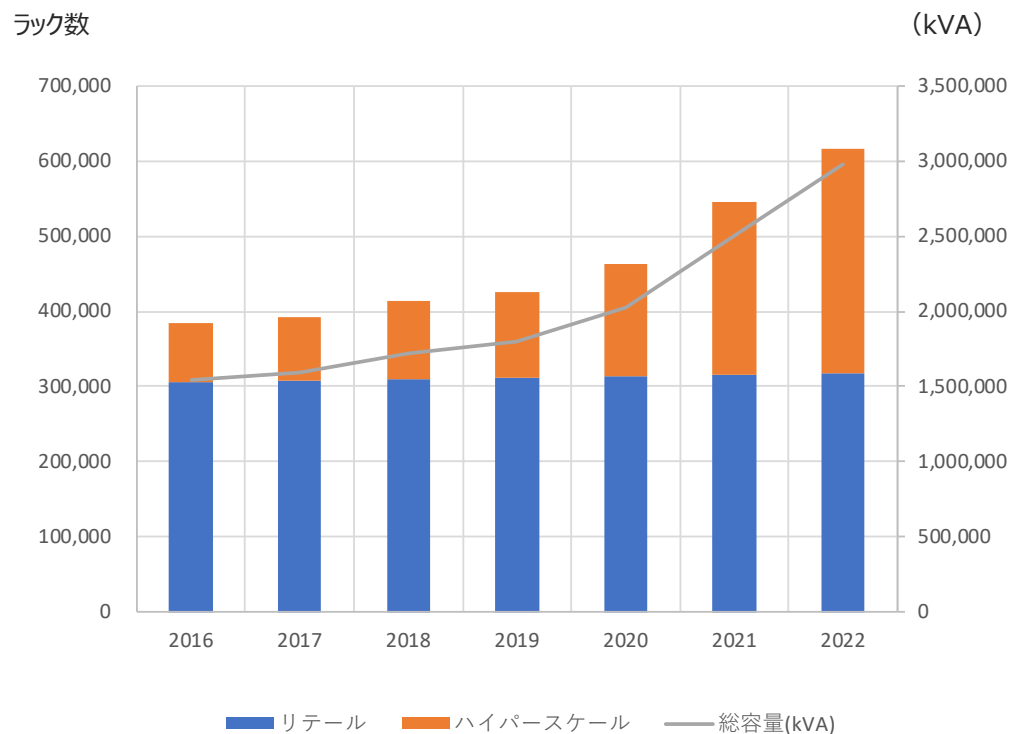


OCCTOが公表した需要想定に基づく、2025年から2034年までに、データセンター・半導体工場合わせて715万Wの導入が見込まれている。そのうちデータセンターが8割を占めるとした場合、**616万kW**程度の導入を見込む。2025年以降では10年間平均で、**約600MW/年の増加**が見込まれる。

出所：インプレス総研「データセンター調査報告書2023」、電力広域的運営推進機関「全国及び供給区域ごとの需要想定（2025年度）」を基に事務局作成

評価指標③ラック数の動向

- ラックあたりの電力容量が比較的小さいリテール型は横ばいで推移している一方、ラック当たりの電力容量が大きいハイパースケール型の新設が近年は続き、それに伴い電力容量の増加も加速している。



*総容量に関しては、インプレス総研のレポート内容を基に以下の想定にて事務局推計

：リテールDCにおけるラックあたりのkVAを4kVA/ラック

：ハイパースケールDCにおけるラックあたりのkVAを2016年時点4kVA/ラックから2023年時点6kVA/ラックまでの拡大を想定

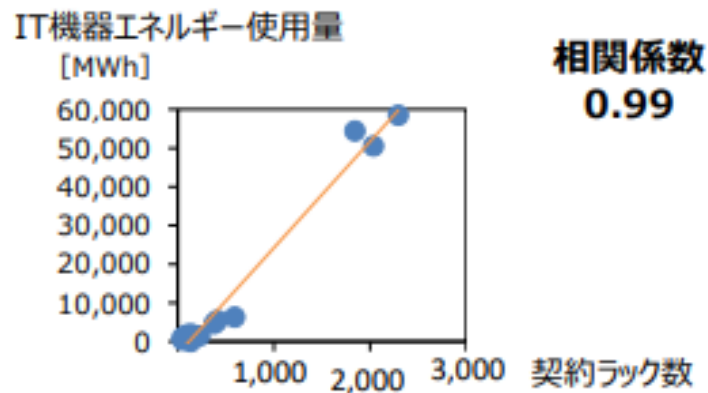
出所：インプレス総研「データセンター調査報告書2023」を基に事務局作成

評価指標④延床面積の動向

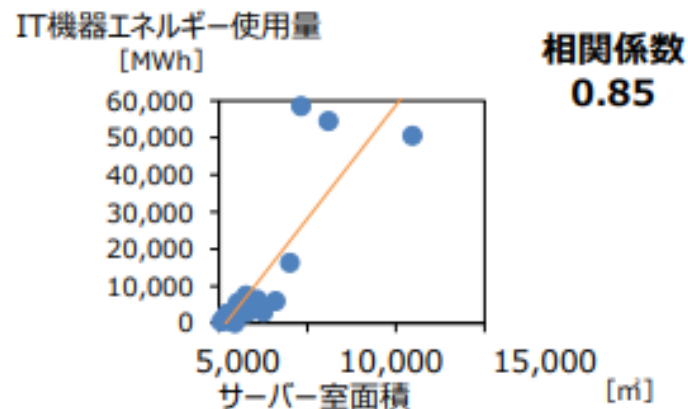
- IT機器のエネルギー使用量については、ラック数と延床面積のいずれとも相関があるが、ラック数との間により強い相関が見られる。

データセンターに係るエネルギー使用量と指標の関係

＜IT機器のエネルギー使用量と契約ラック数＞ N=16



＜IT機器エネルギー使用量とサーバー室面積＞ N=25



出所：資源エネルギー庁「データセンター業のベンチマーク制度 制度の概要」を基に事務局作成

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発関連需要

水素製造需要

DAC需要

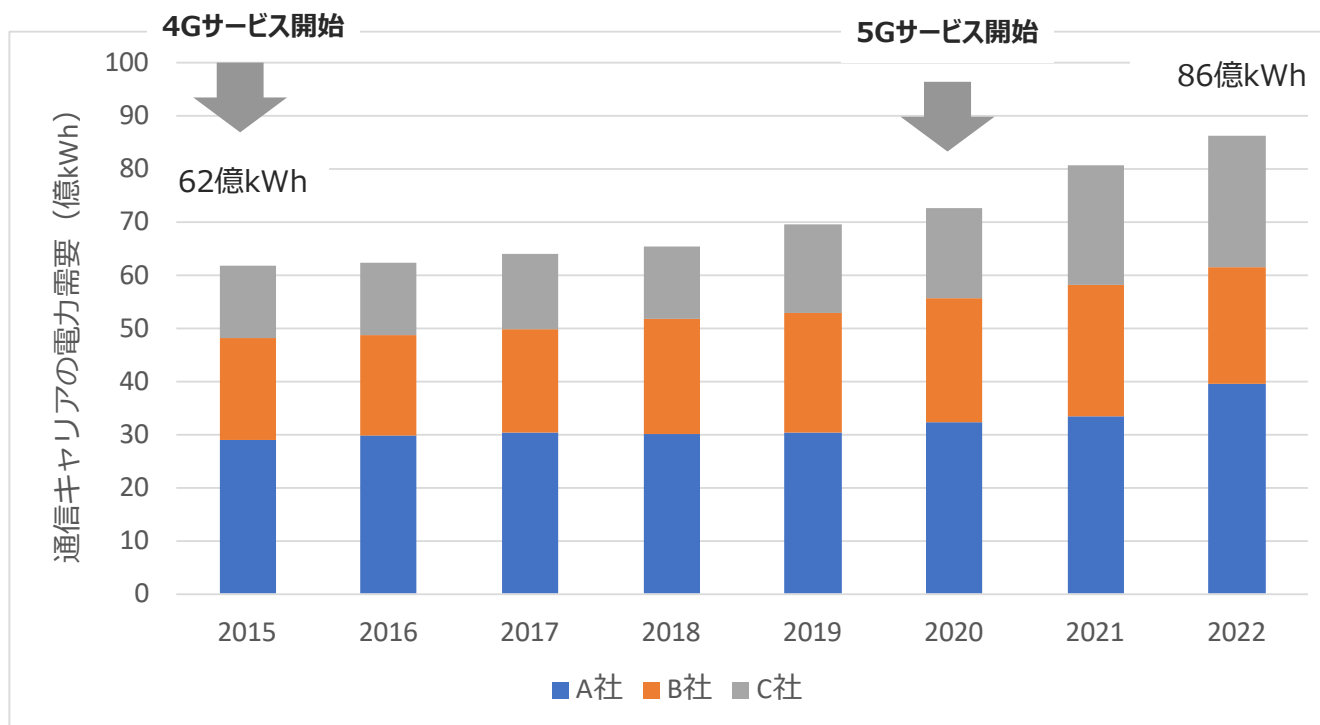
(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

ネットワーク（基地局）の電力需要

- 基地局の設置、運用を行う大手通信キャリアにおける電力需要は86億kWh程度。
- 特に5G設備の本格的な準備が始まった2020年以降、電力需要は増加傾向。

通信3社による電力需要

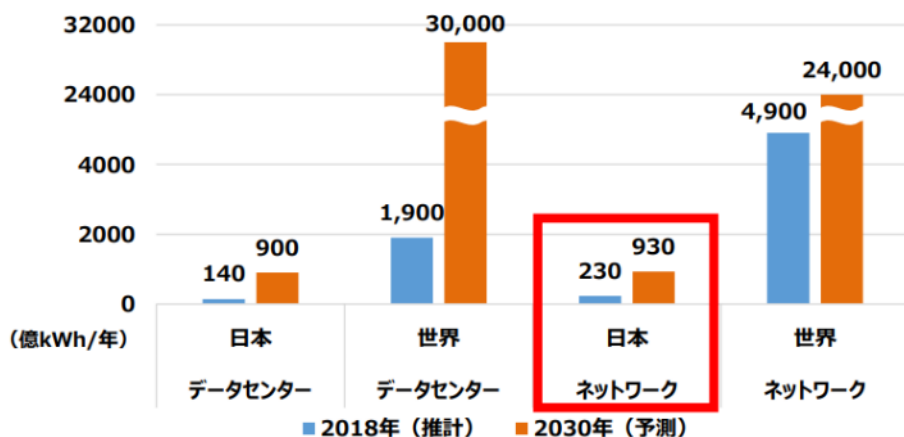


出所：各社サステナビリティデータなどを基に事務局作成

ネットワーク（基地局）の電力需要：将来の動向

- エネルギー消費効率の改善に資するベンチマーク制度の指標検討にあたり、資源エネルギー庁は科学技術振興機構（JST）による2030年のネットワーク需要想定を引用している。
- JSTは、2050年についてもネットワーク需要を想定しており、その想定においては、基地局で消費する分が70%を占める結果となっている。なお、JSTは「2050年は遠い将来のため、その予測の信頼性は高くはない」とも言及している。
- また、通信大手ノキアレポート「5G network energy efficiency」においても、基地局需要が全体の75%と推定している

国内のネットワークにおけるエネルギー使用量の推計値



出所：ネットワーク関連：国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター
「情報化社会の進展がエネルギー消費に与える影響（Vol.3）」（令和3年2月）

出所：令和5年度 第1回工場等判断基準WG 省エネ法に関する措置について
（資源エネルギー庁、令和5年11月21日）

最新のJST文献によるネットワーク需要の予測結果

需要区分	電力需要（億kWh/年）	
	2018	2050
ネットワーク	230	1,000
－ 基地局	120（52%）	700（70%）

*2050年には相当の省効率化の達成を想定したoptimisticケースを示す

**カッコ内には全体の需要に対する比率を示す

出所：国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター
「情報化社会の進展がエネルギー消費に与える影響（Vol.5）」
（令和5年2月）に基づき事務局作成

- JSTは「2050年は遠い将来のため、その予測の信頼性は高くはない」とも言及している。
- その他、通信大手ノキアレポート「5G network energy efficiency」では、基地局需要が全体の75%と推定している

ネットワーク（基地局）の電力需要：将来の動向

- 大手通信会社のNTTは、2040年までに光を中心とする革新的技術を活用した電力効率の大幅改善により、電力消費量を55%（省エネ影響を除くと45%）削減する目標を掲げている。

カーボンニュートラル実現に向けて

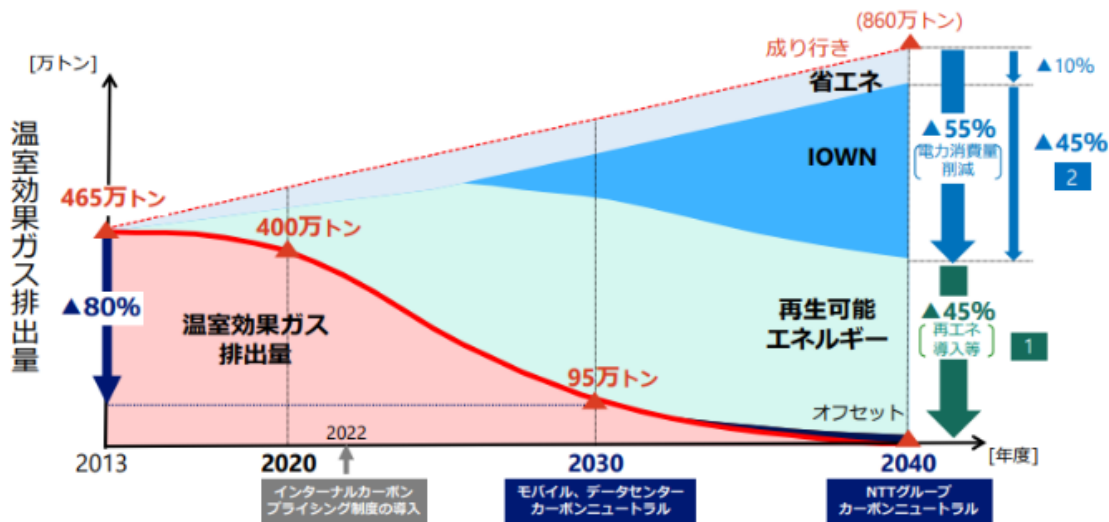
- 再生可能エネルギー利用を拡大し、温室効果ガスを45%削減※1
- IOWN導入により電力消費量を削減し、温室効果ガスを45%削減※2



IOWN (Innovative Optical and Wireless Network)構想

最先端の光関連技術、および情報処理技術を活用した未来のコミュニケーション基盤を指す。

同構想により電力効率を現行比100倍とすることを目標としている



NTTグループ温室効果ガス排出量※3の削減イメージ(国内+海外)

※1 再生可能エネルギー(非化石証書活用による実質再エネを含む)の導入見通し → 2020年度：10億kWh、2030年度～2040年度：70億kWh程度
導入にあたっては、各国の電源構成等に基づき、最適な電源種別を決定。なお、国内の再生エネ利用は、NTT所有電源で半分程度をまかなう予定(2030年度)。

※2 IOWN導入による電力消費量の削減見通し(対成り行き) → 2030年度：▲20億kWh(▲15%)、2040年度：▲70億kWh(▲45%)
総電力量に対するIOWN(光電融合技術等)の導入率 → 2030年度：15%、2040年度：45%

※3 GHGプロトコル：Scope1,2を対象

出典：NTT

出所：NTT『新たな環境エネルギービジョン「NTT Green Innovation toward 2040」』に基づき事務局作成

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発関連需要

水素製造需要

DAC需要

(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

企業名	製品	立地	稼働年	生産能力[万枚/月] (シリコンウェハー口径)
A社	未定	西日本	2025	非公表 (300mm)
B社	ロジック半導体	西日本	2024	5.5 (300mm)
C社	パワー半導体	東日本	2025	3.5 (300mm)
D社	DRAM	西日本	2024	4.0 (300mm)
E社	パワー半導体	西日本	2024	非公表 (300mm)
	パワー半導体	西日本	2026	非公表 (200mm)
F社	パワー半導体	西日本	2026	6.0 (200mm)
G社	3次元フラッシュメモリ	西日本	2023	10.5 (300mm)
	フラッシュメモリ	東日本	2024	非公表 (非公表)
H社	次世代半導体	東日本	2027	3.0 (300mm)
I社	パワー半導体	東日本	2025	1.0 (300mm)
	パワー半導体	東日本	2025	2.91 (200mm)
J社	ロジック半導体	東日本	2029	4.0 (300mm)

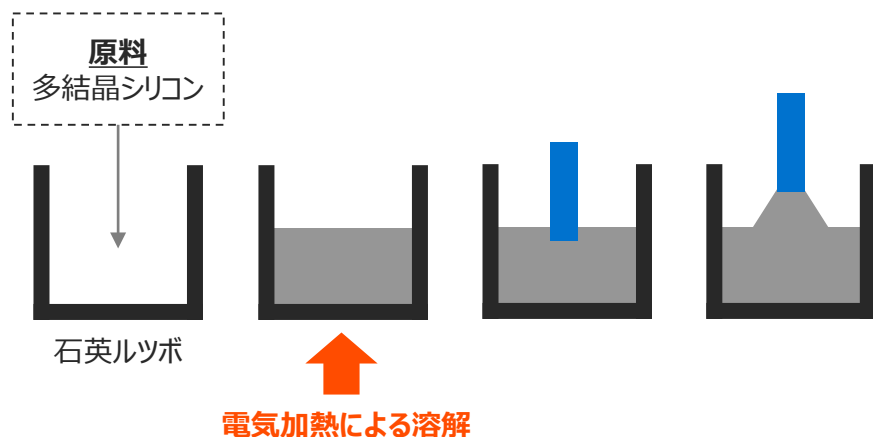
出所：各種公表情報を基に事務局作成

シリコン製造業の電力需要

- シリコン製造業は、国内に立地する工場数は少ないものの、半導体原料のシリコンウェハーの材料となる単結晶 インゴットの製造には、電気炉による溶解により電力を消費するため、年間の電力需要は60億 kWh規模である。

単結晶インゴットの概略製造工程

①原料投入 → ②溶解 → ③種結晶投入 → ④引き上げ



- ① 石英ルツボに原料となる多結晶シリコンを投入
- ② 電気加熱によって溶解させる。
- ③ 種結晶を浸け込む
- ④ 種結晶を引き上げることで単結晶シリコンが追従する。最後に種結晶部分を切り離して単結晶シリコンインゴットが製造される。

エネルギー政策等に関する電力多消費産業の共同要望（平成27年4月）より引用

シリコン製造業では、全国の製造所等（東京、関西、九州、東北、北海道の5電力管内）で年間約60億kWh（東京、関西、九州、東北、北海道の5電力管内の合計）の電気を使用しており、東京電力の値上げ幅（2.33円/kWh）を典型値とすると、約140億円のコスト負担増に相当いたします。また、燃料費調整制度による負担額も、東京電力の燃料費調整単価（2013年度の特別高圧の平均額2.40）を典型値とすると約144億円となっております。

シリコンは、我が国ハイテク産業、とりわけ電子機器・自動車産業を広く支える半導体用の素材であると同時に、再生可能エネルギーの1つである太陽光発電用の素材としても広く利用されており、産業政策上およびエネルギー政策上、最重要な素材の1つであります。

出所：総合資源エネルギー調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会（第7回会合）資料

半導体製造装置製造業の電力需要

- 半導体製造装置は、生産用機械器具製造業に分類され、2019年度の電力需要は約13億kWh（推定値）。
- 半導体工場の新設計画の増加に伴い、半導体製造装置の製造による電力需要も増加することが想定される。

		2019年度実績		備考・諸元
		生産用機械器具製造	半導体製造装置	
製造品出荷額	兆円	16.7	2.8	都道府県別産業別統計表（工業統計2019年実績）
電力需要	億kWh	79.4	13*	総合エネルギー統計（半導体製造装置は推計値）

*事務局推定（79.4億kWh × 2.8兆円 ÷ 16.7兆円 = 13.3億kWh）

出所：総合エネルギー統計、工業統計を基に事務局作成

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発関連需要

水素製造需要

DAC需要

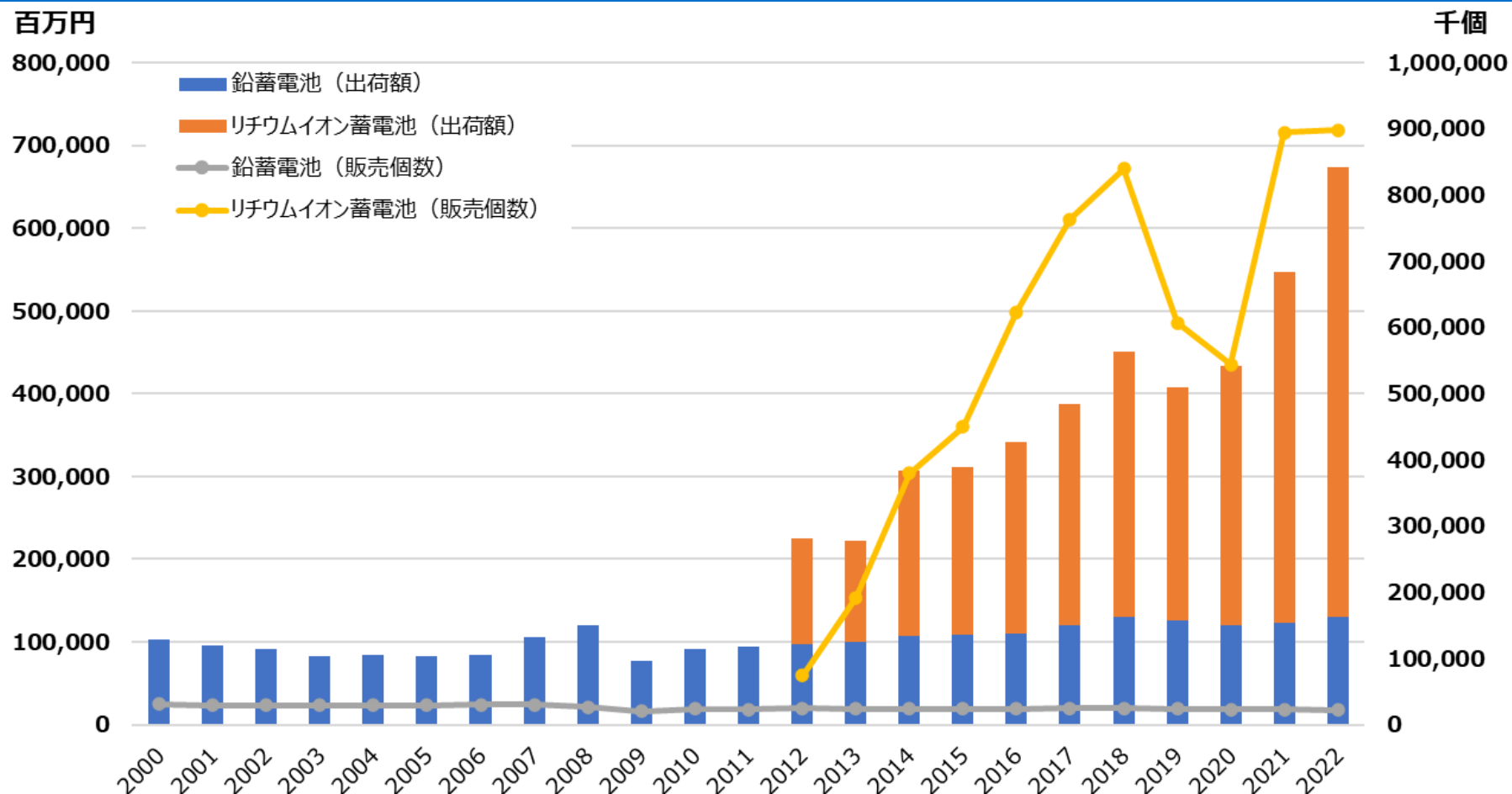
(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

車載用蓄電池の出荷額・販売個数の推移

- 2012年以降、リチウムイオン蓄電池を中心に車載用蓄電池の販売個数は拡大傾向である。鉛蓄電池は一定規模で横ばいに推移している状況。

2000-2022年度 車載用蓄電池の出荷額・販売個数



出所：経済産業省「機械統計」

参考．蓄電池製造工場の生産動向

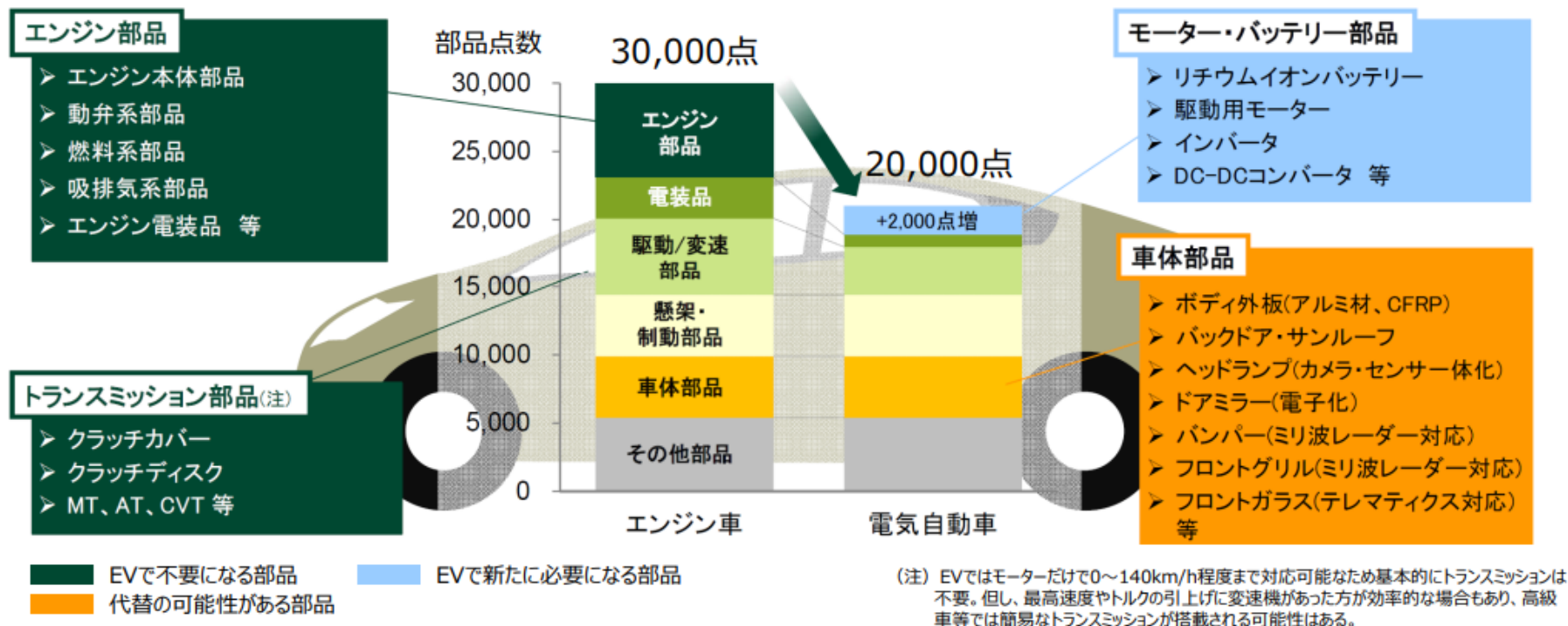
- 経済安全保障推進法に基づき、これまで蓄電池工場3件が補助対象として認定されており、それ以外の直近計画も考慮すると電力需要の増加が予想される。

企業名	製品	立地	稼働年	生産能力
A社	リチウムイオン蓄電池	西日本	2024	5GWh/年
B社	リチウムイオン蓄電池	東日本	2024	20GWh/年
C社	リチウムイオン蓄電池	西日本	2027	20GWh/年
D社	リチウムイオン蓄電池	—	—	—
E社	リチウムイオン蓄電池	西日本	2027	25GWh/年

出所：各種公表情報を基に事務局作成

- ICEの部品点数が約30,000点であるのに対して、BEVの部品点数は約20,000点。
- 単純計算で部品数が約40%減少することとなり（重量ベースでは約18%減少）、製造時の電力消費量が大きい蓄電池を除けば、ICE対比でBEVの自動車部品製造時の電力消費量は減少する見込み。

電子制御化・電動化の影響を受ける部品例



出所：経済産業省「令和2年度 CASE・MaaSを契機とした変革に向けた産業競争力強化に関する調査 調査報告書」に基づき事務局作成

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発関連需要

水素製造需要

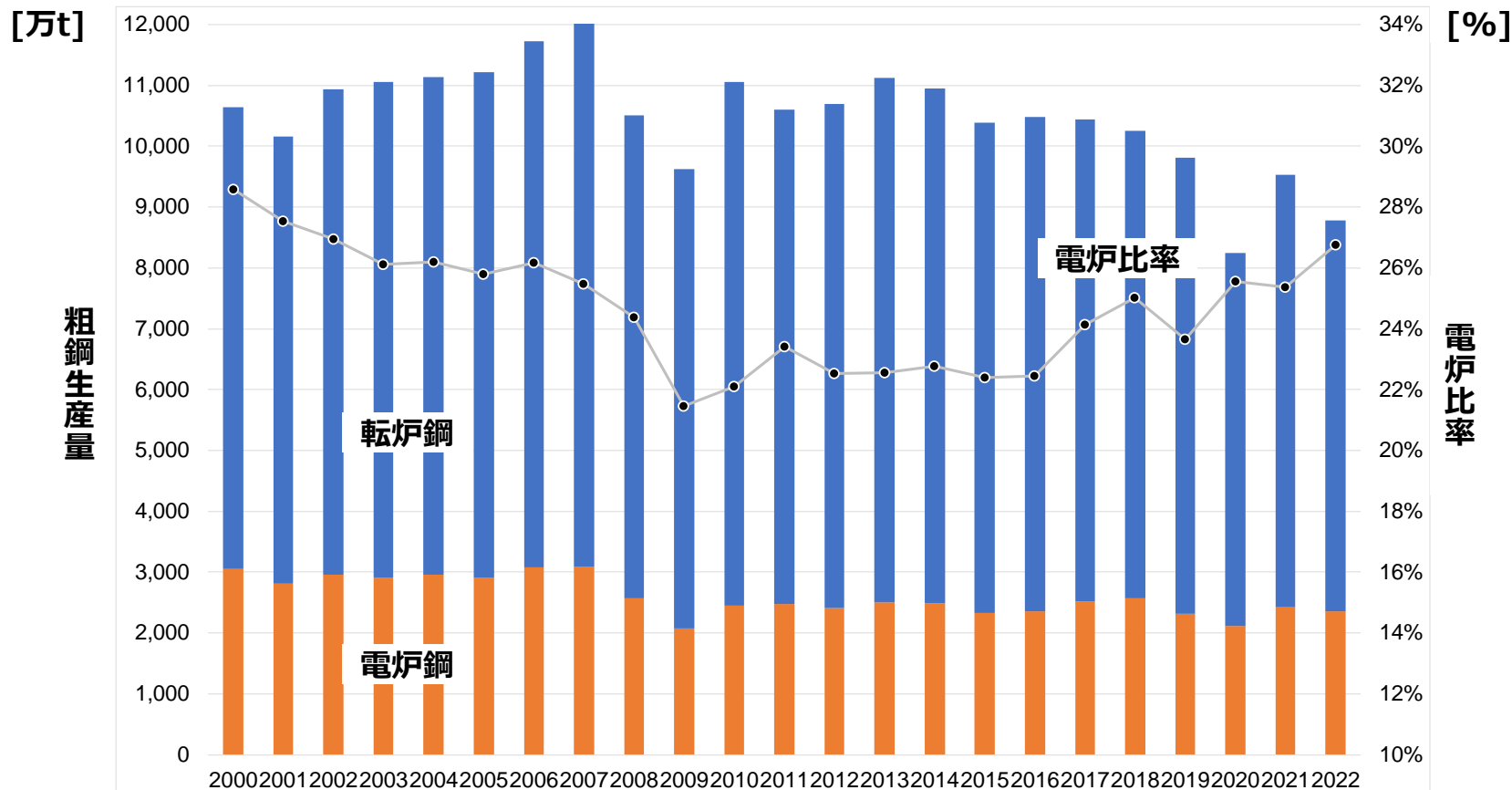
DAC需要

(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

- 粗鋼生産量は2008年以降は長期的には減少傾向であるものの、その内電炉鋼生産量は2,500万～3,000万t程度で横ばい推移をしている。また、電炉比率は2016年以降増加傾向にある。

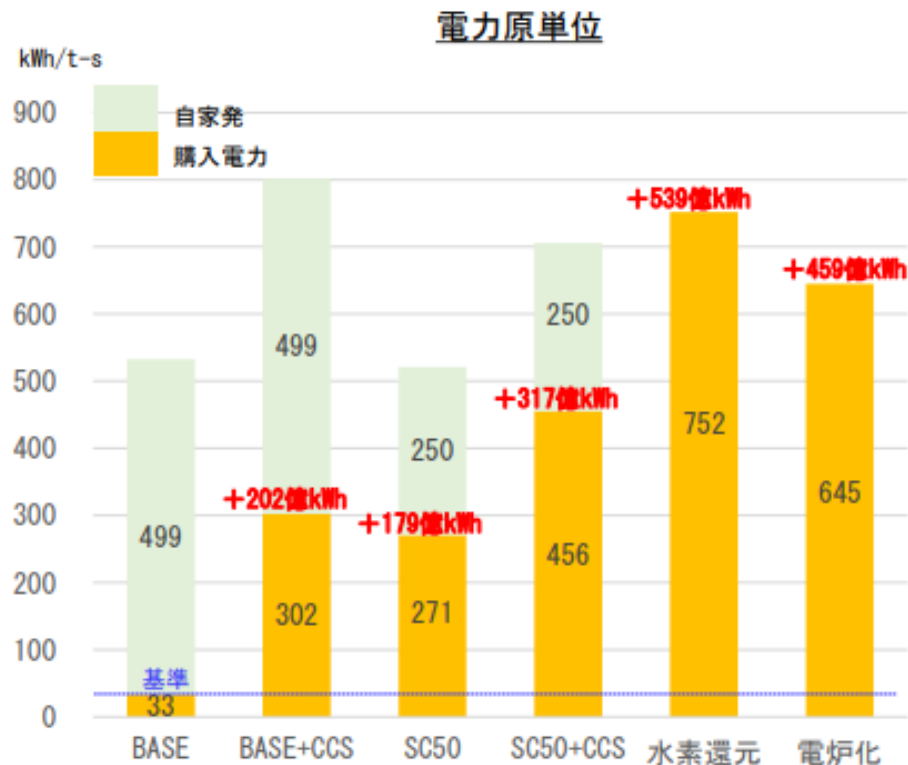
製法別粗鋼生産量・電炉比率推移



出所：経済産業省 生産動態

- 高炉、電炉、水素還元製鉄といった製造プロセスの違いによって、必要な電力量、自家発と系統電力の比率は異なる。

製造プロセス別の電力原単位

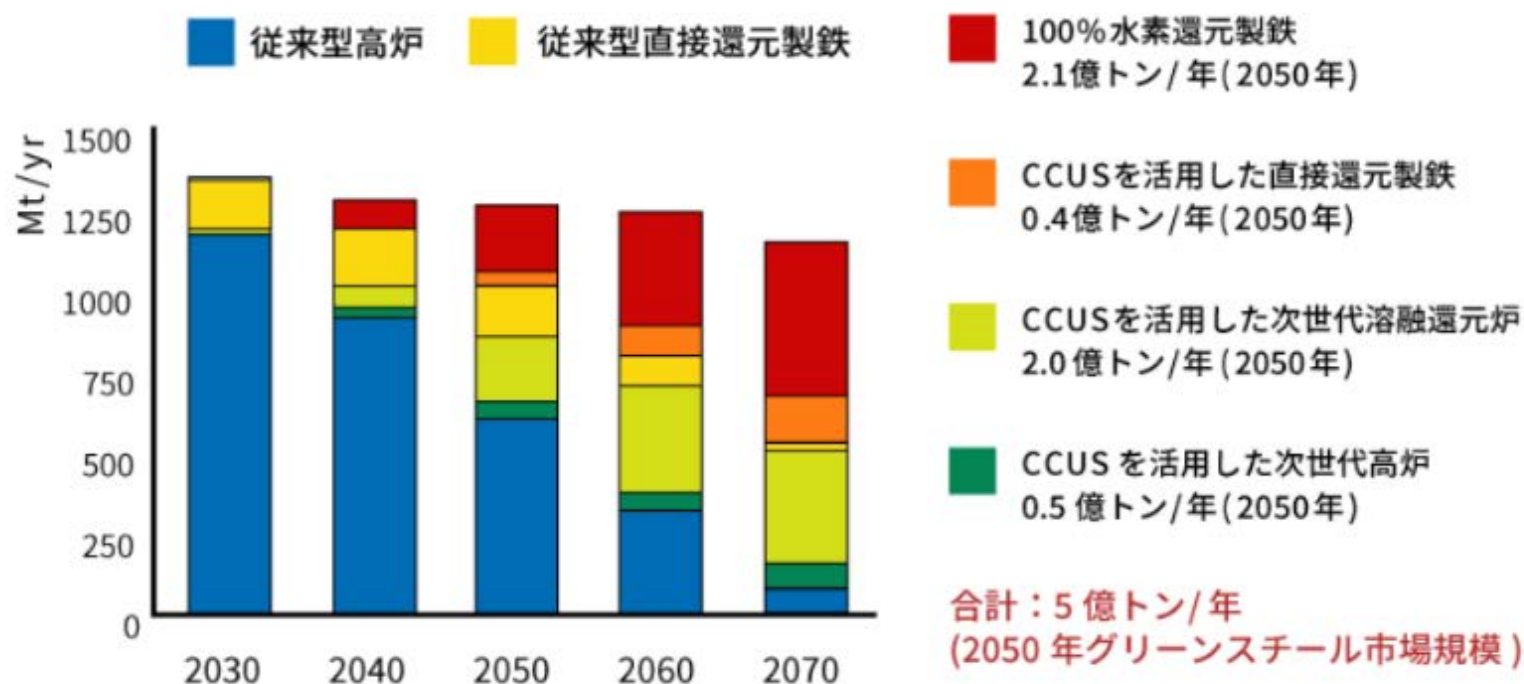


出典：日鉄総研試算

出所：カーボンニュートラルに向けた日本鉄鋼業の取り組みと課題（2023年11月22日一般社団法人日本鉄鋼連盟）に基づき事務局作成

- カーボンニュートラルの実現に向けて、世界的にもCCUSを活用した還元製鉄、水素還元製鉄の導入が進むと見込まれている。

世界全体の製法別粗鋼生産量の見通し（IEA試算をNEDOが加工）



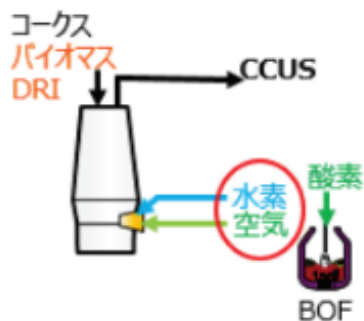
出所：NEDOウェブサイトに基づき事務局作成
水素を使ったCO2排出量実質ゼロの革新的な製鉄プロセスの実現へ | NEDO グリーンイノベーション基金

低炭素化に向けた還元製鉄技術

- 外部水素を活用しCO2排出量を削減する還元製鉄技術（Super COURSE 50）や、水素を用いて直接還元する技術等の開発が進められている。

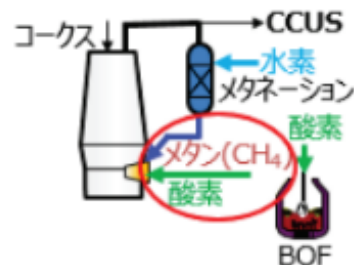
外部水素等を活用した低炭素化技術

技術①（水素直接吹き込み）

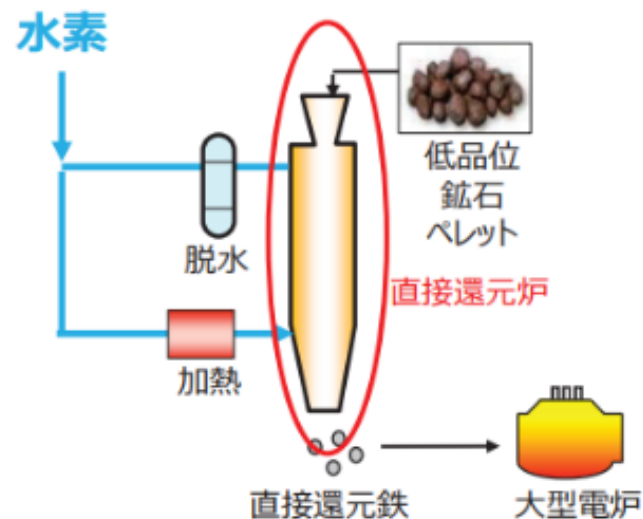


技術②（水素間接吹き込み）

※メタネーション



水素還元製鉄技術



出所：鉄鋼業のカーボンニュートラルに向けた国内外の動向について（2022年9月15日 資源エネルギー庁）に基づき事務局作成

- 将来のCO2排出量ゼロに向けて、低排出炉、水素還元製鉄等の技術開発を含めた温暖化対策ビジョンを策定。

日本鉄鋼連盟の長期温暖化対策ビジョン

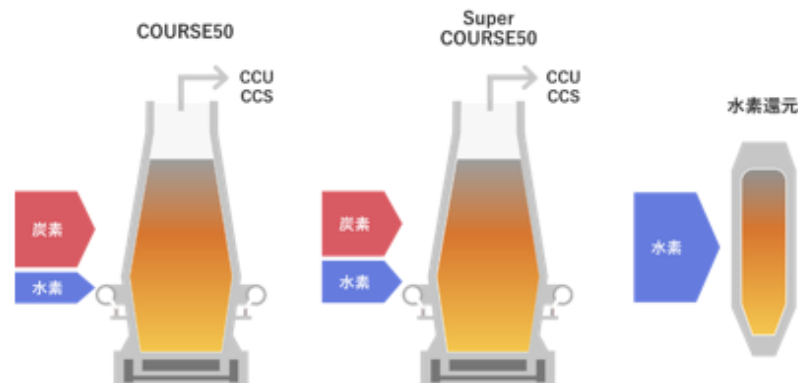
- 日本では、2050年に向け、低排出炉、水素還元製鉄等の普及が進むと考えられる。



出所：日本鉄鋼連WEBサイト「カーボンニュートラルへの挑戦」

水素還元製鉄

- **COURSE 50**：2030年までに、所内副生ガス中の水素利用による高炉内の水素還元比率向上と高炉ガスからのCO2分離の実装を目指す。
- **Super COURSE 50**：外部水素利用によりさらに水素還元比率向上を目指す研究を開始している



出所：日本鉄鋼連WEBサイト「カーボンニュートラルへの挑戦」

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発関連需要

水素製造需要

DAC需要

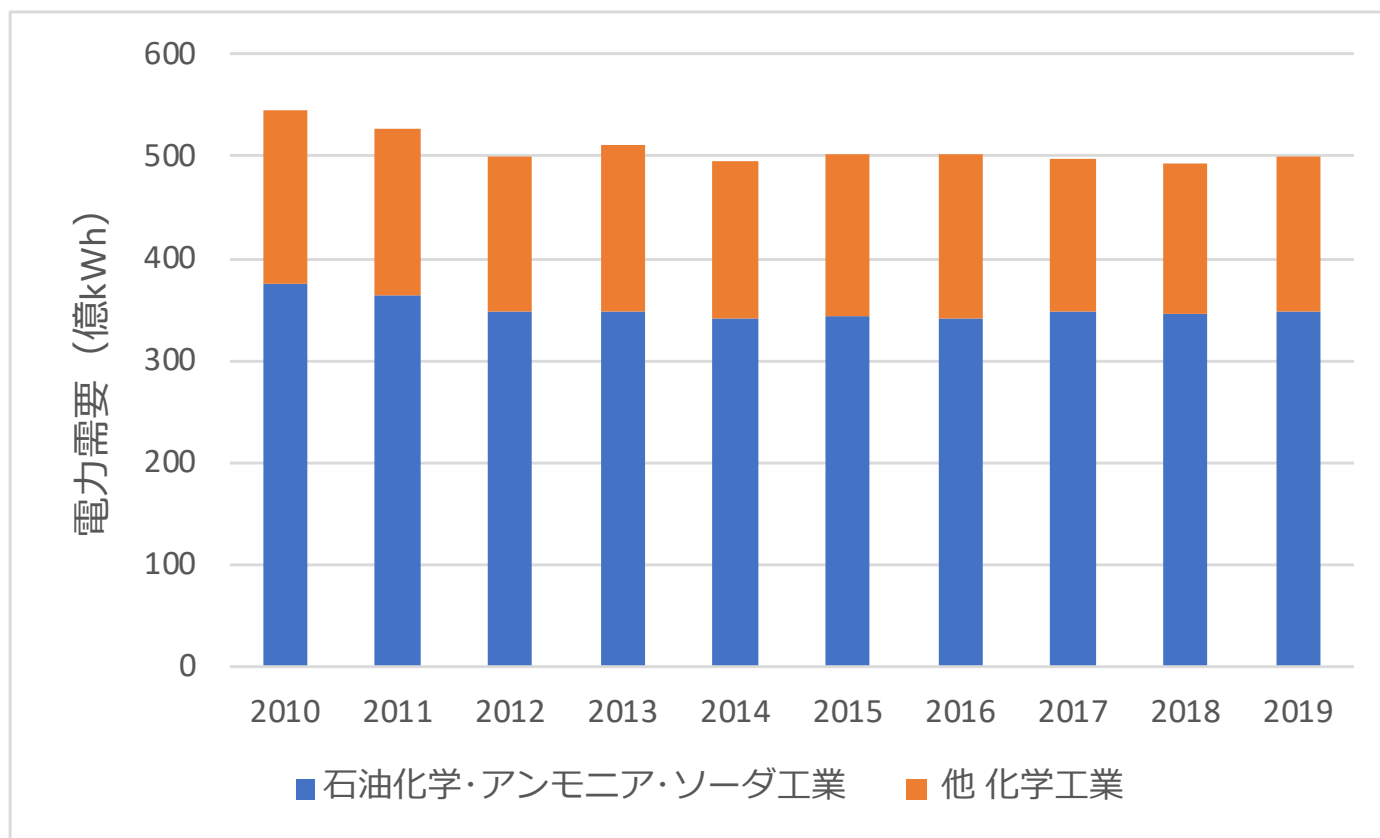
(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

化学産業の電力需要

- 化学産業の電力需要のうち、石油化学及びアンモニアソーダ工業での需要が約70%を占めている。

化学産業における電力需要（自家発電量含む）の内訳

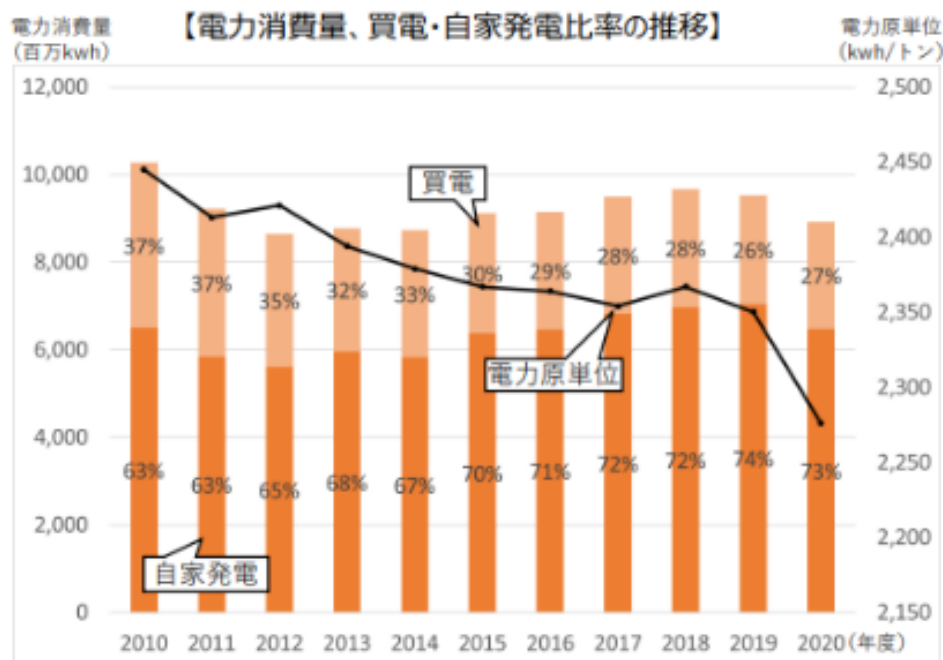
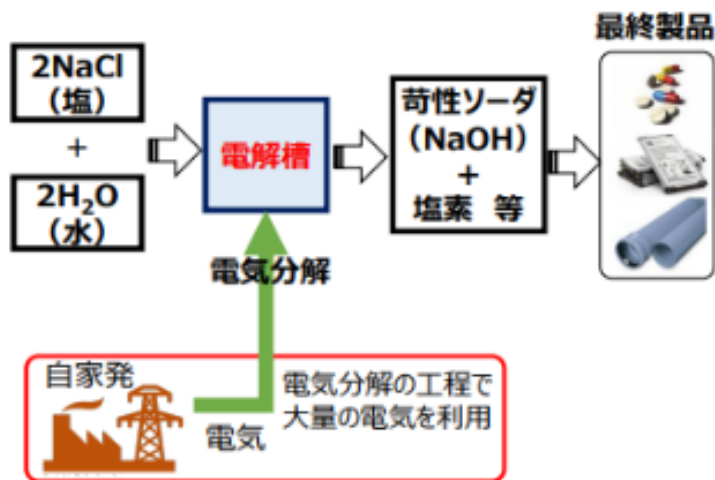


出所：総合エネルギー統計に基づき事務局作成

ソーダ工業：自家発・系統需要比率の推移

- ソーダ工業では、塩の電気分解にて苛性ソーダを生成するタイミングで大量の電気を消費する。
- 電力需要は年間90億kWh程度、自家発比率は上昇の後、近年7割程度で推移している。

【苛性ソーダ生成プロセス】



出所：日本化学工業協会「カーボンニュートラルへの化学産業としての取組みと水素・アンモニア活用」（2022年11月）

ソーダ工業：今後の自家発燃料について

- ソーダ工業では、自家発に際して用いている燃料は石炭を中心とした化石燃料を用いており、燃料転換が必要とされている。

ソーダ工業の自家発の現状

日本化学工業会「カーボンニュートラルへの化学産業としての取組みと水素・アンモニア活用」
(2022年11月) より引用

ソーダ工業は、塩の電気分解により製品を製造しており、エネルギーコストが企業競争力に直結するため、自家発電による電力消費が使用電力全体の7割を超える。**自家発の多くは化石燃料であり、燃料転換が急務。**

出所：総合資源エネルギー調査会 第6回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会 資源燃料分科会 アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会 合同会議

ソーダ工業における石炭使用量と削減目標

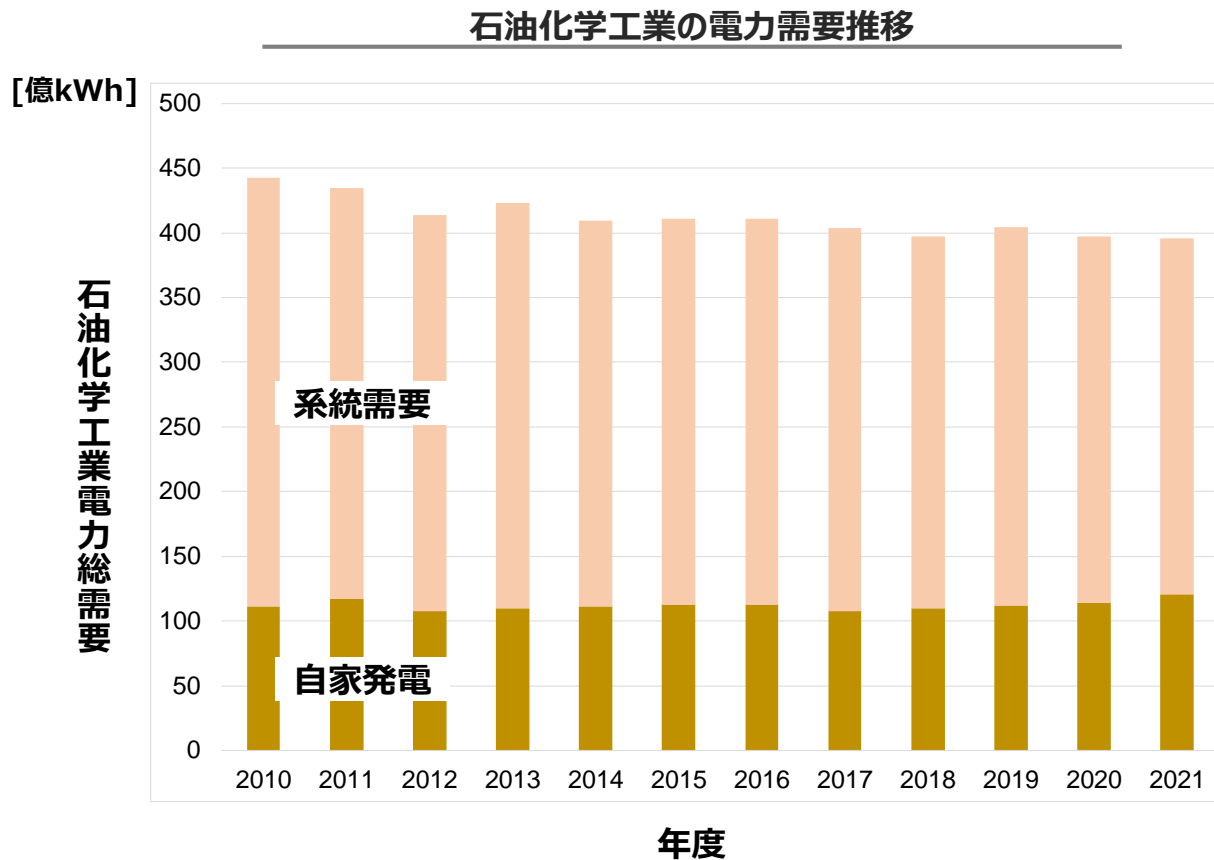
3. 石炭削減目標



出所：日本ソーダ工業会「ソーダ工業における非化石エネルギー転換への取り組み」(2022年12月23日)

石油化学工業：電力需要の推移

- 石油化学工業については、電力需要は緩やかに減少しつつも年間400億kWh程度、自家発電は年間100億kWh程度で推移している。

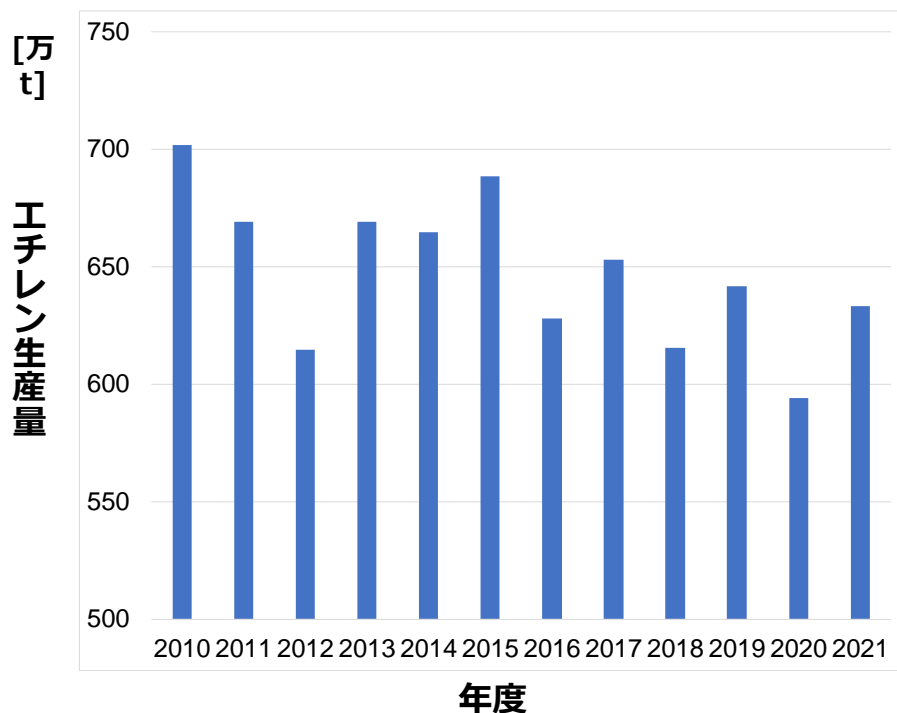


出所：資源エネルギー庁 総合エネルギー統計

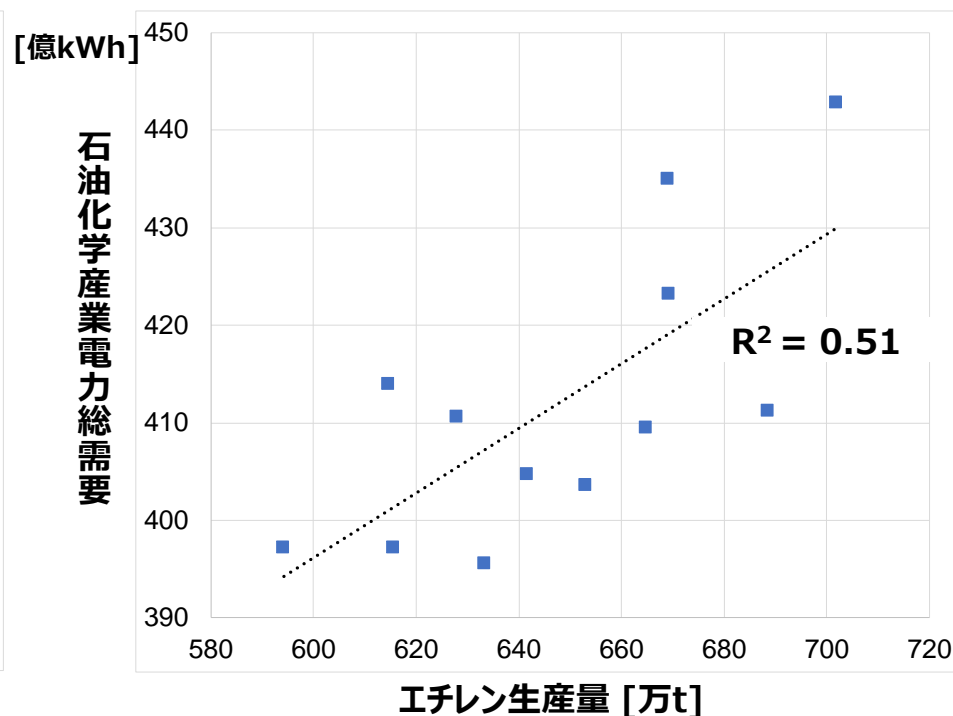
石油化学工業：エチレン生産量の過去トレンド

- 石油化学産業における基礎素材として重要な役割を持つエチレンの生産量は、長期的には減少傾向である。
- エチレン生産量と石油化学工業における電力総需要には正相関があり、エチレン生産量の減少に伴い電力需要は減少する傾向がある。

エチレン生産量の過去推移



エチレン生産量と電力総需要の関係

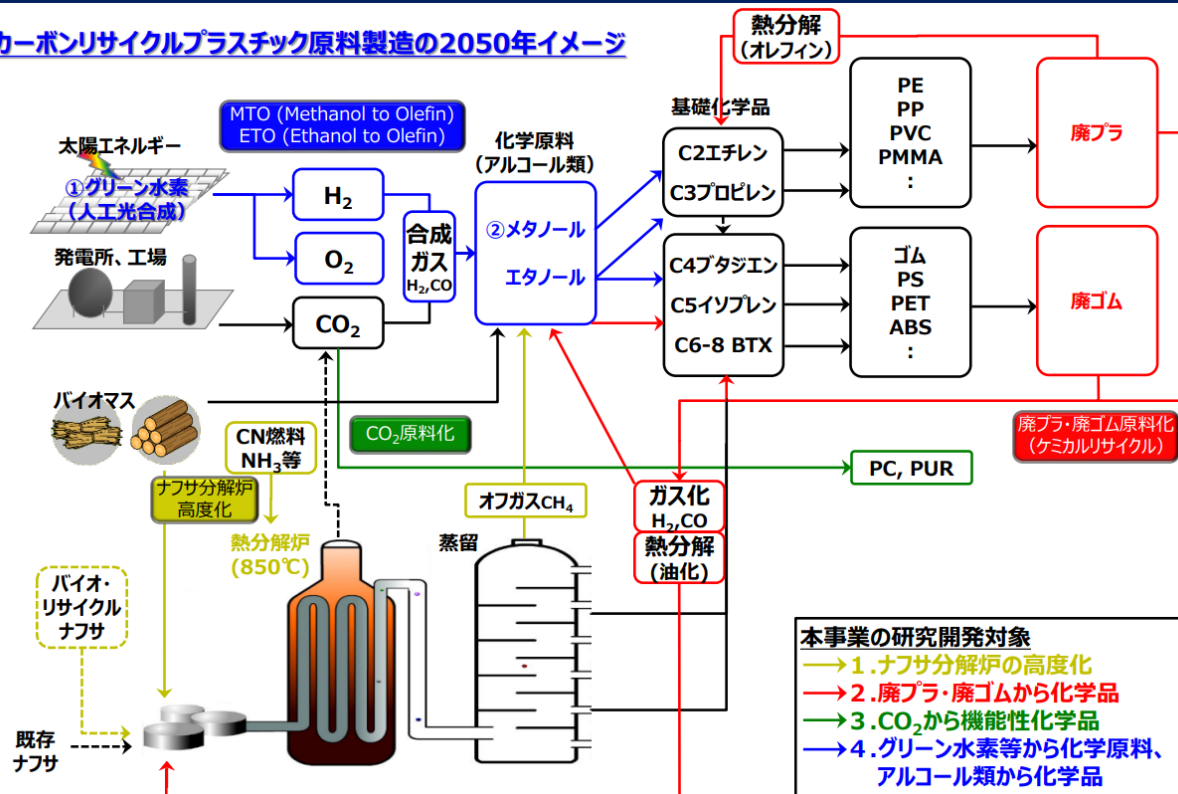


出所：資源エネルギー庁 総合エネルギー統計、経済産業省生産動態統計調査

- 石油化学工業では、脱炭素化に向けて燃料転換や原料転換（バイオナフサや廃プラスチックの活用）、CCUSの活用が進んでいくと考えられる。
- 特に製品製造プロセスにおいては、①ナフサ・CCSの組み合わせ、②カーボンリサイクル原料、③バイオナフサ、④MTOの4通りに分岐していくと想定される。

石油化学産業におけるカーボンニュートラル実現への動向

カーボンリサイクルプラスチック原料製造の2050年イメージ



出所：経済産業省「カーボンリサイクル関連プロジェクト（化学品分野）の研究開発・社会実装の方向性」（2021年7月15日）

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発関連需要

水素製造需要

DAC需要

(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

製造業における自家発電量

- 国内の自家用発電所には、①自家消費専用の発電所、②自家消費と卸供給を兼ねる共同発電所、③卸供給専用の発電所（旧IPP）の3つに区分でき、いずれの発電所も製造プロセスが存続/廃止の方針を左右する。
- 総合エネルギー統計上、①自家消費専用については「自家用発電」に含まれ、②自家消費／卸供給併用及び③卸供給専用については、「自家用発電」または「事業用発電」のいずれかに含まれている。

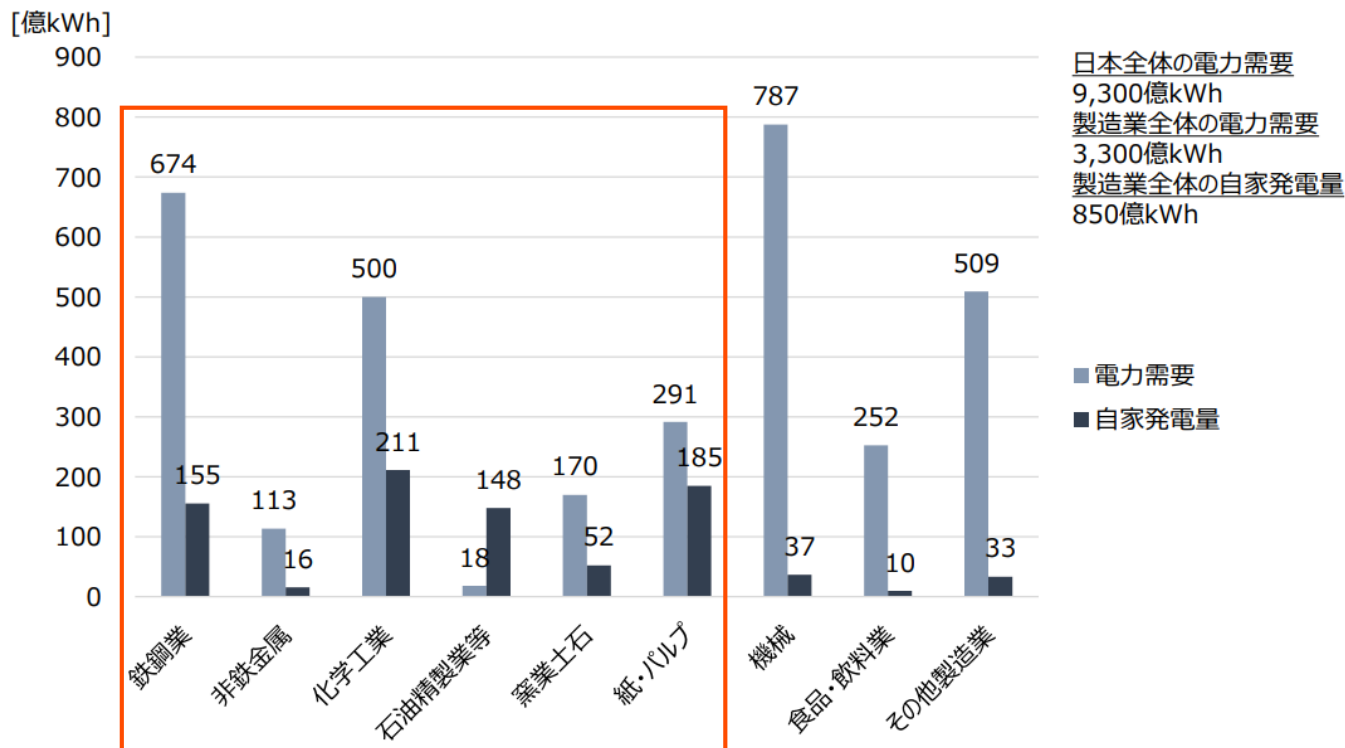
区分	概要	製造プロセスの 変更による存続 /廃止への影響	総合エネルギー統計上の取り扱い
①自家消費専用	<ul style="list-style-type: none"> 工場内での電力消費専用発電する発電所 	あり	「自家用発電」
②自家消費/卸供給 併用（共同発電所）	<ul style="list-style-type: none"> 工場内での電力消費にあてつつ、一部電力については系統を通じて卸供給に利用する発電所 	あり	「自家用発電」 又は「事業用発電」
③卸供給専用 （旧IPP）	<ul style="list-style-type: none"> 製造プロセスで出る燃料等を用いて発電し、卸供給用に利用する発電所 	あり	

出所：総合エネルギー統計を基に事務局作成

製造業における自家発電量

- 製造業の電力需要は、日本全体の電力需要の3割程度を占めており、既出の鉄鋼・化学以外に、製紙・セメント・石油精製といった分野では自家発電量の比率が高い。

製造業における電力需要と自家発電量



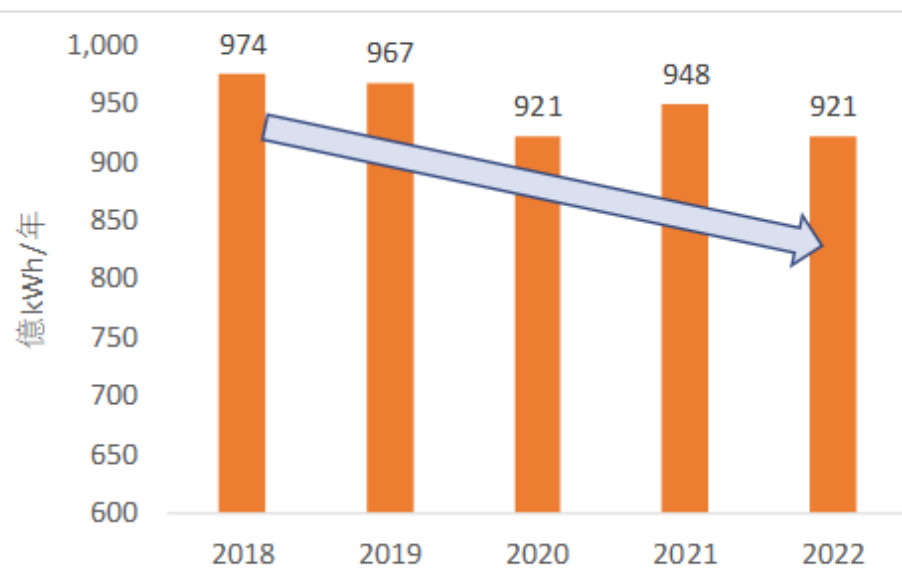
*自家発電量には、自家消費に加え、卸供給用の系統向け発電量も含む

出所：資源エネルギー庁「今後の火力政策について」（2022年3月25日）

- 化石燃料を用いた自家発火力は徐々に減少傾向であり、各業界からも自家発電設備の更新/廃止の対応方針が出されている。

直近5年間の自家発火力の発電量

- 自家発火力の発電量は直近5年間で5%以上減少



出所：今後の火力政策について（2023年3月29日 資源エネルギー庁）、電力調査統計に基づき事務局作成

各業種の自家発電の見通し

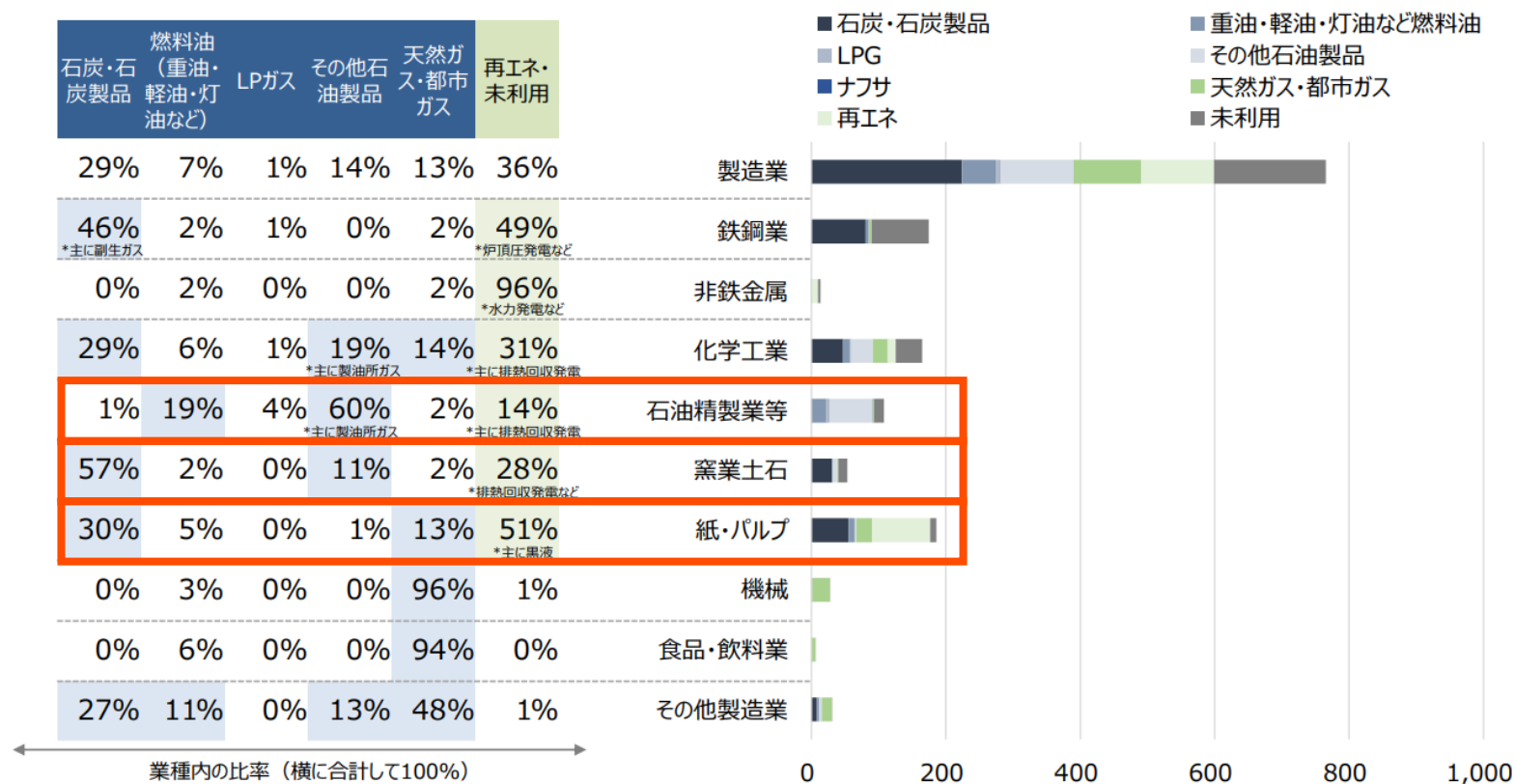
- 自家発火力を保有する主要業種毎に、脱炭素化に向けた将来的な自家発の対応方針が示されている

	将来的な自家発の対応方針*
製鉄	➤ 現在は副生等での自家発火力がメインだが、電炉化により減少見通し
セメント	➤ 火力はバイオマス等の混焼による再生可能エネルギーへの転換を目指す
製紙・パルプ	➤ 自家発電設備における再生可能エネルギーの利用比率拡大を目指す
化学	➤ 利用電力の7割程度が自家発/熱利用での発電で、将来的に自家発減および電力購入量を増やす想定

*出所：製鉄 今後の火力政策について（2023年3月29日 資源エネルギー庁）
 セメント 第12回 産業構造審議会 製造産業分科会（令和4年3月14日）
 製紙・パルプ 産業構造審議会 第12回 製造産業分科会（2022年3月14日）
 化学 第6回 省エネルギー・新エネルギー分科会 水素政策小委員会（2022年11月16日）

- 石油精製では、製油所内のガスの利用率が高く、セメント産業においても石炭利用率が高い。
- 製紙産業では、木材から得た黒液・バイオマス等を用いている一方、石炭火力や天然ガスによる発電も行っている。

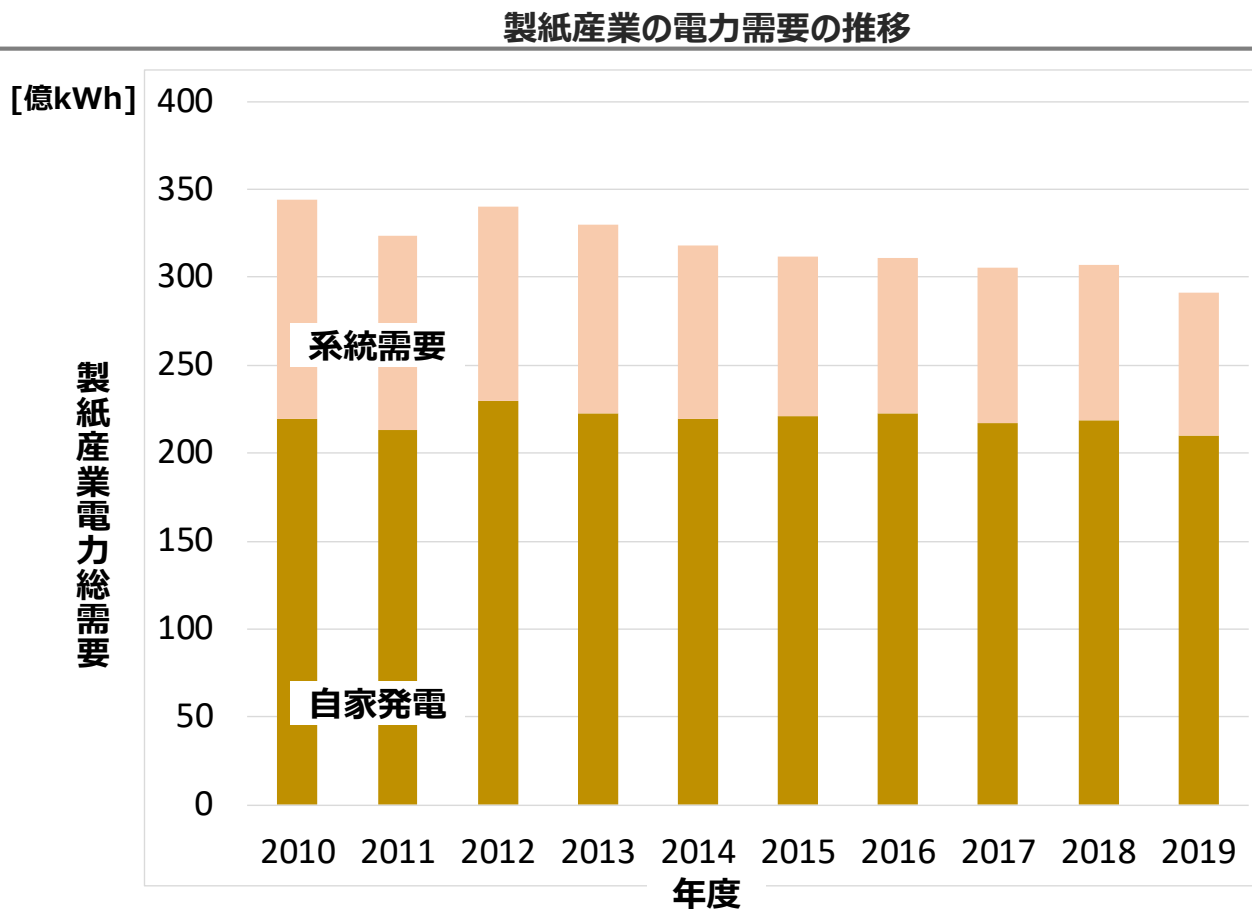
製造業における自家発電の内訳



出所：資源エネルギー庁「今後の火力政策について」（2022年3月25日）

製紙産業：電力需要推移

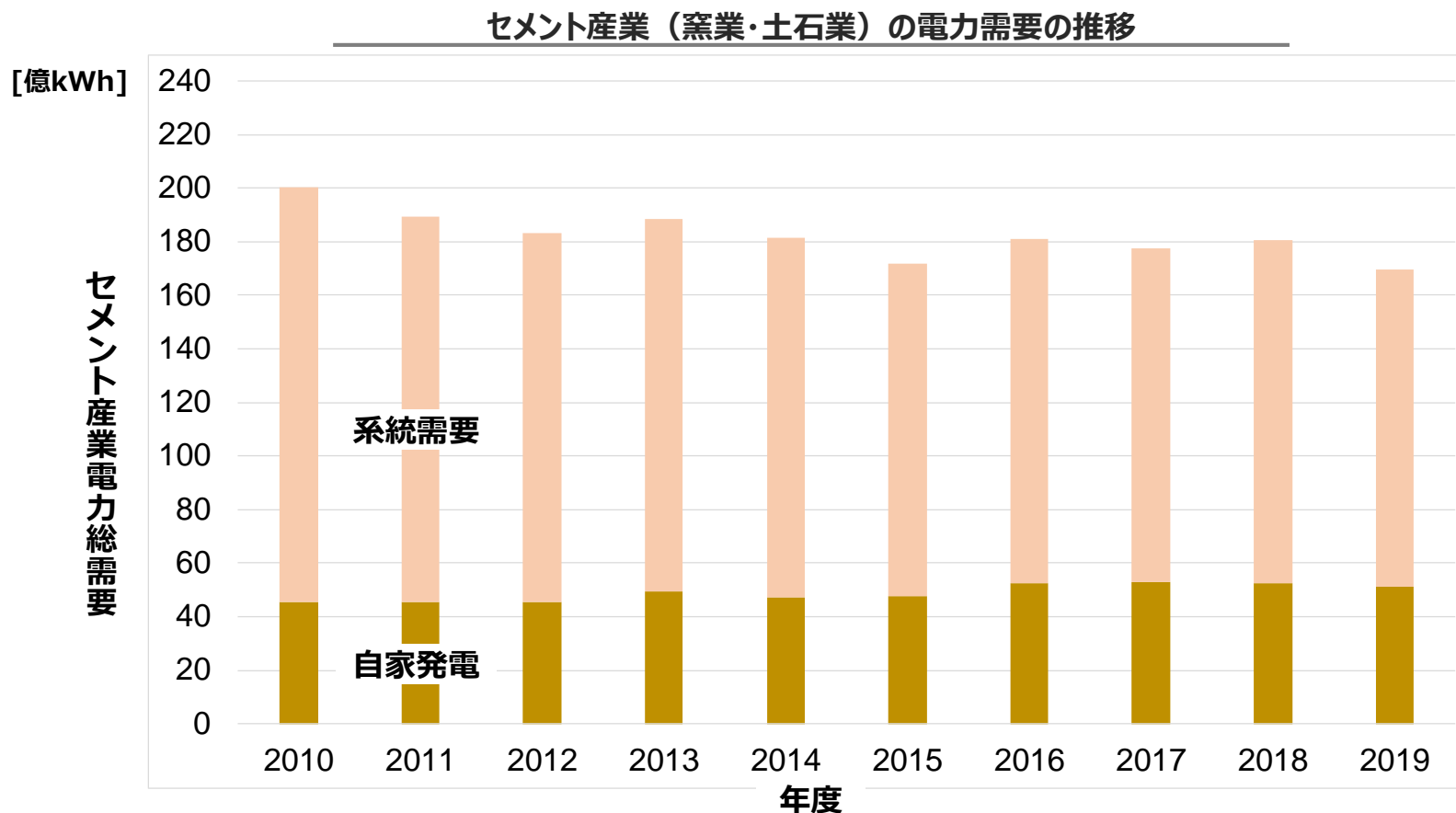
- 製紙産業の電力需要は、緩やかに減少しつつも年間300億kWh程度、自家発電は年間220億kWh程度で推移している。



出所：資源エネルギー庁 総合エネルギー統計

セメント産業：電力需要の推移

- セメント製造を含む窯業・土石全体の電力需要は、緩やかに減少しつつも年間160億kWh程度、自家発電は年間50億kWh程度で推移している。

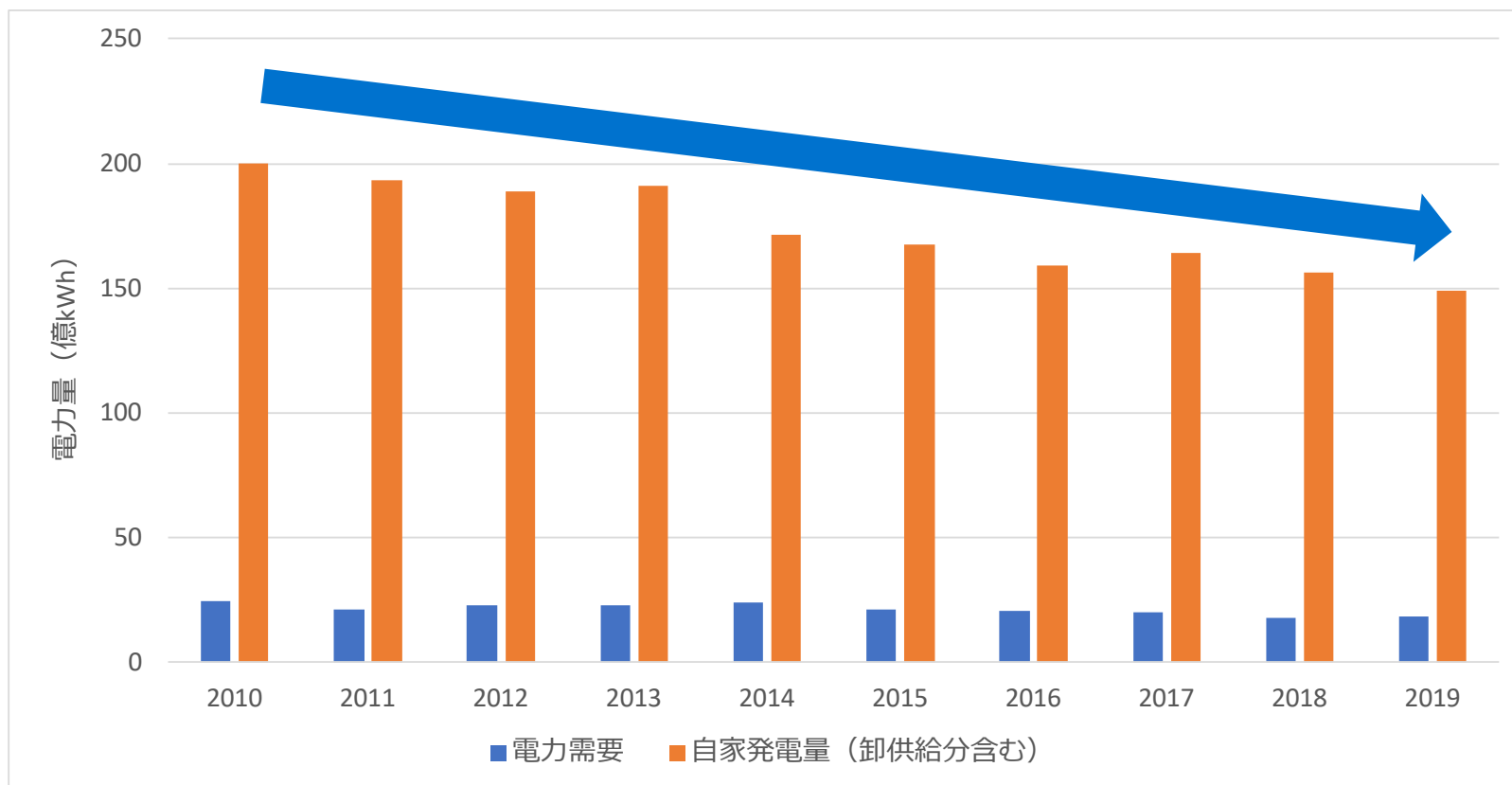


出所：資源エネルギー庁 総合エネルギー統計に基づき事務局作成

石油精製産業：電力需要の推移

- 石油精製産業では、精製所内で生成されたガスを活用して発電し、大半を卸供給している。
- 自家消費と卸供給を合計した自家発電量は過去10年間で50億kWhほど減少し2019年度で150億kWh程度である。

石油精製産業の電力需要の推移



出所：資源エネルギー庁 総合エネルギー統計に基づき事務局作成

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発関連需要

水素製造需要

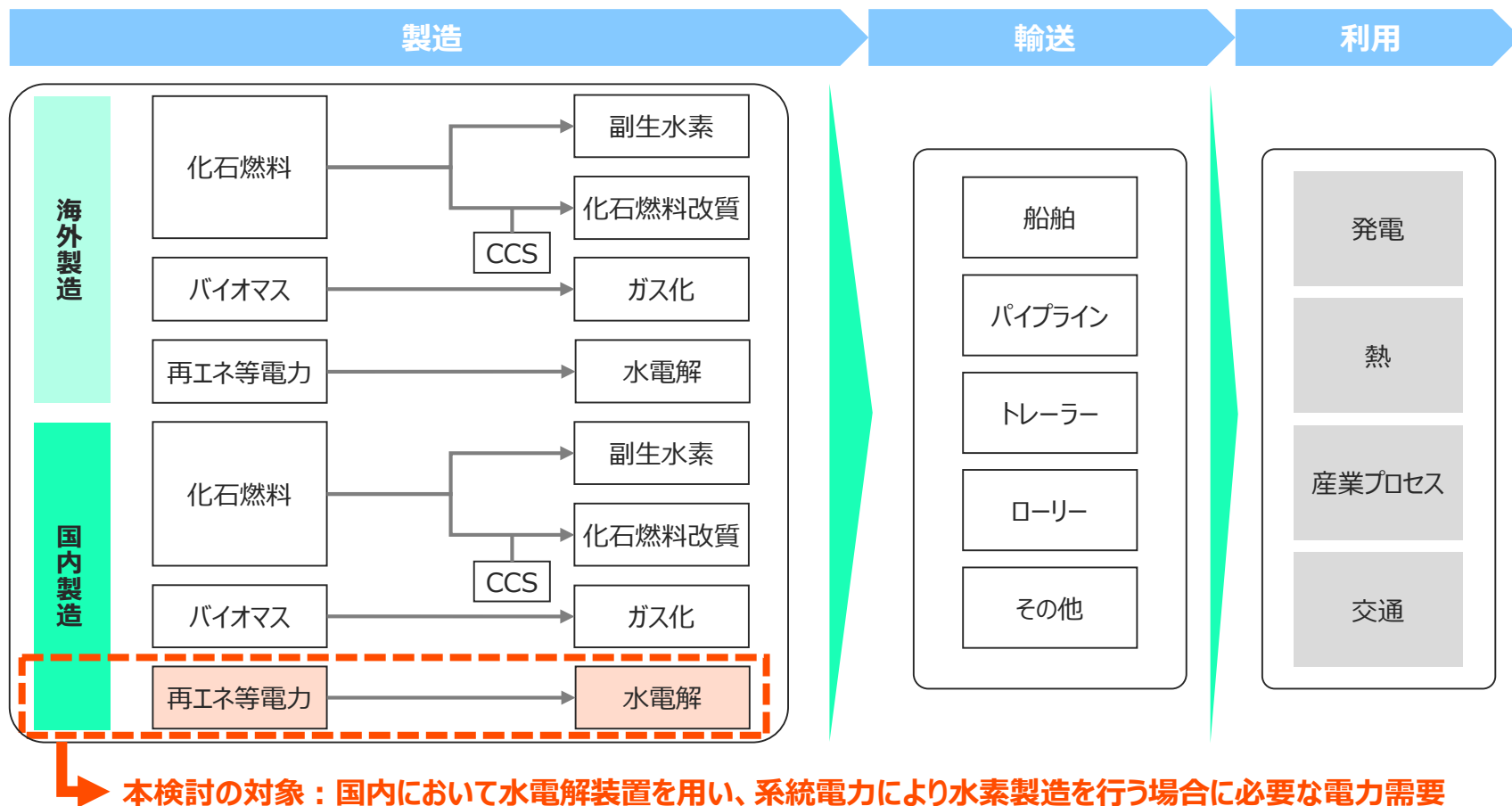
DAC需要

(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

水素サプライチェーン上における検討対象範囲

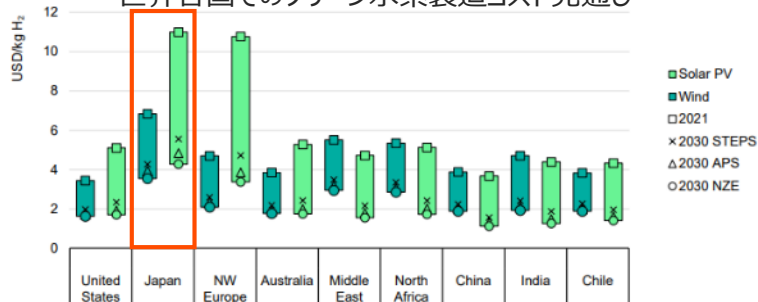
- 水素サプライチェーン上において、国内水素製造に使用される電力を、本テーマの検討対象とする。



海外水素と比較した場合の国内水素の経済性

- グリーン水素を製造する場合、原料となる国内の再エネの価格は海外に比べ高価であり、各種キャリアでの輸送コストなどを勘案しても、経済性では海外水素が優位となる可能性がある。

世界各国でのグリーン水素製造コスト見通し



出所：Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity(IEA,2023.4)

諸外国との価格差は5USD/kg以上
(60円/Nm³以上※140円/USD換算)

価格
(円/Nm³)

製造コスト

輸送コスト

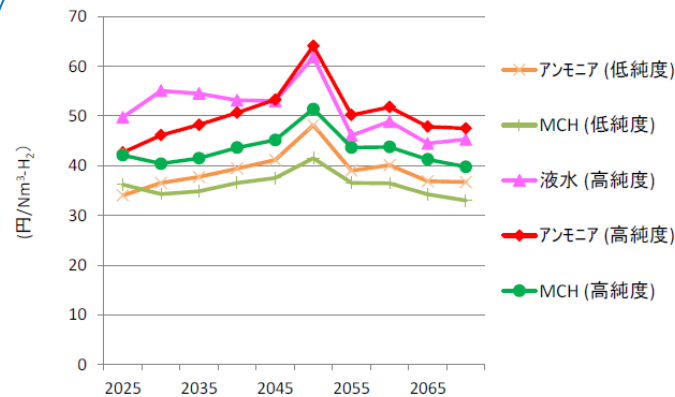
国産水素

製造コスト
約140円/Nm³

海外輸入水素

製造 + 輸入コスト
約120円/Nm³

日本向けキャリア平均価格



出所：『CO2フリー水素普及ネットゼロエミッション研究』
(エネルギー総合工学研究所)

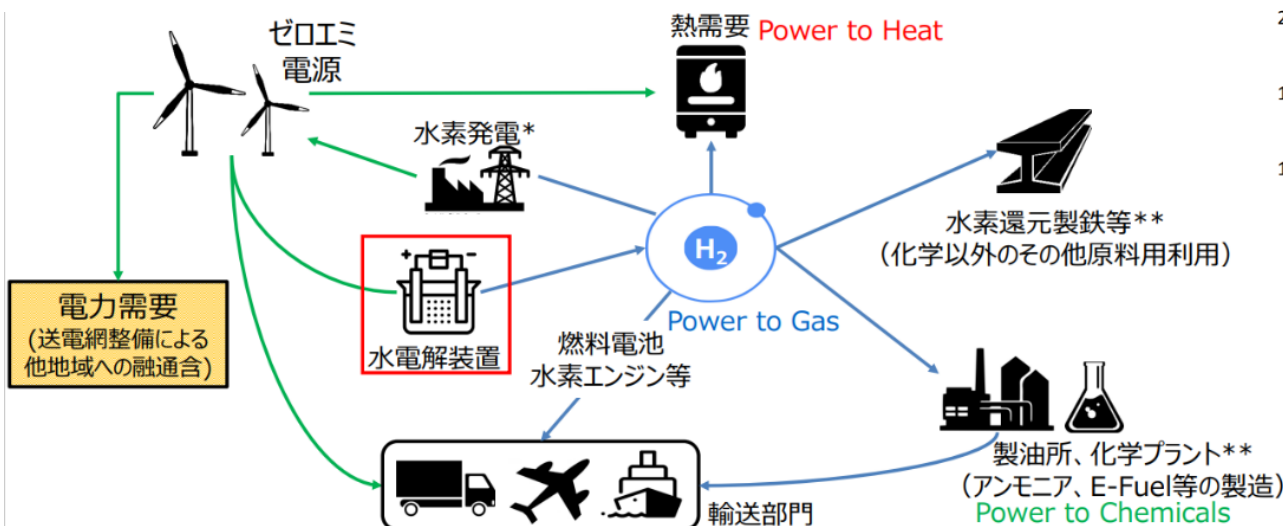
主要キャリアでの海外輸入コスト
は50円/Nm³前後

※製造コスト、輸送コストの他、再液化コスト、国内輸送コスト等各種費用が生じるが、ここでは簡易比較のため、考慮していない
出所：各種資料を基に事務局作成

参考. 余剰電力を活用した水素製造の可能性

- 再エネの余剰電力を活用して水素製造を行うことも考えられるが、①安定供給、②経済性の観点から課題となる可能性がある。

再エネの余剰電力を活用して 水素製造の行う場合の課題①安定供給

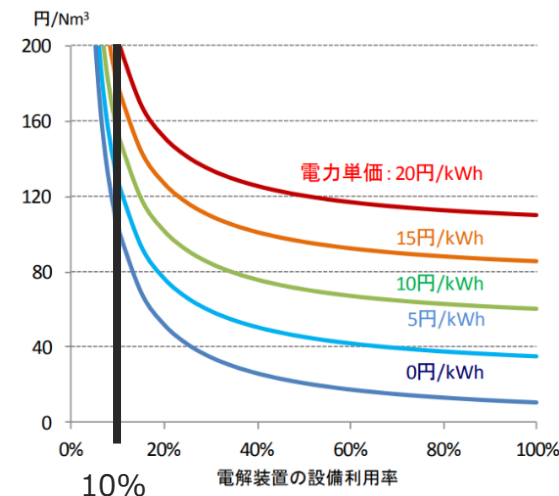


*水素等を長期で貯蔵し、季節性の調整力等として利用、**産業用途等で活用する場合は、供給量を安定的かつ十分確保する必要がある点には留意。

- ✓ 資源エネルギー庁の過去の審議会資料では、余剰再エネを活用した水素利用の可能性が示されているものの、産業用途で水素を活用する場合、他エネルギーと同様、安定供給が求められる点を留意事項としてあげている。

出所：今後の水素政策の課題と対応の方向性 中間整理（案）
（2021年3月22日 経済産業省 資源エネルギー庁）に基づき事務局作成

再エネの余剰電力を活用して 水素製造の行う場合の課題②経済性



- ✓ 再エネ余剰を活用する場合、設備利用率は低くなるため、中長期でも採算が合わない可能性がある。

出所：再生可能エネルギーからの
水素製造の経済性に関する分析
（日本エネルギー経済研究所 - IEEJ）
出所：各種資料を基に事務局作成

国内水素製造に係る技術開発及び導入検討

- 前述のとおり、水素利用においては経済性の観点から輸入水素が基本と想定されるものの、国内での水素製造に向けた検討も進められている。
- 100MW級の水電解装置の技術開発・導入検討が行われており、2030年に向けて100MW（10万kW）級の水電解装置の導入可能性があると考えられる。

事業名	事業概要
<p>【グリーンイノベーション基金事業】</p> <p>再エネ等由来の電力を活用した水電解による水素製造/水電解装置の大型化技術等の開発、Power-to-X 大規模実証/大規模アルカリ型水電解装置の開発、グリーンケミカル実証</p> <p>事業期間：2021年度～2030年度</p>	<p>✓ （一部抜粋）アルカリ型水電解装置及びPEM型水電解装置を対象とし、実用規模（遅くとも、2030年においてアルカリ型100MWシステム、PEM型100MWシステムの実現を見通す）を想定し、量産可能かつスケーラブルな特徴を備えた水電解装置の大型化・モジュール化に係る技術を開発する。</p>
<p>【NEDO事業】</p> <p>水素社会構築技術開発事業／地域水素利活用技術開発／水素製造・利活用ポテンシャル調査／北海道大規模グリーン水素サプライチェーン構築調査事業</p> <p>事業期間：2022年度～2023年9月末</p>	<p>✓ 北海道苫小牧地域に国内最大となる年間約1万トン規模のグリーン水素を製造する水電解装置（100MW級）を導入した場合における国産グリーン水素サプライチェーンの構築可能性を調査するとともに、余剰電力の有効利用や調整力としての活用に向けた検討を行う。</p>

出所：NEDO「グリーンイノベーション基金事業／再エネ等由来の電力を活用した水電解による水素製造 2023年度WG報告資料」、NEDO公開資料を基に事務局作成

国内におけるオンサイト水素製造の動向

- 系統電力を利用せず、再エネに併設された水電解装置によるオンサイト水素製造の取り組みも進められている。
- 国内において、輸入拠点から離れた一部地域では、再エネ併設のオンサイト水素製造が導入される可能性がある。

事業名	事業概要
<p>【NEDO事業】</p> <p>水素社会構築技術開発事業／水素エネルギーシステム技術開発／再エネ利用水素システムの事業モデル構築と大規模実証に係る技術開発</p> <p>事業期間：2016年度～2020年度</p>	<p>✓ （一部抜粋）18万m²の敷地内に設置した20MWの太陽光発電の電力を用いて、世界最大級となる10MWの水素製造装置で水の電気分解を行い、毎時1,200Nm³（定格運転時）の水素を製造し、貯蔵・供給する。</p>

出所：NEDOプレスリリース（2020年3月7日）、三菱H Cキャピタル株式会社プレスリリース（2024年6月21日）を基に事務局作成

メタネーションに利用される水素の調達先

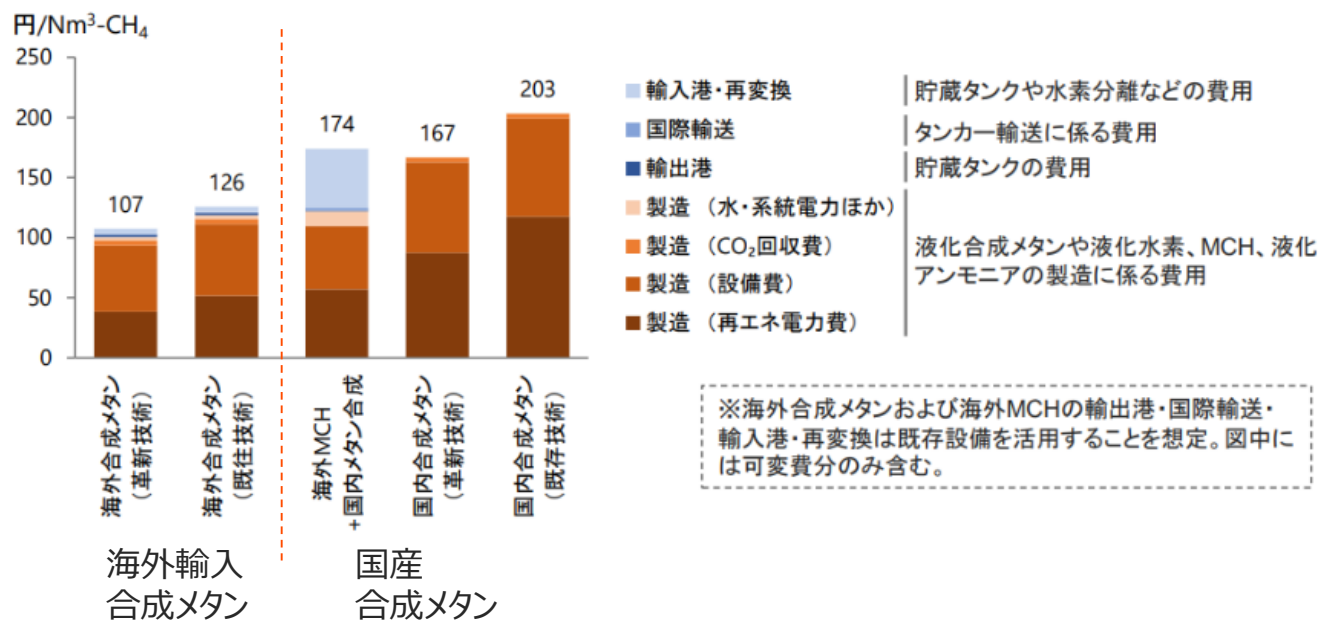
- メタネーションは水素を大量に消費するため、合成メタンの価格は水素価格に連動する。
- 合成メタンを海外で製造して輸入する場合のコストが最も安く、国内製造を想定する場合は、経済性の観点から水素価格が安い海外産輸入水素を利用する可能性がある。



※収率を無視すると、1モルのメタン製造に4モルの水素が必要。

供給費用の推計結果

2030年より先の長期を想定した推計値



出所：第9回メタネーション推進官民協議会 資料3-4 を基に事務局作成

参考．水素基本戦略における水素導入量の目標

- 水素基本戦略では、2030年に最大300万トン/年、2040年に1,200万トン/年、2050年に2,000万トン/年の導入目標を掲げている。

▶ 水素社会実現に向けた方向性のポイント【全体論】

- 我が国の水素の導入に向けては、S (Safety:安全性) + 3E (Energy Security:エネルギー安全保障、Economic Efficiency:経済効率性、Environment:環境適合)を前提とする。
 - また、水素は我が国が技術的な優位性を有する分野であることから、産業政策的視点を踏まえた水素政策の具体的な方向性を示す。
- 現状の2030年に最大300万トン/年、2050年に2,000万トン/年程度の水素等導入目標に加え、新たに1,200万トン/年程度（アンモニアを含む）の目標を掲げる。
- 水素供給コスト（CIF）→30円/Nm³（2030年）、20円/Nm³（2050年）
アンモニア供給コスト（CIF）→10円台後半/Nm³（2030年）※水素換算
の目標においては、グリーンイノベーション（以下GI）基金等も活用し、技術開発用等を通じた供給コストの目標達成に努める。
 - カーボンニュートラルを着実に進めるに当たっては、我が国において水素・アンモニアの炭素集約度（Carbon Intensity）の目標を定める必要がある。
 - 「G7札幌 気候・エネルギー・環境大臣会合」の閣僚声明にて、水素・アンモニアが分野・産業の脱炭素化に資する点が明記。
 - 同時に、炭素集約度に基づく取引のための国際標準や認証スキームの構築の重要性を各国で認識。
 - 続く広島サミットにおいても、上記重要性が認識。
 - 炭素集約度については、International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy（IPHE）が提示する算定方法に乗っ取り、国際的に遜色ない低炭素目標を掲げ、この目標に適合した水素の導入を推進していく。

出所：資源エネルギー庁「水素基本戦略」より引用

参考．水素社会推進法

- 低炭素水素等の供給・利用を早期に促進するため、各種支援措置（「価格差に着目した支援」、「拠点整備支援」等）や規制の特例措置等を定めた水素社会推進法が今般制定され、今後は水素の普及に向けた具体的な支援が進む見通しである。

脱炭素成長型経済構造への円滑な移行のための 低炭素水素等の供給及び利用の促進に関する法律案【水素社会推進法】の概要

背景・法律の概要

✓ 2050年カーボンニュートラルに向けて、今後、脱炭素化が難しい分野においてもGXを推進し、エネルギー安定供給・脱炭素・経済成長を同時に実現していくことが課題。こうした分野におけるGXを進めるためのカギとなるエネルギー・原材料として、安全性を確保しながら、低炭素水素等の活用を促進することが不可欠。

✓ このため、国が前面に立ち、低炭素水素等の供給・利用を早期に促進するため、基本方針の策定、需給両面の計画認定制度の創設、計画認定を受けた事業者に対する支援措置や規制の特例措置を講じるとともに、低炭素水素等の供給拡大に向けて、水素等を供給する事業者が取り組むべき判断基準の策定等の措置を講じる。

1. 定義・基本方針・国の責務等

(1) 定義

・「低炭素水素等」：水素等であって、
①その製造に伴って排出されるCO2の量が一定の値以下
②CO2の排出量の算定に関する国際的な決定に照らしてその利用が我が国のCO2の排出量の削減に寄与する等の経済産業省令で定める要件に該当するもの
※「水素等」：水素及びその化合物であって経済産業省令で定めるもの（アンモニア、合成メタン、合成燃料を想定）

(2) 基本方針の策定

・主務大臣は、関係行政機関の長に協議した上で、低炭素水素等の供給・利用の促進に向けた基本方針を策定。
・基本方針には、①低炭素水素等の供給・利用に関する意義・目標、②GX実現に向けて重点的に実施すべき内容、③低炭素水素等の自立的な供給に向けた取組等を記載。

(3) 国・自治体・事業者の責務

・国は、低炭素水素等の供給・利用の促進に関する施策を総合的かつ効果的に推進する責務を有し、規制の見直し等の必要な事業環境整備や支援措置を講じる。
・自治体は、国の施策に協力し、低炭素水素等の供給・利用の促進に関する施策を推進する。
・事業者は、安全を確保しつつ、低炭素水素等の供給・利用の促進に資する設備投資等を積極的に行うよう努める。

2. 計画認定制度の創設

(1) 計画の作成

・低炭素水素等を国内で製造・輸入して供給する事業者や、低炭素水素等をエネルギー・原材料として利用する事業者が、単独又は共同で計画を作成し、主務大臣に提出。

(2) 認定基準

・先行的で自立が見込まれるサプライチェーンの創出・拡大に向けて、以下の基準を設定。
①計画が、経済的かつ合理的であり、かつ、低炭素水素等の供給・利用に関する我が国産業の国際競争力の強化に寄与するものであること。
②「価格差に着目した支援「拠点整備支援」を希望する場合は、
(i)供給事業者と利用事業者の双方が連名となった共同計画であること。
(ii)低炭素水素等の供給が一定期間内に開始され、かつ、一定期間以上継続的に行われると見込まれること。
(iii)利用事業者が、低炭素水素等を利用するための新たな設備投資や事業革新等を行うことが見込まれること。
③導管や貯蔵タンク等を整備する港湾、道路等が、港湾計画、道路の事情等の土地の利用の状況に照らして適切であること。等

(3) 認定を受けた事業者に対する措置

①「価格差に着目した支援「拠点整備支援」
(JOGMEC（独法エネルギー・金属鉱物資源機構）による助成金の交付)
(i)供給事業者が低炭素水素等を継続的に供給するために必要な資金や、
(ii)認定事業者の共用設備の整備に充てるための助成金を交付する。

②高圧ガス保安法の特例
認定計画に基づく設備等に対しては、一定期間、都道府県知事に代わり、経済産業大臣が一元的に保安確保のための許可や検査等を行う。
※一定期間経過後は、高圧ガス保安法の認定高度保安実施者（事業者による自主保安）に移行可能。

③港湾法の特例
認定計画に従って行われる港湾法の許可・届出を要する行為（水域の占用、事業場の新設等）について、許可はあったものとみなし、届出は不要とする。

④道路占用の特例
認定計画に従って敷設される導管について道路占用の申請があった場合、一定の基準に適合するときは、道路管理者は占用の許可を与えなければならないこととする。

3. 水素等供給事業者の判断基準の策定

・経済産業大臣は、低炭素水素等の供給を促進するため、水素等供給事業者（水素等を国内で製造・輸入して供給する事業者）が取り組むべき基準（判断基準）を定め、低炭素水素等の供給拡大に向けた事業者の自主的な取組を促す。
・経済産業大臣は、必要があると認めるときは、水素等供給事業者に対し指導・助言を行うことができる。また、一定規模以上の水素等供給事業者の取組が著しく不十分であるときは、当該事業者に対し勧告・命令を行うことができる。

電気・ガス・石油・製造・運輸等の産業分野の低炭素水素等の利用を促進するための制度の在り方について検討し、所要の措置を講ずる。

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

基礎的需要・省エネ・電化

データセンター需要

ネットワーク需要

半導体関連需要

自動車産業需要

鉄鋼産業需要

化学産業需要

自家発関連需要

水素製造

DAC需要

(2)技術検討会社の想定とりまとめ

(3)モデルケースの設定

- CO2回収技術には、化学吸収法など様々な手法があり、大気中からのCO2を回収する場合も同様の技術となる。
- それぞれの技術でCO2の吸脱着時に温度差、圧力差などを活用する方式が取られており、熱や電気エネルギーを必要とする。

CO2回収技術の種類と概要



出所：第4回 DACワーキンググループ「DAC方法論（案）（概要）」を基に事務局作成

DACのエネルギー消費量（1/2）

- DACなどのCO₂回収装置は、空気を大量に搬送するファンの動力、CO₂の分離工程で熱エネルギーや電気を 大量に消費する。
- DACの海外メーカーにおける現在のエネルギー消費量の水準は、電力量で160～450kWh/t-CO₂である。
- 仮に、必要な熱エネルギーを電力で賄う場合、合計約1,400～3,000kWh/t-CO₂が必要となる。

企業名	必要熱エネルギー GJ/t-CO ₂	必要電力 kWh/t-CO ₂	合計* kWh/t-CO ₂
Climeworks	9.0	450	2,950
Carbon Engineering	5.3	366	1,840
Global Thermostat	4.4	160	1,390

*熱エネルギーを、3.6MJ/kWhによって電力量に換算した場合の合計値

出所：RITE「2050年カーボンニュートラルのシナリオ分析」を基に事務局作成

- 世界で稼働するDACの発電プロセスを確認すると、ボイラー等を設置して熱エネルギーを供給するケースや、工場排熱等の有効利用によって熱エネルギーを供給するケース、直近ではすべて電力で供給するケースも存在する。
- DACを設置する環境やCO₂の回収方式によっても、供給される熱エネルギー媒体は異なる。太陽熱等の未利用熱の利用を想定した、低温でのCO₂分離が可能な吸収材等の開発も進められている。

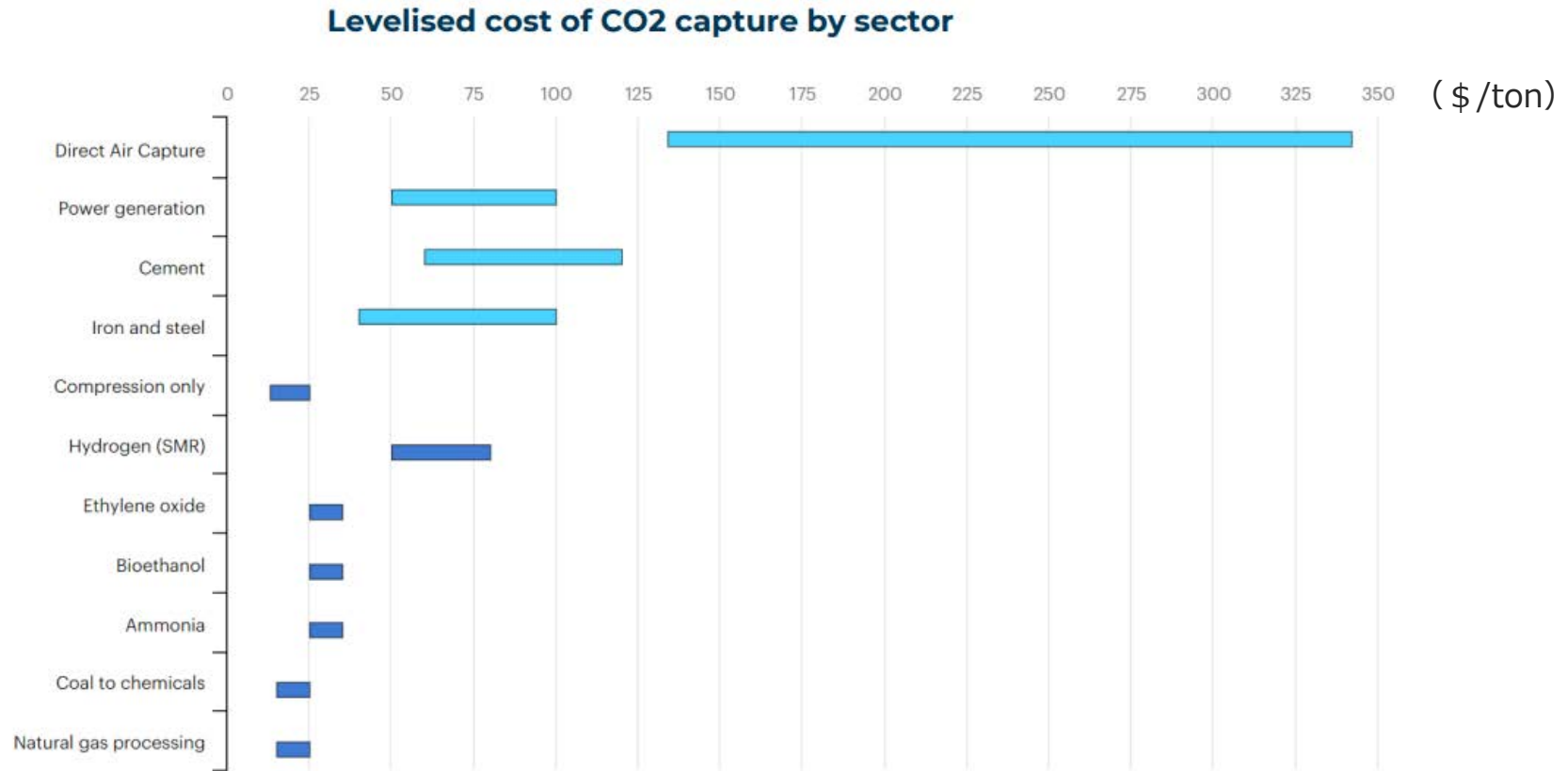
DACにおける廃熱利用の例

	企業名	プロジェクト名称/立地	熱源	稼働年
稼働済	Climeworks	Mammoth/アイスランド	地熱	2024
		Orca/アイスランド	地熱	2021
		-/スイス	工場排熱	2015
	Carbon Engineering	STRATOS/米国	天然ガス	2024
	Global Thermostat	Haru Oni/チリ	(不明)	2022
	Heirloom	-/米国	再生電力	2023
参考※	金沢大学、RITE	(NEDO事業)	太陽熱等	2020

※当該研究開発では、太陽熱等の低温エネルギーでのCO₂分離を可能とする吸収材の開発が進められている。

出所：各社HP、ムーンショット型研究開発事業 成果報告会「大気中からの高効率CO₂分離回収・炭素循環技術の開発」等を基に事務局作成

- 一般に、CO2濃度が濃い排出源からは低コストで回収することができ、濃度が薄い場合は高コストとなる。
- 特にDACは、低濃度の大气中から回収するため、その他プロセスに比べて最大10倍以上の差がある点に留意が必要である。



出所：IEA「Is Carbon Capture too expensive？」を基に事務局作成

参考．世界におけるDACの検討状況

- DACCS導入には大量の再エネと貯留適地が必要であり、既にCCS事業が進む欧米諸国において検討が先行している。



出所：DACワーキンググループ「DACロードマップの策定検討に向けた 今後の論点整理」を基に事務局作成

Ⅱ.需要編

(1)過去分析

(2)技術検討会社の想定とりまとめ

要素別想定結果

想定結果とりまとめ

(3)モデルケースの設定

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 2,600	H = 2,550 M = 2,460 L = 2,390	— 2,460	— 2,220	H = 2,330 M = 2,210 L = 2,100	— 2,260	— 2,060

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 将来の世帯数の増減に応じて需要が変動すると想定 2040年54～58百万世帯、2050年48～53百万世帯
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 将来の世帯数の増減に応じて需要が変動すると想定 2040年51.6百万世帯、2050年47.4百万世帯
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 将来の人口の増減に応じて需要が変動すると想定 2040年113百万人、2050年105百万人

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 3,130	H — 3,700	— 3,690	— 3,540	H — 3,760	— 3,720	— 3,730
	M — 3,530			M — 3,510		
	L — 3,440			L — 3,330		

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 将来の業務床面積の増減に応じて需要が変動すると想定 床面積の年平均成長率：2040年：0.2%～0.5%、2050年：▲0.003%～0.4% 参照：2012～2019年度年平均成長率0.56%
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 将来のGDPの増減に応じて需要が変動すると想定 GDPの年平均成長率：2019～2040年：0.79%、2040年～2050年：0.15% （2030年までは中長期の経済財政に関する試算を参照） 参照：2012～2019年度年平均成長率0.8%
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 将来の業務床面積の増減に応じて需要が変動すると想定 床面積の年平均成長率：2040年：+0.56%、2050年：+0.56%

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 2,850	H — 3,270 M — 2,950 L — 2,780	— 3,210	— 2,600	H — 3,460 M — 3,010 L — 2,740	— 3,250	— 2,540

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> • 将来のIIP（鉱工業指数）の増減に応じて需要が変動すると想定 • IIPの年平均成長率：2040年：▲0.15%～0.96%、2050年：▲0.21%～0.85% 参照：2012～2019年度年平均成長率0.28%
RITE	<ul style="list-style-type: none"> • 将来のGDPの増減に応じて需要が変動すると想定 • GDPの年平均成長率：2019～2040年：0.79%、2040年～2050年：0.15% （2030年までは中長期の経済財政に関する試算を参照） 参照：2012～2019年度年平均成長率0.8% ※自家発電力量を一部含む
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> • 将来のIIP（鉱工業指数）の増減に応じて需要が変動すると想定 • IIP（鉱工業指数）の年平均成長率：2040年：+0.14%、2050年：+0.14%

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	L — ▲240 M — ▲430 H — ▲610	M L — ▲70 H — ▲110	— ▲300	L — ▲230 M — ▲430 H — ▲620	H — ▲680 M L — ▲710	— ▲410

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 回帰モデルで推計した省エネ効果を基に想定
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 単位人口あたりエネルギー消費量の過去トレンド（▲0.72%/年）にしたがって既存機器の効率改善等がなされると想定

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	L — ▲220 M — ▲470 H — ▲730	H — ▲1,060 M — ▲1,170 L — ▲1,210	— ▲460	L — ▲240 M — ▲530 H — ▲840	H — ▲910 M — ▲1,220 L — ▲1,420	— ▲700

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 回帰モデルで推計した省エネ効果を基に想定
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 単位業務床面積あたりエネルギー消費量の過去トレンド（▲0.69%/年）にしたがって既存機器の効率改善等がなされると想定

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	L — ▲80 M — ▲210 H — ▲350	M — ▲240 H — ▲250 L — ▲270	— ▲150	L — ▲100 M — ▲250 H — ▲430	H M — ▲430 L — ▲450	— ▲220

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 回帰モデルで推計した省エネ効果を基に想定
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 単位鉱工業指数あたりエネルギー消費量の過去トレンド（▲0.24%/年）にしたがって既存機器の効率改善等がなされると想定

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 380 M — 320 L — 210	L — 240 M — 200 H — 140	— 720	H — 540 M — 440 L — 290	L — 1,340 M — 1,150 H — 980	H L — 770 M — 750

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 暖房・給湯需要を中心に、過去20年間のペースよりも電化の進展スピードが加速すると想定（highケースではさらに加速、lowケースでは現在と同等スピードで進展）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 給湯、空調、調理部門における電化を想定

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 260 M — 180 L — 110	L — 660 M — 640 H — 550	— 300	H — 380 M — 250 L — 150	L — 770 M — 760 H — 750	— 400

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> ボイラー用途の一部がヒートポンプに代替する他、その他電気加熱技術も普及。
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 化石燃料ボイラの電化を想定

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 430 M — 360 L — 280	M L — 290 H — 270	H — 430 M L — 420	H — 710 M — 600 L — 480	— 650	— 570

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 乗用車のBEV・PHEV化、貨物車のBEV化を想定 BEV/PHEV比率（ストックベース）：乗用車：2040年40～60%、2050年60-90% 貨物：2040年27～33%、2050年40-50%
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 電動自動車の他、鉄道用電力も考慮 茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理 BEV/PHEV比率（ストックベース）：乗用車：2040年33%、2050年97%
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 電気自動車の普及拡大を想定 BEV/PHEV比率（ストックベース）：2040年約43%、2050年約73%

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 900 M — 480 L — 210	H — 340 M — 270 L — 160	— 480	H — 2,000 M — 910 L — 240	H — 700 M — 520 L — 280	— 960

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 延床面積と電力密度（延床あたり電力需要）の関係を踏まえ想定 High：2050年に延床面積は4倍弱、電力密度は3倍弱と想定し、両指標ともに2019年度よりも大幅に増加することを想定。 Highケースの場合には、シンガポールのように立地に一定の制約をかける（需要増加を抑制させる）可能性があると言及。 Low：2050年に延床面積は2倍、電力密度は横ばいと想定 （光電融合技術等の技術進展による延べ床面積の成長鈍化、省エネ進展による電力密度据え置き）。 High/Lowケースには様々な変動リスクが介在している点に言及
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 各種文献に基づき電力需要の上昇率を設定（3.3～4.9%/年） 上記想定はモデル計算におけるベースライン（炭素価格ゼロ）における値であり、モデル計算では、想定した排出削減目標の下で価格弾力性を考慮し評価
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> JSTのoptimisticシナリオを参照

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 40 M — 10 L — ▲10	H — 320 M — 140 L — 30	— 60	H — 70 M — 20 L — ▲20	H — 670 M — 270 L — 60	— 130

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 基地局数の増加と将来の省エネを見込み想定
RITE	<ul style="list-style-type: none"> データセンター需要と同様、各種文献に基づき電力需要が増加すると想定（+0.8～4.9%/年） 上記想定はモデル計算におけるベースライン（炭素価格ゼロ）における値であり、モデル計算では、想定した排出削減目標の下で価格弾力性を考慮し評価
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 基地局数の増加を踏まえ想定

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 50 M — 30 L — 20	H — 170 M — 100 L — 20	— 80	H — 100 M — 60 L — 50	H — 320 M — 180 L — 30	— 170

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定 生産指数は、40年123～146、50年146～174（2019年を95）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 中位シナリオの電力需要の上昇率は2.4%/yrと想定
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> シリコンウェハの生産数の増加と省エネを見込み想定

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 60 M — 30 L — 10	— 50	— 80	H — 100 M — 40 L — 10	— 50	— 170

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 輸送機械を対象とし、経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定 生産指数は、40年94～110、50年94～110（2019年を103）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 将来のGDPの増減に応じて需要が変動すると想定 GDPの年平均成長率：2019～2040年：0.79%、2040年～2050年：0.15% （2030年までは中長期の経済財政に関する試算を参照） 参照：2012～2019年度年平均成長率0.8%
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 国内における電気自動車製造の促進による電力需要の増加を想定 自動車の生産台数は年▲0.33%で減少

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 20 M — ▲30 L — ▲60	M L — 30 H — 20	— 170	H — 50 M — ▲30 L — ▲80	H — 430 M — 240 L — 140	— 290

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定：生産指数は、40年83～98、50年77～98（2019年を95） 高炉・電炉・水素等還元の3要素を考慮：2050年に電炉は36～46%、水素等還元炉は3～30% 自家消費については、2050年までに自家消費率が過去30年間の最小値に収束すると想定（電炉・水素還元製鉄等製造プロセスの変化によらず自家発が残存すると想定）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量は40年、50年それぞれで8,000万トン、7,900万トン スクラップ利用の電炉比率は40年、50年それぞれで27%、28% 水素DRI+電炉の比率は、40年は0%、50年は18～72%
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量は2050年に8,400万tまで減少し、スクラップ鉄を用いた電炉と水素還元製鉄に切り替わると想定 基礎的需要で考慮した部分を一部控除した上で自家発減少による系統需要増加を考慮

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 30 M — 20 L — 20	— 0	— 20	H — 70 M — 40 L — 30	— 0	— 40

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定 生産指数は、40年99～106、50年95～106（2019年を104）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> アンモニア製造からのCO2回収を考慮
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> オレフィンの製造量は縮小するも、製造プロセスが石油精製＋ナフサ分解からメタノール製造＋MTOに転換すると想定（ナフサ分解：MTO＝73%:27%） 基礎的需要で考慮した部分を一部控除した上で自家発減少による系統需要増加を考慮

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H M = 40 L = 30	H — 290 M L — 260	— 130	H = 50 M = 40 L = 30	L = 410 M = 400 H = 390	— 200

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 原則存続すると想定。ただし、自家消費が多い部門（例えば紙パルプ）の自家消費の減少を想定。
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 化石燃料価格変化やCO2制約（によって生じる炭素価格）の下、経済合理的な対策としてモデルが内生的に技術を選択し、推定された電力需要量、自家発電量を基に想定 H/M/Lいずれのケースにおいても、燃種・用途によらず、大きく減少すると想定
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 熱需要が主たる用途となる自家発は存続、それ以外は廃止

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)
2019年度を基準とした増減を記載

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			2050年想定(億kWh)*		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0		HML — 0	H M = 70 L = 50		HML — 0	H M = 100 L = 90 L = 40

ケース		主な前提条件
電中研	mid	<ul style="list-style-type: none"> いずれのケースもポテンシャルベースでの想定のため参考扱いとする 受容性重視シナリオの再エネ発電量に対して、2050年度の出力制御率を10%と仮定し、その電力が水素製造に利用されると想定。
	High	<ul style="list-style-type: none"> 受容性重視シナリオの再エネ発電量（650TWh）に対して、2050年度の出力制御率を15%と仮定し、その電力が水素製造に利用されると想定。
	Low	<ul style="list-style-type: none"> 受容性重視シナリオの再エネ発電量に対して、2050年度の出力制御率を5%と仮定し、その電力が水素製造に利用されると想定。
RITE	mid	<ul style="list-style-type: none"> 輸入水素が費用効率的であると評価されていることから、水素製造を想定しない（ケース共通）。 なお、水素の国内輸送に係るコストは織り込んでいる。但し、国内を詳細に地域区分したモデルではないため、内陸部で製造した水素を近傍の需要地に供給するような場合にも、その区別は出来ず、同じコストが必要になるとしている（ケース共通）。
	High	
	Low	
デロイト	mid	<ul style="list-style-type: none"> （共通）アルカリ水電解：初期費用 22.3 万円 /Nm³/h、エネルギー消費量 4.3kWh/Nm³ （共通）PEM：初期費用 29 万円 /Nm³/h、エネルギー消費量 4.5kWh/Nm³ （共通）2030年 輸入水素 36 USD/GJ（約 51 円 /Nm³-H₂）、輸入アンモニア 34 USD/GJ （共通）2050年 輸入水素 26 USD/GJ（約 37 円 /Nm³-H₂）、輸入アンモニア 25 USD/GJ （共通）海上輸送等の輸送コストはNEDO「水素利用先等先導研究開発事業 エネルギーキャリアシステム調査・研究」に基づき設定 （共通）水素の国内輸送に係るサプライチェーンについては具体的に想定していない 2050年CN、CCS貯留量1.8億トン上限、原発稼働27基、水素供給量16万トン(18億Nm³)
	High	<ul style="list-style-type: none"> 2050年CN、CCS貯留量1.8億トン上限、原発稼働36基、水素供給量17万トン(19億Nm³)
	Low	<ul style="list-style-type: none"> 2050年CN、CCS貯留量1.8億トン上限、原発稼働14基、水素供給量7万トン(8億Nm³)

2019年 実績	2040年想定(億kWh)			2050年想定(億kWh)		
	電中研	RITE	デロイト	電中研	RITE	デロイト
— 0	H — 70 M = 10 L = 0	H M L — 0	H M L — 0	H — 130 M — 30 L — 10	L — 120 M — 90 H — 50	H = 150 M = 140 L = 130

ケース	主な前提条件
電中研	mid <ul style="list-style-type: none"> ・(ケース共通) 消費電力量500kWh/tCO₂ ・回収量：2040年1MtCO₂、2050年5MtCO₂
	High <ul style="list-style-type: none"> ・回収量：2040年14MtCO₂、2050年24MtCO₂ (日本の2050CNが想定されるIEA WEO-2024のAnnounced Pledged ScenarioのCO₂除去量より推計)
	Low <ul style="list-style-type: none"> ・回収量：2040年0.5MtCO₂、2050年1MtCO₂ (DACの回収コスト、DAC由来CO₂の利用・貯留コストの低下が進まず、実証プロジェクトの段階で停滞し、現時点で計画されている規模のプロジェクトが実現するにとどまると想定)
RITE	mid <ul style="list-style-type: none"> ・日本のGHG排出量を真水で▲90%、DACによるCO₂回収量は54MtCO₂/年（回収用電力は201kWh/tCO₂と想定）
	High <ul style="list-style-type: none"> ・日本のGHG排出量を真水で▲90%、DACによるCO₂回収量は55MtCO₂/年（回収用電力は201kWh/tCO₂と想定）
	Low <ul style="list-style-type: none"> ・日本のGHG排出量を真水で▲90%、DACによるCO₂回収量は50MtCO₂/年（回収用電力は201kWh/tCO₂と想定）
デロイト	mid <ul style="list-style-type: none"> ・（共通）2050年のCO₂排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン ・（共通）CAPEX:1200 USD/tpa-CO₂、OPEX：67 USD/(tpa-CO₂/year)、電力原単位：820 kWh/tCO₂、熱原単位：1,888 kWh/tCO₂（熱源にガスを使用する液体吸収型を想定） ・上記共通条件、原子力設備容量23GWの下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
	High <ul style="list-style-type: none"> ・上記共通条件、原子力設備容量13GWの下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
	Low <ul style="list-style-type: none"> ・上記共通条件、原子力設備容量37GWの下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算

要素	2040			2050		
	Mid	High	Low	Mid	High	Low
1 基礎的需要（家庭）	2,460	2,550	2,390	2,210	2,330	2,100
2 省エネ（家庭）	-430	-610	-240	-430	-620	-230
3 基礎的需要（業務）	3,530	3,700	3,440	3,510	3,760	3,330
4 省エネ（業務）	-470	-730	-220	-530	-840	-240
5 電化（民生）	320	380	210	440	540	290
6 基礎的需要（産業）	2,950	3,270	2,780	3,010	3,460	2,740
7 省エネ（産業）	-210	-350	-80	-250	-430	-100
8 電化（産業）	180	260	110	250	380	150
9 電化（運輸）	360	430	280	600	710	480
10 自動車産業	30	60	10	40	100	10
11 データセンター	480	900	210	910	2,000	240
12 ネットワーク	10	40	-10	20	70	-20
13 半導体	30	50	20	60	100	50
14 鉄鋼	-30	20	-60	-30	50	-80
15 化学	20	30	20	40	70	30
16 自家発	40	40	30	40	50	30
17 水素製造	-	-	-	-	-	-
18 DAC	10	70	0	30	130	10
合計	9,300	10,200	8,900	10,000	11,900	8,800

要素	2040			2050		
	Mid	High	Low	Mid	High	Low
1 基礎的需要 (家庭)	2,460	2,460	2,460	2,260	2,260	2,260
2 省エネ (家庭)	-70	-110	-70	-710	-680	-710
3 基礎的需要 (業務)	3,690	3,690	3,690	3,720	3,720	3,720
4 省エネ (業務)	-1,170	-1,060	-1,210	-1,220	-910	-1,420
5 電化 (民生)	200	140	240	1,150	980	1,340
6 基礎的需要 (産業)	3,210	3,210	3,210	3,250	3,250	3,250
7 省エネ (産業)	-240	-250	-270	-430	-430	-450
8 電化 (産業)	640	550	660	760	750	770
9 電化 (運輸)	290	270	290	650	650	650
10 自動車産業	50	50	50	50	50	50
11 データセンター	270	340	160	520	700	280
12 ネットワーク	140	320	30	270	670	60
13 半導体	100	170	20	180	320	30
14 鉄鋼	30	20	30	240	430	140
15 化学	0	0	0	0	0	0
16 自家発電	260	290	260	400	390	410
17 水素製造	0	0	0	0	0	0
18 DAC	0	0	0	90	50	120
合計	9,900	10,100	9,600	11,200	12,200	10,500

要素	2040			2050		
	Mid	High	Low	Mid	High	Low
1 基礎的需要 (家庭)	2,220	2,220	2,220	2,060	2,060	2,060
2 省エネ (家庭)	-300	-300	-300	-410	-410	-410
3 基礎的需要 (業務)	3,540	3,540	3,540	3,730	3,730	3,730
4 省エネ (業務)	-460	-460	-460	-700	-700	-700
5 電化 (民生)	720	720	720	750	770	770
6 基礎的需要 (産業)	2,600	2,600	2,600	2,540	2,540	2,540
7 省エネ (産業)	-150	-150	-150	-220	-220	-220
8 電化 (産業)	300	300	300	400	400	400
9 電化 (運輸)	420	430	420	570	570	570
10 自動車産業	80	80	80	170	170	170
11 データセンター	480	480	480	960	960	960
12 ネットワーク	60	60	60	130	130	130
13 半導体	80	80	80	170	170	170
14 鉄鋼	170	170	170	290	290	290
15 化学	20	20	20	40	40	40
16 自家発電	130	130	130	200	200	200
17 水素製造	70	70	50	90	100	40
18 DAC	0	0	0	140	150	130
合計	10,000	10,000	10,000	11,000	11,000	10,900

Ⅱ. 需要編

(1) 過去分析

(2) 技術検討会社の想定とりまとめ
要素別想定結果

想定結果とりまとめ

(3) モデルケースの設定

- 要素間の関係性が深いと考えられる7つの要素グループに分類した。

要素	要素グループ	グルーピングの根拠
1 基礎的需要（家庭）	①基礎的需要＋省エネ＋電化（民生）	<ul style="list-style-type: none"> 家庭用需要と業務用需要については、いずれも大きくは人口動態の影響を受けるものであり、また、受ける際の方向性は同じと考えられるため 省エネと電化については、いずれも経済性（炭素価格等）や技術開発の影響を受けて進展すると考えられるため 基礎的需要は、大きくは人口動態や経済動向等の影響を受けるものであり、省エネ・電化の進展と同様と考えられるため ※ 自家消費に関しては再エネとセットという意見も踏まえ、再エネと合わせて検討を行うため対象から除外
2 省エネ（家庭）		
3 基礎的需要（業務）		
4 省エネ（業務）		
5 電化（民生）		
6 基礎的需要（産業）	②基礎的需要＋省エネ＋電化（産業）	<ul style="list-style-type: none"> 基礎的需要、省エネ、電化の関係性は民生用と同様 ※ 熱需要に関しては電化（産業）と同じ性格のものであるため、電化（産業）に含めている ※ 自家消費に関しては再エネとセットという意見も踏まえ、再エネと合わせて検討を行うため対象から除外
7 省エネ（産業）		
8 電化（産業）		
9 データセンター	③デジタル・半導体産業（DC＋NW＋半導体）	<ul style="list-style-type: none"> いずれも社会のデジタル化の進展の影響を受けるものであり、受ける際の方向性は同じと考えられるため
10 ネットワーク		
11 半導体		
12 電化（運輸）	④自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> いずれも電気自動車の技術開発・普及の影響を受けるものであり、受ける際の方向性は同じと考えられるため
13 自動車産業		
14 鉄鋼	⑤鉄鋼産業	<ul style="list-style-type: none"> 電炉、低排出炉、水素還元製鉄といった業界固有の技術開発・導入に左右されるものであり、単独の要素として整理
15 化学	⑥化学産業＋自家発	<ul style="list-style-type: none"> いずれも需要そのものは横ばい・減少が見込まれる中、自家発の存続・廃止の動向が系統電力に与える影響が大きい
16 その他自家発		
17 水素製造	⑦水素製造・DAC	<ul style="list-style-type: none"> DAC・水素といった新技術に関しては受ける方向性が同じと考えられるため
18 DAC		

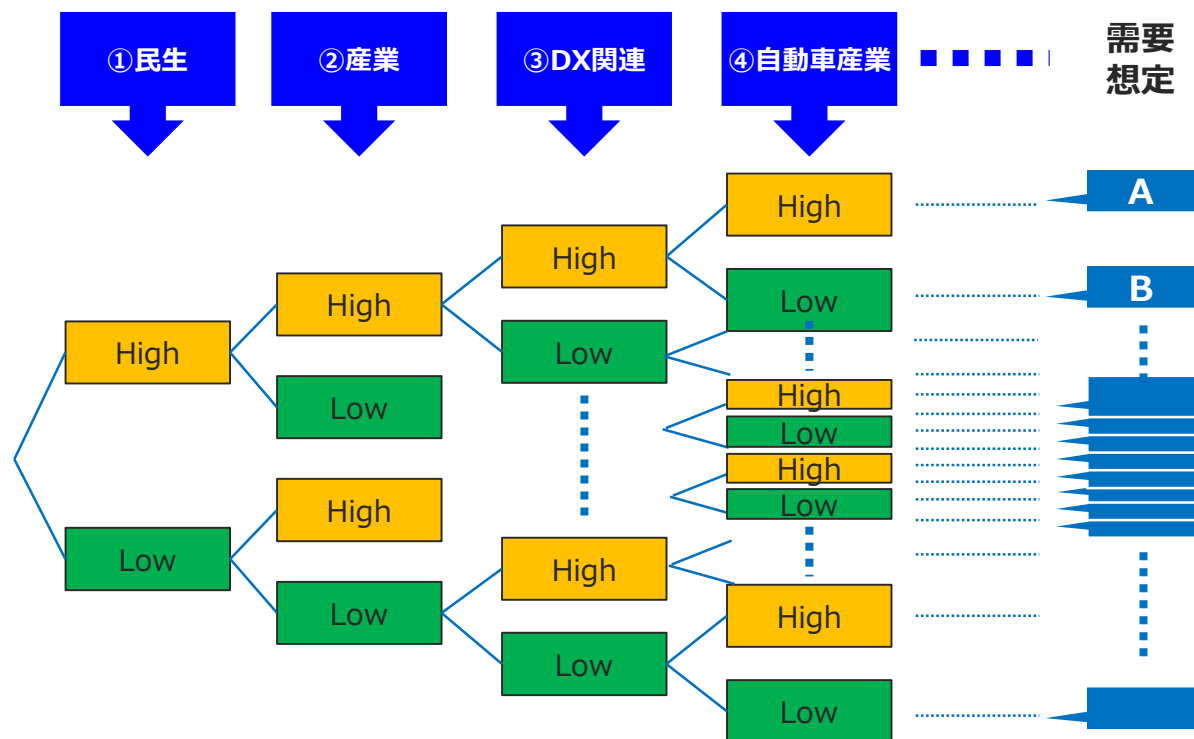
要素グループ		2040			2050		
		Mid	High	Low	Mid	High	Low
1	基礎的需要 + 省エネ + 電化 (民生)	5,410	5,290	5,580	5,200	5,170	5,250
2	基礎的需要 + 省エネ + 電化 (産業)	2,920	3,180	2,810	3,010	3,410	2,790
3	デジタル・半導体産業 (DC + NW + 半導体)	520	990	220	990	2,170	270
4	自動車産業	390	490	290	640	810	490
5	鉄鋼産業	-30	20	-60	-30	50	-80
6	化学産業 + 自家発	60	70	50	80	120	60
7	水素製造・DAC	10	70	0	30	130	10
合計		9,300	10,200	8,900	10,000	11,900	8,800

要素グループ		2040			2050		
		Mid	High	Low	Mid	High	Low
1	基礎的需要 + 省エネ + 電化（民生）	5,110	5,120	5,110	5,200	5,370	5,190
2	基礎的需要 + 省エネ + 電化（産業）	3,610	3,510	3,600	3,580	3,570	3,570
3	デジタル・半導体産業（DC + NW + 半導体）	510	830	210	970	1,690	370
4	自動車産業	340	320	340	700	700	700
5	鉄鋼産業	30	20	30	240	430	140
6	化学産業 + 自家発	260	290	260	400	390	410
7	水素製造・DAC	0	0	0	90	50	120
合計		9,900	10,100	9,600	11,200	12,200	10,500

要素グループ		2040			2050		
		Mid	High	Low	Mid	High	Low
1	基礎的需要 + 省エネ + 電化（民生）	5,720	5,720	5,720	5,430	5,450	5,450
2	基礎的需要 + 省エネ + 電化（産業）	2,750	2,750	2,750	2,720	2,720	2,720
3	デジタル・半導体産業（DC + NW + 半導体）	620	620	620	1,260	1,260	1,260
4	自動車産業	500	510	500	740	740	740
5	鉄鋼産業	170	170	170	290	290	290
6	化学産業 + 自家発	150	150	150	240	240	240
7	水素製造・DAC	70	70	50	230	250	170
合計		10,000	10,000	10,000	11,000	11,000	10,900

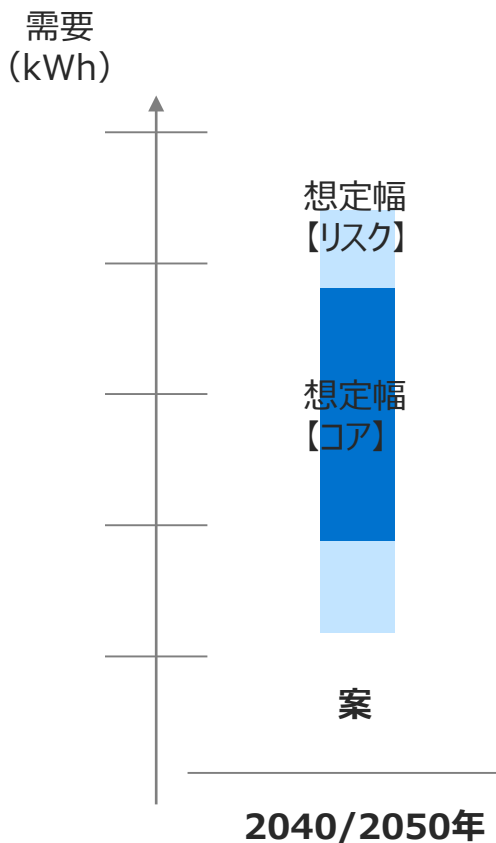
需要想定のアウットプットイメージ

- 要素間の関係性が深いと考えられる7つの要素グループに分類した上で、要素グループ毎に設定した想定幅（High/Low）を組み合わせることにより、不確実性を考慮した多様な需要を導出する。



想定幅の設定の考え方

- 「蓋然性」「不確実性」の双方の観点から考慮するため、蓋然性のある想定幅【コア】、不確実性も考慮した想定幅【リスク】の2つの想定幅を作成する。
- 想定幅【コア】及び想定幅【リスク】の具体的な設定方法として、下記の案A、案B、案Cが考えられる。

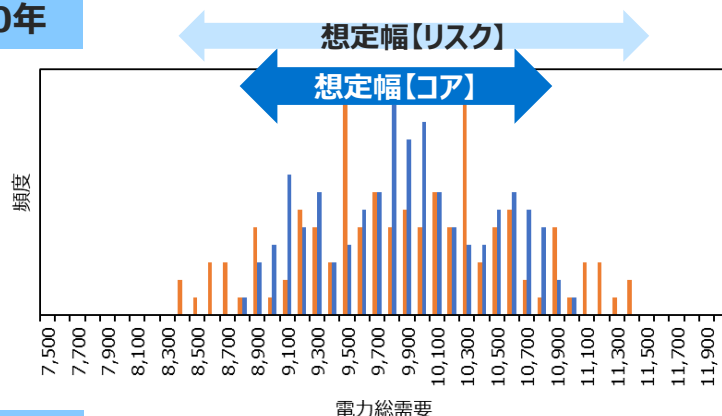


	考え方	概要
案A	これまで提示してきた基本的な考え方	コア <ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社3社のmidケースの最大値/最小値を用いて要素グループ毎の幅を作成 (2の7乗 = 128通り) リスク <ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社3社のlow/mid/highケースの最大値/最小値を用いて要素グループ毎の幅を作成 (2の7乗 = 128通り)
案B	全midケースを考慮した上で統計処理を施す考え方	技術検討会社3社の 全midケース (3ケース) 及びlow/highケースの最大値/最小値の合計5つ を用いて要素グループ毎の幅を作成 (5の7乗 = 78125通り) コア <ul style="list-style-type: none"> 上記分布の80%信頼区間 (上位下位10%を排除) を採用 リスク <ul style="list-style-type: none"> 上記分布の95%信頼区間 (上位下位2.5%を排除) を採用
案C	不確実性の大きい要素の影響を考慮する考え方	コア <ul style="list-style-type: none"> 案Aと同じ リスク <ul style="list-style-type: none"> 不確実性の最も大きい要素グループの数値 (想定幅【コア】と技術検討会社のHigh/Lowとの差分のうち、最も乖離数値が大きいもの) を想定幅 (コア) に考慮

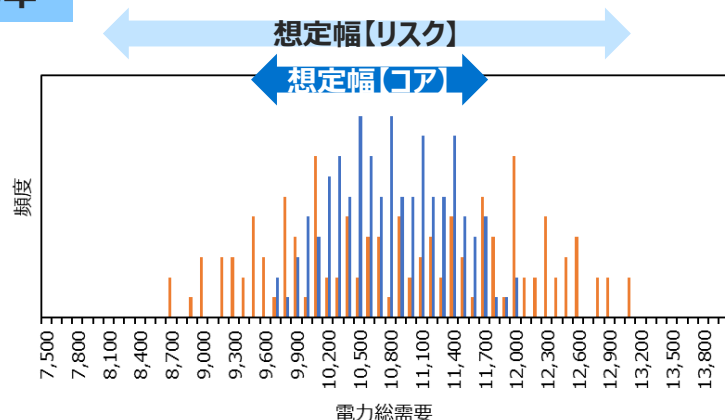
案A 技術検討会社の想定幅（L/M/H）

- 技術検討会社の結果に基づくと、それぞれの想定幅は下記ようになる。
 - 想定幅【コア】 2040年：8,800～11,000億kWh、2050年：9,700～12,000億kWh
 - 想定幅【リスク】 2040年：8,400～11,400億kWh、2050年：8,700～13,100億kWh

2040年



2050年



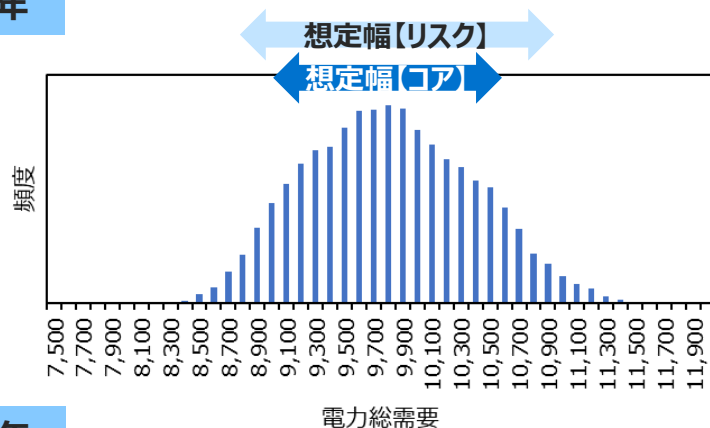
想定幅	設定の考え方
案A想定幅【コア】	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社3社のmidケースの最大値/最小値を用いて要素グループ毎の幅を作成し、同グループを組合せて作成
案A想定幅【リスク】	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社3社のlow/mid/highケースの最大値/最小値を用いて要素グループ毎の幅を作成し、同グループを組合せて作成

想定幅	2040	2050
案A想定幅【コア】	8,800～11,000億kWh	9,700～12,000億kWh
案A想定幅【リスク】	8,400～11,400億kWh	8,700～13,100億kWh

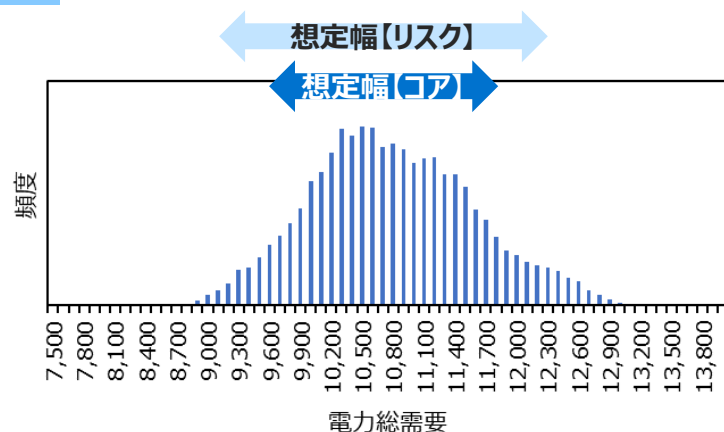
- 技術検討会社の結果に基づくと、それぞれの想定幅は下記ようになる。

- 想定幅【コア】 2040年：9,100～10,600億kWh、2050年：9,800～11,900億kWh
- 想定幅【リスク】 2040年：8,800～10,900億kWh、2050年：9,300～12,400億kWh

2040年



2050年



想定幅	設定の考え方
案B想定幅【コア】	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社3社のmidケース3ケース、low/highケースの最大値/最小値の5つを用いて要素グループ毎の幅を作成し、同グループを組合せて作成 上記グラフの80%信頼区間（上位下位10%）を採用
案B想定幅【リスク】	<ul style="list-style-type: none"> グラフの95%信頼区間（上位下位2.5%）を採用

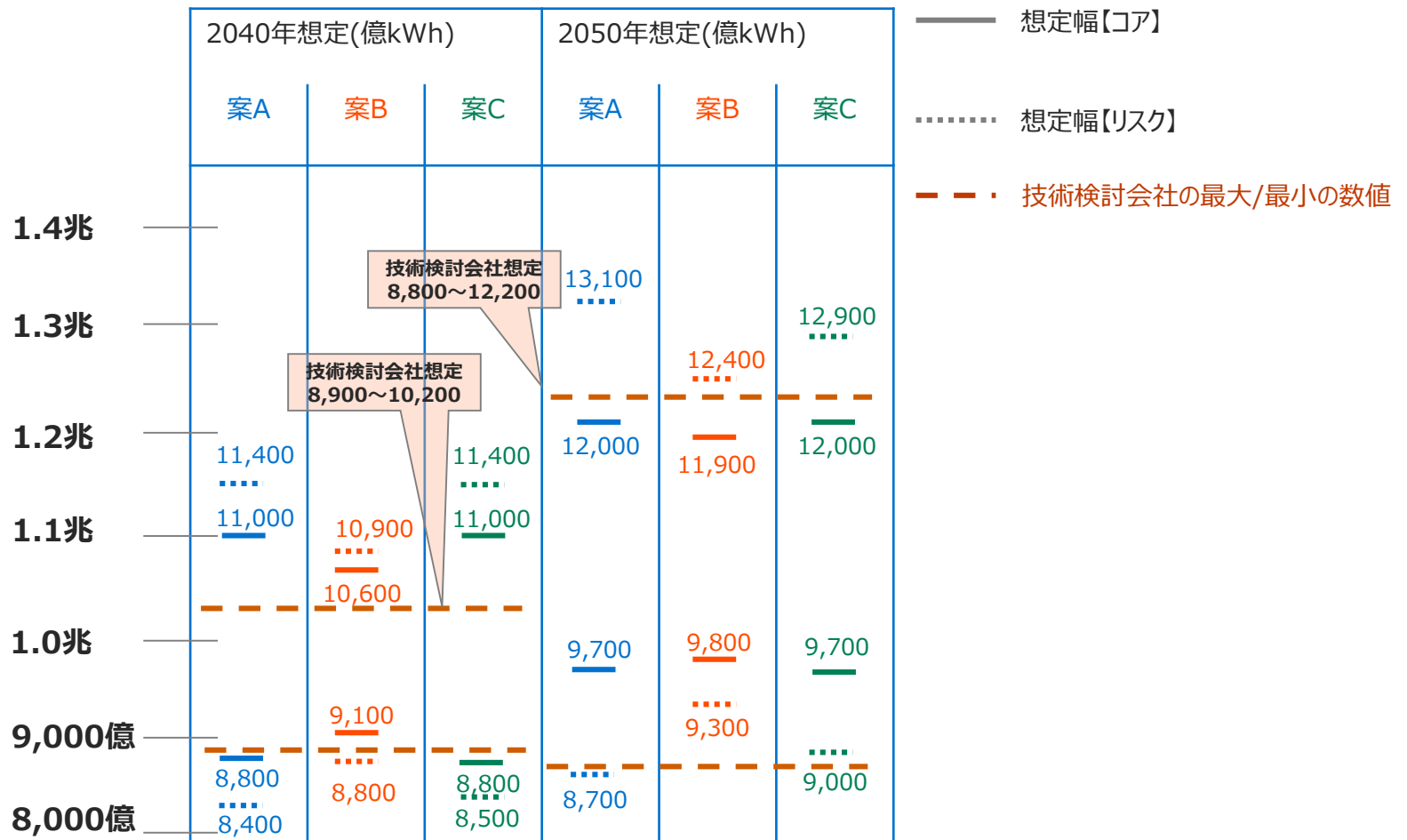
想定幅	2040	2050
案B想定幅【コア】	9,100～10,600億kWh	9,800～11,900億kWh
案B想定幅【リスク】	8,800～10,900億kWh	9,300～12,400億kWh

案C 技術検討会社の想定幅（L/M/H）

- 技術検討会社の結果に基づくと、それぞれの想定幅は下記ようになる。
 - 想定幅【コア】 2040年：8,800～11,000億kWh、2050年：9,700～12,000億kWh
 - 想定幅【リスク】 2040年：8,500～11,400億kWh、2050年：9,000～12,900億kWh

想定幅	設定の考え方
想定幅【コア】	・ 案A同様、技術検討会社（mid-low）と（mid-high）を想定幅として規定
想定幅【リスク】	・ 技術検討会社のHigh/Lowとの差分のうち、最も数値が大きいものを変動リスクとして抽出

要素グループ	2040年				2050年			
	技術検討 (low)	技術検討会社 (mid-low)	技術検討会社 (mid-high)	技術検討 (high)	技術検討 (low)	技術検討会社 (mid-low)	技術検討会社 (mid-high)	技術検討 (high)
①基礎的需要等 (民生用)	5,110	5,110	5,720	5,720	5,170	5,200	5,430	5,450
②基礎的需要等 (産業用)	2,750	2,750	3,610	3,610	2,720	2,720	3,580	3,580
③デジタル・ 半導体産業	210 (▲300)	510	620	990 (+370)	270 (▲700)	970	1,260	2,170 (+910)
④自動車産業	290	340	500	510	490	640	740	810
⑤鉄鋼	-60	-30	170	170	-80	-30	290	430
⑥化学・自家発	50	60	260	290	60	80	400	410
⑦水素製造・DAC	0	0	70	70	10	30	230	250



Ⅱ. 需要編

- (1) 過去分析
- (2) 技術検討会社の想定とりまとめ
- (3) モデルケースの設定

モデルケースの概要

グループ別モデルケース

要素別モデルケース

需要モデルケースの設定方法

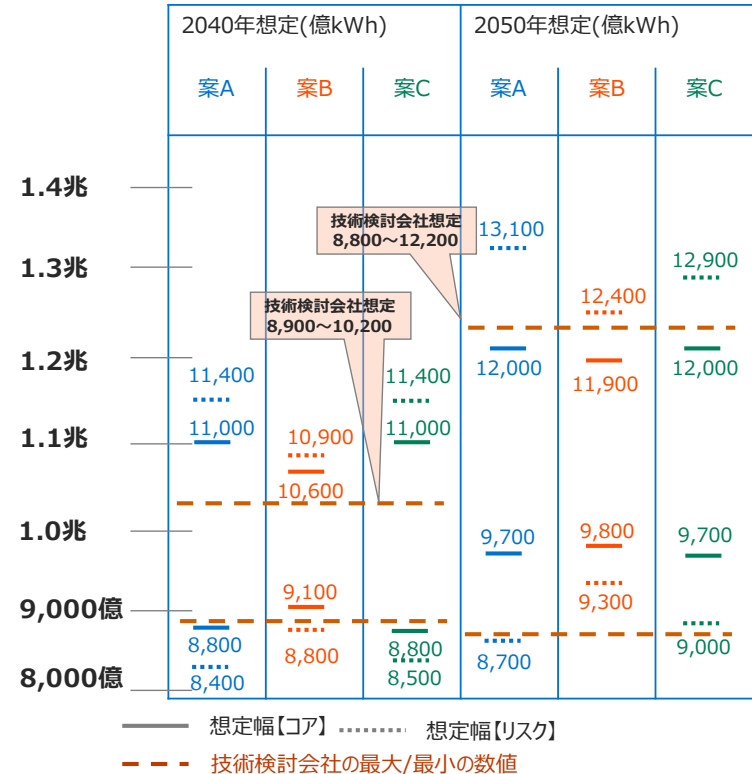
- 案A～Cの異なる方法にて技術検討会社の結果に基づき想定幅を作成した後、検討会で頂戴した意見を踏まえ、案B,Cの想定幅をベースに、2040年2ケース、2050年4ケースのモデルケースを設定した。

	考え方	概要
案A	これまで提示してきた基本的な考え方	<p>コア：技術検討会社3社のmidケースの最大値/最小値を用いて要素グループ毎の幅を作成（2の7乗＝128通り）</p> <p>リスク：技術検討会社3社のlow/mid/highケースの最大値/最小値を用いて要素グループ毎の幅を作成（2の7乗＝128通り）</p>
案B	全midケースを考慮した上で統計処理を施す考え方	<p>技術検討会社3社の全midケース（3ケース）及びlow/highケースの最大値/最小値の合計5つを用いて要素グループ毎の幅を作成（5の7乗＝78125通り）</p> <p>コア：上記分布の80%信頼区間（上位下位10%を排除）を採用</p> <p>リスク：上記分布の95%信頼区間（上位下位2.5%を排除）を採用</p>
案C	不確実性の大きい要素の影響を考慮する考え方	<p>コア：案Aと同じ</p> <p>リスク：不確実性の最も大きい要素グループの数値（想定幅【コア】と技術検討会社のHigh/Lowとの差分のうち、最も乖離数値が大きいもの）を想定幅（コア）に考慮）</p>

※コア：蓋然性のある想定幅、リスク：不確実性も考慮した想定幅

上記案について委員・オブザーバーから頂いた意見

- コアとリスクの双方の幅の考え方については概ね賛同。
- 案A～Cのいずれについても一人以上から賛成する意見があった。
- すべての要素の不確実性が同時発生するため過大な想定になる等の懸念から、**案Aについては不適とする意見が複数寄せられた。**

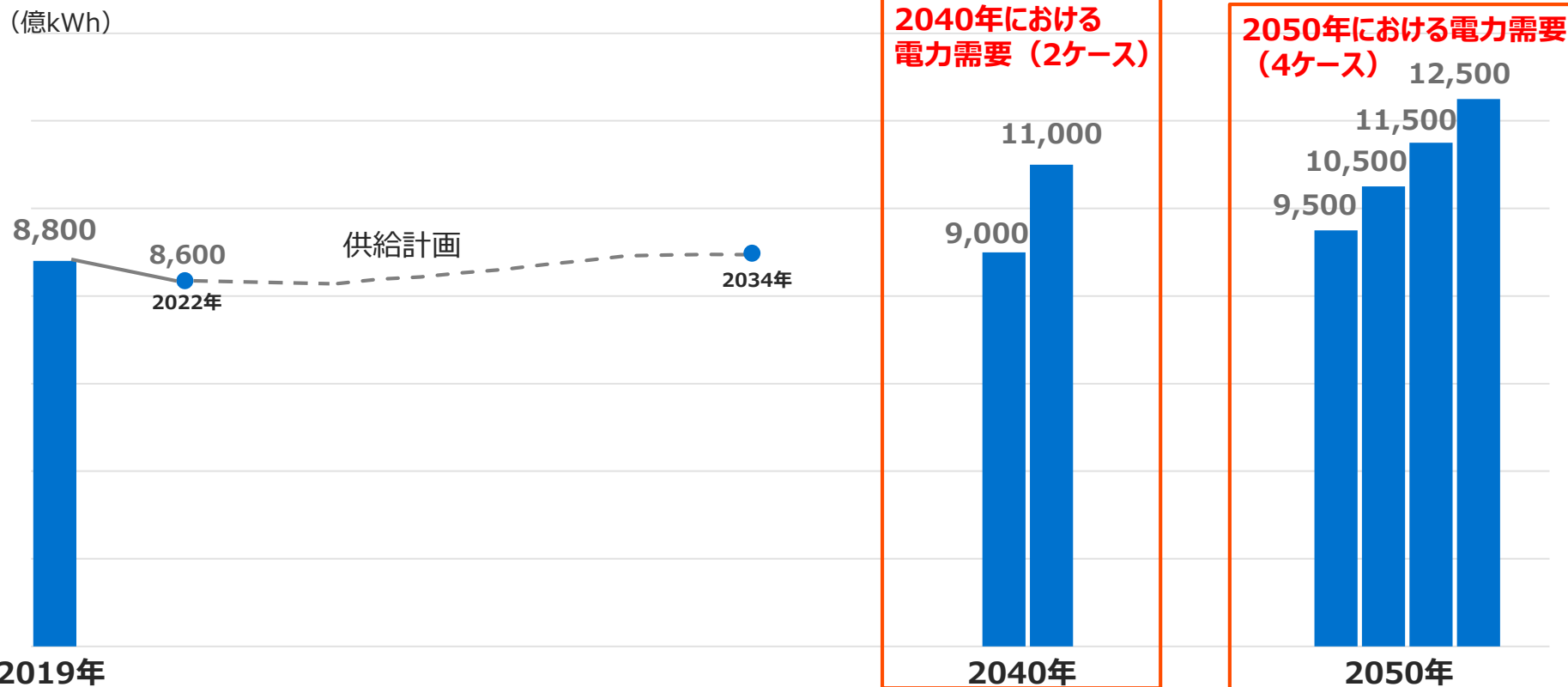


モデルケースの設定

- 技術検討会社の想定に基づく案B,Cのコア・リスクの想定幅をベースに、2040年2ケース、2050年4ケースを設定する

- 技術検討会社の想定に基づく案B,Cのコア・リスクの想定幅をベースに、2040年では、9,000億、11,000億kWhの2つ、2050年では、9,500億、10,500億、11,500億、12,500億kWhの4つのモデルケースを設定する。
- 関係者がそれぞれの目的に沿ってモデルを選択し、かつそのモデルを必要に応じてカスタマイズできるように、各モデルの内訳も要素毎に設定する。

将来の電力需要の想定ケース（需要地併設型太陽光による自家消費控除前：送電端）



※2019、2022年度は総合エネルギー統計の事業用電力を送電端に変換。2023～2034年度は、全国及び供給区域ごとの需要想定（2025年度、OCCTO）の送電端電力量を採用。なお、いずれの数値にも事務局想定 of 自家消費電力量を考慮

- 足元で顕在化しているデータセンター・半導体製造などの需要増加は限定的となり、人口減少などによる需要減少を補う程度に留まることから、全体の需要は2019年とほぼ同等の9,000億kWhとなる。

需要要素			モデル概要	需要(億kWh)
全体			● --	9,000
需要	2019年度実績		● --	8,800
	民生部門		<ul style="list-style-type: none"> 社人研の人口低位ケース（出生低位、死亡高位ケース）と同様のペースで人口減少が大きく進み（2019年比▲14%）、家庭部門での給湯を中心として電化が進展（給湯電化世帯数が2019年比で3.0倍まで拡大し、給湯電化で+90億kWh）するものの、経済活動の冷え込みにより業務用床面積は横ばいとなり、需要は減少する 	▲550
	産業部門		<ul style="list-style-type: none"> 高温帯での電化率は10%となるまで電化が進むが、国内の経済活動が停滞（IIPは2019年比▲5%）し、需要は減少する 	▲100
	DX関連	デジタル・半導体産業	<ul style="list-style-type: none"> 2040年のデータ通信量は140倍まで増加するも、省エネ技術の進展等により、データセンターの増設による需要の増加は一定程度に抑えられる 国内に生産能力60万枚/月の半導体製造工場が新設されることにより需要が微増する 	+600
	GX関連	自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> 2040年には、電気自動車ストック比率が乗用車32%、その他車種12%と、過去のトレンドペースに電気自動車の導入スピードが留まり、需要の増加は限定的となる 	+200
		鉄鋼業	<ul style="list-style-type: none"> 電炉化率は35%、CCS付の高炉比率も5%に留まり、生産方式の主流は依然として高炉となることから、電化の需要増加は限定的であることに加え、足元の鋼材需要の減少ペースが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の80%まで減少するため、需要は現在から微増となる 	+α
		自家発・水素製造・DAC他	<ul style="list-style-type: none"> 製紙・セメント産業における自家発減少に伴う系統需要への転換は若干見込まれる一方、水素・DACといった新技術の導入は限定的となり、これらの需要は微増にとどまる 	+50

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
-	2019年度実績	● --	8,800
1	基礎的需要（家庭）	<ul style="list-style-type: none"> ● 人口の増減に応じて需要が変動 ● 社人研の2050年人口低位ケース（出生低位・死亡高位ケース）と同様、2019年度から世帯数が14%減少 	▲400
3	基礎的需要（業務）	<ul style="list-style-type: none"> ● 業務用床面積の増減に応じて需要が変動 ● 業務用床面積が2019年度から不変となる 	+α
2, 4, 5	省エネ+電化（民生）	<ul style="list-style-type: none"> ● 家庭の電化率が2019年度から4%上昇することにより+150億kWh（家庭電化率=54%） ● 電化（業務）による需要増加と省エネの影響は、▲300億kWhとなる 	▲150
6	基礎的需要（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● IIPの増減に応じて需要が変動 ● IIPが2019年度比で▲5%となる 	▲150
7, 8	省エネ+電化（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● 高温帯での電化シェアは10%となるまで電化が進む ● 低温帯での電化と省エネの影響は、▲20億kWhとなる 	+50

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
9	データセンター	<ul style="list-style-type: none"> データ通信量、通信量あたりの電力消費量（データ処理効率）、PUE（施設の電力使用量に占めるIT機器による電力使用量の割合）に応じて需要が変動 データ通信量は現在から140倍に増加する一方、データ処理効率に関して、IOWN構想などを踏まえて、データ処理効率は1/25倍、冷却技術の向上によりPUEは1.2にまで低減する 	+450
10	ネットワーク	<ul style="list-style-type: none"> ネットワーク通信に用いる基地局数と基地局あたりの電力消費量に応じて需要が変動 基地局数は2019年度から変わらず95万カ所、基地局あたりの電力消費量は6G以降の次世代型の基地局拡大を踏まえ、現在の2倍となる1,500W/基となる 	+50
11	半導体	<ul style="list-style-type: none"> 半導体工場の新設に伴い電力需要が変動 国内に60万枚/月の生産能力に相当する半導体製造工場が新設される 	+100
12	電化（運輸）	<ul style="list-style-type: none"> 過去10年間の販売台数のトレンドに基づき電気自動車の導入が進むケース（2040年の電気自動車ストック比率：乗用車32%、その他車種12%） 	+200
13	自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> 車載用蓄電池工場の増設に伴い需要が変動 蓄電池産業戦略の国内製造目標である150GWh/年に届かず、50GWh/年に留まる 	+a
14	鉄鋼	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量の増減と製造プロセスの変化（高炉/電炉/水素還元製鉄）により需要が変動 過去の減少トレンドが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の80%にまで減少する一方、製造プロセスでは、従来と変わらず高炉が中心となり、電炉化率は35%に留まる 	+a
15	化学	<ul style="list-style-type: none"> エチレン生産量の増減と自家発の存続/廃止によって需要が変動 エチレン生産量は2019年度比▲19%（520万t）まで減少する一方で、自家発比率が2019年度比▲3%（25%）となって系統需要が増加するため、全体としては横ばいとなる 	+a
16	自家発	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費が大きく大規模な自家発を有する製紙産業、セメント産業等を対象に、自家発の存続/廃止によって需要が変動 自家発比率について、セメントは▲2%（28%）、製紙は▲10%（60%）になる 	+50
17	水素製造	<ul style="list-style-type: none"> 国内での水電解装置の導入は限定的 	+a
18	DAC	<ul style="list-style-type: none"> 国内でのDACの導入は限定的 	+a

- 民生部門では人口減少が緩やかになることに加え、データセンター・半導体製造などDX関連産業の活性化、自動車の電動化などにより、DX・GXに起因する需要増加分が総需要の20%に迫るほど拡大し、電力需要は11,000億kWhとなる。

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
全体		・ --	11,000
需要	2019年度実績	・ --	8,800
	民生部門	<ul style="list-style-type: none"> 社人研の人口高位ケース（出生高位、死亡低位ケース）と同様のペースで人口減少に歯止めがかかることに加えて（2019年▲2%）、家庭部門での給湯を中心として電化が進展（給湯電化世帯数が2019年比で4.9倍まで拡大し、給湯電化で+220億kWh）し、更には経済活動の活性化により業務用床面積も1.13倍となり、需要減少は限定的となる。 	▲200
	産業部門	<ul style="list-style-type: none"> 技術革新などにより高温帯での電化率が12%となるまで電化が進むことに加え、国内の経済活動が活性化するため（IIPは2019年比+14%）、需要は大きく増加する 	+500
	DX関連	デジタル・半導体産業 <ul style="list-style-type: none"> AI学習向けデータセンターの導入、生成AI技術の活用範囲の拡大により、2040年のデータ通信量は200倍まで拡大し、データセンターの増設により需要は大きく増加する 国内に生産能力120万枚/月の半導体製造工場が新設されることにより需要が増加する 	+1,000
	GX関連	自動車産業 <ul style="list-style-type: none"> 2040年には、電気自動車ストック比率が乗用車58%、その他車種32%と、過去のトレンドを上回る勢いで電気自動車の導入が進展し、需要も大幅に増加する 	+500
		鉄鋼業 <ul style="list-style-type: none"> 生産プロセスが徐々に従来の高炉から、CCS付きの高炉、電炉、水素還元製鉄へ切り替わりはじめる（CCS比率15%、電炉化率は40%）、自家発の廃止に伴い系統電力の需要が増加する 足元の鋼材需要の減少トレンドが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の84%まで減少するものの、生産プロセスの変化による増加要因が上回り、需要は現在から増加する 	+100
		自家発・水素製造・DAC他 <ul style="list-style-type: none"> 製紙・セメント産業において、自家発減少に伴う系統需要への転換が進むとともに、国内で合計70万kWの水電解装置が導入されることにより、需要は増加する 	+300

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
-	2019年度実績		8,800
1	基礎的需要（家庭）	<ul style="list-style-type: none"> ● 人口の増減に応じて需要が変動 ● 社人研の2050年人口高位ケース（出生高位・死亡低位ケース）と同様、2019年度から世帯数2%減少する 	▲50
3	基礎的需要（業務）	<ul style="list-style-type: none"> ● 業務用床面積の増減に応じて需要が変動 ● 業務用床面積が2019年度比で14%増加する 	+450
2, 4, 5	省エネ+電化（民生）	<ul style="list-style-type: none"> ● 家庭の電化率が2019年度から9%上昇することにより+360億kWh（家庭電化率=59%） ● 電化（業務）による需要増加と省エネの影響は、▲960億kWhとなる 	▲600
6	基礎的需要（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● IIPの増減に応じて需要が変動 ● IIPが2019年度比で+14%となる 	+400
7, 8	省エネ+電化（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● 高温帯での電化シェアは11%となるまで電化が進む ● 低温度帯での電化と省エネの影響は、▲70億kWhとなる 	+100

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
9	データセンター	<ul style="list-style-type: none"> データ通信量、通信量あたりの電力消費量（データ処理効率）、PUE（施設の電力使用量に占めるIT機器による電力使用量の割合）に応じて需要が変動 データ通信量は現在から200倍に増加する一方、データ処理効率に関して、IOWN構想などを踏まえて、データ処理効率は1/25倍、冷却技術の向上によりPUEは1.2にまで低減する 	+700
10	ネットワーク	<ul style="list-style-type: none"> ネットワーク通信に用いる基地局数と基地局あたりの電力消費量に応じて需要が変動 基地局数は6G以降の基地局拡大などから200万カ所、基地局あたりの電力消費量は6G以降の次世代型の基地局拡大と同時に省エネも進展するため現在の1.2倍となる900W/基に留まる 	+100
11	半導体	<ul style="list-style-type: none"> 半導体工場の新設に伴い電力需要が変動 国内に120万枚/月の生産能力に相当する半導体製造工場が新設される 	+200
12	電化（運輸）	<ul style="list-style-type: none"> 過去10年間の販売台数のトレンドに基づき電気自動車の導入が進むケース（2040年の電気自動車ストック比率：乗用車58%、その他車種32%） 	+400
13	自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> 車載用蓄電池工場の増設に伴い需要が変動 蓄電池産業戦略の国内製造目標である150GWh/年の製造規模を2030年に達成、その後2050年に200GWh/年まで拡大する 	+100
14	鉄鋼	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量の増減と製造プロセスの変化（高炉/電炉/水素還元製鉄）により需要が変動 過去の減少トレンドが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の84%にまで減少する一方、製造プロセスでは、電炉や水素還元製鉄の導入拡大により、電炉化率は40%まで進展する 	+100
15	化学	<ul style="list-style-type: none"> エチレン生産量の増減と自家発の存続/廃止によって需要が変動 エチレン生産量は2019年度比▲17%（530万t）まで減少する一方で、自家発比率が2019年度比▲13%（15%）となって系統需要が増加するため、全体としては横ばいとなる 	+a
16	自家発	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費が大きく大規模な自家発を有する製紙産業、セメント産業等を対象に、自家発の存続/廃止によって需要が変動 自家発比率について、セメントは▲20%（10%）、製紙は▲35%（35%）になる 	+250
17	水素製造	<ul style="list-style-type: none"> 将来の水電解装置の導入量に応じて需要が変動（設備利用率80%として電力消費量を想定） 2030年までは現行のプロジェクト動向などから累計10万kW、2040年までに新たに60万kWが導入され、累計70万kW（水素製造量10万トン）となる 	+50
18	DAC	<ul style="list-style-type: none"> 国内でのDACの導入は限定的 	+a

- DX・GXの進展による需要増加は一定程度あるものの、人口減少・省エネを主たる要因とする民生部門での需要減少などにより、全体の需要は2019年からやや増加した9,500億kWhにとどまる。

需要要素			モデル概要	需要(億kWh)
全体			● --	9,500
需要	2019年度実績		● --	8,800
	民生部門		<ul style="list-style-type: none"> 社人研の人口低位ケース（出生低位、死亡高位ケース）と同様のペースで人口減少が大きく進み（2019年比▲23%）、家庭部門での給湯を中心として電化が進むものの（給湯電化世帯数が2019年比で3.4倍まで拡大し、給湯電化で+130億kWh）、省エネの進展に加え、経済活動の冷え込みにより業務用床面積は1.03倍となり、需要は大幅に減少する 	▲700
	産業部門		<ul style="list-style-type: none"> 高温帯での電化率が10%となるまで電化が進むものの、省エネの進展に加え、国内の経済活動の冷え込み（IIPは 2019年比▲7%）、需要は減少する 	▲150
	DX関連	デジタル・半導体産業	<ul style="list-style-type: none"> 2050年のデータ通信量は900倍まで増加するも、省エネ技術の進展などにより、データセンターの増設による需要の増加は一定程度に抑えられる見込み 国内に生産能力90万枚/月の半導体製造工場が新設されることにより需要が増加する 	+900
	GX関連	自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> 2050年には、電気自動車ストック比率が乗用車63%、その他車種40%と、e-fuelと共存する形で電気自動車の導入が進み、需要は増加する 	+450
		鉄鋼業	<ul style="list-style-type: none"> 電炉化率は35%、CCS付の高炉比率も22%に留まり、生産方式の主流は依然として従来高炉となることから、電化の需要増加は限定的である一方、現在の鋼材需要の減少ペースが継続し粗鋼生産量は現在の67%まで減少するため、需要は現在から微増するにとどまる 	+50
		自家発・水素製造・DAC他	<ul style="list-style-type: none"> 製紙・セメント産業における自家発減少に伴う系統需要への転換が若干進むことに加え、70万kWの水電解装置の導入により、需要は若干増加する 	+150

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
-	2019年度実績	● --	8,800
1	基礎的需要（家庭）	<ul style="list-style-type: none"> ● 人口の増減に応じて需要が変動 ● 社人研の2050年人口低位ケース（出生低位・死亡高位ケース）と同様、2019年度から世帯数が23%減少する 	▲600
3	基礎的需要（業務）	<ul style="list-style-type: none"> ● 業務用床面積の増減に応じて需要が変動 ● 業務用床面積が2019年度比で3%増加する 	+100
2,4,5	省エネ+電化（民生）	<ul style="list-style-type: none"> ● 家庭の電化率が2019年度から7%上昇することにより+210億kWh（家庭電化率=57%） ● 電化（業務）による需要増加と省エネの影響は、▲410億kWhとなる 	▲200
6	基礎的需要（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● IIPの増減に応じて需要が変動 ● IIPが2019年度比で▲7%となる 	▲200
7,8	省エネ+電化（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● 高温帯での電化シェアは10%となるまで電化が進む ● 低温帯での電化と省エネの影響は、▲20億kWhとなる 	+50

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
9	データセンター	<ul style="list-style-type: none"> データ通信量、通信量あたりの電力消費量（データ処理効率）、PUE（施設の電力使用量に占めるIT機器による電力使用量の割合）に応じて需要が変動 データ通信量は現在から900倍に増加する一方、IOWN構想の実現によりデータ処理効率は1/100、冷却技術の向上によりPUEは1.1にまで低減する 	+ 650
10	ネットワーク	<ul style="list-style-type: none"> ネットワーク通信に用いる基地局数と基地局あたりの電力消費量に応じて需要が変動 基地局数は2019年度から変わらず95万カ所、基地局あたりの電力消費量は6G以降の次世代型の基地局拡大を踏まえ、現在の2.5倍となる2,000W/基となる 	+ 100
11	半導体	<ul style="list-style-type: none"> 半導体工場の新設に伴い電力需要が変動 国内に90万枚/月の生産能力に相当する半導体製造工場が新設される 	+ 150
12	電化（運輸）	<ul style="list-style-type: none"> 過去10年間の販売台数のトレンドに基づき電気自動車の導入が進むケース（2050年の電気自動車ストック比率：乗用車63%、その他車種40%等） 	+400
13	自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> 車載用蓄電池工場の増設に伴い需要が変動 蓄電池産業戦略の国内製造目標である150GWh/年に届かず、100GWh/年に留まる 	+ 50
14	鉄鋼	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量の増減と製造プロセスの変化（高炉/電炉/水素還元製鉄）により需要が変動 過去の減少トレンドが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の67%にまで減少する一方、製造プロセスでは、従来と変わらず高炉が中心となり、電炉化率は35%に留まる 	+ 50
15	化学	<ul style="list-style-type: none"> エチレン生産量の増減と自家発の存続/廃止によって需要が変動 エチレン生産量は2019年度比▲23%（490万t）まで減少する一方で、自家発比率が2019年度比▲8%（20%）となって系統需要が増加するため、全体としては横ばいとなる 	+α
16	自家発	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費が大きく大規模な自家発を有する製紙産業、セメント産業等を対象に、自家発の存続/廃止によって需要が変動 自家発比率について、セメントは▲5%（25%）、製紙は▲20%（50%）になる 	+ 100
17	水素製造	<ul style="list-style-type: none"> 将来の水電解装置の導入量に応じて需要が変動（設備利用率80%として電力消費量を想定） 2030年までは現行のプロジェクト動向などから累計10万kW、2050年までに新たに60万kWが導入され、累計70万kW（水素製造量10万トン）となる 	+50
18	DAC	<ul style="list-style-type: none"> 国内でのDACの導入は限定的 	+α

- データセンターの更なる増設や自動車の電動化などにより、DX・GXに起因する需要増加分が総需要の20%を占めるまで拡大し、電力需要は10,500億kWhとなる。

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
全体		● --	10,500
需要	2019年度実績		8,800
	民生部門		▲650
	産業部門		+150
	DX関連	デジタル・半導体産業	+1,250
	GX関連	自動車産業	+550
		鉄鋼業	+150
		自家発・水素製造・DAC他	+250

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
-	2019年度実績		8,800
1	基礎的需要（家庭）	<ul style="list-style-type: none"> ● 人口の増減に応じて需要が変動 ● 社人研の2050年出生中位・死亡高位ケースと同様、2019年度から世帯数が21%減少する 	▲550
3	基礎的需要（業務）	<ul style="list-style-type: none"> ● 業務用床面積の増減に応じて需要が変動 ● 業務用床面積が2019年度比で8%増加する 	+250
2, 4, 5	省エネ+電化（民生）	<ul style="list-style-type: none"> ● 家庭の電化率が2019年度から9%上昇することにより+280億kWh（家庭電化率=59%） ● 電化（業務）による需要増加と省エネの影響は、▲630億kWhとなる 	▲350
6	基礎的需要（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● IIPの増減に応じて需要が変動 ● IIPが2019年度比で2%となる 	+50
7, 8	省エネ+電化（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● 高温帯での電化シェアは11%となるまで電化が進む ● 低温帯での電化と省エネの影響は、▲40億kWhとなる 	+100

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
9	データセンター	<ul style="list-style-type: none"> データ通信量、通信量あたりの電力消費量（データ処理効率）、PUE（施設の電力使用量に占めるIT機器による電力使用量の割合）に応じて需要が変動 データ通信量は現在から1,100倍に増加する一方、IOWN構想の実現によりデータ処理効率は1/100、冷却技術の向上によりPUEは1.1にまで低減する 	+900
10	ネットワーク	<ul style="list-style-type: none"> ネットワーク通信に用いる基地局数と基地局あたりの電力消費量に応じて需要が変動 基地局数は6G以降の基地局拡大を踏まえ150万カ所、基地局あたりの電力消費量は6G以降の次世代型の基地局拡大を踏まえ、現在の2.25倍となる1,700W/基となる 	+150
11	半導体	<ul style="list-style-type: none"> 半導体工場の新設に伴い需要が変動 国内に120万枚/月の生産能力に相当する半導体製造工場が新設される 	+200
12	電化（運輸）	<ul style="list-style-type: none"> 過去10年間の販売台数のトレンドに基づき電気自動車の導入が進むケース（2050年の電気自動車ストック比率：乗用車68%、その他車種47%等） 	+450
13	自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> 車載用蓄電池工場の増設に伴い需要が変動 蓄電池産業戦略の国内製造目標である150GWh/年の製造規模を2030年に達成、その後2050年に200GWh/年まで拡大する 	+100
14	鉄鋼	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量の増減と製造プロセスの変化（高炉/電炉/水素還元製鉄）により需要が変動 過去の減少トレンドが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の70%にまで減少する一方、製造プロセスでは、電炉や水素還元製鉄の導入が進み、電炉化率は35%にまで進展する 	+150
15	化学	<ul style="list-style-type: none"> エチレン生産量の増減と自家発の存続/廃止によって需要が変動 エチレン生産量は2019年度比▲22%（500万t）まで減少する一方で、自家発比率が2019年度比▲11%（17%）となって系統需要が増加するため、全体としては横ばいとなる 	+α
16	自家発	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費が大きく大規模な自家発を有する製紙産業、セメント産業等を対象に、自家発の存続/廃止によって需要が変動 自家発比率について、セメントは▲10%（20%）、製紙は▲28%（42%）になる 	+150
17	水素製造	<ul style="list-style-type: none"> 将来の水電解装置の導入量に応じて需要が変動（設備利用率80%として電力消費量を想定） 2030年までは現行のプロジェクト動向などから累計10万kW、2050年までに新たに60万kWが導入され、累計70万kW（水素製造量10万トン）となる 	+50
18	DAC	<ul style="list-style-type: none"> 将来のDACによるCO2回収量に応じて需要が変動 2050年時点で1,100万トンが国内DACにより回収される 	+50

- 社会全体のDX進展に伴うデータセンター・半導体製造など電力多消費産業が活性化するとともに、自動車の更なる電動化、鉄鋼産業への水素還元製鉄の導入などにより、DX・GXに起因する需要増加分が25%まで急拡大することで、電力需要は11,500億kWhまで増加する。

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
全体		● --	11,500
需要	2019年度実績		8,800
	民生部門		▲600
	産業部門		+450
	DX関連	デジタル・半導体産業	+1,600
	GX関連	自動車産業	+650
		鉄鋼業	+250
自家発・水素製造・DAC他		+350	

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
-	2019年度実績		8,800
1	基礎的需要（家庭）	<ul style="list-style-type: none"> ● 人口の増減に応じて需要が変動 ● 社人研の2050年出生中位・死亡低位ケースと同様、2019年度から世帯数が17%減少する 	▲450
3	基礎的需要（業務）	<ul style="list-style-type: none"> ● 業務用床面積の増減に応じて需要が変動 ● 業務用床面積が2019年度比で13%増加する 	+400
2, 4, 5	省エネ+電化（民生）	<ul style="list-style-type: none"> ● 家庭の電化率が2019年度から10%上昇することにより+310億kWh（家庭電化率=60%） ● 電化（業務）による需要増加と省エネの影響は、▲860億kWhとなる 	▲550
6	基礎的需要（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● IIPの増減に応じて需要が変動 ● IIPが2019年度比で+10%（年平均変化率+0.3%/年）となる 	+300
7, 8	省エネ+電化（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● 高温帯での電化シェアは12%となるまで電化が進む ● 低温帯での電化と省エネの影響は、▲70億kWhとなる 	+150

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
9	データセンター	<ul style="list-style-type: none"> データ通信量、通信量あたりの電力消費量（データ処理効率）、PUE（施設の電力使用量に占めるIT機器による電力使用量の割合）に応じて需要が変動 データ通信量は現在から1,400倍に増加する一方、IOWN構想の実現によりデータ処理効率は1/100、冷却技術の向上によりPUEは1.1にまで低減する 	+1,150
10	ネットワーク	<ul style="list-style-type: none"> ネットワーク通信に用いる基地局数と基地局あたりの電力消費量に応じて需要が変動 基地局数は6G以降の基地局拡大を踏まえ200万カ所、基地局あたりの電力消費量は6G以降の次世代型の基地局拡大と同時に省エネも進展するため、現在の2倍となる1,500W/基に留まる 	+200
11	半導体	<ul style="list-style-type: none"> 半導体工場の新設に伴い需要が変動 国内に150万枚/月の生産能力に相当する半導体製造工場が新設される 	+250
12	電化（運輸）	<ul style="list-style-type: none"> 過去10年間の販売台数のトレンドに基づき電気自動車の導入が進むケース（2050年の電気自動車ストック比率：乗用車79%、その他車種53%等） 	+550
13	自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> 車載用蓄電池工場の増設に伴い需要が変動 蓄電池産業戦略の国内製造目標である150GWh/年の製造規模を2030年に達成、その後2050年に200GWh/年まで拡大 	+100
14	鉄鋼	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量の増減と製造プロセスの変化（高炉/電炉/水素還元製鉄）により需要が変動 過去の減少トレンドが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の73%にまで減少する一方、製造プロセスでは、電炉や水素還元製鉄の導入が進み、電炉化率は40%にまで進展する 	+250
15	化学	<ul style="list-style-type: none"> エチレン生産量の増減と自家発の存続/廃止によって需要が変動 エチレン生産量は2019年度比▲20%（510万t）まで減少する一方で、自家発比率が2019年度比▲15%（13%）となって系統需要が増加するため、全体としては横ばいとなる 	+α
16	自家発	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費が大きく大規模な自家発を有する製紙産業、セメント産業等を対象に、自家発の存続/廃止によって需要が変動 自家発比率について、セメントは▲15%（15%）、製紙は▲33%（37%）になる 	+200
17	水素製造	<ul style="list-style-type: none"> 将来の水電解装置の導入量に応じて需要が変動（設備利用率80%として電力消費量を想定） 2030年までは現行のプロジェクト動向などから累計10万kW、2050年までに新たに130万kWが導入され、累計140万kW（水素製造量20万トン）となる 	+100
18	DAC	<ul style="list-style-type: none"> 将来のDACによるCO2回収量に応じて需要が変動 2050年時点で1,100万トンを国内DACにより回収される 	+50

- 社会全体の急速なDX進展に伴うデータセンター・半導体製造など電力多消費需要が加速的に増加するとともに、自動車の電動化が大幅に進み、水素製造やDACなどGX関連の新技术が国内でも大規模に導入されることで、DX・GXに起因する需要増加分が総需要の30%を占め、電力需要は12,500億kWhと大幅に増加する。

需要要素			モデル概要	需要(億kWh)
全体			• --	12,500
需要	2019年度実績		• --	8,800
	民生部門		<ul style="list-style-type: none"> 社人研の人口高位ケース（出生高位、死亡低位ケース）と同様のペースで人口減少に歯止めがかかることに加えて（2019年比▲11%）、家庭部門での給湯を中心として電化が進展（給湯電化世帯数が2019年比で5.2倍まで拡大し、給湯電化で+220億kWh）し、更には経済活動の活性化により業務用床面積も1.16倍となり、需要減少は限定的となる。 	▲500
	産業部門		<ul style="list-style-type: none"> 技術革新などにより高温帯での電化率が13%となるまで電化が進むことに加え、国内の経済活動が活性化するため（IIPは2019年比+14%）、需要は大きく増加する 	+650
	DX関連	デジタル・半導体産業	<ul style="list-style-type: none"> AI学習向けデータセンターの勃興、生成AI技術の活用範囲の大幅拡大により、2050年のデータ通信量は1,700倍と、過去の伸びを上回るペースで進展することにより、データセンターの増設による需要は大幅に増加する 国内に生産能力180万枚/月の半導体製造工場が新設されることにより需要が大きく増加する 	+1,950
	GX関連	自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> 2050年には、電気自動車ストック比率が乗用車85%、その他車種57%と、e-fuelと共存する形で電気自動車の導入が進み、需要は増加する 	+750
		鉄鋼業	<ul style="list-style-type: none"> 生産プロセスが従来の高炉から、電炉、水素還元製鉄へ大きく転換し（電炉化率は45%）、自家発の廃止に伴い系統電力の需要が大幅に増加する 足元の減少ペースが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の78%まで減少するものの、生産プロセスの変化による増加要因が上回り、需要は現在から大きく増加する 	+350
		自家発・水素製造・DAC他	<ul style="list-style-type: none"> 製紙・セメント産業において、自家発減少に伴う系統需要への転換が進むとともに、140万kWの水電解装置、年間回収量2,200万トンを可能とするDAC設備の導入により、需要は大きく増加する 	+500

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
-	2019年度実績	● --	8,800
1	基礎的需要（家庭）	<ul style="list-style-type: none"> ● 人口の増減に応じて需要が変動 ● 社人研の2050年人口高位ケース（出生高位・死亡低位ケース）と同様、2019年度から世帯数が11%減少する 	▲300
3	基礎的需要（業務）	<ul style="list-style-type: none"> ● 業務用床面積の増減に応じて需要が変動 ● 業務用床面積が2019年度比で16%増加する 	+500
2, 4, 5	省エネ+電化（民生）	<ul style="list-style-type: none"> ● 家庭の電化率が2019年度から11%上昇することにより+360億kWh（家庭電化率=61%） ● 電化（業務）による需要増加と省エネの影響は、▲1,060億kWhとなる 	▲700
6	基礎的需要（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● IIPの増減に応じて需要が変動 ● IIPが2019年度比で+14%となる 	+450
7, 8	省エネ+電化（産業）	<ul style="list-style-type: none"> ● 高温帯での電化シェアは13%となるまで電化が進む ● 低温帯での電化と省エネの影響は、▲120億kWhとなる 	+200

需要要素		モデル概要	需要(億kWh)
9	データセンター	<ul style="list-style-type: none"> データ通信量、通信量あたりの電力消費量（データ処理効率）、PUE（施設の電力使用量に占めるIT機器による電力使用量の割合）に応じて需要が変動 データ通信量は現在から1,700倍に増加する一方、IOWN構想の実現によりデータ処理効率は1/100、冷却技術の向上によりPUEは1.1にまで低減する 	+1,400
10	ネットワーク	<ul style="list-style-type: none"> ネットワーク通信に用いる基地局数と基地局あたりの電力消費量に応じて需要が変動 基地局数は6G以降の基地局拡大を踏まえ300万カ所、基地局あたりの電力消費量は6G以降の次世代型の基地局拡大と同時に省エネも進展するため、現在の1.6倍となる1,200W/基に留まる 	+250
11	半導体	<ul style="list-style-type: none"> 半導体工場の新設に伴い需要が変動 国内に180万枚/月の生産能力に相当する半導体製造工場が新設される 	+300
12	電化（運輸）	<ul style="list-style-type: none"> 過去10年間の販売台数のトレンドに基づき電気自動車の導入が進むケース（2050年の電気自動車ストック比率：乗用車85%、その他車種57%等） 	+600
13	自動車産業	<ul style="list-style-type: none"> 車載用蓄電池工場の増設に伴い需要が変動 蓄電池産業戦略の国内製造目標である150GWh/年の製造規模を2030年に達成、その後2050年に300GWh/年まで拡大 	+150
14	鉄鋼	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量の増減と製造プロセスの変化（高炉/電炉/水素還元製鉄）により需要が変動 過去の減少トレンドが将来にわたって継続し、粗鋼生産量は現在の78%にまで減少する一方、製造プロセスでは、電炉や水素還元製鉄の導入が進み、電炉化率は45%にまで進展する 	+350
15	化学	<ul style="list-style-type: none"> エチレン生産量の増減と自家発の存続/廃止によって需要が変動 エチレン生産量は2019年度比▲19%（520万t）まで減少する一方で、自家発比率が2019年度比▲18%（10%）となって系統需要が増加するため、全体としては横ばいとなる 	+α
16	自家発	<ul style="list-style-type: none"> 電力消費が大きく大規模な自家発を有する製紙産業、セメント産業等を対象に、自家発の存続/廃止によって需要が変動 自家発比率について、セメントは▲25%（5%）、製紙は▲48%（22%）になる 	+300
17	水素製造	<ul style="list-style-type: none"> 将来の水電解装置の導入量に応じて需要が変動（設備利用率80%として電力消費量を想定） 2030年までは現行のプロジェクト動向などから累計10万kW、2050年までに新たに130万kWが導入され、累計140万kW（水素製造量20万トン）となる 	+100
18	DAC	<ul style="list-style-type: none"> 将来のDACによるCO2回収量に応じて需要が変動 2050年時点で2,200万トンが国内DACにより回収される 	+100

要素	代表指標				
	指標名称	評価単位	2019年実績	9,000億kWh	11,000億kWh
①基礎的需要 （家庭）	総世帯数	万世帯	5,400	4,580（▲15%）	5,310（▲2%）
③基礎的需要 （業務）	業務用床面積	百万m ³	1,900	1,900（+0%）	2,160（+14%）
②④⑤省エネ＋電化（民生）	電化率（家庭）	%	50%	55%	59%
	電化（業務）＋省エネ	億kWh	--	▲300	▲960
⑥基礎的需要 （産業）	IIP（鉱工業指数）	-	110	105(▲5%)	126(+14%)
⑦⑧省エネ＋電化（産業）	高温帯電化率	%	9%	10%	11%
	その他電化＋省エネ	億kWh	--	▲20	▲70

※2019年の値に対する増減率を表す

要素	代表指標				
	指標名称	評価単位	2019年実績	9,000億 kWh	11,000億 kWh
⑨データセンター	データ通信量	Gbps	3,100	450,000	600,000
	データ処理効率	-	1	0.04	0.04
	PUE	-	1.7	1.2	1.2
⑩ネットワーク	基地局数	千基地局	950	950	2,000
	基地局あたり電力需要	W/基地局	750	1500	900
⑪半導体	生産能力	万枚/月	120	180	240

要素	代表指標				
	指標名称	評価単位	2019年実績	9,000億 kWh	11,000億 kWh
⑫運輸	全自動車フロー台数	万台	510	440	470
	乗用車販売台数	万台	420	370	390
	その他車種販売台数	万台	85	75	79
	乗用車フロー中 電気自動車比率	フロー	1%	36%	61%
	その他車種フロー中 電気自動車比率	フロー	0%	17%	37%
	全自動車ストック台数	百万台	75	66	69
	乗用車ストック台数	百万台	60	53	56
	その他車種ストック台数	百万台	15	13	14
	乗用車ストック中 電気自動車シェア	ストック	0.2%	32%	58%
	その他車種ストック中 電気自動車シェア	ストック	0%	12%	32%
⑬自動車産業	車載用蓄電池工場 製造能力（ストック）	GWh	-	50	200

要素	代表指標				
	指標名称	評価単位	2019年実績	9,000億 kWh	11,000億 kWh
⑭鉄鋼	粗鋼生産量	百万トン	98	78	82
	高炉/低排出炉シェア	ストック	76%	65%	55%
	-全体に対するCCSシェア	ストック	0%	5%	15%
	電炉シェア	ストック	24%	35%	40%
	水素還元製鉄シェア	ストック	0%	0%	5%
⑮化学	エチレン生産量	百万トン	6.4	5.2	5.3
	石油化学自家発比率	-	28%	25%	15%
⑯その他自家発	製紙セメント生産量増減率	-	-	100%	100%
	セメント工場自家発比率	-	30%	28%	10%
	製紙工場自家発比率	-	70%	60%	35%
⑰水素製造	水電解による国内水素製造量	万トン	-	α	10
	水電解装置容量	万kW	-	α	70
⑱DAC	DACによるCO2回収量	万トン-CO2	-	α	α
	単位CO2当たり電力消費量	kWh/トン-CO2	450	450	450

要素	代表指標						
	指標名称	評価単位	2019年実績	9,500億kWh	10,500億kWh	11,500億kWh	12,500億kWh
①基礎的需要（家庭）	総世帯数	万世帯	5,400	4,170 (▲23%)	4,270 (▲21%)	4,480 (▲17%)	4,790 (▲11%)
③基礎的需要（業務）	業務用床面積	百万m ³	1,900	1,960 (+3%)	2,050 (+8%)	2,130 (+12%)	2,190 (+15%)
②④⑤省エネ＋電化（民生）	電化率（家庭）	%	50%	57%	58%	59%	59%
	電化（業務）＋省エネ	億kWh	--	▲410	▲630	▲860	▲1,060
⑥基礎的需要（産業）	IIP（鉱工業指数）	-	110	103 (▲7%)	112 (+2%)	122 (+10%)	127 (+15%)
⑦⑧省エネ＋電化（産業）	高温帯電化率	%	9%	10%	11%	12%	13%
	その他電化＋省エネ	億kWh	--	▲20	▲40	▲70	▲120

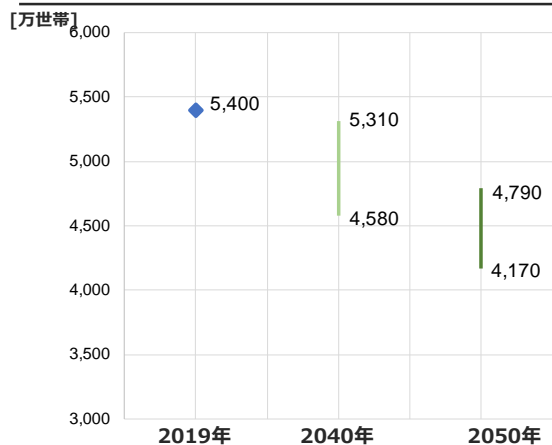
※2019年の値に対する増減率を表す

要素	代表指標						
	指標名称	評価単位	2019年実績	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
⑨データセンター	データ通信量	Gbps	3,100	2,750,000	3,500,000	4,400,000	5,250,000
	データ処理効率	-	1	0.01	0.01	0.01	0.01
	PUE	-	1.7	1.1	1.1	1.1	1.1
⑩ネットワーク	基地局数	千基地局	950	950	1,500	2,000	3,000
	基地局あたり電力需要	W/基地局	750	2,000	1,700	1,500	1,200
⑪半導体	生産能力	万枚/月	120	210	240	260	290

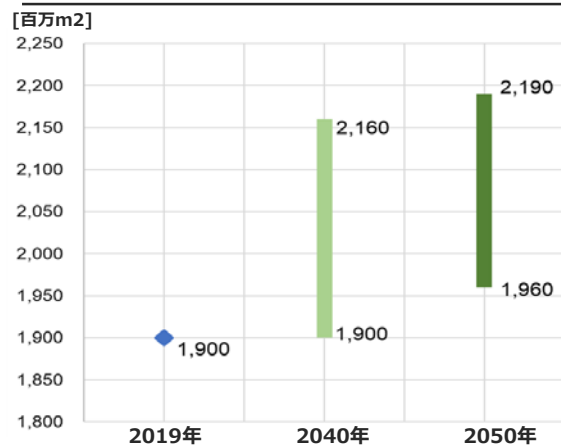
要素	代表指標						
	指標名称	評価単位	2019年実績	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
⑫運輸	全自動車フロー台数	万台	510	410	420	430	440
	乗用車販売台数	万台	420	340	350	360	370
	その他車種販売台数	万台	85	68	71	73	74
	乗用車フロー中 電気自動車比率	フロー	1%	65%	70%	81%	86%
	その他車種フロー中 電気自動車比率	フロー	0%	45%	52%	57%	61%
	全自動車ストック台数	百万台	75	60	62	65	66
	乗用車ストック台数	百万台	60	48	50	52	52
	その他車種 ストック台数	百万台	15	12	12	13	13
	乗用車ストック中 電気自動車シェア	ストック	0.2%	63%	68%	79%	85%
	その他車種ストック中 電気自動車シェア	ストック	0%	40%	47%	53%	57%
⑬自動車産業	車載用蓄電池工場 製造能力（ストック）	GWh	-	100	200	200	300

要素	代表指標						
	指標名称	評価単位	2019年実績	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
⑭鉄鋼	粗鋼生産量	百万トン	98	66	69	72	76
	高炉/低排出炉シェア	ストック	76%	65%	55%	40%	13%
	CCSシェア	ストック	0%	22%	43%	40%	13%
	電炉シェア	ストック	24%	35%	35%	40%	45%
	水素還元製鉄シェア	ストック	0%	0%	10%	20%	42%
⑮化学	エチレン生産量	百万トン	6.4	4.9	5.0	5.1	5.2
	石油化学自家発比率	-	28%	20%	17%	13%	10%
⑯その他自家発	製紙セメント生産量増減率	-	-	100%	100%	100%	100%
	セメント工場自家発比率	-	30%	25%	20%	15%	5%
	製紙工場自家発比率	-	70%	50%	42%	37%	22%
⑰水素製造	水電解による国内水素製造量	万トン	-	10	10	20	20
	水電解装置容量	万kW	-	70	70	140	140
⑱DAC	DACによるCO2回収量	万t-CO2	-	α	1,100	1,100	2,200
	単位CO2当たり電力消費量	kWh/t-CO2	-	450	450	450	450

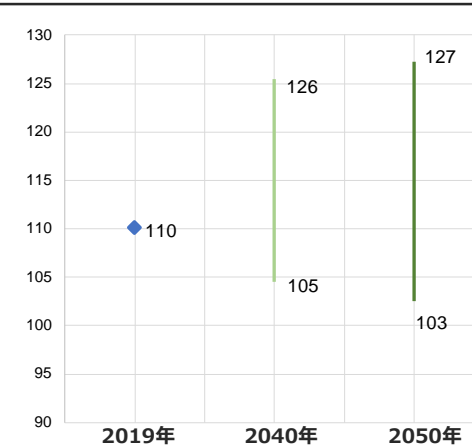
総世帯数



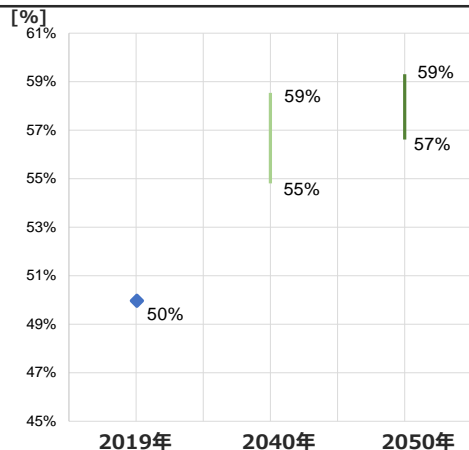
業務用延床面積



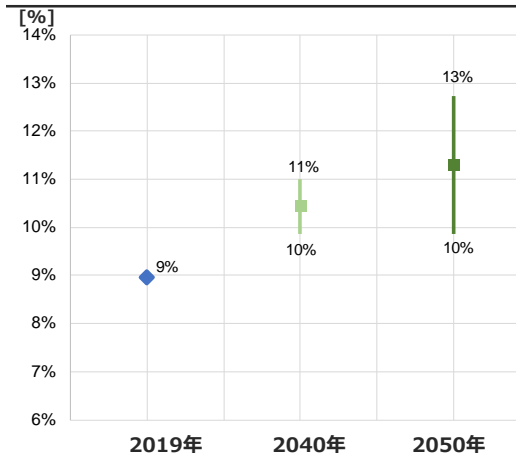
IIP



電化率（家庭）



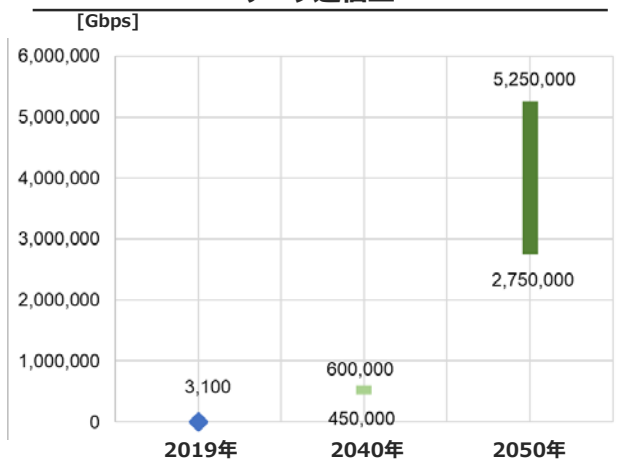
高温帯熱需要（産業）に対する電化シェア



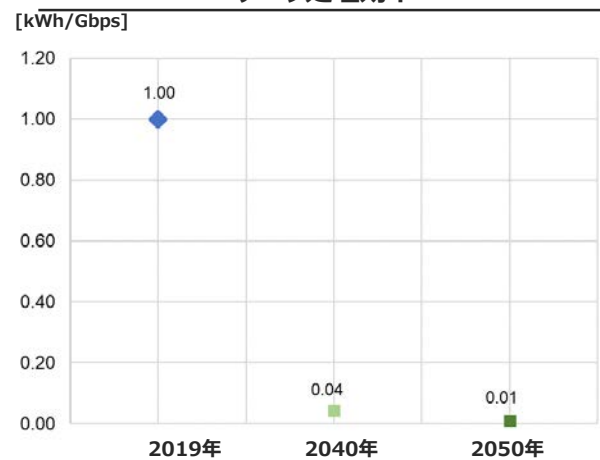
※2019年の値に対する増減率を表す

◆ 2019年度実績値 ■ 2040年における各モデルケースで想定される幅 ■ 2050年における各モデルケースで想定される幅

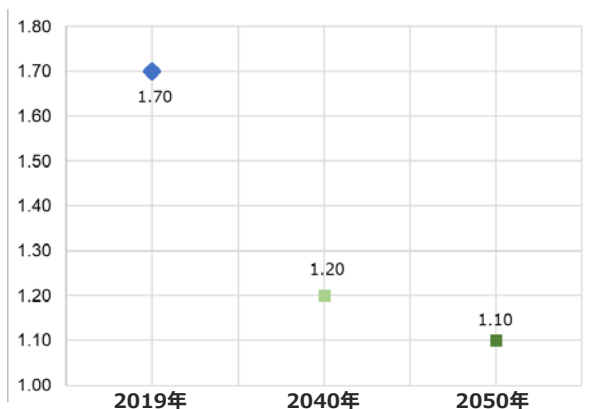
データ通信量



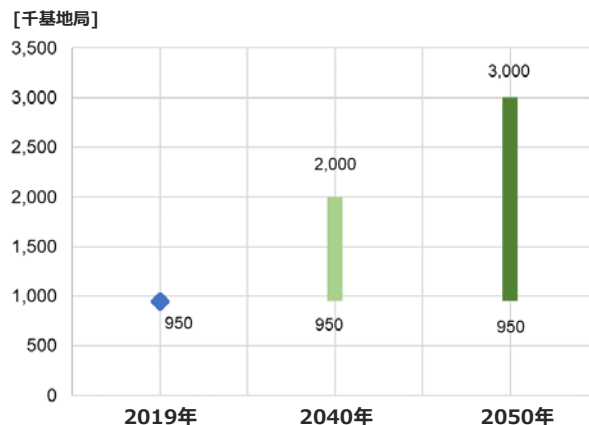
データ処理効率



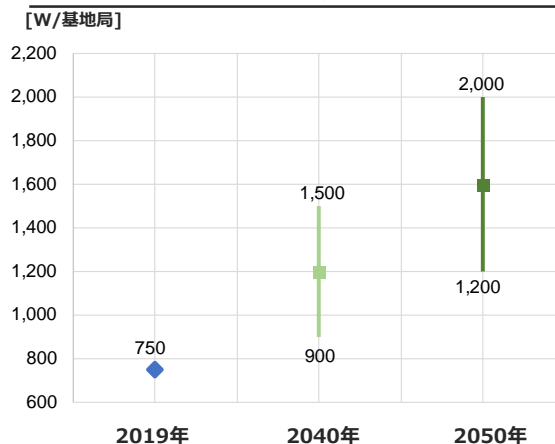
PUE



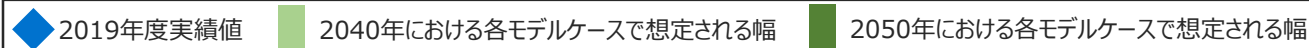
基地局数



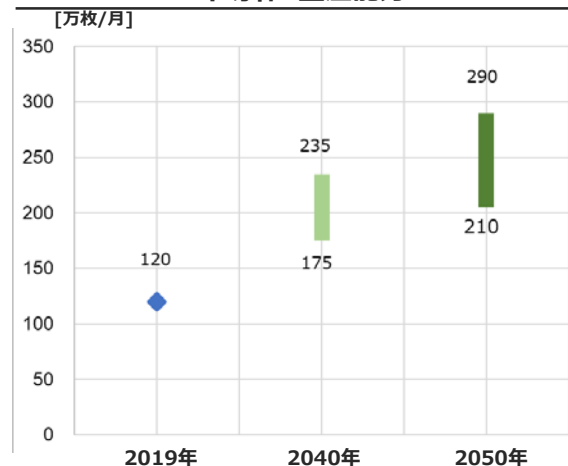
基地局あたり電力需要



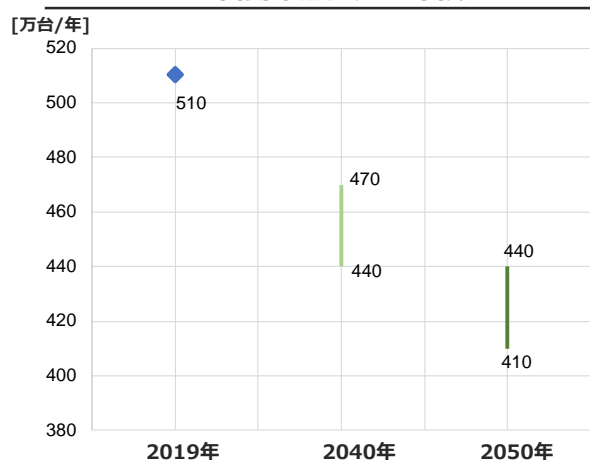
※2019年の値に対する増減率を表す



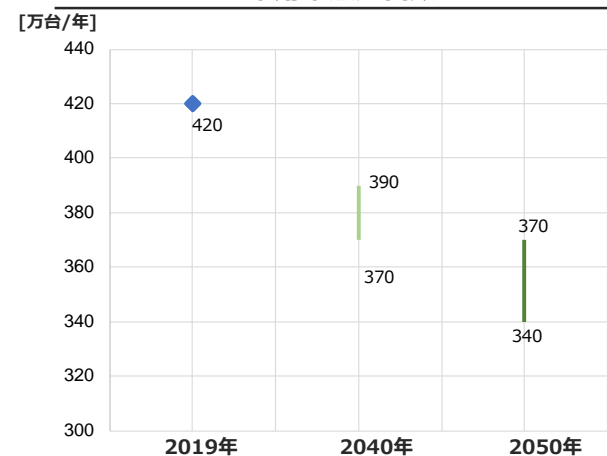
半導体 生産能力



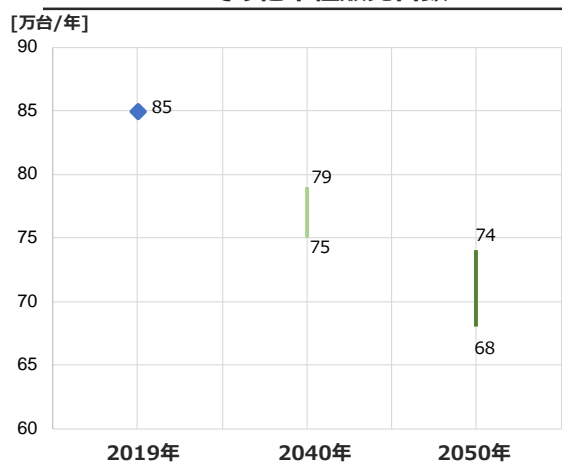
全自動車販売フロー台数



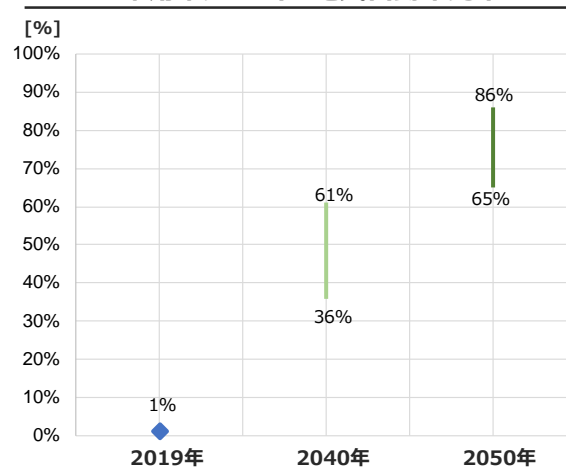
乗用車販売台数



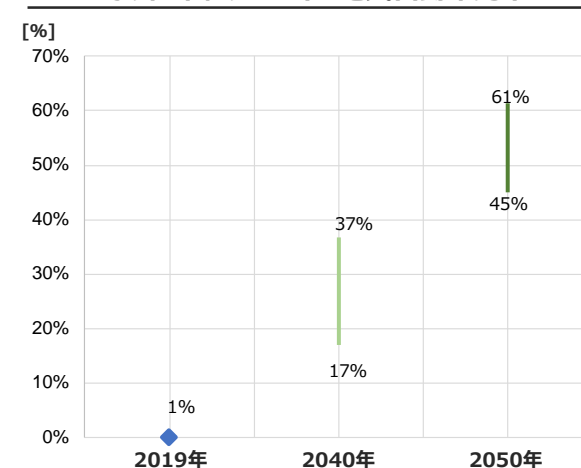
その他車種販売台数



乗用車フロー中 電気自動車比率



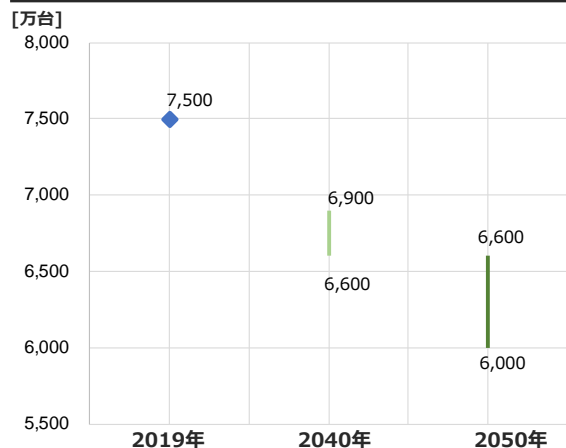
その他車種フロー中 電気自動車比率



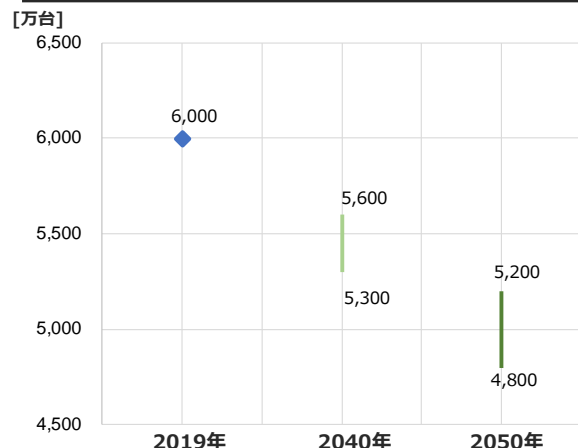
※2019年の値に対する増減率を表す

◆ 2019年度実績値 ■ 2040年における各モデルケースで想定される幅 ■ 2050年における各モデルケースで想定される幅

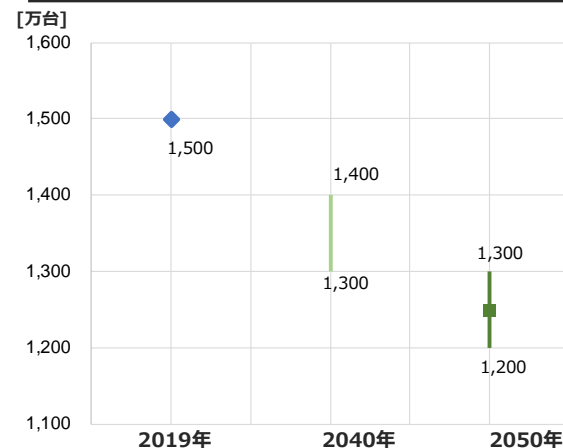
全自動車販売ストック台数



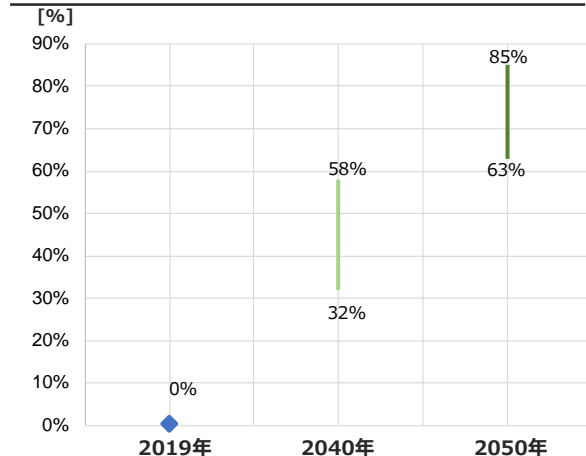
乗用車ストック台数



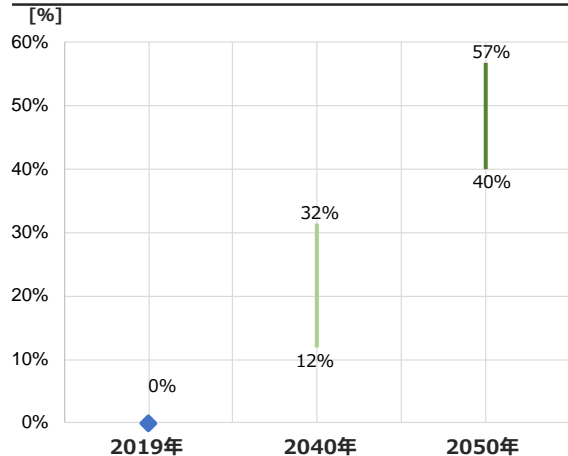
その他車種ストック台数



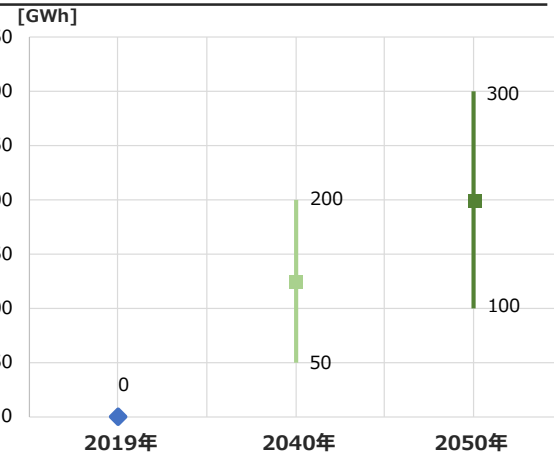
乗用車ストック中 電気自動車比率



その他車種ストック中 電気自動車比率



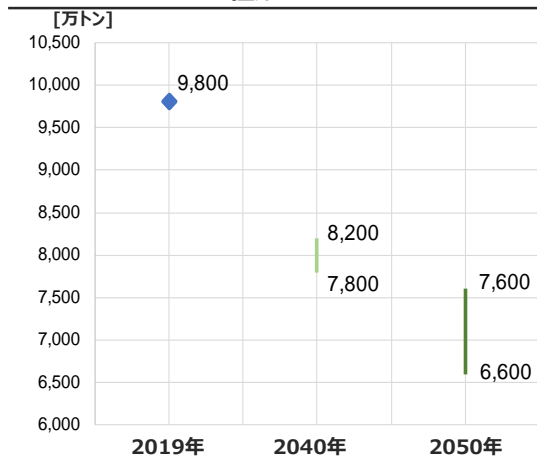
車載用蓄電池工場 製造能力（ストック）



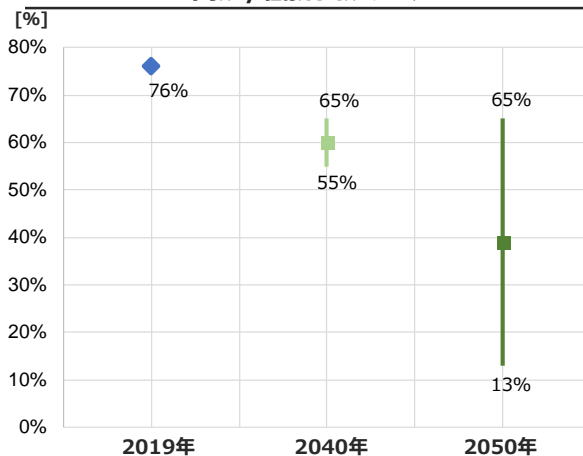
※2019年の値に対する増減率を表す

◆ 2019年度実績値 ■ 2040年における各モデルケースで想定される幅 ■ 2050年における各モデルケースで想定される幅

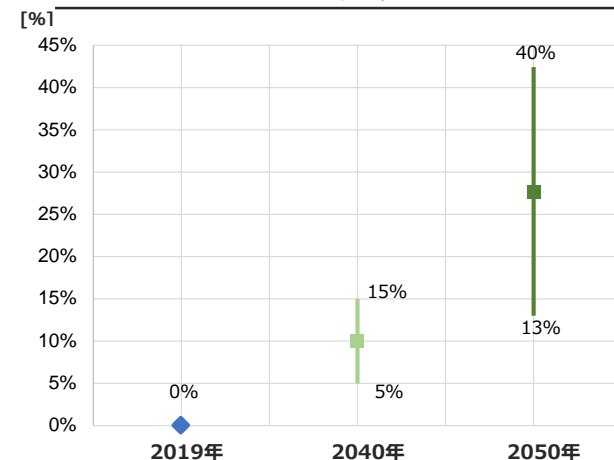
粗鋼生産量



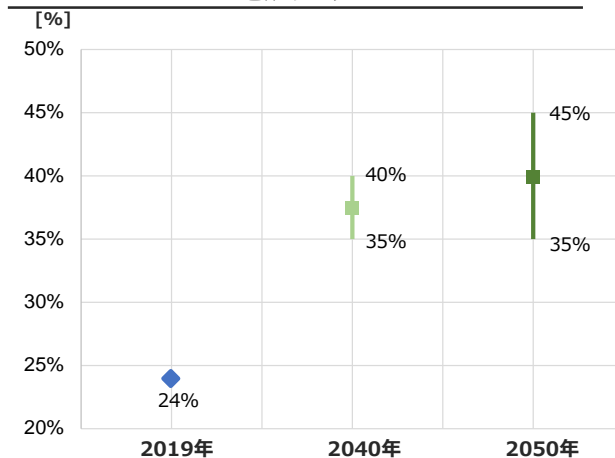
高炉/低排出炉シェア



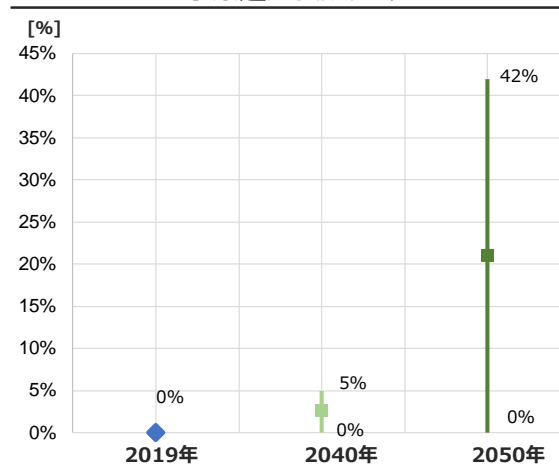
CCSシェア



電炉シェア



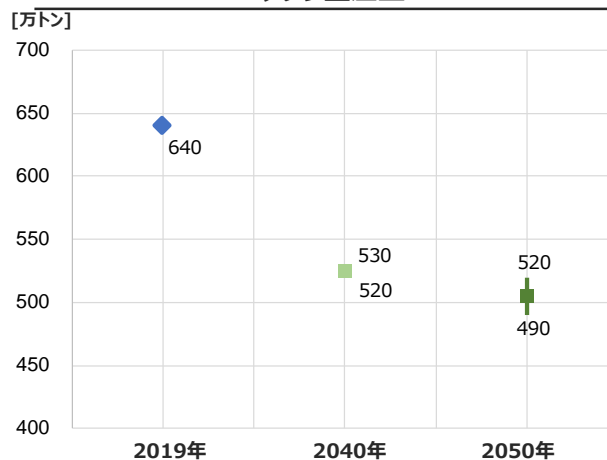
水素還元製鉄シェア



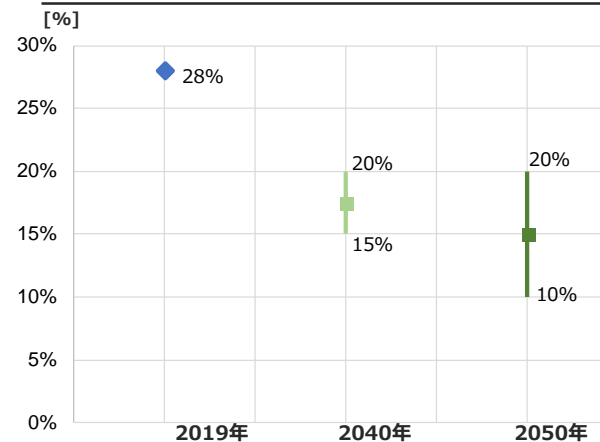
※2019年の値に対する増減率を表す

◆ 2019年度実績値
 ■ 2040年における各モデルケースで想定される幅
 ■ 2050年における各モデルケースで想定される幅

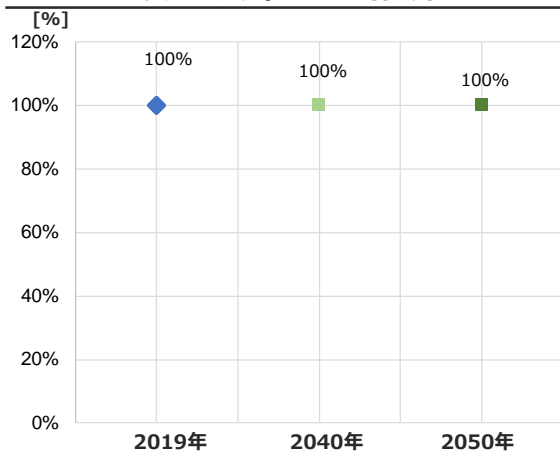
エチレン生産量



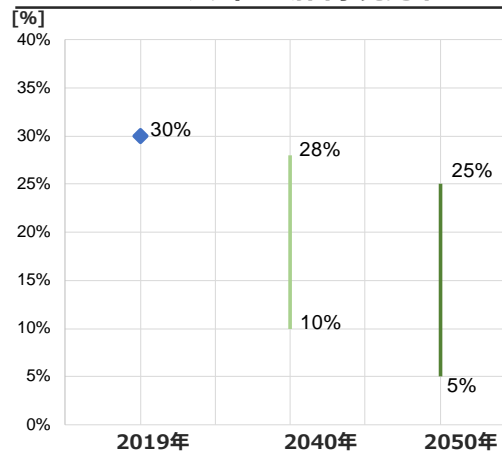
石油化学自家発比率



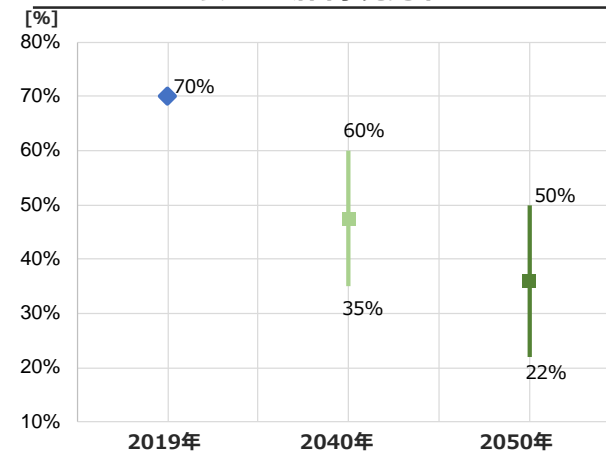
製紙セメント生産量増減率



セメント工場自家発比率



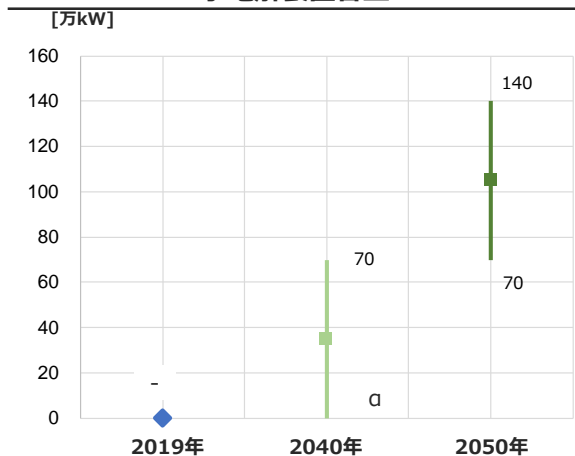
製紙工場自家発比率



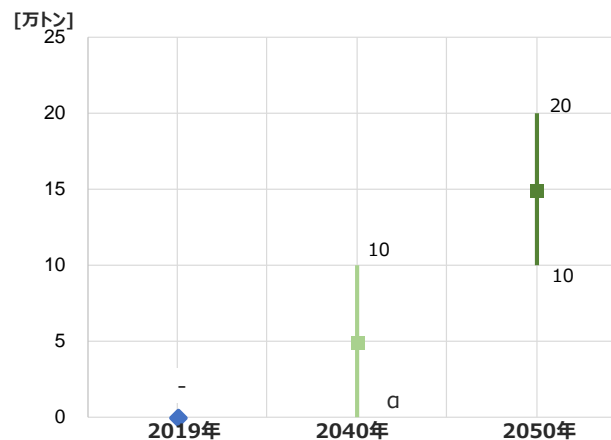
※2019年の値に対する増減率を表す

◆ 2019年度実績値
 ■ 2040年における各モデルケースで想定される幅
 ■ 2050年における各モデルケースで想定される幅

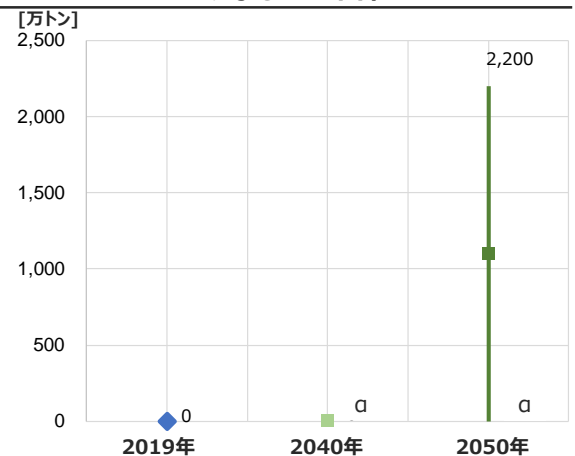
水電解装置容量



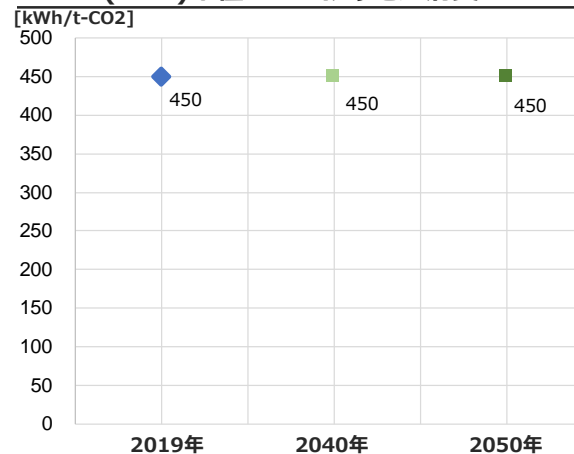
水電解による国内水素製造量



DACによるCO2回収量



(DAC)単位CO2当たり電力消費量



※2019年の値に対する増減率を表す

◆ 2019年度実績値
 ■ 2040年における各モデルケースで想定される幅
 ■ 2050年における各モデルケースで想定される幅

Ⅱ. 需要編

- (1) 過去分析
- (2) 技術検討会社の想定とりまとめ
- (3) モデルケースの設定
 - モデルケースの概要
 - グループ別モデルケース
 - 要素別モデルケース

需要モデルケース①（基礎的需要＋省エネ＋電化（民生））

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける要素1（基礎的需要＋省エネ＋電化（民生））の設定は以下のとおり。

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 5,920	L = 5,580 M = 5,410 H = 5,290	H = 5,120 ML = 5,110	— 5,720	— 5,350	— 5,700

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 5,920	L = 5,250 M = 5,200 H = 5,170	H = 5,370 M = 5,200 L = 5,190	HL = 5,450 M = 5,430	— 5,200	— 5,250	— 5,300	— 5,400

主な前提条件

電中研	基礎的需要	・家庭部門は世帯数、業務部門は業務用床面積の増減に応じて需要が変動すると想定
	省エネ	・回帰モデルで推計した省エネ効果を基に想定
	電化	・暖房・給湯需要を中心に、過去20年間のペースよりも電化の進展スピードが加速すると想定
RITE	基礎的需要	・家庭部門は世帯数、業務部門はGDPの増減に応じて需要が変動すると想定
	省エネ	・茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
	電化	・茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
デロイト	基礎的需要	・家庭部門は人口、業務部門は業務用床面積の増減に応じて需要が変動すると想定
	省エネ	・人口、業務用床面積あたりエネルギー消費量の過去トレンドにしたがって既存機器の効率改善等がなされると想定
	電化	・給湯、空調、調理部門における電化を想定

需要モデルケース②（基礎的需要＋省エネ＋電化（産業））

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける要素2（基礎的需要＋省エネ＋電化（産業））の設定は以下のとおり。

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 2,870	H — 3,180 M — 2,920 L — 2,810	M — 3,610 L — 3,600 H — 3,510	— 2,750	— 2,800	— 3,400

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 2,870	H — 3,410 M — 3,010 L — 2,790	M — 3,580 HL — 3,570	— 2,720	— 2,750	— 3,050	— 3,350	— 3,550

主な前提条件

電中研	基礎的需要	・将来のIIP（鉱工業指数）の増減に応じて需要が変動すると想定
	省エネ	・回帰モデルで推計した省エネ効果を基に想定
	電化	・ボイラー用途の一部がヒートポンプに代替する他、その他電気加熱技術も普及
RITE	基礎的需要	・将来のGDPの増減に応じて需要が変動すると想定
	省エネ	・茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
	電化	・茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
デロイト	基礎的需要	・将来のIIP（鉱工業指数）の増減に応じて需要が変動すると想定
	省エネ	・IIPあたりエネルギー消費量の過去トレンドにしたがって既存機器の効率改善等がなされると想定
	電化	・化石燃料ボイラの電化を想定

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける要素3（デジタル・半導体産業（DC+NW+半導体））の設定は以下のとおり。

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
	H — 990	H — 830	— 620	— 600	— 1,000
	M — 520	M — 510			
	L — 220	L — 210			
— 0					

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
	H — 2,170	H — 1,690	— 1,260			— 1,600	— 1,950
	M — 990	M — 970		— 900	— 1,250		
	L — 270	L — 370					
— 0							

主な前提条件

電中研	DC	・延床面積と電力密度（延床あたり電力需要）の関係を踏まえ想定
	NW	・基地局数の増加と将来の省エネを見込み想定
	半導体	・経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定
RITE	DC	・各種文献に基づき電力需要の上昇率を設定（3.3～4.9%/年）+ 価格弾力性も考慮
	NW	・各種文献に基づき電力需要が増加すると想定（+0.8～4.9%/年）+ 価格弾力性も考慮
	半導体	・中位シナリオの電力需要の上昇率は2.4%/yrと想定
デロイト	DC	・JSTのoptimisticシナリオを参照
	NW	・基地局数の増加を踏まえ想定
	半導体	・シリコンウェハの生産数の増加と省エネを見込み想定

需要モデルケース④（自動車産業）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける要素4（自動車産業）の設定は以下のとおり。

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 490 M — 390 L — 290	ML — 340 H — 320	H — 510 ML — 500	— 200	— 500

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 810 M — 640 L — 490	— 700	— 740	— 450	— 550	— 650	— 750

主な前提条件

電中研	電化（運輸）	・乗用車のBEV・PHEV化、貨物車のBEV化を想定
	自動車産業	・輸送機械を対象とし、経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定
RITE	電化（運輸）	・電動自動車の他、鉄道用電力も考慮。茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
	自動車産業	・将来のGDPの増減に応じて需要が変動すると想定
デロイト	電化（運輸）	・電気自動車の普及拡大を想定
	自動車産業	・国内における電気自動車製造の促進による電力需要の増加を想定

需要モデルケース⑤（鉄鋼産業）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける要素5（鉄鋼産業）の設定は以下のとおり。

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 20 M — ▲30 L — ▲60	ML — 30 H — 20	— 170	— a	— 100

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 50 M — ▲30 L — ▲80	H — 430 M — 240 L — 140	— 290	— 50	— 150	— 250	— 350

主な前提条件

- | | |
|------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 電中研 | <ul style="list-style-type: none"> 経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定：生産指数は、40年83～98、50年77～98（2019年を95） 高炉・電炉・水素等還元の3要素を考慮：2050年に電炉は36～46%、水素等還元炉は3～30% 自家消費については、2050年までに自家消費率が過去30年間の最小値に収束すると想定（電炉・水素還元製鉄等製造プロセスの変化によらず自家発が残存すると想定） |
| RITE | <ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量は40年、50年それぞれで8,000万トン、7,900万トン スクラップ利用の電炉比率は40年、50年それぞれで27%、28% 水素DRI+電炉の比率は、40年は0%、50年は18～72% |
| デロイト | <ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量は2050年に8,400万tまで減少し、スクラップ鉄を用いた電炉と水素還元製鉄に切り替わると想定 基礎的需要で考慮した部分を一部控除した上で自家発減少による系統需要増加を考慮 |

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける要素6（化学産業＋自家発）の設定は以下のとおり。

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 70 M — 60 L — 50	H — 290 ML — 260	— 150	— 50	— 250

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)



2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 120 M — 80 L — 60	H — 410 M — 400 H — 390	— 240	— 100	— 150	— 200	— 300

主な前提条件




電中研	化学産業	・経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定
	自家発	・原則存続すると想定。ただし、自家消費が多い部門（例えば紙パルプ）の自家消費の減少を想定。
RITE	化学産業	・アンモニア製造からのCO2回収を考慮
	自家発	・化石燃料価格変化やCO2制約（によって生じる炭素価格）の下、経済合理的な対策としてモデルが内生的に技術を選択し、推定された電力需要量、自家発電量を基に想定
デロイト	化学産業	・オレフィンの製造量は縮小するも、製造プロセスが石油精製＋ナフサ分解からメタノール製造＋MTOに転換すると想定（ナフサ分解：MTO＝73%:27%） ・基礎的需要で考慮した部分を一部控除した上で自家発電減少による系統需要増加を考慮
	自家発	・熱需要が主たる用途となる自家発電は存続、それ以外は廃止

需要モデルケース⑦（水素製造・DAC等）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける要素7（水素製造・DAC等）の設定は以下のとおり。

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)*	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0		— 0		— a	— 50

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)			モデルケース(億kWh)*			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0				— 50	— 100	— 150	— 200

主な前提条件

電中研	水素製造	<ul style="list-style-type: none"> いずれのケースもポテンシャルベースでの想定のため参考扱いとする 受容性重視シナリオの再エネ発電量と、2050年度の出力制御率を仮定し、その電力が水素製造に利用されると想定。
	DAC	消費電力量500kWh/tCO ₂ 、ケースに応じて設定したCO ₂ 回収量に基づき計算
RITE	水素製造	輸入水素が費用効率的であると評価されていることから、水素製造を想定しない
	DAC	日本のGHG排出量を真水で▲90%、DACによるCO ₂ 回収量は54MtCO ₂ /年
デロイト	水素製造	2050年CN、CCS貯留量1.8億トン上限の他、各種コスト条件の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
	DAC	2050年CN、CCS貯留量1.8億トン上限の他、各種コスト条件の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算

Ⅱ. 需要編

- (1) 過去分析
- (2) 技術検討会社の想定とりまとめ
- (3) モデルケースの設定
 - モデルケースの概要
 - グループ別モデルケース
 - 要素別モデルケース

要素別モデルケース（基礎的需要（家庭））

170

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 2,620	H = 2,550 M = 2,460 L = 2,390	— 2,460	— 2,220	— 2,200	— 2,550

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 2,620	H = 2,330 M = 2,210 L = 2,100	— 2,260	— 2,060	— 2,000	— 2,050	— 2,150	— 2,300

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 将来の世帯数の増減に応じて需要が変動すると想定 2040年54～58百万世帯、2050年48～53百万世帯
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 将来の世帯数の増減に応じて需要が変動すると想定 2040年51.6百万世帯、2050年47.4百万世帯
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 将来の人口の増減に応じて需要が変動すると想定 2040年113百万人、2050年105百万人
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 3,330	H — 3,700 M — 3,530 L — 3,440	— 3,690	— 3,540	— 3,300	— 3,750

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 3,330	H — 3,760 M — 3,510 L — 3,330	— 3,720	— 3,730	— 3,400	— 3,550	— 3,700	— 3,800

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 将来の業務床面積の増減に応じて需要が変動すると想定 床面積の年平均成長率：2040年：0.2%～0.5%、2050年：▲0.003%～0.4% 参照：2012～2019年度年平均成長率0.56%
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 将来のGDPの増減に応じて需要が変動すると想定 GDPの年平均成長率：2019～2040年：0.79%、2040年～2050年：0.15% (2030年までは中長期の経済財政に関する試算を参照) 参照：2012～2019年度年平均成長率0.8%
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 将来の業務床面積の増減に応じて需要が変動すると想定 床面積の年平均成長率：2040年：+0.56%、2050年：+0.56%
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 2,870	H — 3,270	— 3,210			— 3,300
	M — 2,950				
	L — 2,780				
			— 2,600	— 2,750	

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 2,870	H — 3,460	— 3,250					— 3,350
	M — 3,010					— 3,200	
	L — 2,740				— 2,950		
			— 2,540	— 2,700			

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 将来のIIP（鉱工業指数）の増減に応じて需要が変動すると想定 IIPの年平均成長率：2040年：▲0.15%～0.96%、2050年：▲0.21%～0.85% 参照：2012～2019年度年平均成長率0.28%
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 将来のGDPの増減に応じて需要が変動すると想定 GDPの年平均成長率：2019～2040年：0.79%、2040年～2050年：0.15% （2030年までは中長期の経済財政に関する試算を参照） 参照：2012～2019年度年平均成長率0.8% ※自家発電力量を一部含む
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 将来のIIP（鉱工業指数）の増減に応じて需要が変動すると想定 IIP（鉱工業指数）の年平均成長率：2040年：+0.14%、2050年：+0.14%
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	L — ▲250 M — ▲580 H — ▲960	H — ▲1,030 M — ▲1,040	— ▲40	— ▲150	— ▲600

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	L — ▲180 M — ▲520 H — ▲920	H — ▲610 M — ▲780 L — ▲790	— ▲340	— ▲200	— ▲350	— ▲550	— ▲700

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 省エネ：回帰モデルで推計した省エネ効果を基に想定 電化：暖房・給湯需要を中心に、過去20年間のペースよりも電化の進展スピードが加速すると想定（highケースではさらに加速、lowケースでは現在と同等スピードで進展）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 単位人口あたりエネルギー消費量の過去トレンド（▲0.72%/年）および単位業務床面積あたりエネルギー消費量の過去トレンド（▲0.69%/年）にしたがって既存機器の効率改善等がなされると想定 電化：給湯、空調、調理部門における電化を想定
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	L — 30 M — ▲30 H — ▲90	M — 400 L — 390 H — 300	— 150	— 50	— 100

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	L — 50 M — 0 H — ▲50	M — 330 HL — 320	— 180	— 50	— 100	— 150	— 200

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 回帰モデルで推計した省エネ効果を基に想定
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 単位鉱工業指数あたりエネルギー消費量の過去トレンド（▲0.24%/年）にしたがって既存機器の効率改善等がなされると想定
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 430 M — 360 L — 280	ML — 290 H — 270	H — 430 ML — 420	— 200	— 400

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 710 M — 600 L — 480	— 650	— 570	— 400	— 450	— 550	— 600

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 乗用車のBEV・PHEV化、貨物車のBEV化を想定 BEV/PHEV比率（ストックベース）：乗用車：2040年40～60%、2050年60-90% 貨物：2040年27～33%、2050年40-50%
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 電動自動車の他、鉄道用電力も考慮 茅恒等式分解にて定義し、モデル計算結果から整理 BEV/PHEV比率（ストックベース）：乗用車：2040年33%、2050年97%
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 電気自動車の普及拡大を想定 BEV/PHEV比率（ストックベース）：2040年約43%、2050年約73%
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 900				
	M — 480	H — 340	— 480	— 450	— 700
	L — 210	M — 270			
		L — 160			

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 2,000						
	M — 910	H — 700	— 960		— 900	— 1,150	— 1,400
	L — 240	M — 520		— 650			
		L — 280					

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 延床面積と電力密度（延床あたり電力需要）の関係を踏まえ想定 High：2050年に延床面積は4倍弱、電力密度は3倍弱と想定し、両指標ともに2019年度よりも大幅に増加することを想定。 Highケースの場合には、シンガポールのように立地に一定の制約をかける（需要増加を抑制させる）可能性があると谈及。 Low：2050年に延床面積は2倍、電力密度は横ばいと想定 （光電融合技術等の技術進展による延べ床面積の成長鈍化、省エネ進展による電力密度据え置き）。 High/Lowケースには様々な変動リスクが介在している点に谈及
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 各種文献に基づき電力需要の上昇率を設定（3.3～4.9%/年） 上記想定はモデル計算におけるベースライン（炭素価格ゼロ）における値であり、モデル計算では、想定した排出削減目標の下で価格弾力性を考慮し評価
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> JSTのoptimisticシナリオを参照
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 40 M — 10 L — ▲10	H — 320 M — 140 L — 30	— 60	— 50	— 100

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 70 M — 20 L — ▲20	H — 670 M — 270 L — 60	— 130	— 100	— 150	— 200	— 250

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 基地局数の増加と将来の省エネを見込み想定
RITE	<ul style="list-style-type: none"> データセンター需要と同様、各種文献に基づき電力需要が増加すると想定（+0.8～4.9%/年） 上記想定はモデル計算におけるベースライン（炭素価格ゼロ）における値であり、モデル計算では、想定した排出削減目標の下で価格弾力性を考慮し評価
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 基地局数の増加を踏まえ想定
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 50 M — 30 L — 20	H — 170 M — 100 L — 20	— 80	— 100	— 200

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 100 M — 60 L — 50	H — 320 M — 180 L — 30	— 170	— 150	— 200	— 250	— 300

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定 生産指数は、40年123～146、50年146～174（2019年を95）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 中位シナリオの電力需要の上昇率は2.4%/yrと想定
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> シリコンウェハの生産数の増加と省エネを見込み想定
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 60 M — 30 L — 10	— 50	— 80	— a	— 100

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 100 M — 40 L — 10	— 50	— 170	— 50	— 100	— 100	— 150

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 輸送機械を対象とし、経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定 生産指数は、40年94～110、50年94～110（2019年を103）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 将来のGDPの増減に応じて需要が変動すると想定 GDPの年平均成長率：2019～2040年：0.79%、2040年～2050年：0.15%（2030年までは中長期の経済財政に関する試算を参照） 参照：2012～2019年度年平均成長率0.8%
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 国内における電気自動車製造の促進による電力需要の増加を想定 自動車の生産台数は年▲0.33%で減少
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 20 M — ▲30 L — ▲60	ML — 30 H — 20	— 170	— a	— 100

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 50 M — ▲30 L — ▲80	H — 430 M — 240 L — 140	— 290	— 50	— 150	— 250	— 350

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定：生産指数は、40年83～98、50年77～98（2019年を95） 高炉・電炉・水素等還元の3要素を考慮：2050年に電炉は36～46%、水素等還元炉は3～30% 自家消費については、2050年までに自家消費率が過去30年間の最小値に収束すると想定（電炉・水素還元製鉄等製造プロセスの変化によらず自家発が残存すると想定）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量は40年、50年それぞれで8,000万トン、7,900万トン スクラップ利用の電炉比率は40年、50年それぞれで27%、28% 水素DRI+電炉の比率は、40年は0%、50年は18～72%
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 粗鋼生産量は2050年に8,400万tまで減少し、スクラップ鉄を用いた電炉と水素還元製鉄に切り替わると想定 基礎的需要で考慮した部分を一部控除した上で自家発減少による系統需要増加を考慮
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H = 30 M = 20 L = 20	— 0	— 20	— a	— a

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H = 70 M = 40 L = 30	— 0	— 40	— a	— a	— a	— a

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 経済成長、省エネ、電化の要因をそれぞれ見込み想定 生産指数は、40年99～106、50年95～106（2019年を104）
RITE	<ul style="list-style-type: none"> アンモニア製造からのCO2回収を考慮
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> オレフィンの製造量は縮小するも、製造プロセスが石油精製＋ナフサ分解からメタノール製造＋MTOに転換すると想定（ナフサ分解：MTO＝73%：27%） 基礎的需要で考慮した部分を一部控除した上で自家発減少による系統需要増加を考慮
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 を基準	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	HM = 40 L = 30	H — 290 ML — 260	— 130	— 50	— 250

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 を基準	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H = 50 M = 40 L = 30	L = 410 M = 400 H = 390	— 200	— 100	— 150	— 200	— 300

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 原則存続すると想定。ただし、自家消費が多い部門（例えば紙パルプ）の自家消費の減少を想定。
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 化石燃料価格変化やCO2制約（によって生じる炭素価格）の下、経済合理的な対策としてモデルが内生的に技術を選択し、推定された電力需要量、自家発量を基に想定 H/M/Lいずれのケースにおいても、燃種・用途によらず、大きく減少すると想定
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 熱需要が主たる用途となる自家発は存続、それ以外は廃止
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0		— 0	H,M — 70 L — 50	— a	— 50

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0		— 0	H — 100 M — 90 L — 40	— 50	— 50	— 100	— 100

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 受容性重視シナリオの再エネ発電量に対して、2050年度の出力制御率を5～15%と仮定し、その電力が水素製造に利用されると想定。
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 輸入水素が費用効率的であると評価されていることから、水素製造を想定しない。
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 2050年CN、CCS貯留量1.8億トン上限、原発稼働14～36基、水素供給量7～17万トン
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

2019年 実績	2040年想定(億kWh)*			モデルケース(億kWh)	
	電中研	RITE	デロイト	9,000	11,000
— 0	H — 70 M — 10 L — 0	H M L — 0	H M L — 0		

*各社推定値を事務局にて送電端電力量に換算(10億kWh単位未満は四捨五入)

2019年 実績	2050年想定(億kWh)			モデルケース(億kWh)			
	電中研	RITE	デロイト	9,500	10,500	11,500	12,500
— 0	H — 130 M — 30 L — 10	L — 120 M — 90 H — 50	H — 150 M — 140 L — 130				— 100

主な前提条件

電中研	<ul style="list-style-type: none"> 消費電力量500kWh/tCO₂ 回収量：2040年0.5~14MtCO₂、2050年1~24MtCO₂
RITE	<ul style="list-style-type: none"> 日本のGHG排出量を真水で▲90%、DACによるCO₂回収量は50~55MtCO₂/年（回収用電力は201kWh/tCO₂と想定）
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 2050年のCO₂排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン CAPEX:1200 USD/tpa-CO₂、OPEX：67 USD/(tpa-CO₂/year)、電力原単位：820 kWh/tCO₂、熱原単位：1,888 kWh/tCO₂ 原子力設備容量13~37GWの下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定（2040年、2050年いずれも同様）

Ⅲ.供給力編

Ⅲ.供給力編

(1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

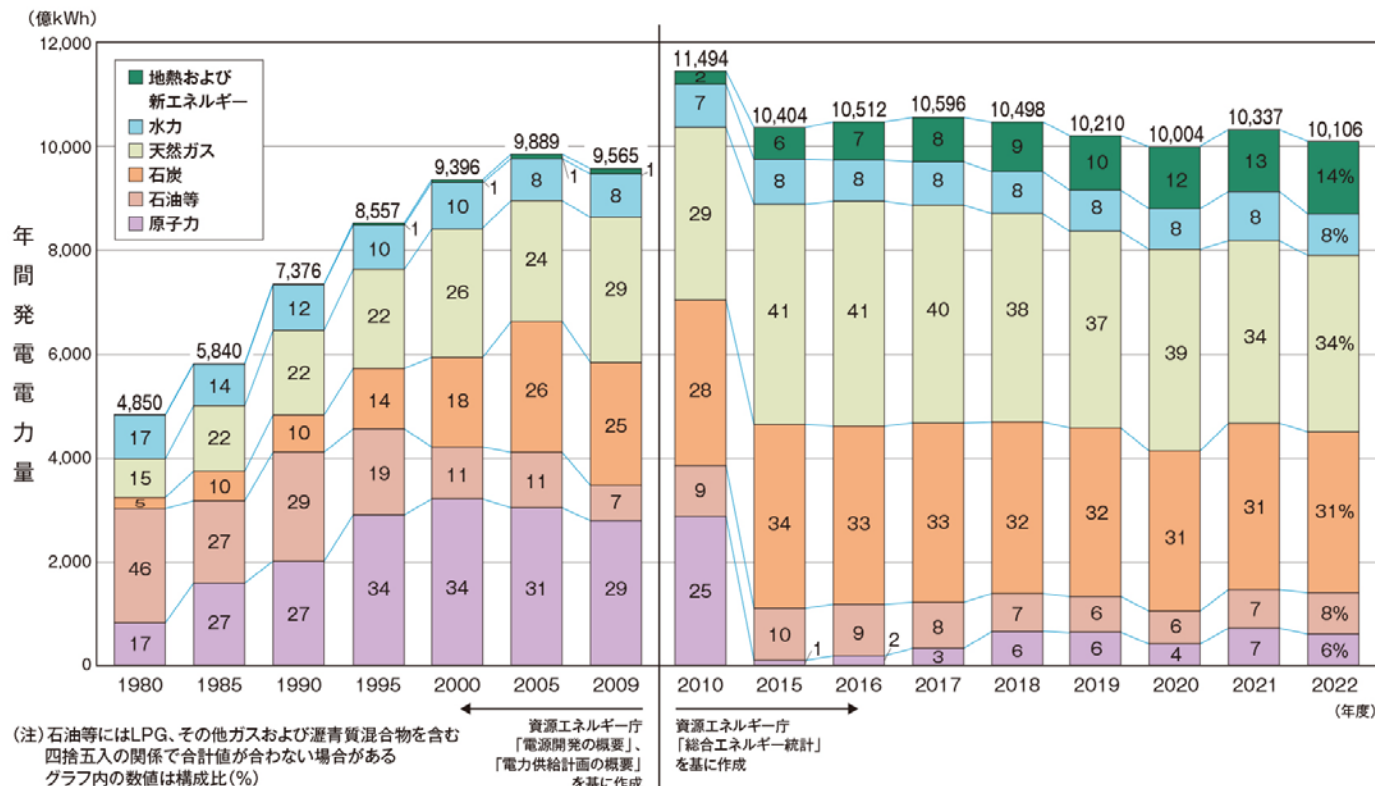
蓄電池

火力

(2)モデルケースの設定

- 日本の電源構成に占める原子力発電の比率は、震災前で30%程度、震災後で数%程度で推移している。

電源別発電電力量の推移



1-2-7

出典：資源エネルギー庁「エネルギー白書2024」より作成

原子力・エネルギー図面集

出所：日本原子力文化財団「原子力・エネルギー図面集」より引用

- 2025年2月に公表された2040年度におけるエネルギー需給見通しにおいて、原子力の発電電力量を、全体の2割程度とする想定が提示された。

	2013年度（実績）	2022年度（実績）	2040年度（見通し）
電力需要	0.99兆kWh	0.90兆kWh	0.9～1.1兆kWh程度
産業	0.36兆kWh	0.32兆kWh	0.38～0.41兆kWh程度
業務	0.32兆kWh	0.31兆kWh	0.29～0.30兆kWh程度
家庭	0.29兆kWh	0.26兆kWh	0.23～0.26兆kWh程度
運輸	0.02兆kWh	0.02兆kWh	0.04～0.10兆kWh程度
発電電力量	1.08兆kWh	1.00兆kWh	1.1～1.2兆kWh程度
再エネ	10.9%	21.8%	4～5割程度
太陽光	1.2%	9.2%	23～29%程度
風力	0.5%	0.9%	4～8%程度
水力	7.3%	7.7%	8～10%程度
地熱	0.2%	0.3%	1～2%程度
バイオマス	1.6%	3.7%	5～6%程度
原子力	0.9%	5.6%	2割程度
火力	88.3%	72.6%	3～4割程度

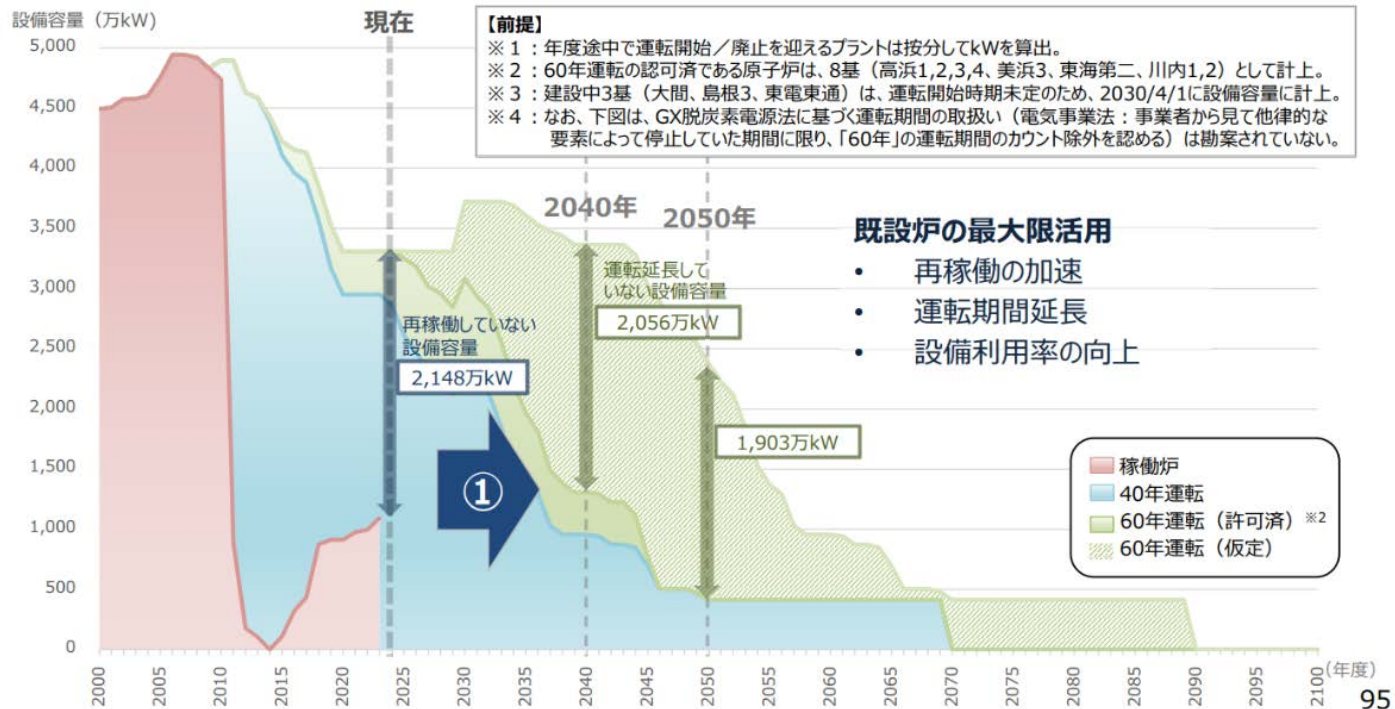
出所：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会（第68回会合）資料2 2040年度におけるエネルギー需給見通し（関連資料）より引用

原子力の設備容量の推移

- 60年運転を仮定したケースでは、2030年の設備容量は3,700万kW程度となるが、その後リプレースがなされない場合、2050年に2,300万kW程度まで減少する。

① 既設炉の最大限活用

- 「GX推進戦略」（昨年7月閣議決定）では、「いかなる事情より安全性を優先し、**原子力規制委員会による審査・検査に合格し、かつ、地元の理解を得た原子炉の再稼働を進める**」、「**原子力規制委員会による厳格な審査・検査が行われることを前提に、一定の停止期間に限り、追加的な延長を認めることとする**」とされている。



出所：原子力に関する動向と課題・論点（令和6年6月25日 資源エネルギー庁）

Ⅲ.供給力編

(1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

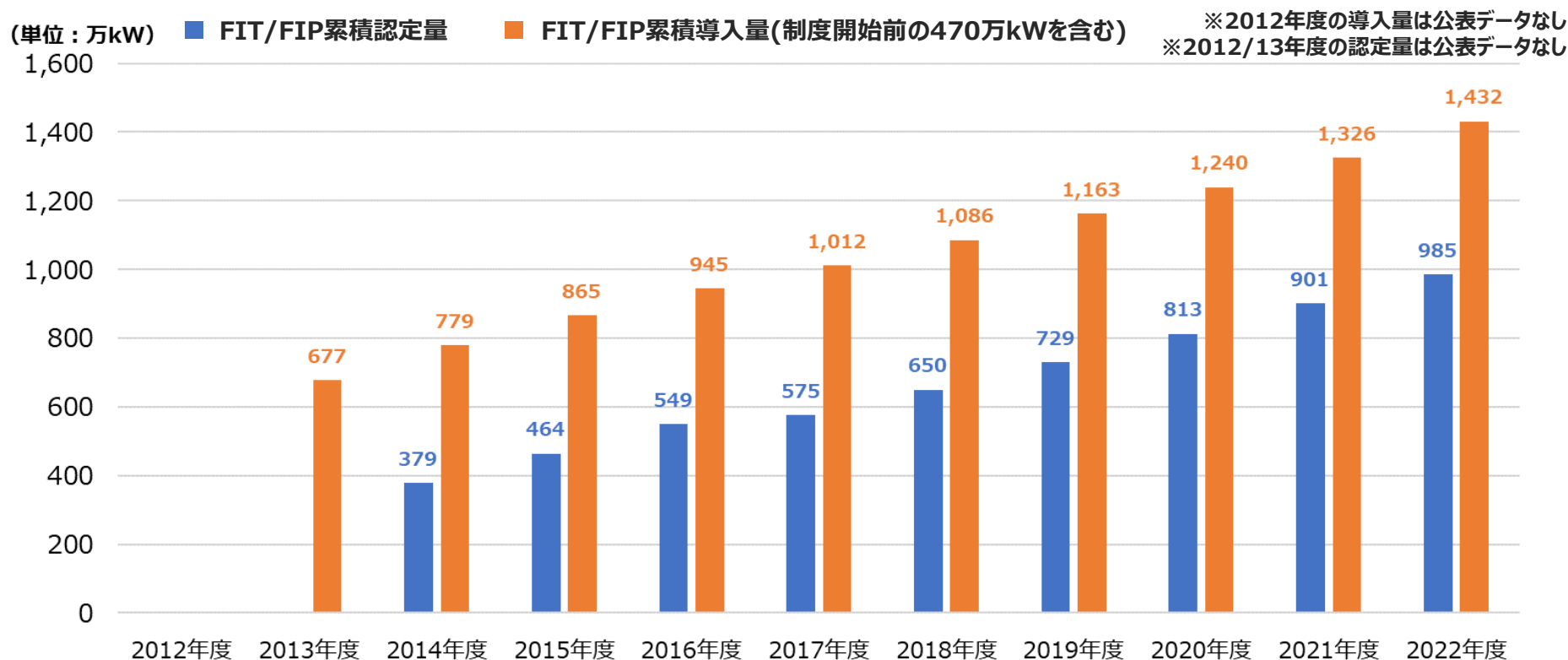
蓄電池

火力

(2)モデルケースの設定

- 太陽光（10kW未満）の導入量は、FIT開始以前に470万kW存在し、2013年のFIT開始以降も右肩上がり増加。
- 認定量も同じく右肩上がり増加傾向にあり、FIT制度開始以来、堅調に推移している状況。

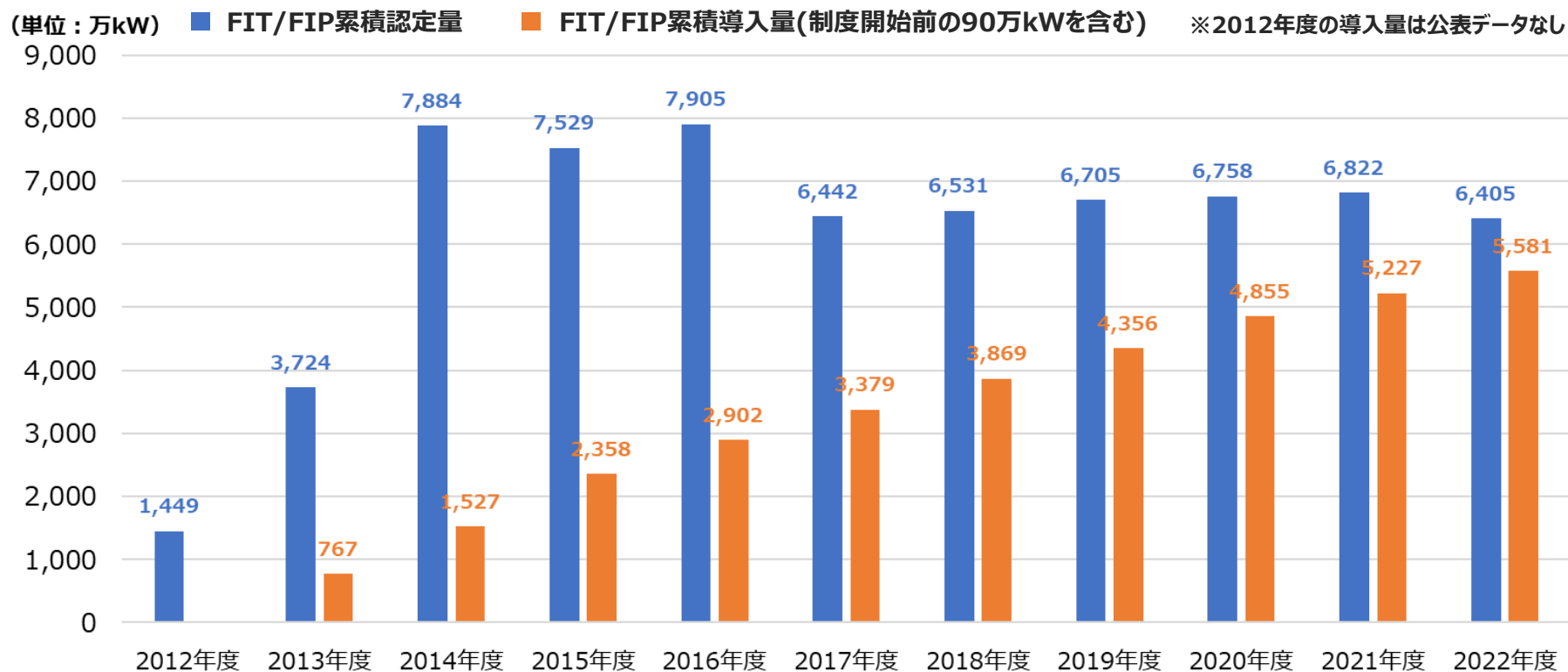
太陽光（10kW未満）のFIT/FIP累積認定量・導入量の推移



出所：エネ庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」ならびに固定価格買取制度情報公表用ウェブサイトを基に事務局作成

- 太陽光（10kW以上）の導入量は、FIT開始以前に90万kW存在し、2013年のFIT開始以降に急拡大。
- 買取単価の低減に伴い、新規認定量も縮小傾向を示しており（2016/17年度は制度変更に伴い認定失効が相次いだため、大幅減少）、累積導入量が認定量に迫ってきている。

太陽光（10kW以上）のFIT/FIP累積認定量・導入量の推移



出所：エネ庁「国内外の再生可能エネルギーの現状と今年度の調達価格等算定委員会の論点案」ならびに固定価格買取制度情報公表用ウェブサイトを基に事務局作成

- 住宅用太陽光発電においては、自治体主導で設置義務化の動きが進んでいる。
- いち早く導入を公表した東京都に続き、他自治体でも導入に向けた検討が進んでいる。

住宅用太陽光発電の設置義務拡大状況

東京都における設置義務化の概要

2025年4月から太陽光発電設置義務化に関する新たな制度が始まります



- ◆ 都はエネルギー大消費地の責務として、2030年までに都内の温室効果ガスを50%削減する「カーボンハーフ」の実現に向け、再生可能エネルギーの利用拡大を推進
- ◆ 新築住宅等への太陽光発電設備の設置、断熱・省エネ性能の確保等を義務付ける制度を創設
- ◆ 但し、大手ハウスメーカー等が供給する新築住宅等が義務対象となり、既存の住宅は対象外（「面積が小さい」「北向き」といった屋根の条件等の物件も一部対象外）

他自治体への広がり

自治体	取組動向
川崎市	東京都と同時期に導入を目指す
相模原市	27年度に向けて導入を検討中
千葉・松戸市	28年度にむけて導入を検討中
長野県	脱炭素政策のなかで検討することを表明
神奈川県	検討を開始したことを表明

出所：東京都「広報東京都令和5年1月号」や各自治体の公表情報を基に事務局作成

- 2021年10月に閣議決定された地球温暖化対策計画において、設置可能な政府保有の建築物（敷地含む）の約50%以上に太陽光発電設備を設置することが盛り込まれている。

地球温暖化対策計画（2021年10月閣議決定）の概要

新計画に盛り込まれた主な取組内容

太陽光発電

設置可能な政府保有の建築物

（敷地含む）の約**50%以上**に太陽光発電設備を設置することを目指す。



新築建築物

今後予定する新築事業については原則ZEB Oriented相当以上とし、2030年度までに**新築建築物の平均でZEB Ready相当**となることを目指す。

※ ZEB Oriented: 30～40%以上の省エネ等を図った建築物、ZEB Ready: 50%以上の省エネを図った建築物

公用車

代替可能な電動車がいない場合等を除き、新規導入・更新については2022年度以降全て電動車とし、ストック（使用する公用車全体）でも2030年度までに**全て電動車**とする。



※電動車: 電気自動車、燃料電池自動車、プラグインハイブリッド自動車、ハイブリッド自動車

LED照明

既存設備を含めた政府全体のLED照明の導入割合を2030年度までに**100%**とする。

再エネ電力調達

2030年までに各府省庁で調達する電力の**60%以上**を**再生可能エネルギー電力**とする。

廃棄物の3 R + Renewable

プラスチックごみをはじめ庁舎等から排出される廃棄物の**3 R + Renewable**を徹底し、**サーキュラーエコノミーへの移行**を総合的に推進する。



合同庁舎5号館内のPETボトル回収機

出所：環境省「公共施設への太陽光発電の導入等について」を基に事務局作成

- 営農型太陽光発電は、非住宅部門の太陽光設備の導入数減少に反して、着実に増加傾向を示しており、設置に必要な転用許可件数ならびに農地面積の両方が直近まで上昇している。

営農型発電設備を設置するための農地転用許可件数（年度毎）

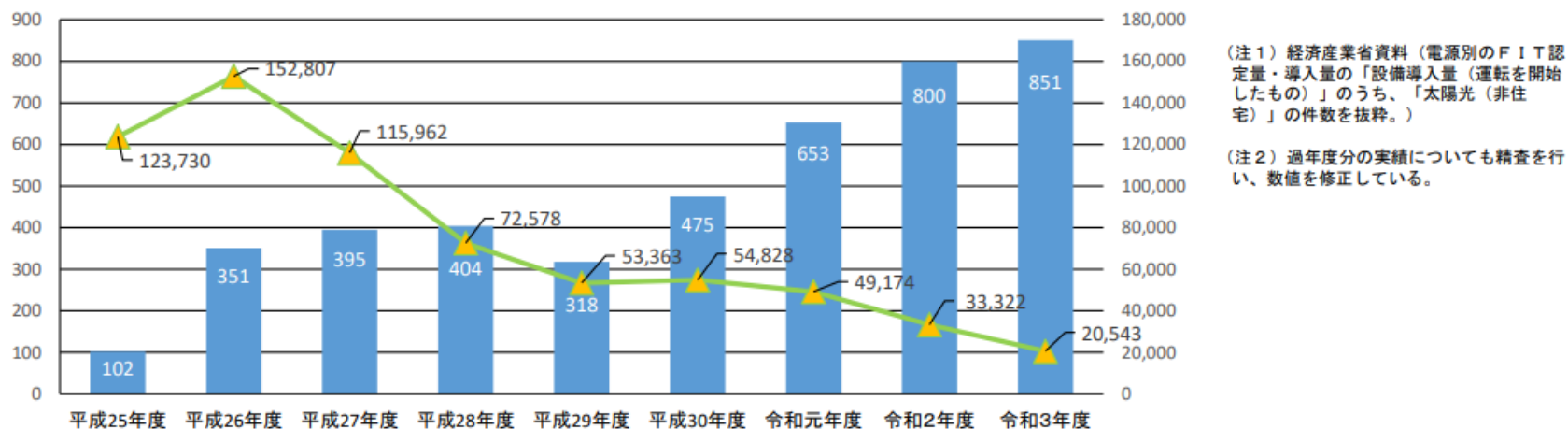
	平成25年度	26年度	27年度	28年度	29年度	30年度	令和元年度	令和2年度	令和3年度	合計
新規許可件数	102件	351件	395件	404件	318件	475件	653件	800件	851件	4,349件
下部農地の面積	15.5ha	55.0ha	85.0ha	159.3ha	79.6ha	151.4ha	180.1ha	132.7ha	148.8ha	1,007.4ha

(参考)再許可分(上の外数)

	平成25年度	26年度	27年度	28年度	29年度	30年度	令和元年度	令和2年度	令和3年度	合計
再許可件数	-	-	4件	102件	362件	347件	409件	633件	634件	2,491件
下部農地の面積	-	-	0.37ha	21.3ha	53.0ha	76.6ha	165.2ha	125.2ha	134.5ha	576.2ha

(許可件数)

(太陽光設備(非住宅)の導入件数)



出所：農林水産省「営農型太陽光発電設備設置状況等について（令和3年度末現在）」を基に事務局作成

- 未開発適地の減少を受け、従来は設置困難であった箇所へ導入可能な次世代型太陽光発電技術への期待が高まっており、特にペロブスカイト太陽電池が技術成長速度および日本の技術優位性の観点から注目されている。
- 政府としてはペロブスカイト太陽電池への政策支援を計画しており、GXビジョン2040(2025年2月閣議決定)の中で、今後2040年までに約20GWのペロブスカイト太陽電池を導入することを目標として掲げている。

ペロブスカイト太陽電池への期待

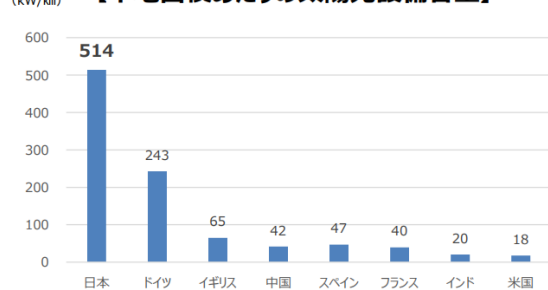
GXビジョン2040における政府目標

- 2012年のFIT制度開始以降、太陽光発電の導入量は大幅に拡大（**平地面積当たりの導入量は主要国で最大級**）する中で、**適地の制約、地域との共生上の課題**が生じている状況。
- ペロブスカイト太陽電池は、軽量・柔軟などの特徴を生かし、これまで太陽電池が設置困難であった場所にも設置し、**再エネ導入拡大と地域共生を両立するもの**として期待される。

	2011年度	2023年度	2030年ミックス
再エネの電源構成比 発電電力量:100kWh	10.4% (1,131億kWh)	22.9% (2,253億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)
太陽光	0.4%	9.8%	14-16%程度
	48億kWh	965億kWh	1,290~1,460億kWh

(出典) 2023年度数値は令和5年度（2023年度）エネルギー需給実績（速報）より引用

【平地面積あたりの太陽光設備容量】



(出典) 外務省HP (https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html)、Global Forest Resources Assessment 2020 (http://www.fao.org/3/ca9825en/CA9825EN.pdf)
IEA Renewables 2022、IEAデータベース、2021年度エネルギー需給実績(確報)、FIT認定量等より作成
※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2020の森林面積を差し引いて計算したものである。

【導入拡大に伴って生じている地域共生上の課題】

土砂崩れで生じた崩落



景観を乱すパネルの設置



➤ **不適切案件への規律強化については、本年4月から、改正再エネ特措法を施行。**関係法令違反時のFIT/FIP交付金の一時停止措置や、申請時の説明会の開催など周辺地域への事前周知の要件化などの措置を講じており、事業規律強化を進める。

15

再エネについて、**ペロブスカイト太陽電池（2040年までに約20GWの導入目標）**、浮体式を含む洋上風力（2040年までに30GW～45GWの案件形成目標）、次世代型地熱等の開発・社会実装を進める。

※内閣官房GX実行推進室「GXビジョン2040の概要」より抜粋

出所：資源エネルギー庁「次世代型太陽電池の導入拡大及び産業競争力強化に向けた官民協議会」、内閣官房GX実行推進室「GXビジョン2040の概要」を基に事務局作成

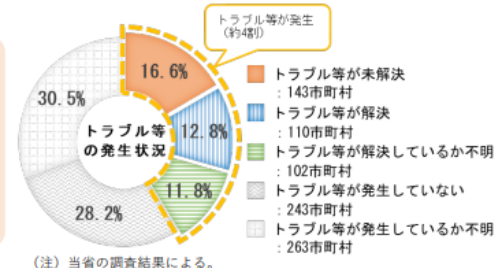
- 総務省の調査の結果、調査対象のうち約4割の市町村で太陽光発電設備に起因するトラブル等が発生。
- そのうち、2割弱で未解決のトラブルがある状況と判明し、太陽光発電設置に対する地元自治体・住民との軋轢が高まっている状況。

太陽光発電所に関するトラブル等の実態調査（2022年6月時点）

基礎調査※1により把握したトラブル等の発生状況

※1 太陽光発電設備の認定件数(令和4年6月末時点) 上位の24都道府県の全市町村(943市町村)を対象

- 市町村の約4割※2で、太陽光発電設備に起因するトラブル等が発生
※2 回答が得られた861市町村中355市町村
- 市町村の2割弱※3で、未解決のトラブル等がある状況
※3 回答が得られた861市町村中143市町村



実地調査した市町村※4で把握した主なトラブル等の内容

※4 基礎調査結果や再エネ発電設備に関する条例の制定状況等を踏まえ、121市町村を対象

- 発電設備の設置に向けた開発工事段階におけるトラブル等
 - ✓ 開発工事の施工内容関係
 - i) 開発工事中の敷地や調整池から泥水や土砂が流出し、道路、河川等に流入
 - ii) 開発工事の施工内容が許可条件と相違
 - iii) 発電事業者等による地域住民への説明不足
 - ✓ 開発場所に関係する災害発生、騒音、反射、景観悪化等の懸念
- 発電設備の稼働段階におけるトラブル等
 - ✓ 設備の敷地から泥水や雨水が流出、のり面の崩壊や設備自体の損壊
 - ✓ 雑草の繁茂により通行の妨げや害虫の発生、火災発生の懸念
 - ✓ 柵堀の未設置又は不適切な設置(位置、構造、素材)による通行者等への危険の懸念
 - ✓ 標識の未設置等による緊急時の発電事業者等の連絡先が不明等
 - ✓ 設備からの反射、騒音等

発電事業者に必要な指導等を行う経済産業省で通報を受け付けている一方、住民にとって身近な市町村が相談に対応している状況がみられた。

《トラブル等のイメージ写真》

【土砂流出による設備の崩壊】



【柵堀が未設置】



(注) 経済産業省のホームページから引用

出所：総務省「太陽光発電設備等の導入に関する調査結果（概要）」を基に事務局作成

- 太陽光の規制・調和条例は少なくとも145件確認、届出条例も30件存在。

太陽光発電所に関する規制の導入状況（2022年4月時点）

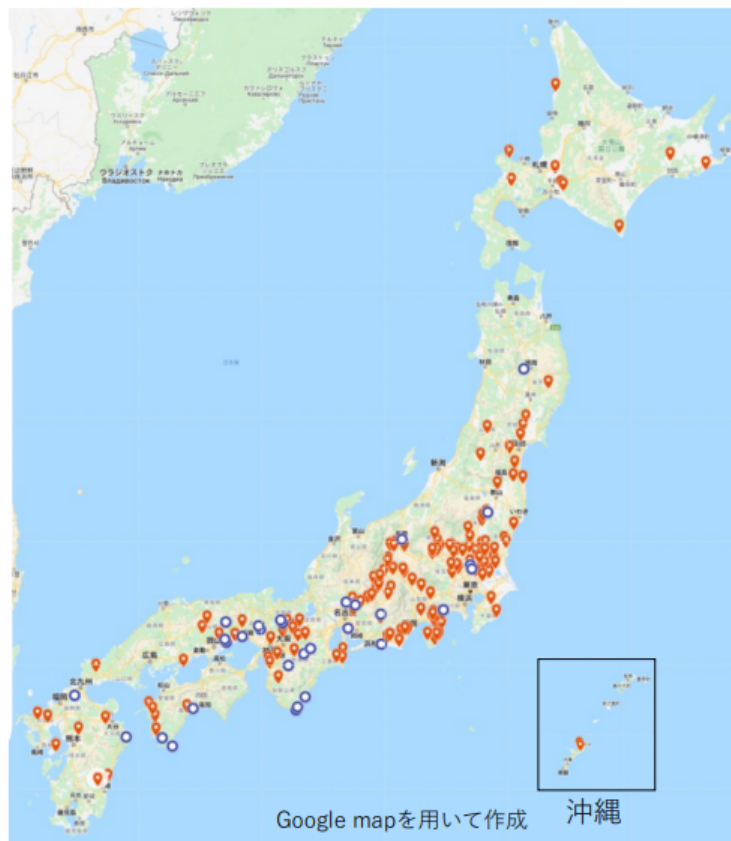
2) 少なくとも175自治体
で太陽光の規制に関わる
条例（2022年4月）

📍調和・規制条例 145件
静岡県 20件
長野県 17件
茨城県 14件

📍届出条例 30件

都道府県は5件
山形県、山梨県、兵庫県、
和歌山県、岡山県

参考）前回資料では2021年度で184件、地
方自治研究機構では189件を把握
http://www.rilg.or.jp/htdocs/img/reiki/05_solar.htm



出所：環境エネルギー政策研究所・環境学研究科「太陽光発電の地域トラブルと調和・規制条例、今後の適正な促進に向けて」を基に事務局作成

Ⅲ. 供給力編

(1) 過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

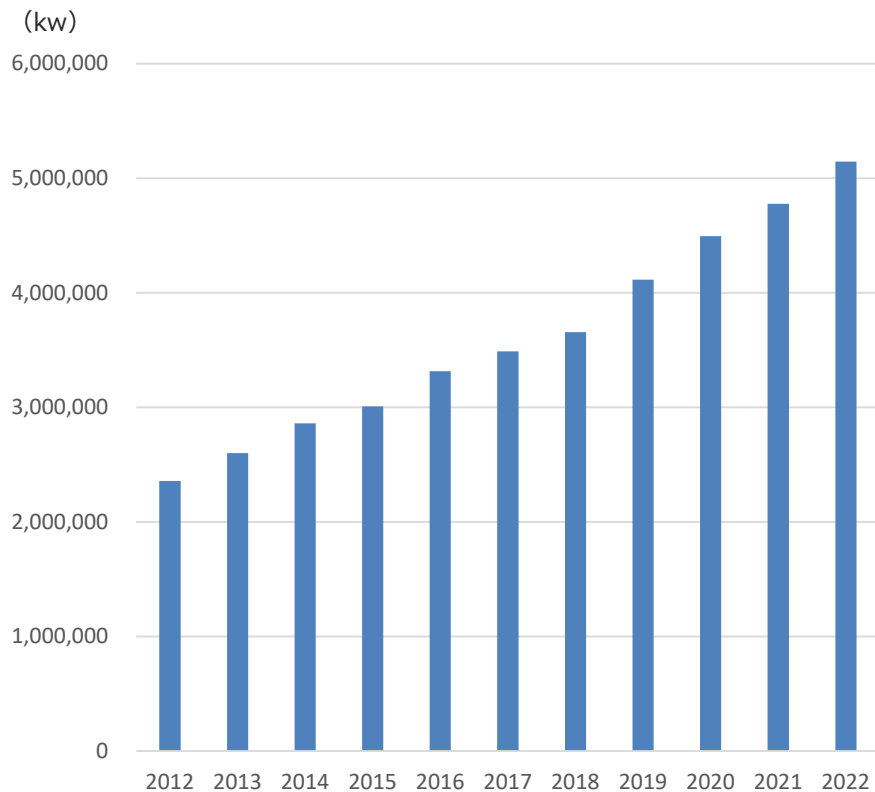
蓄電池

火力

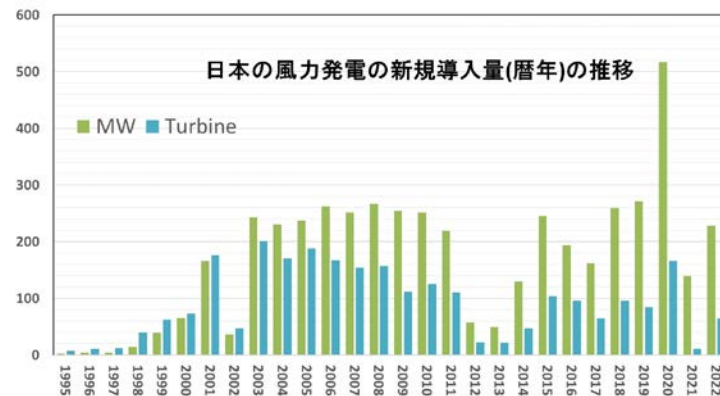
(2) モデルケースの設定

- 陸上風力の導入量は右肩上がりで増加傾向。2022年度における累積導入量は520万kWであり、FIT制度開始以降約260万kWの容量が導入されている。
- 業界団体の統計においても、2001年以降年間20万kWのペースで新規導入が進んでいることが確認できる。

陸上風力のFIT累計導入量の推移

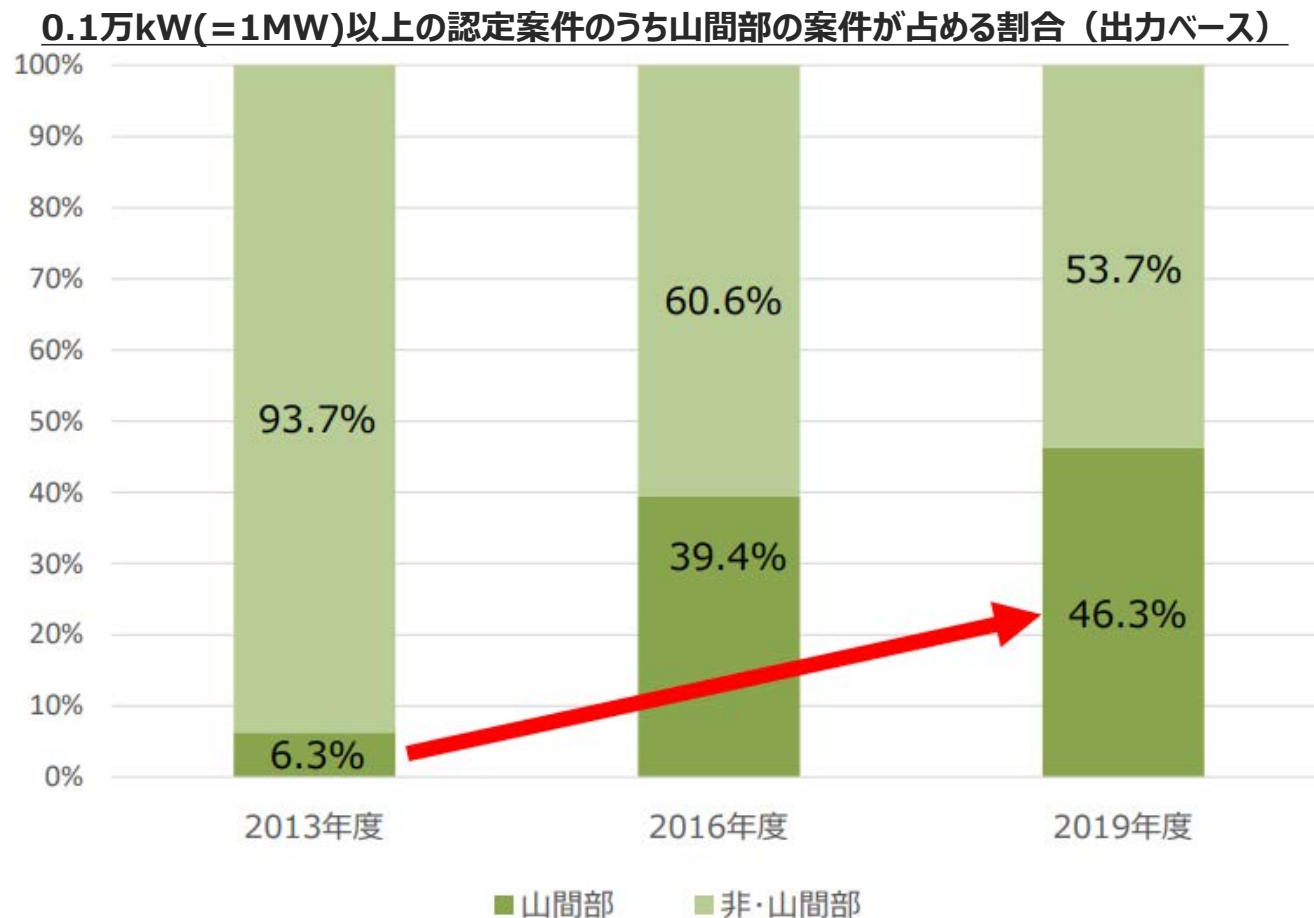


※陸上風力の業界団体推計導入量推移



出所：一般社団法人日本風力発電協会公表を基に事務局作成

- 陸上風力の案件形成場所を見ると、山間部における案件の割合が増加しており、開発しやすい平野部は減少している。

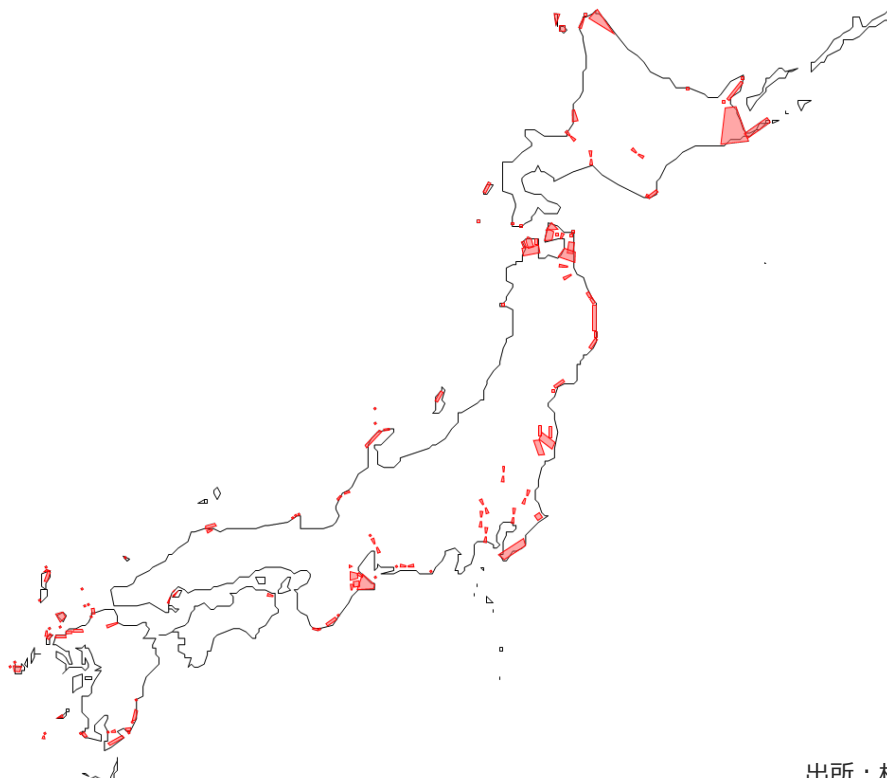


※なお、設置場所が標高250m以上と推定される案件を「山間部」の案件とカウント

出所：資源エネルギー庁再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第29回）資料1を基に事務局作成

- 防衛省から出された新法案にて、風力発電設備を建設する際に事前の届け出を行うことが義務付けられた。レーダーや通信などの自衛隊活動への障害の可能性がある場合、協議の為に建設を2年間制限される可能性もある。
- 電波障害防止区域として指定されたエリアには、北海道稚内市、青森県むつ市など陸上風力の設置が進む日本海エリアにも多くのレーダーが存在し、陸上風力の新設へ影響が予想される。

電波障害防止区域

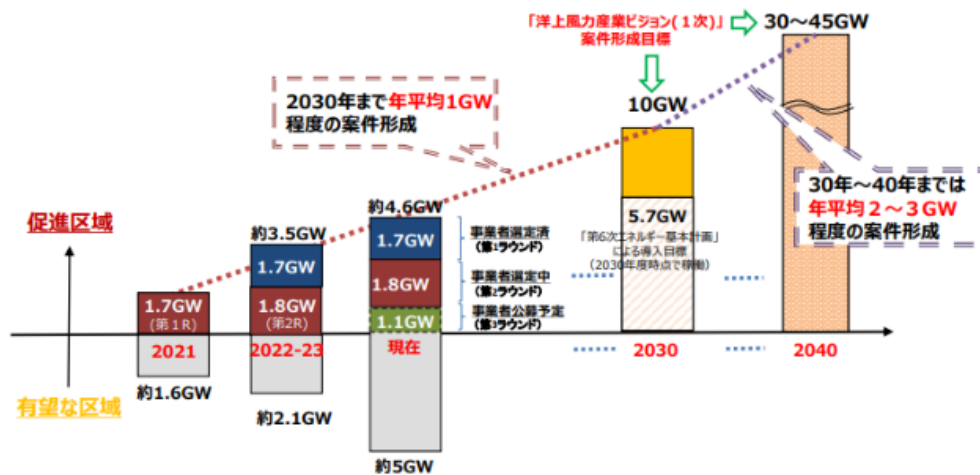


出所：株式会社平凡社地図出版 / ROOTS製作委員会、
防衛省ウェブサイト「電波障害防止区域 (<https://www.mod.go.jp/j/approach/chouwa/windpower/area.html>)」を基に事務局作成

洋上風力 | 導入状況、導入計画

- 日本政府は2040年までに30～45GWの案件開発を目指すこととしており、実現に向けて30年度以降は2～3GWに開発スピードを加速させる見込み。
- 洋上風力発電所が運開した事例はわずかであるが、国が主導する公募制度の下、毎年1～2GW（事業総額：数千億～1兆円超。1件あたり数百MW規模）の事業者評価が実施されており、令和6年度に実施された公募でも1.05GW分の事業者選定がなされた。

目標達成に向けた案件形成



促進区域・有望な区域等の指定・整理状況



出所：洋上風力のEEZ展開へ向けた論点（2023年11月15日 資源エネルギー庁）

洋上風力 | 計画中止・撤退

- 洋上風力発電について、インフレや金利高、人件費や資材価格の高騰により事業採算が悪化したことから、撤退する事業者も現れており、入札済みの案件についても見直しが実施されている。
- 諸外国においても、落札済PJの撤回、入札者ゼロといった事例などが出てきている。

洋上風力発電に関する動向（日本）

入札済み案件の動向：三菱商事プレスリリース（国内洋上風力発電事業に係る事業性再評価について、2025年2月）

各プロジェクト（秋田県能代市、三種町及び男鹿市沖／秋田県由利本荘市沖／千葉県銚子市沖）の実現の実現に向け、2021年12月の事業者への選定から現在に至るまで、プロジェクトに携わる様々な関係者の方と協議の上、事業開発を進めている中、新型コロナウイルスの蔓延やウクライナ危機に端を発し、とりわけ**インフレ、円安、サプライチェーンのひっ迫、金利上昇**など、洋上風力業界を取り巻く事業環境が世界的に大きく変化し続けています。

公募参画当初の想定を上回る**事業環境の変化に伴い、当社は上記3海域で推進する各事業の開発に際し、事業性の再評価を行っている**ことをお知らせいたします。

洋上風力発電に関する撤退動向（米国）

プロジェクト名	発電容量	撤退理由
Common Wealth Wind	1,200 MW	- コスト増加により当初の契約では資金調達が困難になったため
South Coast Wind	2,400 MW	- サプライチェーン全体でのコストや資金調達コストの上昇のため
Revolution Wind 2	884 MW	- 金利上昇、物流コストの増加、不確実な連邦税額控除によるコスト増加

※South Coast Windは将来再入札を行い、より高額でのPPA契約を締結することを目的とした契約解約としている。

コロナ禍やウクライナ戦争を受けたサプライチェーンの混乱やインフレによる開発費用の増大により、大規模洋上風力プロジェクトのPPA解約・契約破棄が相継ぎ、**約4,500MWの導入見込みが損失**。

出所：第12回GX実行会議（2024年8月27日） 資料1に基づき事務局作成

Ⅲ. 供給力編

(1) 過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

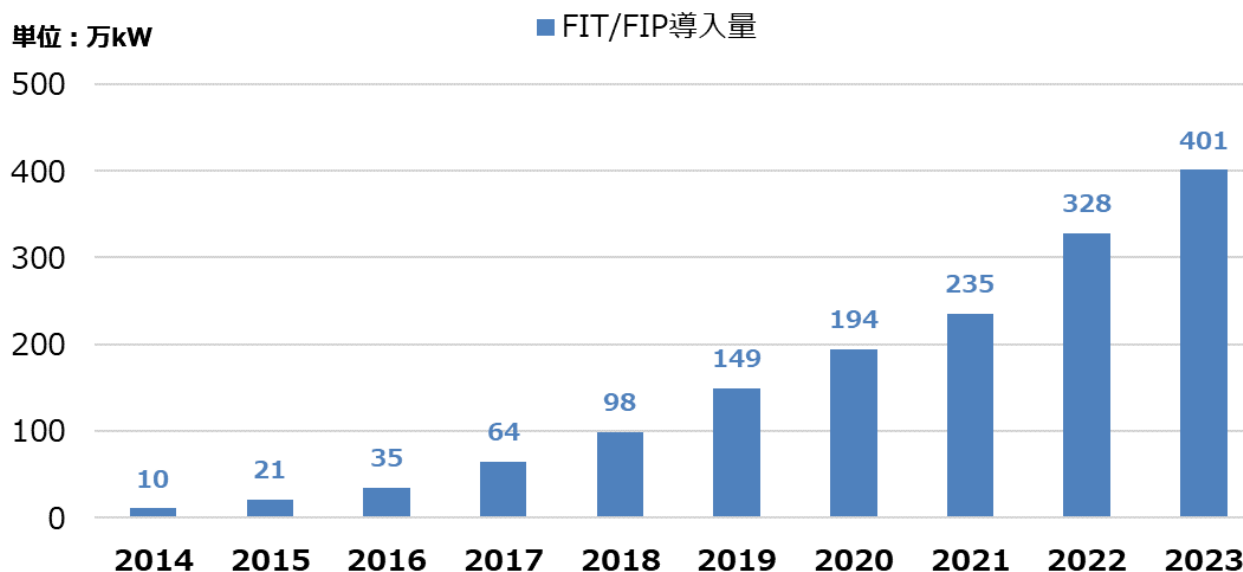
蓄電池

火力

(2) モデルケースの設定

- バイオマス発電（国外材）の導入量は、2014年以降右肩上がりで増加する傾向にある。
- 直近では大型案件の導入による影響もあり、導入ペースは急拡大している。一方で、至近において燃料価格の高騰などにより計画中止・撤退も増加している。

バイオマス発電（国外材）のFIT/FIP累計導入量の推移

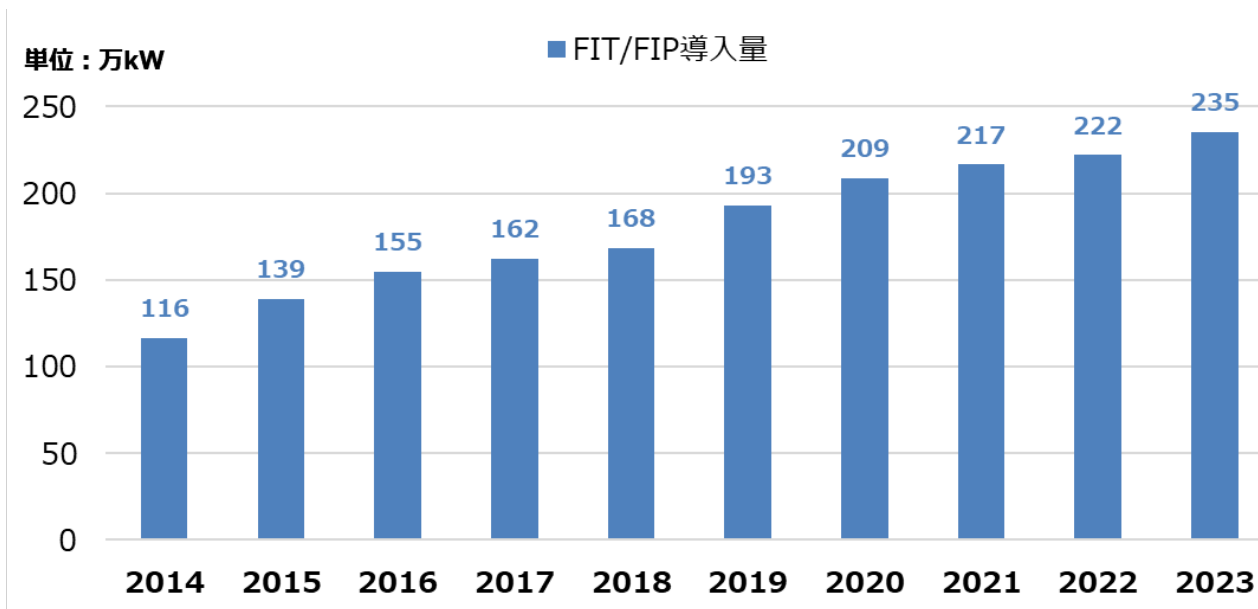


※バイオマス比率考慮「一般木質・農作物残さ」区分を国外材バイオマスとして集計

出所：エネ庁「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」を基に事務局作成

- バイオマス発電（国内材）の導入量は、2020年までは右肩上がりで増加傾向にあったが、直近では導入ペースが一服している状況である。また、国外材と同様に至近において燃料価格の高騰などにより計画中止・撤退も増加している。

バイオマス発電（国内材）のFIT/FIP累計導入量の推移

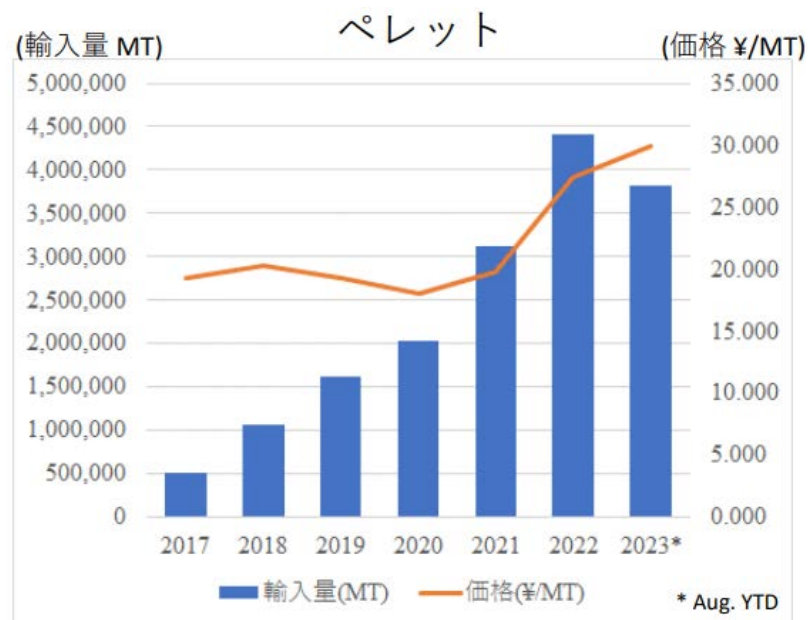


※バイオマス比率考慮「メタン発酵ガス」「未利用木質」「建設廃材」「一般廃棄物・木質以外」区分を国内材バイオマスとして集計

出所：エネ庁「再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法 情報公表用ウェブサイト」を基に事務局作成

- 2020年度以降、コロナ禍やロシアのウクライナ侵攻などの不安定な世界情勢に加え、足元継続している円安により燃料価格が上昇しており、バイオマス発電事業の計画中止・撤退が増加している。

- 海外材バイオマス燃料価格は、2020年度以降コロナ禍、ロシアのウクライナ侵攻および円安の影響により上昇を継続している。



ペレット	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023*
輸入量(MT)	506,353	1,059,542	1,614,000	2,028,230	3,116,767	4,407,406	3,821,679
価格(¥/MT)	19.347	20.315	19.267	18.086	19.836	27.397	29.975

公表時期	発電所名	原因
2022年3月	Aバイオマス発電 (3.3万kW・ 国外材)	燃料価格の高騰により安定的な燃料調達が困難になり撤退
2022年3月	Bバイオマス発電 (11.2万kW・ 国外材)	燃料価格の高騰により事業性が見込めないために事業計画を中止
2022年10月	Cバイオマス発電 (4.1万kW・ 国外材)	燃料価格の高騰、燃料輸入国における人権問題などを受け撤退
2022年12月	Dバイオマス発電 (0.6万kW・ 国内材)	燃料価格の高騰を受け撤退 ※2024年4月に別事業者により操業再開
2023年4月	Eバイオマス発電 (国内材)	資材価格の高騰を受け、バイオマス発電事業計画を中止
2024年4月	Fバイオマス発電 (0.2万kW・ 国内材)	燃料価格の高騰を受け撤退 ※2024年8月に別事業者により操業再開
2024年4月	Gバイオマス発電 (0.08万kW・ 国内材)	燃料価格の高騰を受け撤退

出所：バイオマス発電事業者協会「第88回調達価格等算定委員会 バイオマス発電の現状と要望」(2023年10月27日)、各種報道資料を基に事務局作成

- 発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造にあり将来的な自立化が見通しづらい状況にあること、2022 年度以降入札がない状況にあること等を踏まえ、2026年度以降のFIT/FIP制度の新規認定において、輸入燃料を中心とする一般木質等（1万 kW以上）と液体燃料を支援の対象外とした。

FIT/FIP制度における2026年度以降のバイオマス発電入札対象範囲

■大規模バイオマスを巡る状況に関しては、以下の状況が認められる。

- バイオマス発電の電源の性質として、発電コストの大半を燃料費が占めるというコスト構造にあり、将来的な自立化が見通しづらい状況にある。
- 今年度の本委員会における事業者団体ヒアリングにおいては、事業者団体から、FIT/FIP 制度からの自立化のためには、燃料コストの低減が課題との説明があった。一方、特に、入札区分である一般木質等（10,000kW 以上）及び液体燃料（全規模）については、国際市場の需給や円安等の影響を強く受ける性質があり、新規の案件形成が大きく進むとは考えにくいとの説明もあった。
- 2024 年度に実施したバイオマス第 7 回入札においても、入札件数は 0 件となり、2022 年度以降、入札件数が 0 件の状況が続いていることが確認されている。
- 需給調整市場や容量市場を活用することで、FIT/FIP 制度によらずに収益を上げることが期待されている電源である。

■ 以上の点を踏まえ、現在入札区分となっている一般木質等（10,000kW以上）及び液体燃料（全規模）は、2026 年度以降、FIT/FIP 制度の支援の対象外とすることとした。

出所：調達価格等算定委員会「令和 7 年度以降の調達価格等に関する意見」（2025年2月3日）、各種報道資料を基に事務局作成

Ⅲ.供給力編

(1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

蓄電池

火力

(2)モデルケースの設定

- FIT開始以降、中小水力のFIT/FIP導入量は2012年以降順調に増加しており、ダム建設にかかる初期コストや長期の開発期間も不要な中小水力の導入拡大が期待される。



出所：第90回 調達価格等算定委員会「中小水力発電について」を基に事務局作成

- 3万kW未満の水力発電所において、2015年以降のリパワリングによる出力増加分の実績は下記のとおり。
- 発電所によってバラつきはあるものの、増加率は平均して14%程度である。

分類	発電所名	リパワリング前 (万kW)	リパワリング後 (万kW)	運開年	増加率
中小水力 (～3万kW)	発電所A	2.7	2.85	2016	6%
	発電所B	2	2.1	2018	5%
	発電所C	0.415	0.465	2021	12%
	発電所D	2	2.31	2022	16%
	発電所E	0.7	0.83	2022	19%
	発電所F	1.95	2.079	2023	7%
	発電所G	0.15	0.22	2024	47%
	発電所H	2	2.13	2024	6%
	発電所I	1.56	1.77	2024	13%
	平均増加率				14%

出所：各種公表情報を基に事務局作成

- 3万kW以上の水力発電所において、2015年以降のリパワリングによる出力増加分の実績は下記のとおり。
- 発電所によってバラつきはあるものの、増加率は平均して4%程度である。

分類	発電所名	リパワリング前 (万kW)	リパワリング後 (万kW)	運開年	増加率
大水力 (3万kW~)	発電所A	4	4.13	2015	3%
	発電所B	3.49	3.53	2016	1%
	発電所C	4.6	4.67	2017	2%
	発電所D	4.53	4.72	2018	4%
	発電所E	5.12	5.41	2020	6%
	発電所F	5.15	5.25	2021	2%
	発電所G	3.7	3.95	2022	7%
	発電所H	4	4.23	2022	6%
	発電所I	3.15	3.25	2024	3%
	平均増加率				4%

出所：各種公表情報を基に事務局作成

Ⅲ. 供給力編

(1) 過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

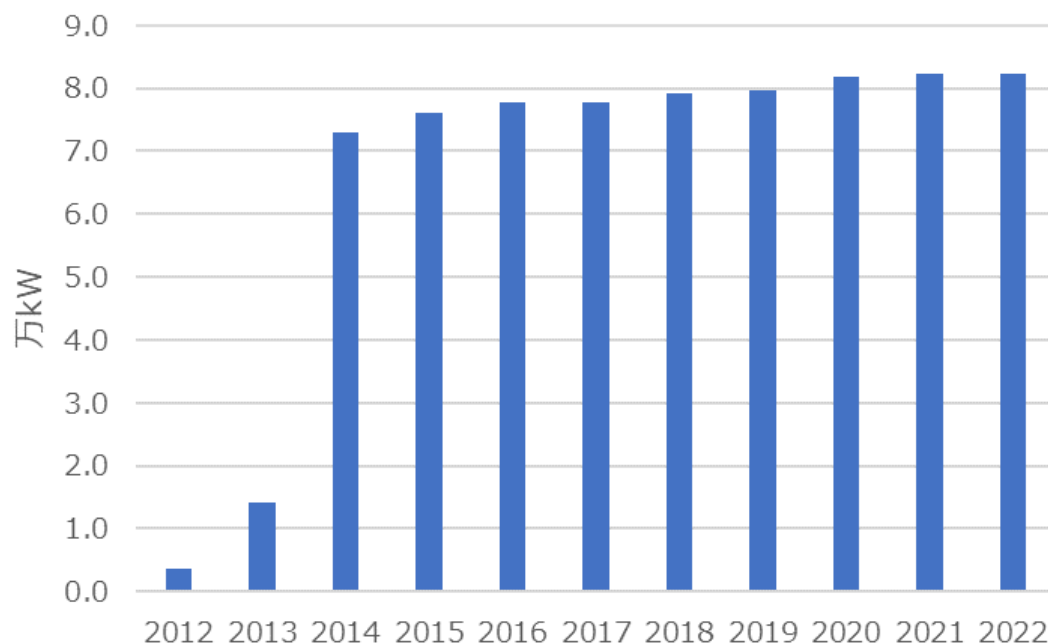
蓄電池

火力

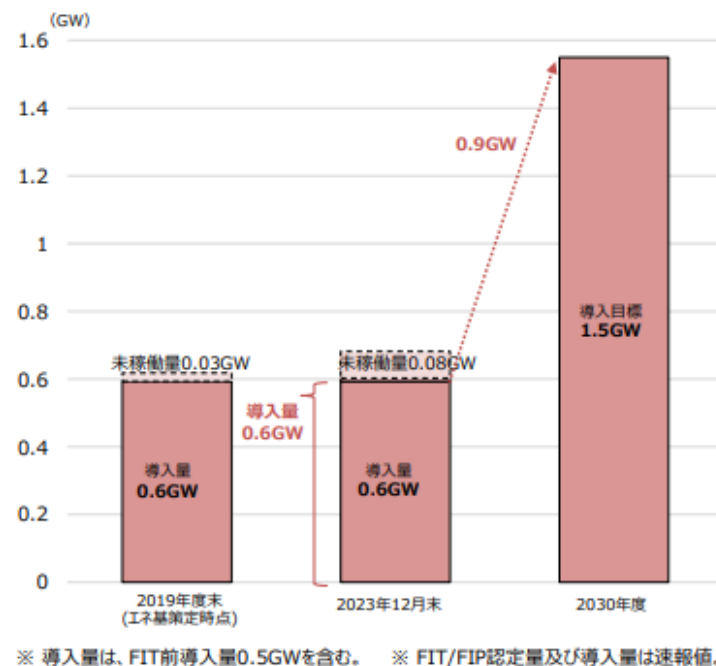
(2) モデルケースの設定

- FIT制度開始後の2014年に導入量が増加したものの、2014年以降の導入量は約1万kWであり、FIT制度開始以降の累計導入量は約8万kWとなっている。
- 全体の導入量としては60万kW程度となっており、大半である50万kWはFIT以前に導入されたものである。

地熱発電のFIT/FIP累計導入量



地熱発電の導入状況



出所：第91回 調達価格等算定委員会「地熱発電について」を基に事務局作成

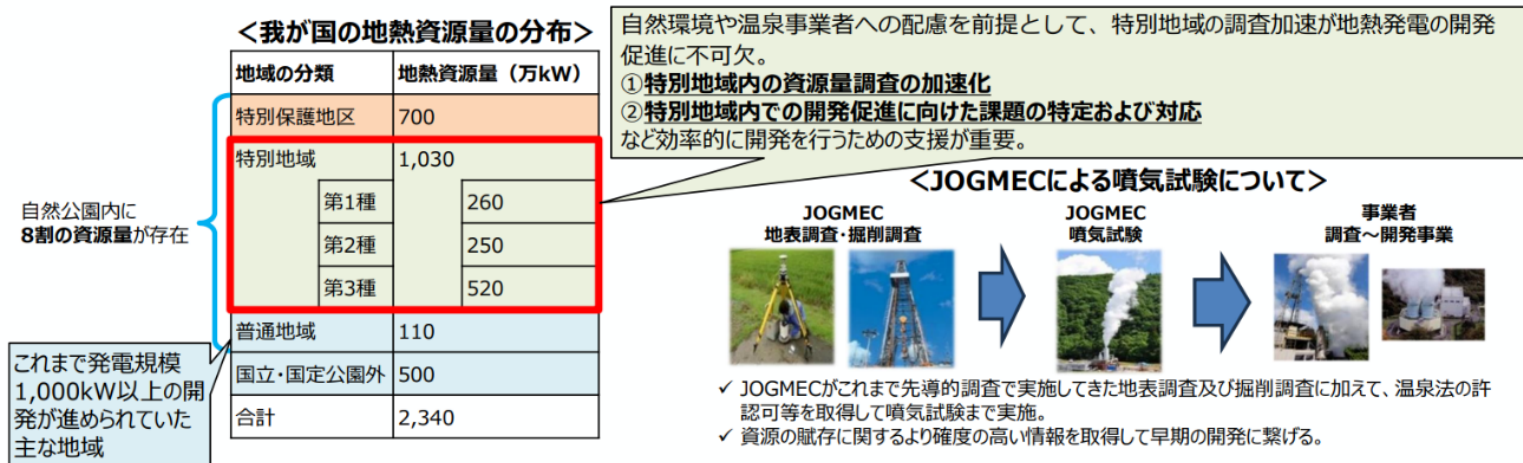
- 地熱発電の導入に向けて、JOGMECは、これまでの先導的資源量調査の継続実施に加えて、JOGMEC自ら噴気試験を実施し、事業確度を高めるための取り組みを行う。

3. 従来型地熱に関する施策

3-2 JOGMECによる支援体制の強化

<残された有望なエリアへの支援>

- 過去のNEDO等既往調査結果の活用が、事業者による探査事業や新規地熱発電所の運転開始に繋がっている状況。
- 自然公園内等、情報・アクセス・社会環境等の面から事業者が参入しづらいエリアにおけるポテンシャル評価が不可欠であり、それらは民間企業単独での調査はリスクが高い。
- 近年、取組みを強化しているJOGMEC先導的資源量調査の継続実施に加えてJOGMEC自らが噴気試験を実施、資源の賦存に関するより確度の高い情報を取得して早期の開発に繋げる。

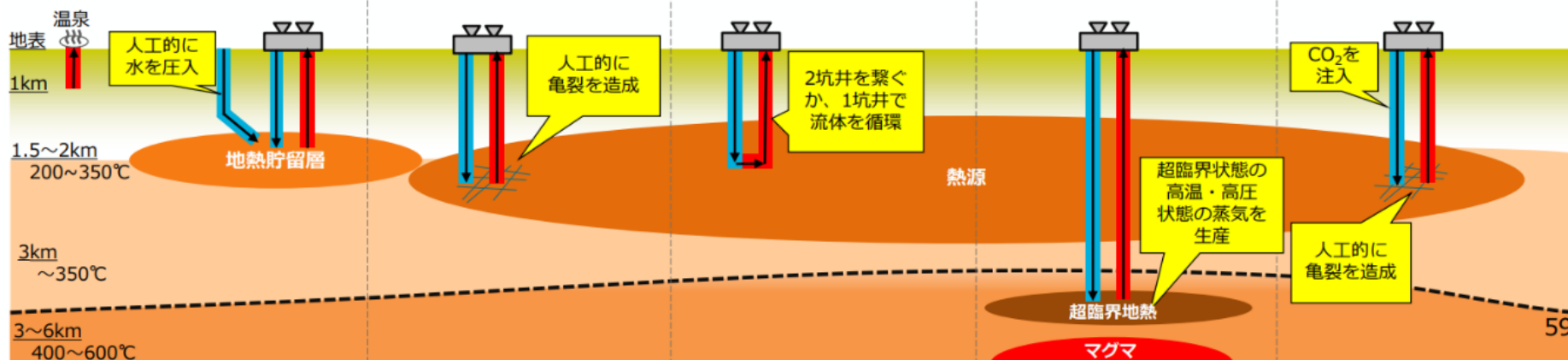


出所：資源エネルギー庁「資源・燃料政策を巡る状況について」（令和6年11月）

- 資源エネルギー庁は次世代型地熱発電技術として、EGS、クローズドループ、超臨界地熱等を挙げて技術開発を支援する方針である。

＜主な次世代型地熱技術＞

	従来型地熱領域	次世代型地熱領域			
	人工涵養 Treatment Injection	EGS Enhanced Geothermal Systems	クローズドループ Closed-loop Geothermal System	超臨界地熱 Supercritical Geothermal	カーボンリサイクルCO ₂ EGS using Carbon Dioxide
概要	地熱貯留層に人工的に水を圧入し、その蒸気を発電に利用。	地熱層貯留層を人工造成し、水を圧入・蒸気生産させて発電に利用。	亀裂のない高温の地熱層に坑井掘削し、流体を循環させ発電に利用。	マグマ上部の高温・高圧の流体(超臨界熱水)を発電に利用。	EGS(高温岩体)の貯留層造成・熱回収にCO ₂ を用いる。
現状	R6年福島・柳津西山地熱発電所で3年8ヵ月注水し効果を確認。	1984年～NEDO等が山形県肘折で、1989年～電中研等が秋田県雄勝で実証。	同軸二重管はH3年旧資源研が実証(370kW)。マルチラテラルは独で実証中。	NEDOによる調査・研究を実施中。有望地域4地点で資源量評価を実施。	JOGMECによる基礎研究段階。



出所：資源エネルギー庁「資源・燃料政策を巡る状況について」（令和6年11月）

- 地熱発電の普及を阻害する大きな要因のとして、開発（特に掘削）におけるリスク/コストの高さや、地域理解の醸成や自然環境に関する制約が存在。
- 上記の阻害要因を踏まえ、JOGMECが12年と想定している中で、実際の開発にはより長期の期間がかかる例も存在している。

地熱発電の進捗遅延理由

□ ステークホルダーの理解取得の難しさ

- 地域理解が得られず、調査に取り掛かれない地点がある

□ 掘削リスク

- 昨今の資材高騰、人件費増により掘削コストが上昇（調査開始判断時の2倍超となるケースもある）
⇒ 費用負担の大きさから1～2本の掘削結果をもって以降の調査を断念する事業者もあった

□ 自然環境の制約

- 地熱資源は東北・北海道、九州の山間地に偏在しており、現調査地点は機材搬入路の作設が必要な積雪地が多い
→ 積雪地では作業期間は5月中旬から11月末までのため調査が長期化



地熱発電の導入状況

□ A地域実績工程（調査開始から運開まで16年）

	□ 7.5年		□ 2.5年		□ 6年	
年度	2011-17	2018	2019	2020	2021	2022-26
作業工程	地表調査 調査井 7 坑 噴気試験	生産井 1	環境アセス	環境アセス	生産井 1	建設
		還元井 1		実証試験	坑井噴気	
		半量噴気		FIT申請	詳細設計	
		環境アセス		保安林解除申請	保安林解除許可	
		系統入札/開札	系統接続契約	系統個別交渉		

- NEDO促進調査を導入したB地域、C地域では促進調査後の開発判断以降、調査・建設期間は各々12年、10年を要している→積雪、寒冷地では地表調査から開始するとA地域と同様の期間はかかる

フェーズ	JOGMECモデル	A地域実績	増減	主な増減理由
地域理解	—	(1年)	—	近隣に地熱発電所があり地域理解を得られた
調査・探査	約5年	7.5年	+2.5	アセス判断には複数坑の噴出試験等による詳細な資源量把握が必要
環境アセス	約3～4年	2.5年	-1.5	前倒し環境調査効果により短縮
建設	約3～4年	6年	+3	冬季工事の中断により工期大幅増
開発年数	約12年	16年	+4	※地域理解の期間含まず

- 積雪地では冬季工事が出来ず、通常の約2倍の建設期間を要する

出所：日本地熱協会「地熱発電の推進にむけて」（令和6年7月）

Ⅲ. 供給力編

(1) 過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

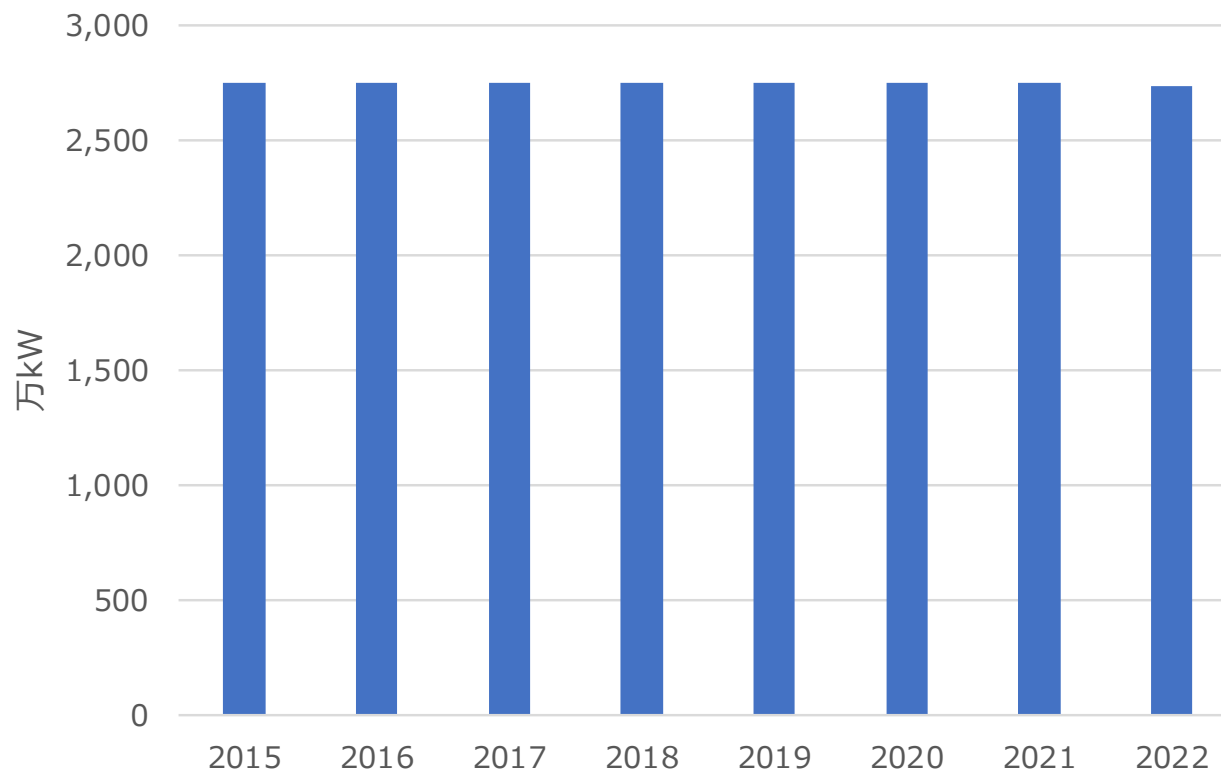
揚水

蓄電池

火力

(2) モデルケースの設定

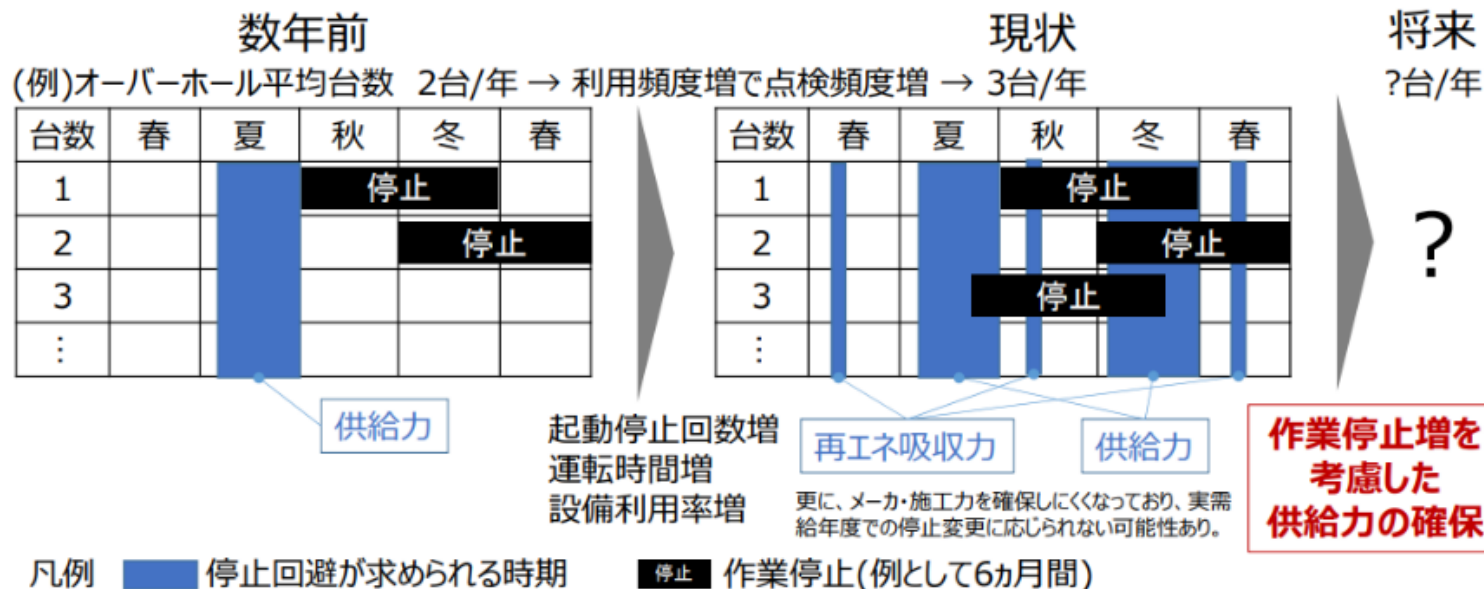
- 揚水の発電容量は、2015年以降横ばいに推移している一方、再エネの導入拡大に伴い稼働が増え、点検による停止が増えているという報告もある。



出所:電力調査統計表を基に事務局作成

7. 将来に向けた課題：保安に必要な作業停止

- 再エネ大量導入により揚水発電所の稼働が増加(点検・修理頻度の増加)。
- しかも、供給力確保の役割として夏期・冬期に、再エネ吸収力確保の役割として春期・秋期に稼働を求められ、一年中稼働が期待されている状況。
- 再エネ大量導入以前は、夏期の供給力確保のみが求められていたため、それ以外の時期に点検・修理のための停止(作業停止)を調整できたが、現在は作業停止のスケジュールを組むことが困難になりつつある。
- 保安を維持するための作業停止を考慮した供給力の確保が必要ではないか。



Ⅲ. 供給力編

(1) 過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

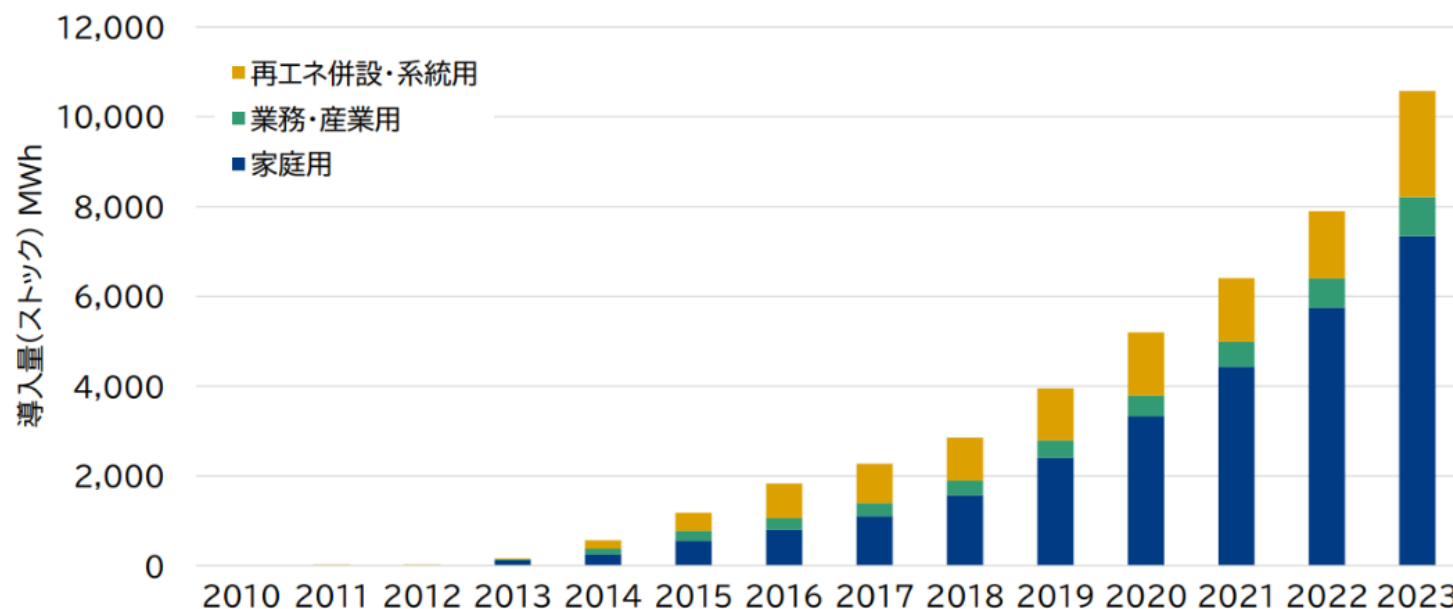
蓄電池

火力

(2) モデルケースの設定

- 家庭用蓄電池を中心に2013年以降毎年1GWh程度増加しており、累積導入量は10GWh超まで拡大している。

国内の定置用蓄電システム導入量実績^{※1、2}(ストック^{※3}) [MWh]



出所：三菱総合研究所 2024年度 定置用蓄電システム普及拡大検討会の結果とりまとめ（案）（2025年1月30日）を基に事務局作成

- 蓄電池に係るSII補助金としては、至近2年で合計300億円程度の支援が予定されており、時間容量で150万kWh相当*（設備容量50万kW相当）となる。

* 設備投資額に対する補助金割合50%、kWhあたり4万円、放電可能時間3時間として計算

令和3年度補助実績

エリア	事業概要（導入設備）	補助金の額（億円）	想定事業規模（万kWh）
北海道	蓄電システム	1.4	0.7
北海道	蓄電システム	25.0	12.5
北海道	蓄電システム	1.0	0.5
北海道	蓄電システム	7.3	3.7
東北	蓄電システム	14.3	7.2
東北	蓄電システム	7.8	3.9
中部	蓄電システム	12.2	7.0
中部	蓄電システム	25.0	11.3
九州	蓄電システム	1.4	0.7
九州	蓄電システム	0.9	0.5
九州	蓄電システム	25.0	12.5
九州	蓄電システム	1.2	0.6

令和4年度補助実績

エリア	事業概要（導入設備）	補助金の額（億円）	想定事業規模（万kWh）
北海道	蓄電システム	10.3	5.2
北海道	蓄電システム	25.0	12.5
北海道	蓄電システム	25.0	12.5
東京	蓄電システム	1.9	0.9
東京	蓄電システム	2.0	1.0
東京	蓄電システム	25.0	12.5
中部	蓄電システム	12.0	6.0
関西	蓄電システム	2.6	1.3
関西	蓄電システム	8.1	4.1
関西	蓄電システム	16.0	8.0
四国	蓄電システム	11.4	5.7
九州	蓄電システム	21.2	10.6
九州	蓄電システム	8.7	4.4
九州	蓄電システム	2.3	1.2
九州	蓄電システム	1.9	0.9

- 23年度長期脱炭素オークションでは109万kWの蓄電池が落札され、28年度までに導入されると見込まれる。

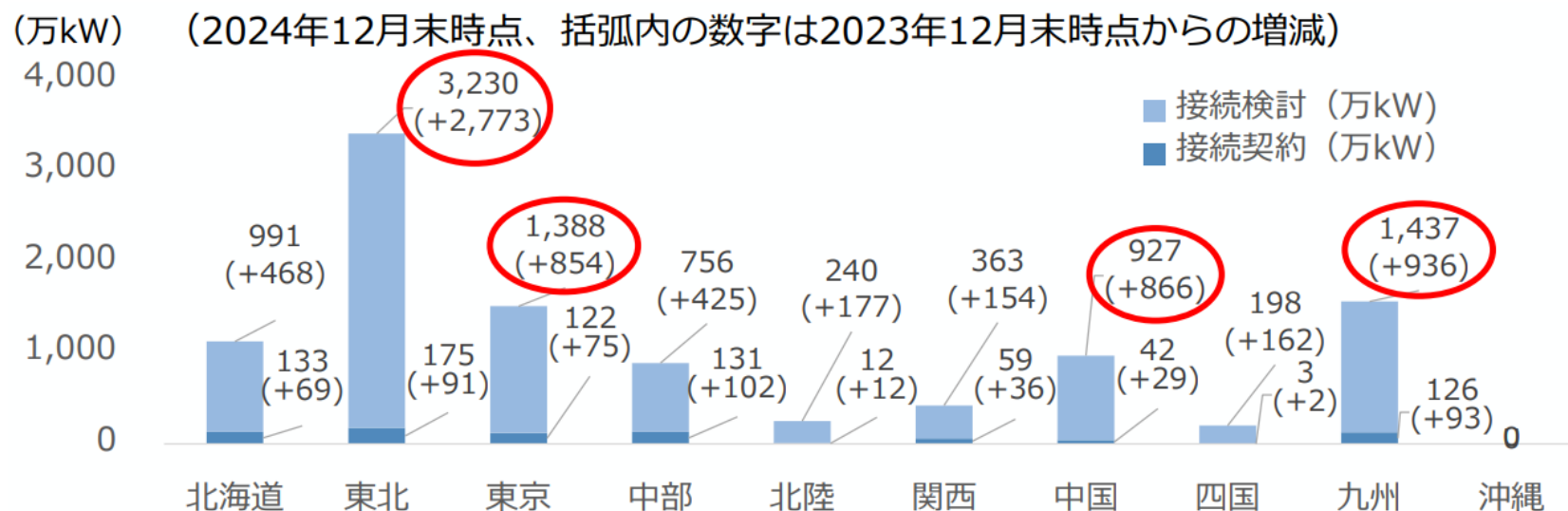
長期脱炭素電源オークション約定結果

電源種		応札	落札	不落札
既設火力の改修	水素混焼	5.5万kW	5.5万kW	－
	アンモニア混焼	77.0万kW	77.0万kW	－
蓄電池		455.9万kW	109.2万kW	346.7万kW
揚水		83.8万kW	57.7万kW	26.1万kW
原子力		131.6万kW	131.6万kW	－
水素10%混焼LNG		6.8万kW	－	6.8万kW
バイオマス専焼		19.9万kW	19.9万kW	－
脱炭素電源の合計		780.5万kW	401.0万kW	379.6万kW
LNG		575.6万kW	575.6万kW	－
合計		1,356.2万kW	976.6万kW	379.6万kW

出所：OCCTO「長期脱炭素電源オークション約定結果（応札年度：2023年度）」、「2023年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数」などを基に事務局作成

- 系統用蓄電池の接続検討等の受付状況として、接続検討受付が約9,500万kW（2023年12月末比で約3.5倍）、接続契約受付が約800万kW（2023年12月末比で約2.7倍）となっている。

系統用蓄電池の接続検討等の受付状況



(※) 一般送配電事業者において集計したデータを元に、資源エネルギー庁において作成。

(※) 接続検討のすべてが系統接続に至るものではない。

(※) 数値は小数点第1位を四捨五入した値。

出所：資源エネルギー庁次世代電力系統ワーキンググループ第2回資料3「系統用蓄電池の迅速な系統連系に向けて」（2025年3月17日）を基に事務局作成

Ⅲ.供給力編

(1)過去分析

原子力

太陽光

風力

バイオマス

水力

地熱

揚水

蓄電池

火力

(2)モデルケースの設定

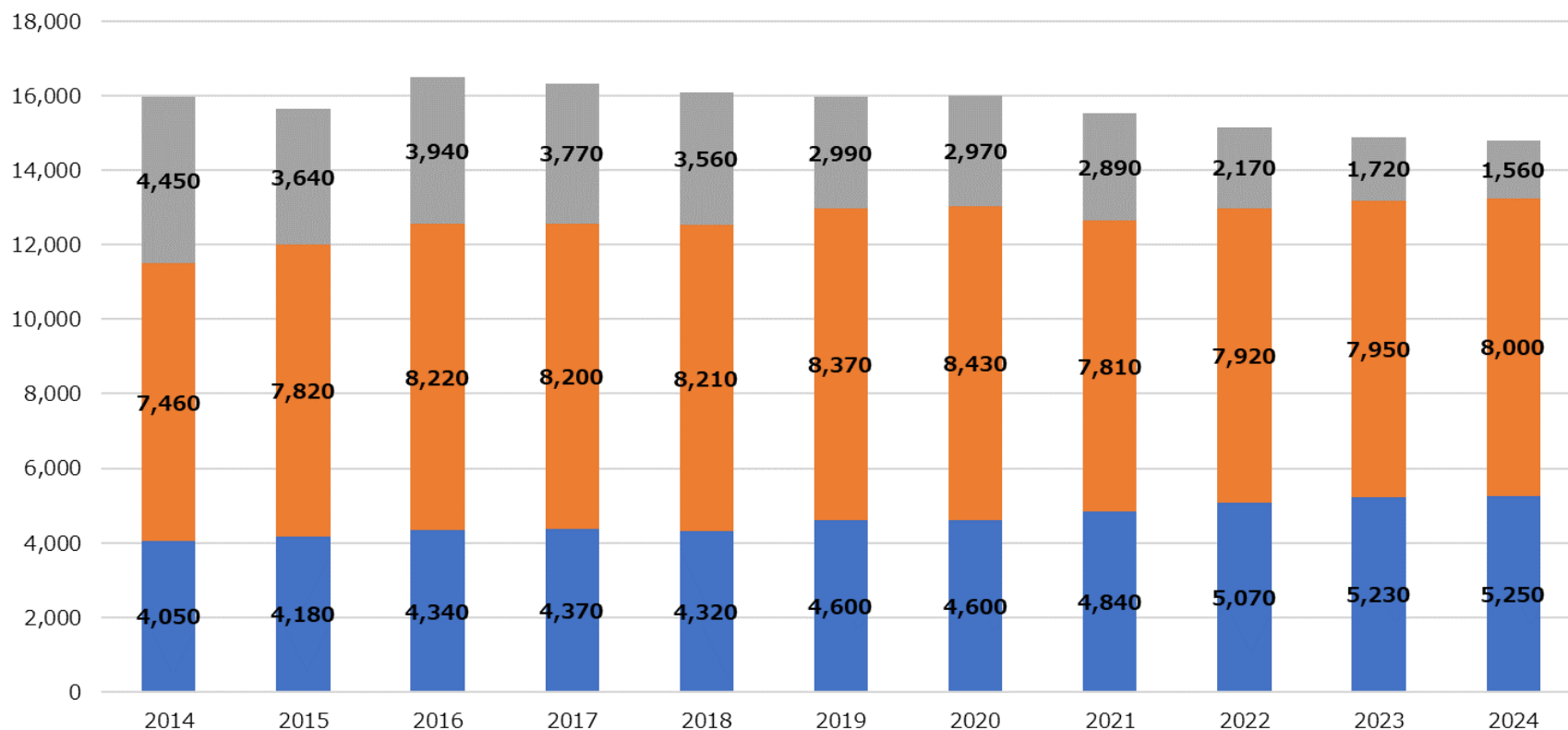
過去トレンド | 火力設備の推移

- 2014年度以降の火力発電所の設備容量の推移は以下のとおりであり、2020年度以降、減少傾向にある。

火力発電所の設備容量推移

単位：万kW

■ 石炭 ■ LNG ■ 石油等

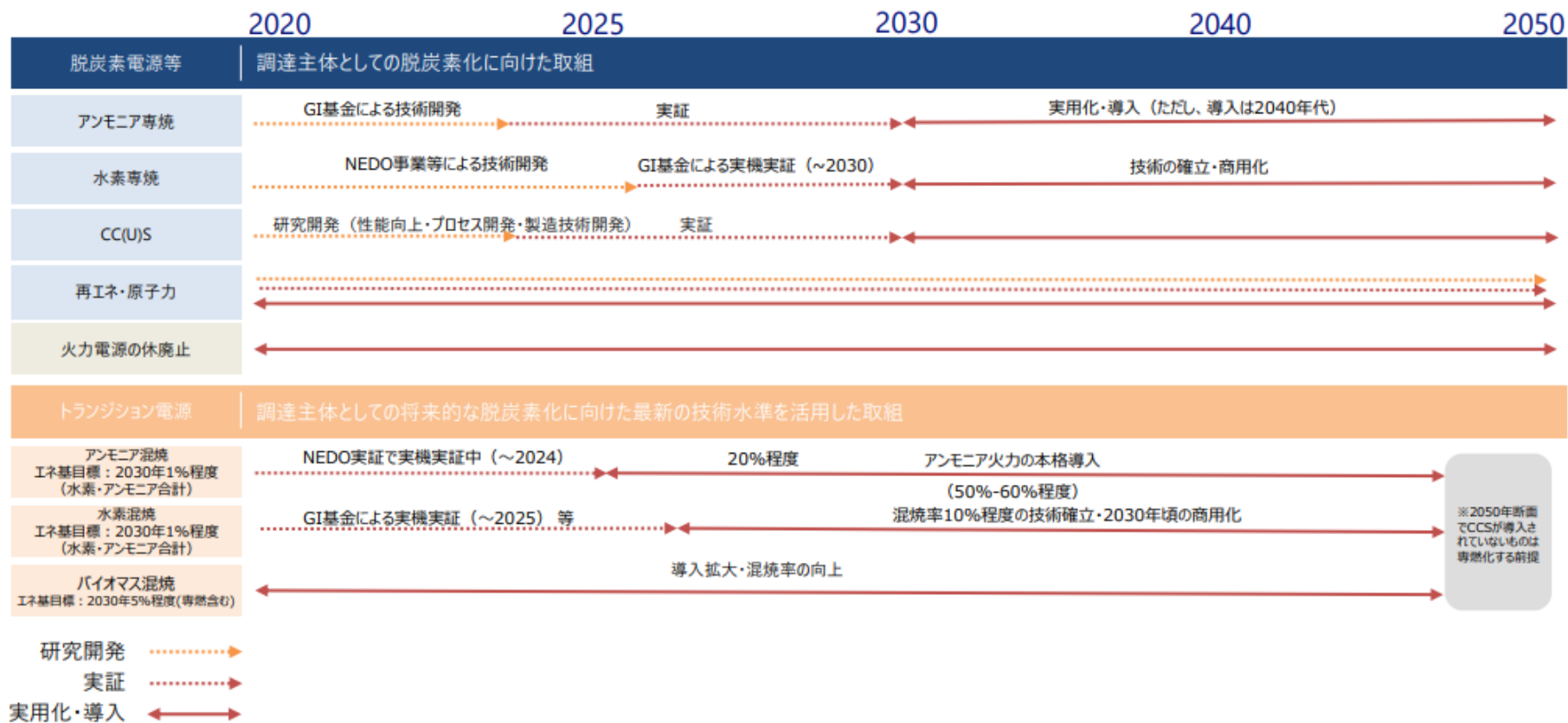


出所：OCCTO「供給計画の取りまとめ」に基づき日本総研作成

火力設備の脱炭素動向

- 火力設備の脱炭素化は、アンモニアもしくは水素の混焼/専焼化もしくはCCS設備の設置によって実現することが期待されている。

電力分野の脱炭素化に向けたトランジション・ロードマップ



出所：エネ庁「今後の火力政策について」に基づき日本総研作成

会社名	2050年 CN目標	実施手法	
北海道電力	あり	2050年まで	水素・アンモニアの混焼拡大・専焼化、CCUSの活用、経年火力の休廃止
東北電力	あり	2050年まで	石炭火力のバイオマス・アンモニア燃料への転換、LNG火力の水素燃料への転換、CCS/CCUSの活用、経年火力の新陳代謝
東京電力	あり	—	(JERAに準拠)
中部電力	あり	—	(JERAに準拠)
北陸電力	あり	2030年まで	石炭火力でのバイオマス混焼拡大（+15億kWh/年）、石炭火力のLNG化
		2050年まで	バイオマス専焼化、アンモニア・水素等への転換、CCUSの利用、非効率火力のリプレイス
関西電力	あり	2050年まで	ゼロカーボン燃料（水素・アンモニア等）への移行、CCUS技術の適用
中国電力	あり	2030年まで	非効率石炭火力休廃止
		2040年まで	石炭火力のアンモニア20%混焼、LNG火力の10%水素混焼
		2050年まで	石炭火力のバイオマス専焼化・IGFC（石炭ガス化燃料電池複合発電）+CCUS/カーボンリサイクル等の活用・アンモニア専焼化、LNG火力の水素専焼化

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

会社名	2050年 CN目標	実施手法	
四国電力	あり	2030年まで	非効率石炭火力のフェードアウト
		2050年まで	水素・アンモニアの混焼拡大・専焼化
九州電力	あり	2030年まで	非効率石炭火力のフェードアウト
		2050年まで	水素・アンモニアの混焼拡大・専焼化、CCUSの活用
JERA※	あり	2030年まで	非効率石炭火力の停廃止、アンモニア混焼比率20%
		2035年まで	アンモニア混焼比率50%
		2050年まで	アンモニア専焼、水素混焼/専焼
電源開発	あり	2040年まで	老朽化電源のフェードアウト、水素アップサイクル（既存資産へのガス化炉追加）
		2050年まで	バイオマス混焼・アンモニア混焼の拡大、水素混焼/専焼

※脱炭素化技術の着実な進展と経済合理性並びに整合性およびその実現化における事業環境が前提

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

発電所名	発電事業者	脱炭素方針	
苫東厚真発電所 4	北海道電力	2030年度：アンモニア20%混焼 2030年代後半：アンモニア50%混焼 2040年代：アンモニア専焼	
石狩湾新港 2	北海道電力	2040年代前半：水素20-50%混焼 2040年代末：水素専焼	
東新潟 6	東北電力	2040年代前半：水素20-50%混焼 2040年代後半：水素専焼	
南港発電所 1	関西電力	シナリオ 1	2030年代後半：CCS（全量回収）
		シナリオ 2	2030年代後半：水素20-50%混焼 2040年代半ば：水素専焼
南港発電所 2	関西電力	シナリオ 1	2040年代後半：CCS（全量回収）
		シナリオ 2	2030年代後半：水素20-50%混焼 2040年代半ば：水素専焼
南港発電所 3	関西電力	シナリオ 1	2040年代半ば：CCS（全量回収）
		シナリオ 2	2030年代後半：水素20-50%混焼 2040年代半ば：水素専焼
柳井発電所新 2	中国電力	2039年度頃：水素20-50%混焼 2050年度頃：水素専焼	
碧南火力発電所 4	JERA	2027年度：アンモニア20%混焼 2030年代半ば：アンモニア50%以上混焼 2040年代：アンモニア専焼	
碧南火力発電所 5	JERA	2029年度：アンモニア20%混焼 2030年代前半：アンモニア50%以上混焼 2040年代：アンモニア専焼	
知多火力発電所 7	JERA	2030年代前半：水素10%混焼 2040年代：水素専焼	
知多火力発電所 8	JERA	2030年代前半：水素10%混焼 2040年代：水素専焼	
磯子火力発電所 1	電源開発	2035年以降：水素混焼	

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

発電所名	発電事業者	脱炭素方針	
磯子火力発電所 2	電源開発	2035年以降：水素混焼	
竹原火力発電所 1	電源開発	2030年以降：バイオマス混焼拡大 + CCS	
松島火力発電所 2	電源開発	2035年以降：IGCC+CCS	
松浦火力発電所 2	電源開発	2030年以降：アンモニア/CCS	
石川石炭火力発電所 1	電源開発	2035年以降：IGCC+CCS	
石川石炭火力発電所 1	電源開発	2035年以降：IGCC+CCS	
千葉袖ヶ浦パワー 1	東京ガス	シナリオ 1	2040年代前半：e-methane10%混焼 2040年代後半：e-methane100%専焼
		シナリオ 2	2040年代前半：水素20-50%混焼 2040年代後半：水素専焼
		シナリオ 3	2040年代前半：CCS50%回収 2040年代後半：CCS100%回収
姫路天然ガス発電所 3	大阪ガス	2040年代：e-methane10-20%混焼 2040年代：e-methane40-50%混焼 2050年度：e-methane100%専焼	
神戸発電所 1	コベルコパワー神戸	2029年度：アンモニア20%混焼 2040年代：アンモニア専焼	
神戸発電所 2	コベルコパワー神戸	2029年度：アンモニア20%混焼 2040年代：アンモニア専焼	
三池発電所 2	CEFH2	2029年度：水素35%混焼	
三池発電所 3	CEFH2	2030年代前半：水素専焼	

出所：各企業のHP公表情報に基づいて日本総研作成

Ⅲ. 供給力編

(1) 過去分析

(2) モデルケースの設定

供給力モデルケース①（原子力）

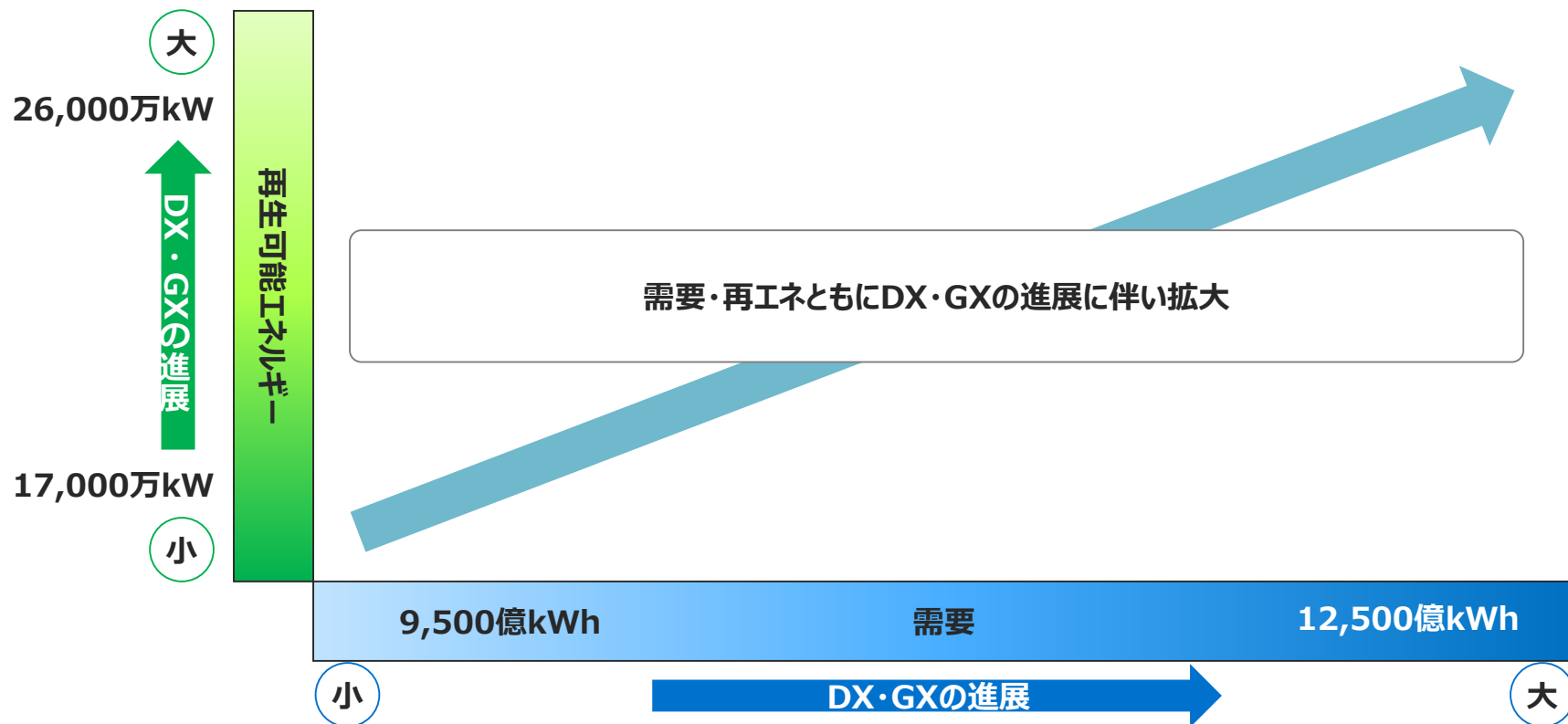
- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける原子力の設定は以下のとおり。

2040年想定(電力需要に対する割合または万kW)		2050年想定(電力需要に対する割合または万kW)		2040年モデルケース(万kW)		2050年モデルケース(万kW)			
RITE	デロイト	RITE	デロイト	9,000 億kWh	11,000億 kWh	9,500 億kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
<div>H M—20% L</div>	<div>H M—20% L</div>	<div>H M—3,100 L</div>	<div>M 3,700 — L — 2,300</div>	— 2,700 (20%)	3,300 (20%)	3,700 (26%)	3,700 (24%)	3,700 (21.5%)	3,700 (20%)
						2,300 (16%)	2,300 (15%)	2,300 (13.5%)	2,300 (12.5%)

	ケース	主な前提条件
RITE	共通	<ul style="list-style-type: none"> 2040年：総需要の20%、2050年：Midでは、2040年と同じ総需要の20%。High、Lowでは、Midと同じ設備容量と想定
デロイト	Mid	<ul style="list-style-type: none"> 60年運転（リプレースあり） Highケースは想定不可
	Low	<ul style="list-style-type: none"> 60年運転（リプレースなし）
2040年	共通	<ul style="list-style-type: none"> （共通）設備利用率80%、所内率4% 技術検討会社の想定最大の最小の幅を採用
2050年	共通	

再エネモデルケースの設定の考え方

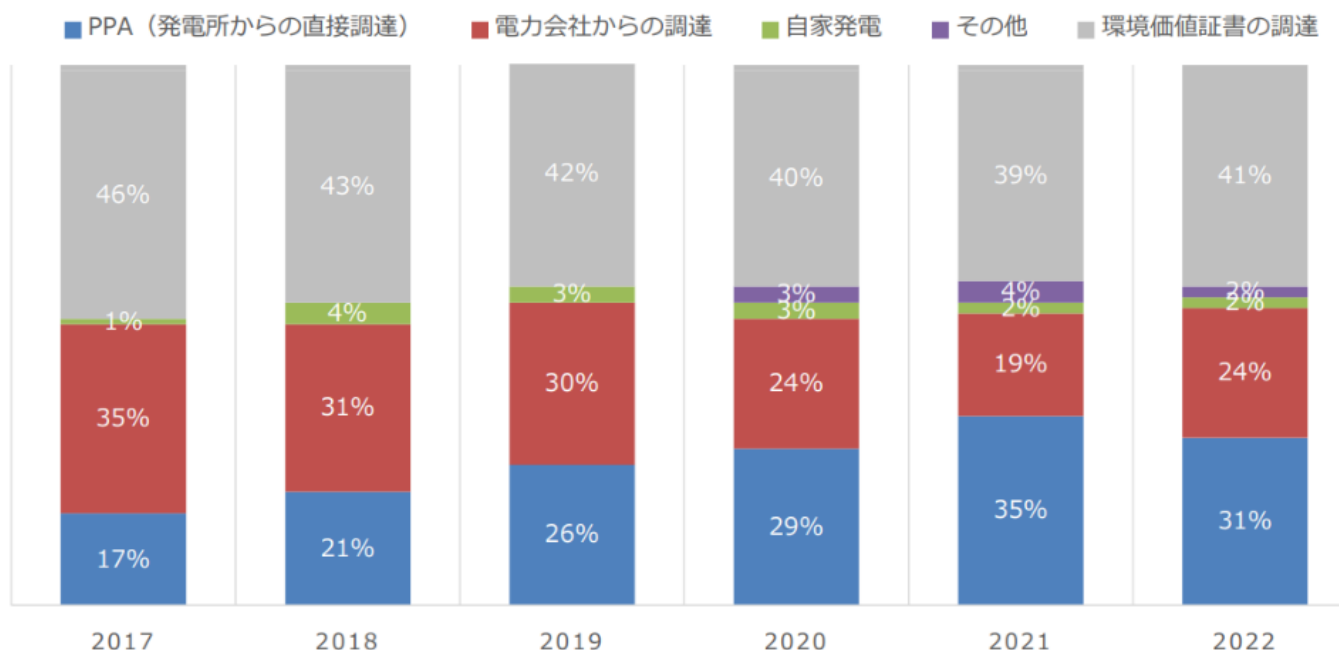
- 需要モデルケースにおいては、主にDX・GXの進展度合いに応じて電力需要も拡大するという世界観に基づき設定されていることから、供給力側のモデルについてもその世界観と整合的となるように設定する。
- 具体的には、技術検討会社2社ともに再エネ大ケースは需要大ケースを前提に、再エネ小ケースは需要小ケースを前提に想定していることに加え、需要増加の最も大きな要因となっているデータセンターの新設と再エネ開発がセットで進むとしている至近の状況を踏まえ、需要と再エネの拡大が連動するように再エネのモデルケースを設定する。



世界では脱炭素電源を直接調達する企業が増加

- 世界のRE100企業では、発電所から直接電力を調達するPPAが増加傾向にある。
- データセンターを運営する外資系企業からは、日本は他国と比較して大規模なPPAが限定的である、新たな再エネ設備への投資を促す効果である「追加性」を重視している、といった指摘がある。

RE100企業の主な再エネ調達手法の推移（世界）



（出所）RE100 Annual Disclosure Report 2023を基に経産省作成

出所：電力需要について（令和6年6月6日 資源エネルギー庁）

供給力モデルケース（再生可能エネルギー合計）

- 技術検討会社およびモデルケースにおける、再生可能エネルギー合計の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 8710	H — 22500 M — 20500 L — 18700	H — 19400 M — 16400 L — 14900	H — 25700 M — 24300 L — 22700	H — 25700 M — 20900 L — 17200	15000	22500	17000	20000	23000	26000

主な前提条件

RITE

- （共通）2050年GHG排出量▲90%達成
- シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh ,2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh ,2050年 需要 11,000億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh ,2050年 需要 12,500億kWh

デロイト

- （共通）2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン
- シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

モデルケース

- 2040年、2050年ともに個別電源ごとのモデルケースにおける想定導入量を合算

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける太陽光の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 5580	H — 15400 M — 14000 L — 13000	H — 14400 M — 11800 L — 10400	H — 17200 M — 16600 L — 16600	H — 18300 M — 14600 L — 11700	10500	15500	12000	14000	16000	18000

主な前提条件

RITE

- （共通）2050年GHG排出量▲90%達成
- シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh ,2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh ,2050年 需要 11,000億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh ,2050年 需要 12,500億kWh

デロイト

- （共通）2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン
- シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

モデルケース

- 2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける併設型太陽光の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE*	デロイト	RITE*	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
	H = 7700 M = 6700 L = 5800	H = 3400 M = 3100 L = 2800	H = 9300 M = 8800 L = 8000	H = 4400 M = 4000 L = 3600	3500	7000	4500	6000	7500	9000
— 1170										

*RITEの需要地併設型の太陽光は、住宅用のみの値を記載

主な前提条件

RITE

- （共通）2050年GHG排出量▲90%達成
- シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh ,2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh ,2050年 需要 11,000億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh ,2050年 需要 12,500億kWh

デロイト

- （共通）2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン
- シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

モデルケース

- 2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定

供給力モデルケース③（事業用太陽光）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける事業用太陽光の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE*	デロイト	RITE*	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 4410	H — 7700 M — 7300 L — 7200	H — 11100 M — 8700 L — 7600	H — 8600 M — 8400 L — 8000	H — 13900 M — 10600 L — 8100	7000	8500	7500	8000	8500	9000

*RITEの事業用太陽光には、需要地併設型太陽光も一部含む

主な前提条件

RITE

- （共通）2050年GHG排出量▲90%達成
- シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh ,2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh ,2050年 需要 11,000億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh ,2050年 需要 12,500億kWh

デロイト

- （共通）2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン
- シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

モデルケース

- 2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定

供給力モデルケース④（陸上風力）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける陸上風力の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 440	H — 1300 M — 1300 L — 800	H — 900 M — 800 L — 800	H — 1600 M — 1300 L — 800	H — 1500 M — 1300 L — 1100	800	1300	800	1000	1250	1450

主な前提条件

RITE

- （共通）2050年GHG排出量▲90%達成
- シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh ,2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh ,2050年 需要 11,000億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh ,2050年 需要 12,500億kWh

デロイト

- （共通）2017-2022年の導入実績のトレンドに従い試算
- シナリオ別に導入実績のトレンドが継続する期間を2030～2050年の間で設定
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

モデルケース

- 2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける洋上風力の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
	H — 2300 M — 1800 L — 1600		H — 3000 M — 2200 L — 1900	H — 2400 M — 1600 L — 1100		2200		1800	2300	2800
— 0		H — 800 L・M — 500			750		1300			

主な前提条件

RITE

- （共通）2050年GHG排出量▲90%達成
- シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh ,2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh ,2050年 需要 11,000億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh ,2050年 需要 12,500億kWh

デロイト

- （共通）2050年のCO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.80億トン
- シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

モデルケース

- 2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける水力の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9,000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 2200	H — 2500 M — 2400 L — 2300	H — 2600 L・M — 2500	H — 2700 M — 2500 L — 2300	H — 2800 M — 2700 L — 2500	2250	2500	2250	2400	2550	2700

主な前提条件

RITE

- （共通）2050年GHG排出量▲90%達成。FIP基準価格（新設）に基づきコストを想定。
- シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh, 2050年 需要 11,000億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

デロイト

- 最低の導入量として現在工事中のもののみ導入されると想定
- 最大の導入量として2019-2023年のFIT/FIPの導入実績のトレンドが2050年まで続くとともにリパワリングによる出力増加を考慮
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

モデルケース

- 2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおけるバイオマスの設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
	H・M — 1000 L — 900		H・M — 1000 L — 900	H・M — 700 L — 600	600	900	600	700	800	900
— 450		H・M・L — 600								

主な前提条件

RITE

- （共通）2050年GHG排出量▲90%達成
- シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh ,2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh ,2050年 需要 11,000億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh ,2050年 需要 12,500億kWh

デロイト

- 最低の導入量として現状FIT/FIP認定されているものの未導入のもののみ導入されると想定
- 最大の導入量として2019-2023年のFIT/FIPの導入実績のトレンド（一般木材1万kW以上および液体燃料の導入を除外）が2050年まで続くことと想定
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

モデルケース

- 2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定

供給力モデルケース⑧（地熱）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける地熱の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 60	H — 120 M — 90 L — 60	H — 60 M — 60 L — 60	H — 130 M — 100 L — 60	H — 60 M — 60 L — 60	50	100	50	100	100	150

主な前提条件

RITE

- （共通）2050年GHG排出量▲90%達成、FIP基準価格でコストを想定
- シナリオごとのCCS貯蔵量、原子力稼働量上限制約の下、シナリオ毎の再エネコストおよび年間拡大制約を想定し、コスト最小化で導入量を内生計算
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh ,2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 9,800億kWh ,2050年 需要 11,000億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh ,2050年 需要 12,500億kWh

デロイト

- 最低の導入量として現状開発・建設中のもののみ導入されると想定
- 最大の導入量として業界団体のアンケート結果をもとに新規に運転開始が予想されるものが導入されると想定
- 再エネ小：2040年 需要 9,000億kWh, 2050年 需要 9,500億kWh
- 再エネ中：2040年 需要 10,000億kWh, 2050年 需要 11,500億kWh
- 再エネ大：2040年 需要 11,000億kWh, 2050年 需要 12,500億kWh

モデルケース

- 2040年、2050年ともに技術検討会社の想定幅に基づき設定

- 新築戸建住宅での太陽光設置は2023年度実績の1.5倍程度となる60%まで拡大するなど併設型太陽光は増加する。
- 一方、適地減少等により事業用太陽光・陸上風力の増加ペースは鈍化するとともに、洋上風力についても至近のコスト増等によって開発が限定的となるなど、再エネの伸びは2019年度比で1.7倍程度に留まる。

供給力要素			モデル概要	供給力：万kW (2019年度比)
全体			・ --	15,000 (+6,300)
再エネ	太陽光	併設型	・ 新築戸建住宅の太陽光設置率は2023年度実績の1.5倍程度となる60%にまで上昇し、非住宅等は足元実績相当でのペースで導入が進むものの、住宅+1,500万kW、非住宅等+400万kWに留まり、2019年度比で累積導入量は3倍程度となる。	3,500 (+2,300)
		事業用	・ 適地減少により新規導入量の減少が継続し、2040年までの新規導入量は2,000万kWに留まり、また耐用年数を迎えた設備のリプレース率も80%と一定の比率で廃止が進むことから、設備の導入量は現在のペースに比べ鈍化する。	7,000 (+2,600)
	風力	陸上	・ 新規導入量は過去実績程度に開発が進むものの、耐用年数を迎えた設備のリプレース率も80%と一定の比率で廃止が進むことにより、2019年度比で2倍に留まる。	800 (+400)
		洋上	・ 既に事業者が選定されている促進区域では開発が進むものの、人件費や資材価格高騰のコスト増等により有望区域で指定された海域での開発は停滞しその実現率は50%に留まる。	750 (+750)
	水力		・ 既設発電所のリパワリングは進展せず、適地減少により新規開発は限定的となり、2019年度比で概ね横ばいとなる。	2,250 (+50)
	バイオマス		・ 中小規模バイオマスは、燃料調達の不確実性の高まりにより、新設導入は2023年度導入実績よりも低下し、2040年度までに120万kW（年平均約7万kW）の導入にとどまりつつ、既設の大規模バイオマスについても、事業環境の悪化などにより、210万kWが撤退し、加えて経年プラントについても80%しかリプレースされない。	600 (+150)
	地熱		・ 掘削等の開発コストの上昇、地域関係者調整、自然環境への対応が課題となり新規投資は進まず、設備容量は横ばいとなる	50 (+a)

- ほぼすべての新築戸建住宅で太陽光が導入され、事業用太陽光も適地減少の中でも足元実績相当での増加ペースが維持される。
- 加えて、陸上風力も過去の導入ペース以上に開発が加速し、洋上風力についても計画されている区域での開発が順調に進展するなど、再エネの伸びは2019年度比で2.5倍まで拡大する。

供給力要素			モデル概要	供給力：万kW (2019年度比)
全体			• --	22,500 (+13,800)
再エネ	太陽光	併設型	• 95%の新築戸建住宅に太陽光が導入され、またペロブスカイト型太陽光の普及などにより非住宅等の太陽光も足元実績の20倍以上に大幅に増加し、累積の導入量が2019年度比で6倍程度にまで進展する。	7,000 (+5,800)
		事業用	• 適地が減少する中でも効率的な導入が進められることで足元実績相当での増加ペースが維持され、2040年までの新規導入量が2,900万kWに到達する。また耐用年数を迎えた設備のリプレイス率も95%と高い水準で設備が維持されることで、累積導入量は足元の2倍近い水準にまで増加する。	8,500 (+4,100)
	風力	陸上	• 新規導入量は過去実績の導入ペースよりも拡大した設備の開発が進む。また耐用年数を迎えた設備のリプレイス率も95%と大部分がリプレイスされることにより、設備の導入量は現在の3倍程度となる。	1,300 (+900)
		洋上	• 促進、有望区域に加え導入加速から容量が定められていない準備区域においても、現在指定された海域全てにおいて洋上風力の導入が進む。さらに複数の海域で追加的な運転開始される。	2,200 (+2,200)
	水力		• 大規模水力に比べ適地の多い3万kW未満の中小水力の開発が進み、2023年度導入実績の1.3倍程度で推移し、2040年頃までに+13万kW/年で導入される。さらに、大水力含む既設発電所の30%でリパワリングが実施され、設備導入量は増加する。	2,500 (+300)
	バイオマス		• 中小規模バイオマスは2023年度導入実績と同程度で今後も推移し、2040年までに180万kW（年平均約11万kW）が導入され、既設大規模バイオマスについても事業環境が好転し撤退は10万kW程度と限定的なものに留まりつつ、経年プラントについても95%がリプレイスされる。	900 (+450)
	地熱		• 足元で開発が進んでいるプロジェクトが順調に進展するなど、+50万kWに相当する複数のプラントが運開する。	100 (+50)

再エネモデルケースの定性的説明 2050年1.70億kWケース

- 新築戸建住宅は太陽光設置率が2023年度実績の1.8倍程度となる65%にまで上昇することで2019年度比で3.4倍まで拡大し、また事業用太陽光や陸上風力は増加ペース自体は鈍化しながらも拡大する。
- 一方、非住宅等の太陽光は+500万kWと足元の増加ペースを維持できず、洋上風力については既に指定された区域以外での開発は限定的となるなど、再エネの伸びは2019年度比で2.0倍程度に留まる。

供給力要素			モデル概要	供給力：万kW (2019年度比)
全体			・ --	17,000 (+8,300)
再エネ	太陽光	併設型	・ 非住宅等の太陽光導入が500万kWと足元の増加ペースを維持できないものの、新築戸建住宅の太陽光設置率は2023年度実績の1.8倍程度となる65%まで上昇することにより2019年度比で3.4倍まで増加し、全体の累積導入量としても2019年度比で4倍程度となる。	4,500 (+3,300)
		事業用	・ 耐用年数を迎えた設備のリプレース率は80%と一定の比率で廃止が進むものの、新規導入量は、適地減少などにより増加ペースは鈍化しながらも2019年度から2,900万kW増加し、設備容量は2019年度比で1.7倍程度となる。	7,500 (+3,100)
	風力	陸上	・ 耐用年数を迎えた設備のリプレース率は80%と一定の比率で廃止が進むものの、新規導入量は、適地減少などにより鈍化しつつも+13万kW/年（過去の7割程度の水準）で増加し、設備容量は2019年度比で2倍となる。	800 (+400)
		洋上	・ 再エネ海域利用法にて現在指定された促進、有望区域の全てで導入が進むものの、準備区域として制定されたエリアの開発が半数程度に留まる。	1,300 (+1,300)
	水力		・ 既設発電所のリパワリングは進展せず、適地減少により新規開発は限定的となり、2019年度比で概ね横ばいとなる。	2,250 (+50)
	バイオマス		・ 中小規模バイオマスは、燃料調達の不確実性の高まりにより、新設導入は2023年度導入実績よりも30%程度低下した年平均約7万kWのペースに留まり、既設の大規模バイオマスについても、事業環境の大幅な悪化などにより既設容量の50%に相当する220万kWが撤退する影響等により、2019年度比で微増となる。	600 (+150)
	地熱		・ 掘削等の開発コストの上昇、地域関係者調整、自然環境への対応が課題となり新規投資は進まず、設備容量は横ばいとなる	50 (+a)

再エネモデルケースの定性的説明 2050年2.00億kWケース

- 事業用太陽光は増加ペース自体は鈍化しながらも拡大し、新築戸建住宅は太陽光設置率が75%にまで上昇することで2019年度比で3.9倍まで拡大する。
- 加えて、工場などの非住宅等向けの太陽光が1,500万kWまで拡大し、洋上風力についても現在指定された区域全域での開発が進むことにより、再エネの伸びは2019年度比で2.3倍に拡大する。

供給力要素			モデル概要	供給力：万kW (2019年度比)
全体			・ --	20,000 (+11,300)
再エネ	太陽光	併設型	・ 新築戸建住宅における太陽光設置率が75%まで上昇することで2019年度比で3.9倍まで増加するとともに、工場などの非住宅等にも太陽光が1,500万kWまで拡大し、累積導入量は2019年度比で5倍程度となる。	6,000 (+4,800)
		事業用	・ 耐用年数を迎えた設備のリプレース率は85%と一定の比率で廃止が進むものの、新規導入量は、適地減少などにより増加ペースは鈍化しながらも2019年度から3,100万kW増加し、設備容量は2019年度比で1.8倍程度となる。	8,000 (+3,600)
	風力	陸上	・ 耐用年数を迎えた設備のリプレース率は85%と一定の比率で廃止が進むものの、新規導入量は、適地減少に関わらず過去と同水準の+20万kW/年のペースで増加し、設備容量は2019年度比で2.5倍まで拡大する。	1,000 (+600)
		洋上	・ 促進、有望、準備区域として、現在指定された海域全てにおいて洋上風力の導入が進む。さらに追加で過去実績と同サイズの設備が複数個所に導入される。	1,800 (+1,800)
	水力		・ 大水力含む既設発電所の20%程度でリパワリングが進むことに加え、3万kW未満の中小水力は2023年度導入実績の50%程度（+5万kW/年）に留まり、設備容量の増加は+200万kWと限定的となる。	2,400 (+200)
	バイオマス		・ 既設の大規模バイオマスは、事業環境の悪化等により既設容量の1/3に相当する160万kWが撤退するものの、中小規模バイオマスは、FIPの活用等を通じて年平均8万kW程度の開発が進むことで、2019年度比では1.5倍程度となる。	700 (+250)
	地熱		・ 足元で開発が進んでいるプロジェクトが順調に進展するなど、50万kWに相当する複数のプラントが運転開始する。	100 (+50)

- 80%を超える新築戸建住宅で太陽光が導入され、非住宅等でも幅広い建物での太陽光導入が進み2,500万kWを超える規模まで拡大する。
- 加えて、陸上風力は過去の導入ペース以上に開発が加速し、洋上風力についても新たな海域での開発が複数進むなど、再エネの伸びは2019年度比で2.6倍に拡大する。

供給力要素			モデル概要	供給力：万kW (2019年度比)
全体			● --	23,000 (+14,300)
再エネ	太陽光	併設型	● 新築戸建住宅における太陽光設置率が85%まで上昇することで2019年度比で4.3倍まで増加するとともに、非住宅等向けの太陽光では、幅広い建物に導入が進むことで2,600万kWまで拡大し、累積導入量は2019年度比で6倍程度となる。	7,500 (+6,300)
		事業用	● 耐用年数を迎えた設備のリプレース率も90%と設備更新が進みつつ、新規導入量についても、適地減少などにより増加ペースは鈍化しながらも2019年度から3,300万kW増加し、設備容量としては2019年度比で1.9倍程度となる。	8,500 (+4,100)
	風力	陸上	● 耐用年数を迎えた設備のリプレース率が90%と設備更新が進みつつ、年間の新規導入量は、適地減少にも関わらず過去の導入ペースを超える+28万kW/年のペースで増加し、設備容量は2019年度比で3.0倍程度まで拡大する。	1,250 (+850)
		洋上	● 再エネ海域利用法にて促進、有望、準備として、現在指定された海域全てにおいて約60万kW/箇所程度の規模の洋上風力の導入が進む。さらに追加で8箇所程度の海域にて、より大規模化した洋上風力設備(80万kW/海域)が導入される。	2,300 (+2,300)
	水力		● 大規模水力に比べ適地の多い3万kW未満の中小水力の開発が進み2023年度実績と同程度で今後も推移し、2050年までに+9万kW/年で導入され、大水力含む既設発電所の40%でリパワリングが実施されることで設備導入量は増加する。	2,550 (+350)
	バイオマス		● 既設の大規模バイオマスの撤退は、既設容量の25%に相当する110万kWに留まり、中小規模バイオマスは、FIPの活用等を通じて過去実績を若干下回る程度の年平均9万kW程度の開発が進むことで、2019年度比では1.8倍程度となる。	800 (+350)
	地熱		● 足元で開発が進んでいるプロジェクトに加えて、新たなプロジェクトが立ち上げるなど、設備容量は2019年度比で2倍程度まで増加する。	100 (+50)

再エネモデルケースの定性的説明 2050年2.60億kWケース

- ほぼ全ての新築戸建住宅で太陽光が導入され、ペロブスカイトの普及等により設置が困難とされてきた場所でも太陽光が導入されることで非住宅等向けの太陽光は3,500万kWまで大幅に拡大する。
- 加えて、陸上風力は過去の1.5倍超の導入ペースで開発が加速し、洋上風力についても新たな海域で大規模な開発が実施されるなど、再エネの伸びは2019年度比で3.0倍に拡大する。

供給力要素			モデル概要	供給力：万kW (2019年度比)
全体			● --	26,000 (+17,300)
再エネ	太陽光	併設型	• 新築戸建住宅における太陽光設置率が95%まで上昇することで2019年度比で4.8倍まで増加するとともに、ペロブスカイトの普及等により設置が困難とされてきた場所でも太陽光が導入されることで、非住宅等向けの太陽光が3,500万kWまで大幅に拡大し、累積導入量は2019年度比で7.5倍程度となる。	9,000 (+7,800)
		事業用	• 耐用年数を迎えた設備も95%でリプレースが進み、新規導入量についても、適地減少などにより増加ペースは鈍化しながらも2019年度から3,500万kW増加し、設備容量としては2019年度比で倍増する。	9,000 (+4,600)
	風力	陸上	• 耐用年数を迎えた設備の95%でリプレースが進みつつ、適地減少にも関わらず過去の1.5倍超の導入ペースとなる+33万kW/年で増加し、設備容量は2019年度比で3.0倍程度まで拡大する。	1,450 (+1,050)
		洋上	• 現在、促進、有望、準備区域として指定された海域全てにおいて洋上風力の導入が進む。さらに追加で11力所程度の指定されていない海域にて、大規模化した洋上風力設備(100万kW/海域)が導入される。	2,800 (+2,800)
	水力		• 大規模水力に比べ適地の多い3万kW未満の中小水力の開発が進み、2023年度導入実績の1.3倍程度で推移し、2050年頃までに+13万kW/年で導入され、大水力含む既設発電所の60%でリパワリングが進むことで設備導入量は増加する。	2,700 (+500)
	バイオマス		• 既設の大規模バイオマスの撤退は既設の2割に満たない水準に留まりつつ、中小規模バイオマスは、FIPの活用等を通じて過去実績相当(年平均10万kW程度)の開発が進むことで、2019年度比で倍増する。	900 (+450)
	地熱		• 既存技術を活用した新たなプロジェクト開発に加えて、新技術の導入等により開発ハードルが下がり、設備容量は2019年度比で3倍程度まで増加する。	150 (+100)

要素	代表指標					
	指標名称	評価単位	2019年実績	2023年実績	1.50億kW	2.25億kW
併設型太陽光	世帯数に対する新築率(戸建)	%	0.8%	0.6%	0.6%	0.6%
	新築戸建住宅向け太陽光設置率	%	-	37%	60%	95%
	非住宅等向け累積新設導入量	万kW	10*	130*	+370	+2,800
事業用太陽光	累積新設導入量 (年平均新設導入量)	万kW (万kW/年)	4,400 (+530)	5,800 (+190)	+2,000 (+118)	+2,900 (+171)
	リプレイス率(耐用年数22年)	%	-	-	80%	95%
陸上風力	累積新設導入量	万kW	440	580	+300	+740
	リプレイス率(耐用年数22年)	%	-	-	80%	95%
洋上風力	促進区域実現率	%	(合計460万kW指定済み)		100%	100%
	有望区域実現率	%	(合計550万kW指定済み)		50%	100%
	準備区域実現率	%	(11海域指定済み× 実績平均60万kW/海域)		0%	100%
	その他地域導入量	万kW	-		0	+500
水力	年間新設増加量 (中小水力)	万kW/年	2	10	+1	+13
	リパワリングによる増加率 (中小水力)	%	14% (2015年以降の平均実績)		14%	14%
	リパワリングによる増加率 (大水力)	%	4% (2015年以降の平均実績)		4%	4%
	リパワリング実施率	%	-	-	α	30%

要素	代表指標					
	指標名称	評価単位	2019年 実績	2023年 実績	1.50億 kW	2.25億 kW
バイオマス	累積新設導入量 (FIT/FIP認定対象 10MW未満) (年平均新設導入量)	万kW (万kW/年)	-* (-*)	310 (+10)	+120 (+7)	+180 (+11)
	リプレース率 (耐用年数22年)	%	-	-	80%	95%
	既設大規模撤退量	万kW	-	(440)**	▲210	▲10
地熱	累積新設導入量	万kW	50	50	+0	+50

*10MW未満のデータなし

**累積導入量

要素	代表指標							
	指標名称	評価単位	2019年実績	2023年実績	1.70億kW	2.00億kW	2.30億kW	2.60億kW
併設型太陽光	世帯数に対する新築率(戸建)	%	0.8%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
	新築戸建住宅向け太陽光設置率	%	-	37%	65%	75%	85%	95%
	非住宅等向け累積新設導入量	万kW	10*	130*	+540	+1,500	+2,700	+3,500
事業用太陽光	累積新設導入量 (年平均新設導入量)	万kW (万kW/年)	4,400 (+530)	5,800 (+190)	+2,900 (+107)	+3,100 (+115)	+3,300 (+122)	+3,500 (+130)
	リブレース率(耐用年数22年)	%	-	-	80%	85%	90%	95%
陸上風力	累積新設導入量	万kW	440	580	+350	+540	+740	+890
	リブレース率(耐用年数22年)	%	-	-	80%	85%	90%	95%
洋上風力	促進区域実現率	%	(合計460万kW指定済み)		100%	100%	100%	100%
	有望区域実現率	%	(合計550万kW指定済み)		100%	100%	100%	100%
	準備区域実現率	%	(11海域指定済み×実績平均60万kW/海域)		55%	100%	100%	100%
	その他地域導入量	万kW	-		0	+120	+640	+1,100
水力	年間新設増加量 (中小水力)	万kW/年	2	10	+1	+5	+9	+13
	リパワリングによる増加率 (中小水力)	%	14 (2015年以降の平均実績)		14	14	14	14
	リパワリングによる増加率 (大水力)	%	4 (2015年以降の平均実績)		4	4	4	4
	リパワリング実施率	%	-	-	α	20	40	60

*非住宅向け太陽光の導入実績値

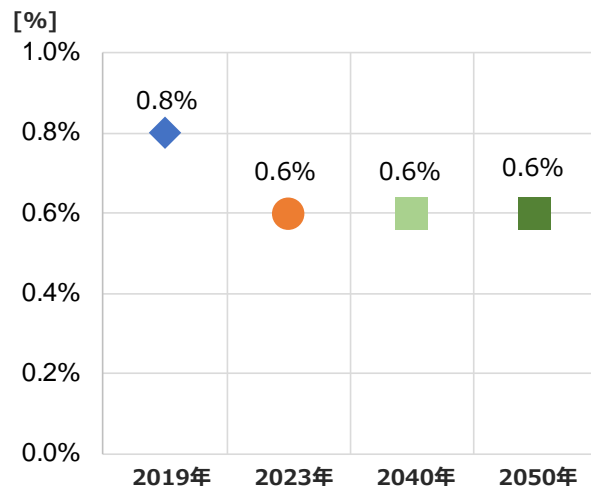
※上記変化量については、2023年度実績以降に反映

要素	代表指標							
	指標名称	評価単位	2019年 実績	2023年 実績	1.70億 kW	2.00億 kW	2.30億 kW	2.60億 kW
バイオマス	累積新設導入量 (FIT/FIP認定対象 10MW未満) (年平均新設導入量)	万kW (万kW/年)	-* (-*)	310 (+10)	+190 (+7)	+210 (+8)	+230 (+9)	+260 (+10)
	リプレイス率 (耐用年数22年)	%	-	-	80%	85%	90%	95%
	既設大規模撤退量	万kW	-	(440)**	▲220	▲160	▲110	▲70
地熱	累積新設導入量	万kW	50	50	+0	+50	+50	+100

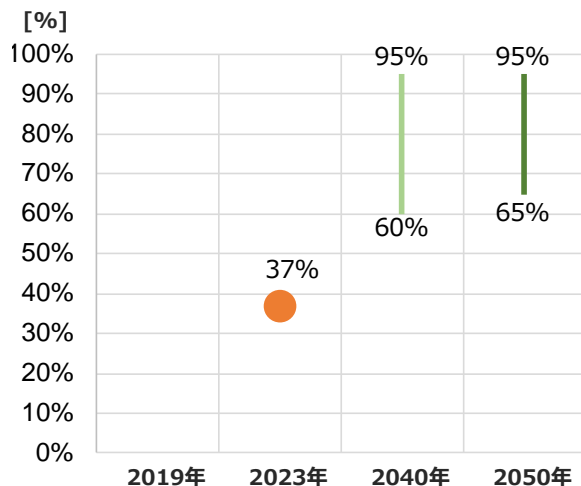
*10MW未満のデータなし

**累積導入量

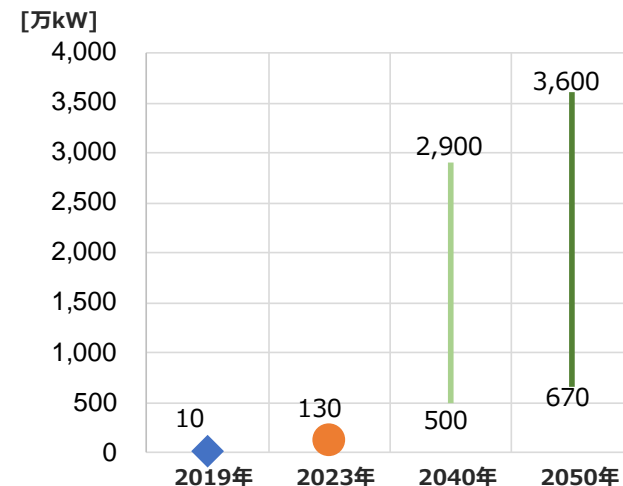
併設型太陽光 世帯数に対する新築率



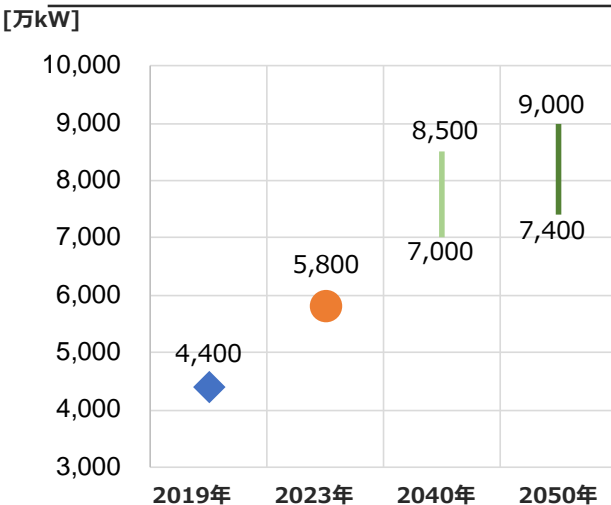
併設型太陽光 新築戸建住宅向け太陽光設置率



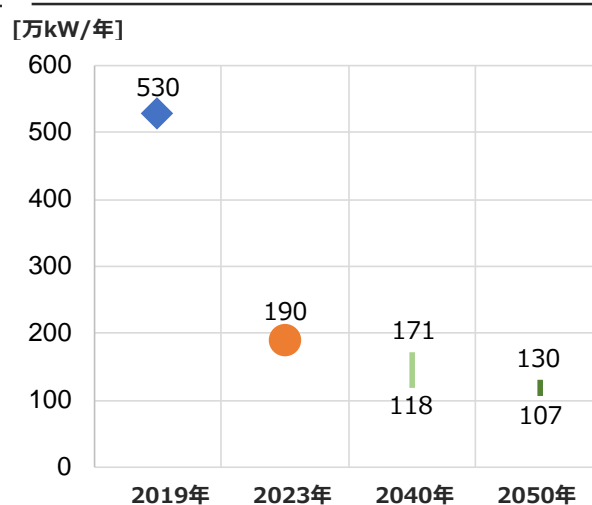
併設型太陽光 非住宅等向け累積導入量※



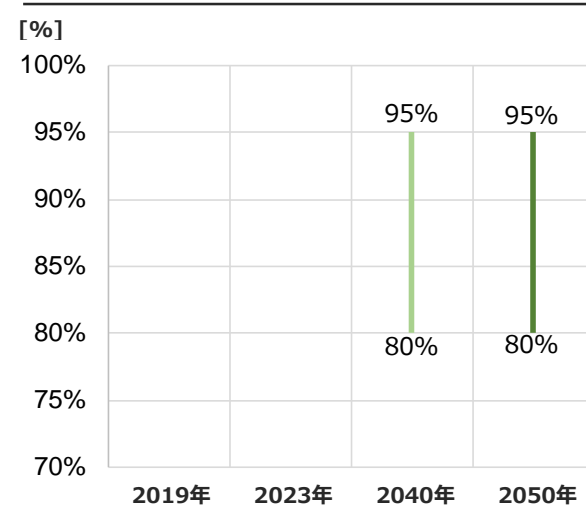
事業用太陽光 累積導入量



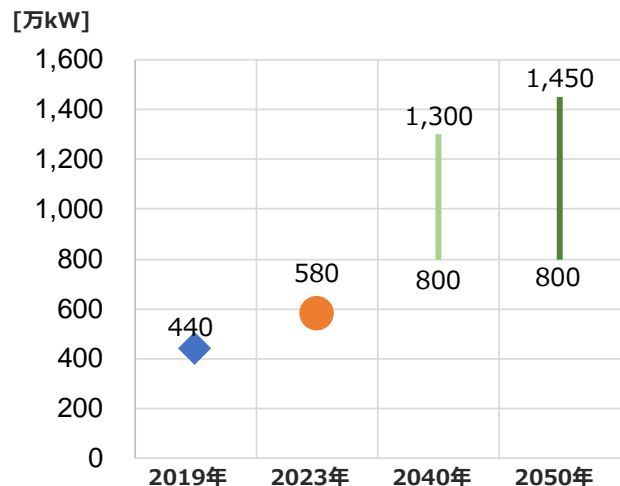
事業用太陽光 年平均新設導入量



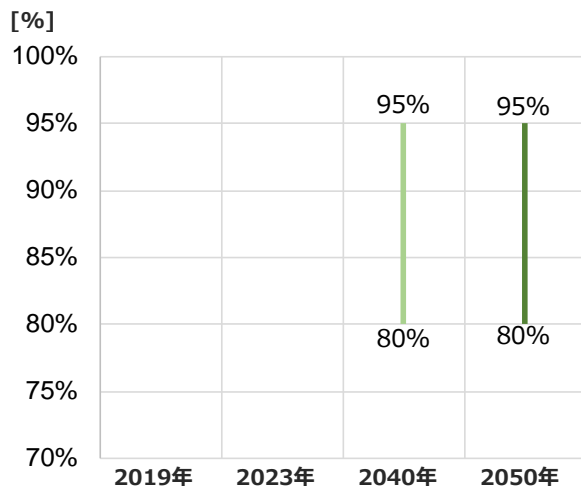
事業用太陽光 リプレイス率



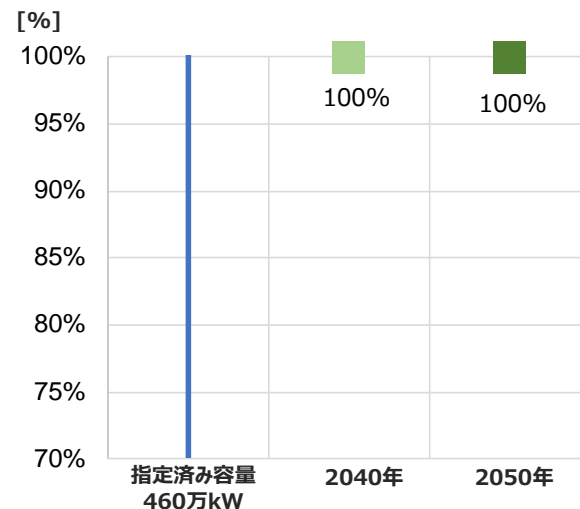
陸上風力 累積導入量



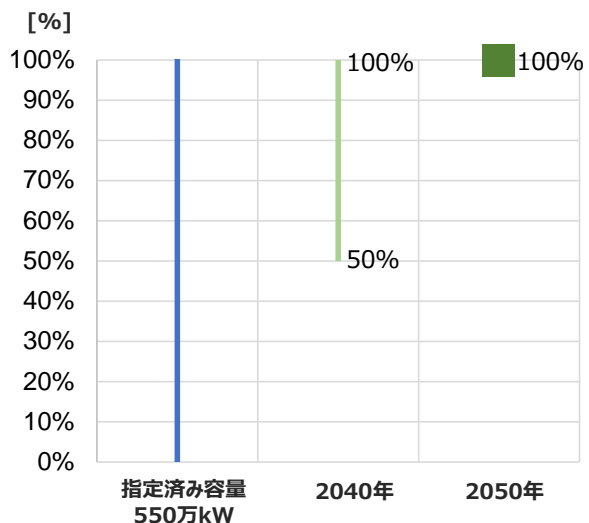
陸上風力 リプレース率



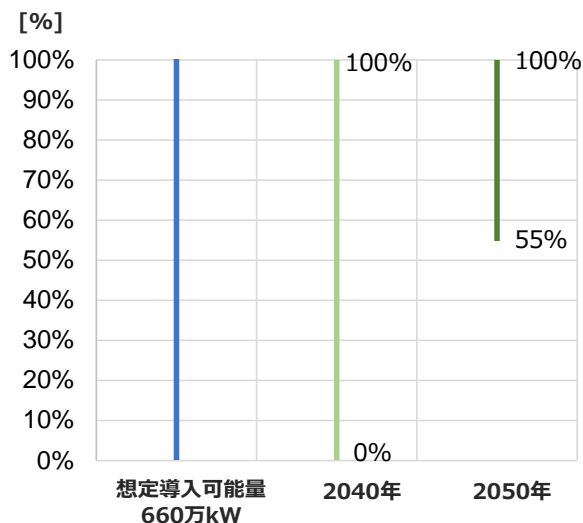
洋上風力 促進区域実現率



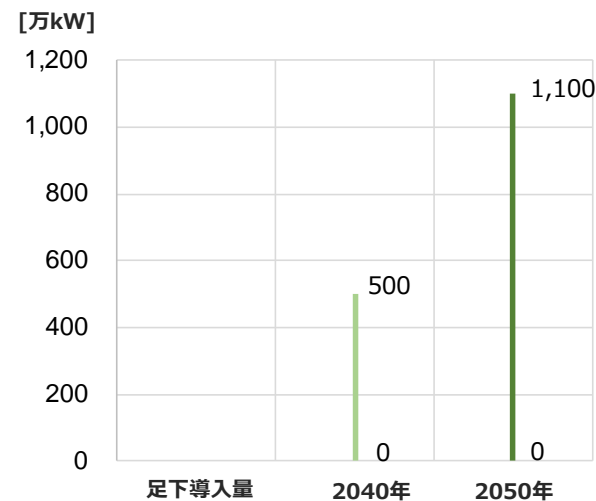
洋上風力 有望区域実現率



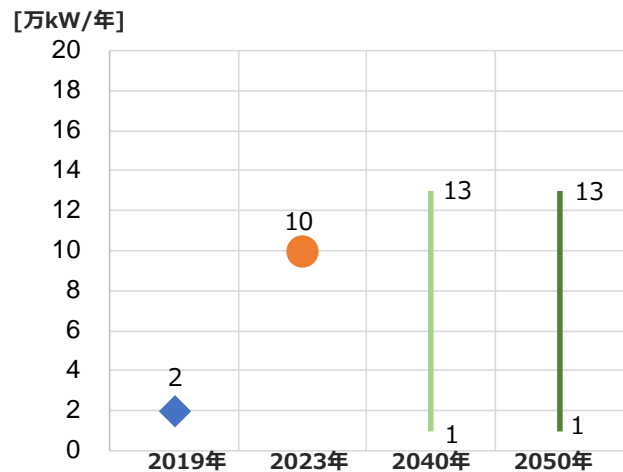
洋上風力 準備区域実現率



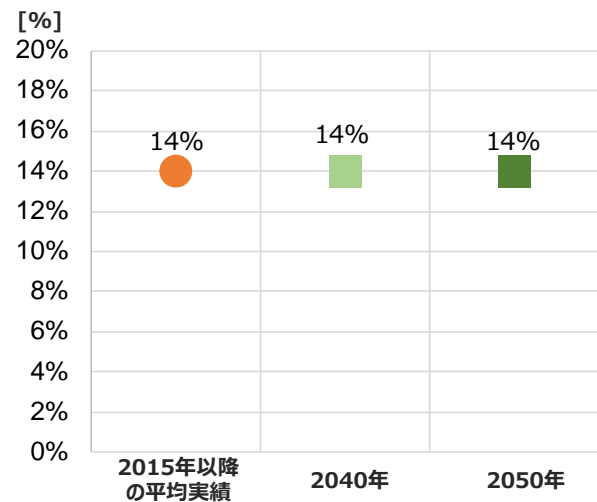
洋上風力 その他地域導入量



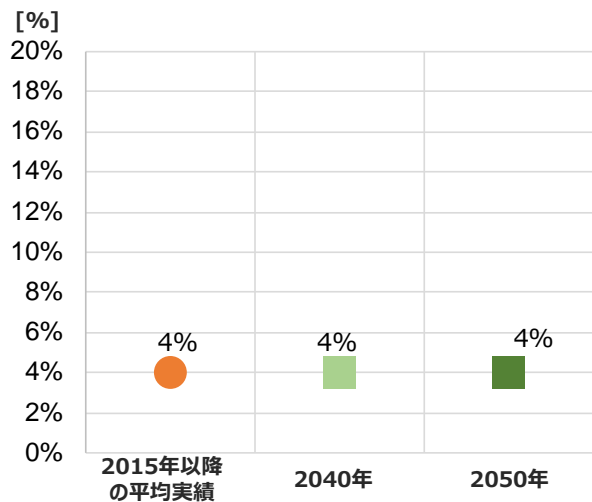
水力 年間新設増加量(中小水力)



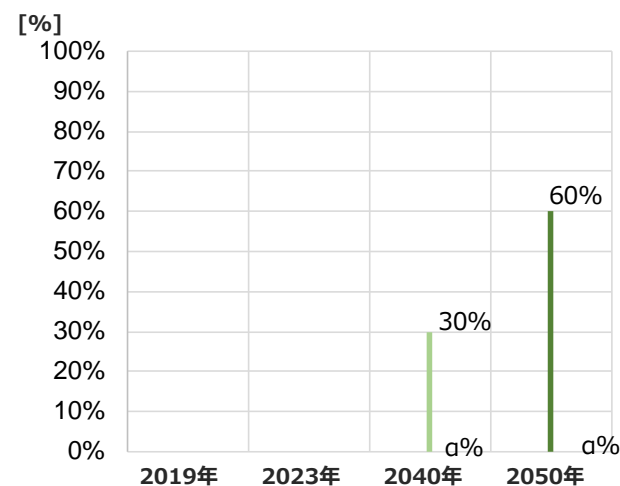
水力 リパワリングによる増加率(中小水力)



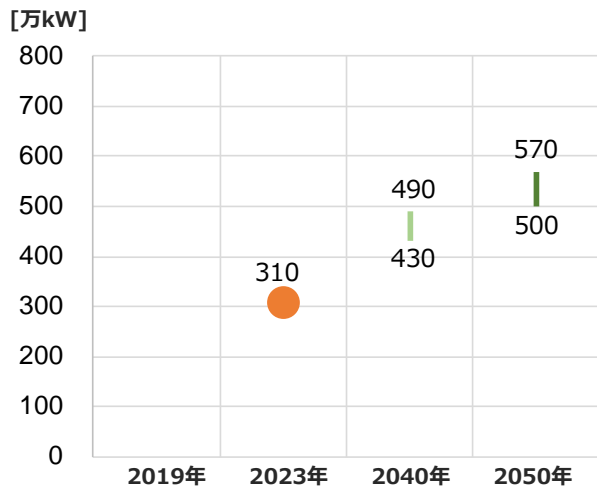
水力 リパワリングによる増加率(大水力)



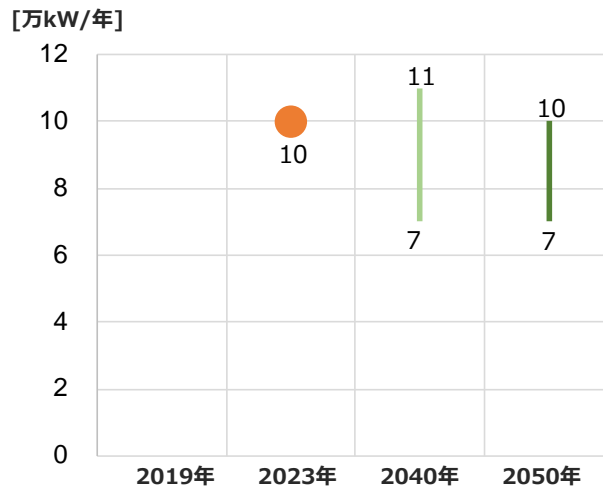
水力 リパワリング実施率



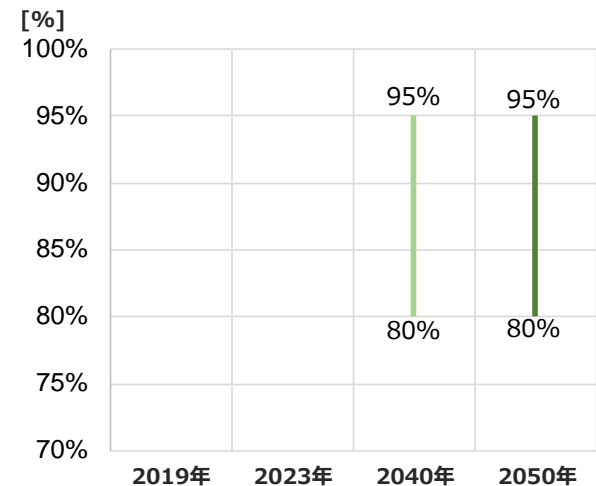
バイオマス 累積導入量
(FIT/FIP認定対象10MW未満)※1



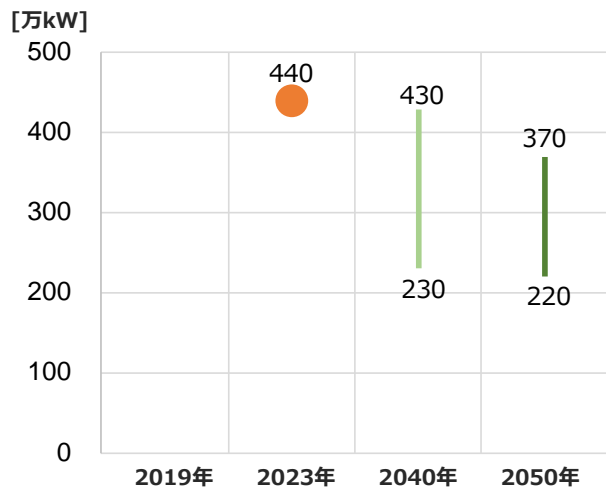
バイオマス 年平均新設導入量
(FIT/FIP認定対象10MW未満)※1



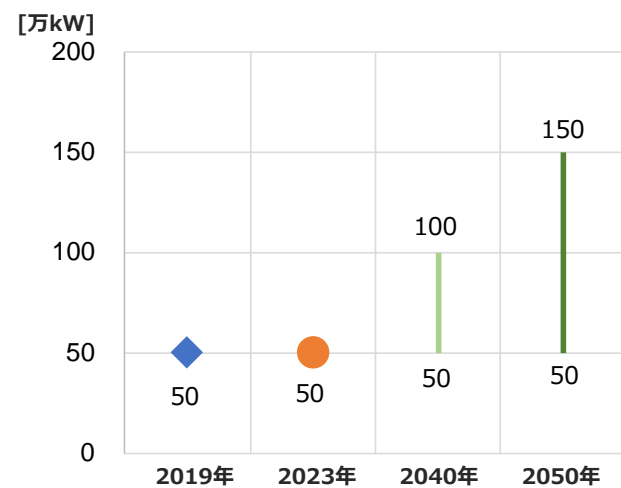
バイオマス リプレース率



バイオマス 累積導入量(10MW以上)



地熱 累積導入量



※1 2019年度における10MW未満のデータなし

供給力モデルケース⑨（併設型蓄電池）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける併設型蓄電池の設定は以下のとおり。

2019年 時点*	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 15*	L・M・H — 790	分析 結果 提示 なし	L・M・H — 1,090	分析 結果 提示 なし	800 (3,200)	800 (3,200)	1,100 (4,400)	1,100 (4,400)	1,100 (4,400)	1,100 (4,400)

*過去に導入された平均的な設備容量を2hであると仮定し試算

**カッコ書き：kWh容量を記載

主な前提条件

RITE

- VRE系統統合費用関数の中で暗示的に評価しており、蓄電池容量のシナリオ毎の詳細な評価は困難

デロイト

- （共通）2030年以降6.0万円/kW、2050年CO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.8億トン、脱炭素電源オークションで2030年まで毎年1GWが約定するとして、2030年以降の下限値を6.1GWと想定
- 2013-2021年の家庭、業務、産業用の定置用蓄電池の導入実績のトレンドが 2050年まで続くと想定

2040年
モデルケース

- 技術検討会社の想定幅に基づき設定

2050年
モデルケース

- 太陽光のピーク発電時間帯への対応を想定し4時間容量と設定

供給力モデルケース⑩（系統用蓄電池）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける系統用蓄電池の設定は以下のとおり。

2019年 時点*	2040年想定 (万kW)		2050年想定 (万kW)		2040年モデルケース (万kW)		2050年モデルケース (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
— 5*	H = 910 M = 850 L = 820	分析 結果 提示 なし	H = 1,300 M = 1,020 L = 970	分析 結果 提示 なし	800 (3,200)	1,000 (4,000)	1,000 (4,000)	1,100 (4,400)	1,200 (4,800)	1,300 (5,200)

*過去に導入された平均的な設備容量を2hであると仮定し試算

**カッコ書き：kWh容量を記載

主な前提条件

RITE

- VRE系統統合費用関数の中で暗示的に評価しており、蓄電池容量のシナリオ毎の詳細な評価は困難

デロイト

- （共通）2030年以降6.0万円/kWh、2050年CO2排出量ゼロ、CCS貯蔵量上限1.8億トン、脱炭素電源オークションで2030年まで毎年1GWが約定するとして、2030年以降の下限値を8.1GWと想定
- シナリオごとの原子力稼働量の想定の下、コスト最小化の条件のもと導入量を内生計算
- 蓄電池小：2040年 需要 9,000億kWh、2050年 需要 9,500億kWh
- 蓄電池中：2040年 需要 10,000億kWh、2050年 需要 11,500億kWh
- 蓄電池大：2040年 需要 11,000億kWh、2050年 需要 12,500億kWh

2040年
モデルケース

- 技術検討会社の想定幅に基づき設定

2050年
モデルケース

- 太陽光のピーク発電時間帯への対応を想定し4時間容量と設定

供給力モデルケース⑪（揚水）

- 技術検討会社の想定及びそれに基づくモデルケースにおける揚水の設定は以下のとおり。

2019年 時点	2040年想定* (万kW)		2050年想定* (万kW)		2040年モデルケース* (万kW)		2050年モデルケース* (万kW)			
	デロイト	RITE	デロイト	RITE	9000億 kWh	11,000 億kWh	9,500億 kWh	10,500億 kWh	11,500億 kWh	12,500億 kWh
—2740	H — 2360 M — 2190 L — 1920	分析 結果 提示 なし	H — 2360 M — 2190 L — 1920	分析 結果 提示 なし	2000	2000	2000	2000	2000	2000

*停止率を加味した、利用可能な設備容量の値を記載

主な前提条件

RITE	<ul style="list-style-type: none"> 電力需給については、年負荷持続曲線を用い、それを4時間帯に分割した評価の中で揚水进行评估しているため、短時間での変動が大きいVREに対応した揚水の容量は十分に評価できない
デロイト	<ul style="list-style-type: none"> 足元の設備容量27.4GWに対して、再エネ導入拡大に伴い、点検等による停止頻度が増加すると想定
2040年 モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定
2050年 モデルケース	<ul style="list-style-type: none"> 技術検討会社の想定幅に基づき設定

供給力モデルケース⑫（火力）

- 将来の火力発電設備容量については、「公表新設・廃止」「既設廃止」に加えて、経年廃止時のリプレースの有無の2つのモデルケースを設定。
- また、火力の脱炭素化については、脱炭素化モデルケースに沿って設定。

（１）将来の火力
発電設備容量

既存設備容量

①公表新設・廃止

計画が公表されている新設案件ならびに廃止案件

②既設廃止

②-1 非効率石炭火力の廃止
②-2 産業構造変化に伴う廃止
（鉄・化学・製紙/セメントの共同火力）
②-3 経年による廃止

③経年廃止時のリプレース

小ケース：リプレースなし、大ケース：リプレースあり

（２）将来の火力
発電の脱炭素化

	石炭	LNG	石油	共同火力
共通	脱炭素化方針を公表している発電所はその方針に準拠する※			
2040年	CCS	一部＜CCS or 水素混焼40%＞	—	—
2050年	CCS	CCS or 水素専焼	CCS	CCS

※○複数の方針が公表されている場合には、水素・アンモニア混焼・専焼と設定。
○アンモニア・水素混焼で公表している場合、混焼率はアンモニア50%・水素40%で統一して設定。
○石炭IGCC（水素＋CCS）で公表している場合、CCSとして設定。

出所：日本総研作成

供給力モデルケース⑫（火力：脱炭素化モデルケースの設定方法）

- CCS貯留量については、RITE・デロイトの平均をモデルケースとして設定。なお、供給力確保の観点からみると、CCS機能を発電所に付加した場合、発電所内で消費する電力が追加で必要となることにより同じ発電電力であっても送電端としては低下するなど、電力系統から見た供給力に影響を与えることにも留意が必要。
- 具体的な火力の脱炭素化については、発電事業者が脱炭素化見通しを公表しているプラントを除いて、技術検討会社の想定を踏まえ、2040年段階では石炭火力へのCCS導入が先に進み、残りの貯留量までの余力分を活用して一部のLNG火力でもCCSが導入されると設定、2050年では貯留量が拡大されるため一部のLNG火力を除いて幅広くCCSが適用されると設定。

	2040年想定		2050年想定		2040年モデルケース	2050年モデルケース
	RITE	デロイト	RITE	デロイト		
CCS貯留量	— 1.2億t	— 1.0億t	— 2.4億t	— 1.8億t	— 1.1億t	— 2.1億t
脱炭素化 (数字は 優先順位を 示す)	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア (混焼・専焼)	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア (混焼・専焼)	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア (混焼・専焼)	①CCS 石炭 LNG ②水素アンモニア (混焼・専焼)	石炭：CCS LNG（一部）：CCS or 水素混焼40% ※脱炭素化見通しが公表されている プラントを除く	石炭：CCS LNG：CCS or 水素専焼 石油：CCS ※脱炭素化見通しが公表されている プラントを除く

	ケース	主な前提条件
RITE	CCS貯留量	• 2040年：1.2億t、2050年：2.4億t
	脱炭素化	• CCSはコストの安い石炭→ガス火力の順に導入が進む。 • 海外から輸入した水素、アンモニアも利用されるが、いずれがコスト優位になるかは、海外の再生可能エネルギーのコスト低減見通しにも依存する
デロイト	CCS貯留量	• 2040年：1.0億t、2050年：1.8億t
	脱炭素化	• CO2貯留量を十分に確保できれば、いずれの発電所にもCCSを導入することが経済効率 • CCS火力の利用が限定的となると、電力システムの柔軟性を保つため、水素やアンモニアによる火力発電が導入される
モデル ケース	CCS貯留量	• 2040年：1.1億t、2050年：2.1億t
	脱炭素化	• 脱炭素化方針を公表している発電所はその方針に準拠する • 2040年CCS貯蔵制約から石炭と一部LNGのみCCS導入と設定。また、LNGリプレース時には水素混焼40%と設定。 • 2050年CCS貯留量が拡大されるため一部のLNGを除き幅広くCCSが適用されると設定。また、LNGリプレース時には水素専焼と設定。

出所：日本総研作成

参考．火力にCCS機能を付加した場合の需給バランスへの影響

- 最新の発電コスト検証ワーキンググループによるモデルプラントの想定に基づくと、CCS付火力は発電効率の低下ならびに所内率の上昇により、8%程度出力が低下する。

CCS設置による発電効率への影響

<①火力発電所>

- CCS付火力発電の発電コスト検証は、2040年に運転開始する火力発電にCCSを付けた際のコストを検証するものであり、分離回収設備は火力発電に付加する設備であることから、2021年検証と同様、当該火力発電所の設備容量・設備利用率・稼働年数については、今回の発電コスト検証における火力発電のモデルプラントと同一とすることとした。
- また、分離回収設備は火力発電の設備と一体運用されており、分離回収設備の稼働に伴って消費電力量が増加するため、結果として火力発電の総発電電力量が減少することから、分離回収設備の納入実績があるエンジニアリング会社による概算結果を基に、発電効率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力で3.8%、LNG火力で4.5%減少させることとした。また、所内率をCCSなしの火力発電と比較して石炭火力とLNG火力それぞれで3.7%上昇させることとした。

<②分離回収>

- CO2回収率・回収規模**：2021年検証では、それぞれの火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、90%を分離回収する前提としていた。海外先行事例や先進的CCS事業の中には、90%以上のCO2分離回収が可能な技術も導入され始めているものの、今後の新たな技術開発は、回収率の向上よりも分離回収コストの低減や他の不純物の除去等を目的としたものが多いといった状況を踏まえ、今回の検証においても、2021年検証と同様に、火力発電の稼働に伴い排出されるCO2全量を対象とし、その90%を分離回収することとした（具体的には、CO2分離回収型石炭火力は317万t-CO2/年、CO2分離回収型LNG火力は118万t-CO2/年のそれぞれ90%を分離回収することとした）。その上で、2021年検証と同様に、分離回収されないCO2等は、CO2対策費用として計上することとした。

発電効率の低下と所内率の上昇あわせて8%程度出力が低下

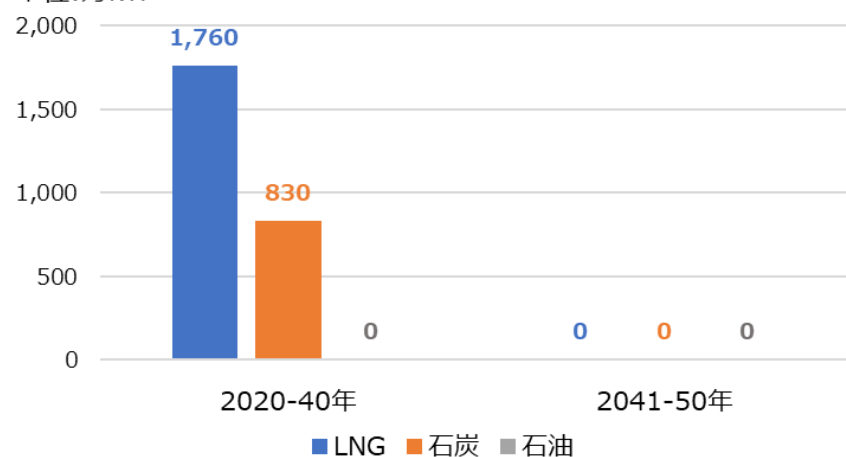
出所：発電コスト検証ワーキンググループ「発電コスト検証に関するとりまとめ」に基づき日本総研作成

①. 公表新設・廃止

- 新設計画/廃止計画が公表されている案件を集約すると、新設2,590万kW、廃止2,540万kWとなる。

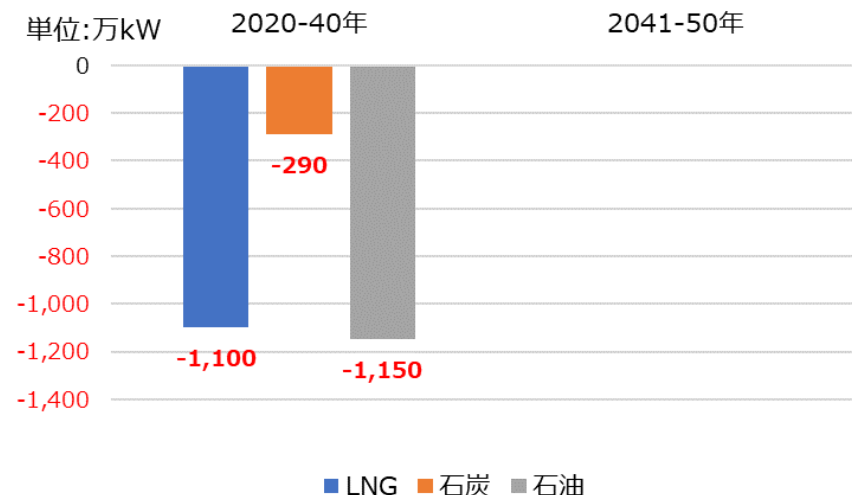
新設公表済み火力発電所

単位:万kW



廃止公表済み火力発電所

単位:万kW



年代	導入電源	合計容量
～2040年度	◆ LNG : 1,760万kW ◆ 石炭 : 830万kW	2,590万KW
～2050年度	新設計画確認されず	—

年代	導入電源	合計容量
～2040年度	◆ LNG : ▲1,110万kW ◆ 石炭 : ▲290万kW ◆ 石油 : ▲1,150万kW	▲2,540万KW
～2050年度	廃止計画確認されず	—

出所：日本総研作成

①. 公表新設 | 対象案件一覧

- 2019年以降、新設計画が公表されている案件は以下のとおり（2025年3月末時点）。
- なお、長期脱炭素オークションにおいて落札した電源については、第2回までの結果を反映している。

2024年度までの新設電源			
発電所名		出力	稼働年度 (予定含む)
LNG	北ガス石狩	9	2020
石炭	釧路火力	11	2020
LNG	福島天然ガス 1	59	2020
LNG	福島天然ガス 2	59	2020
石炭	日鉄鹿島 2（鹿島パワー）	65	2020
石炭	勿来IGCC	54	2020
LNG	三菱パワー高砂	57	2020
石炭	電発竹原 新1	60	2020
石炭	常陸那珂共同	65	2020
石炭	広野 IGCC	54	2021
LNG	伊丹産業神戸	2	2021
石炭	コベルコ神戸 3	65	2021
LNG	上越 1	57	2022
石炭	武豊 5	107	2022
石炭	三隅 2	100	2022
LNG	住共新居浜北	13	2022
LNG	ひむかエルエヌジー	3	2022
石炭	コベルコ神戸 4	65	2022
LNG	姉崎 新1	65	2022
LNG	姉崎 新2	65	2023
LNG	姉崎 新3	65	2023
石炭	横須賀 1	65	2023
石炭	西条新 1	50	2023
石炭	横須賀 2	65	2023
LNG	五井 1	78	2024
LNG	五井 2	78	2024
LNG	五井 3	78	2024
LNG	TGBP袖ヶ浦	10	2024

2025年度以降の新設電源（長期脱炭素電源オークション以外）			
発電所名		出力	稼働年度 (予定含む)
LNG	ひびき 1	62	2025
LNG	姫路天然ガス 1	62	2025
LNG	姫路天然ガス 2	62	2026
LNG	千葉袖ヶ浦パワー 2号機	65	2030
LNG	千葉袖ヶ浦パワー 3号機	65	2030

2025年度以降の新設電源（長期脱炭素電源オークション対象電源）			
発電所名		出力	稼働年度 (予定含む)
LNG	知多 7	65	2029
LNG	新南港 1	60	2029
LNG	千葉袖ヶ浦パワー 1号機	65	2029
LNG	知多 8	65	2029
LNG	姫路天然ガス 3	62	2030
LNG	柳井 新 2	50	2029
LNG	新南港 2	60	2030
LNG	新南港 3	60	2030
LNG	石狩湾新港 2	57	2030
LNG	東新潟 6	65	2030
LNG	坂出 5	60	2031
LNG	石狩湾新港 3	57	2033
LNG	ゼロワットパワー市原	10	2033
LNG	東邦瓦斯・仮称ガス火力	10	—

出所：日本総研作成

①. 公表廃止 | 対象案件一覧

- 2019年以降、廃止計画が公表されている案件は以下のとおり（2025年3月末時点）。

2024年度までの廃止電源			
発電所名		出力	廃止年度 (予定含む)
石油	秋田 3	35	2019
石油	秋田 2	35	2019
LNG	姉崎 1	60	2021
LNG	姉崎 2	60	2021
LNG	姉崎 3	60	2021
LNG	姉崎 4	60	2021
石炭	西条 1	16	2021
石油	大井 1	35	2021
石油	大井 2	35	2021
石油	大井 3	35	2021
LNG	横浜 5	18	2021
LNG	横浜 6	35	2021
LNG	知多 1	53	2021
LNG	知多 2	53	2021
LNG	知多 3	50	2021
LNG	知多 4	70	2021
LNG	相生 1	38	2022
LNG	相生 3	38	2022
石油	鹿島 1	60	2022
石油	鹿島 2	60	2022
石油	鹿島 3	60	2022
石油	鹿島 4	60	2022
石油	鹿島 5	100	2022
石油	鹿島 6	100	2022
LNG	東新潟港 1	35	2022
LNG	東新潟港 2	35	2022
石油	広野 1	60	2023
石油	広野 3	100	2023
石油	広野 4	100	2023
石炭	水島 2	16	2023
石炭	下関 1	18	2023
石油	下関 2	40	2023
石炭	電発松島 1	50	2024
石油	秋田 4	60	2024
LNG	姫路第一 GT1	3	2024
LNG	姫路第一 GT2	3	2024
石炭	土佐発電	17	2024

2024年度までの廃止電源			
発電所名		出力	廃止年度 (予定含む)
LNG	南港 1	60	2024
LNG	南港 2	60	2024
LNG	南港 3	60	2024

2025年度以降の廃止電源			
発電所名		出力	廃止年度 (予定含む)
石油	赤穂 1	60	2025
石油	赤穂 2	60	2025
石油	関西国際エネルギーセンター 1	2	2025
石油	関西国際エネルギーセンター 2	2	2025
石炭	苅田 新1	36	2025
石油	豊前 2	50	2025
LNG	知多 5	70	2026
LNG	知多 GT5	15	2026
石炭	奈井江 1	18	2026
石炭	奈井江 2	18	2026
石炭	砂川 3	13	2026
石炭	砂川 4	13	2026
LNG	東新潟 1	60	2027
LNG	東新潟 2	60	2027
石炭	富山新港 石炭1	25	2028
石炭	電発高砂 1	25	2028
石炭	電発高砂 2	25	2028
LNG	柳井 2-1	20	2029
LNG	柳井 2-2	20	2029

出所：日本総研作成

- 長期脱炭素オークションにおけるLNG専焼枠のうち落札された案件については、新設計画として織り込み済み。
- 今後入札が想定されるLNG専焼枠は300万kW程度であり、公表済みの新設計画300万kWと同程度となっている。

2023年度長期脱炭素オークションの落札結果

	約定総容量	約定総額
LNG専焼火力 (募集量600万kW※3)	575.6万kW	1,766 億円/年

2024年度長期脱炭素オークションの落札結果

	約定総容量	約定総額
LNG専焼火力 (募集量2,243,680kW)	131.5 万kW	456 億円/年

2024・25年度のLNG専焼枠の募集見通し

- LNG専焼火力の募集量については、初回オークションの結果や、前回の募集量設定時からの状況変化として電力需要が増加見通しとなったこと等を踏まえ、5月27日の制度検討作業部会において、**募集量を増加させる方向で検討を進めることとなった。**
- 電力需要については、1月24日に電力広域的運営推進機関が公表した需要想定において、**データセンターや半導体工場の新増設等による産業部門の電力需要増加により、全体として電力需要は増加傾向**となる見通しが示された。
- 具体的には、足元**2023年度から2030年度にかけて、年間の最大需要電力が461万kW増加**すると見込んでおり、**これに対応するための追加供給力を確保する必要がある**と考えられる。
- これに加え、**太陽光の発電量が減少し予備率が低下する点灯帯における供給力は火力が中心**であることを踏まえ、**非化石電源の導入拡大を前提としつつ、更に安定供給に万全を期す観点から、400万kWを追加募集**することとしてはどうか。
- なお、募集方法については、**応札案件間の価格競争を促す観点から、2024年度・2025年度のオークションで200万kWずつ追加募集**することとしてはどうか。また、23年度の残余分約24万kWについても、24年度オークションであわせて募集することとしてはどうか(合計募集量約224万kW)。

落札済みの案件は新設計画として織り込み済み
残る長期脱炭素オークションLNG専焼枠合計300万kW程度≒LNG新設計画約300万kW※

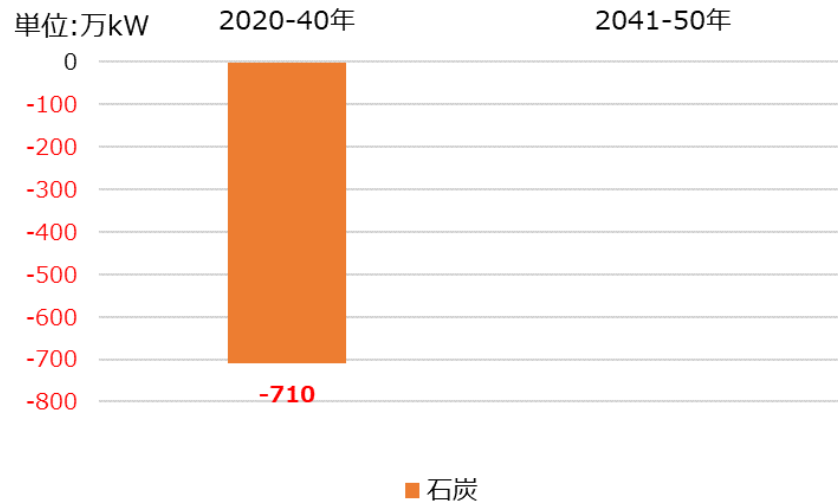
※2025年度以降運開の長期脱炭素オークション落札電源を除く公表案件の出力合算

出所：OCCTO「容量市場 長期脱炭素電源オークション約定結果（応札年度：2023年度）」、エネ庁「長期脱炭素電源オークションについて」に基づき日本総研作成

②-1. 既設廃止 | 非効率石炭火力の廃止（合計容量）

- 発電効率の低い（亜臨界圧・超臨界圧方式、1997年度までに建設された超々臨界圧方式）石炭火力は、2040年度までに廃止と設定。
- ただし、バイオマス混焼を公表しているプラントや事業者単位で発電効率目標を達成する場合については、非効率石炭火力の廃止の対象とはしない。

非効率石炭火力発電所の廃止



年代	導入電源	合計容量
～2040年度	◆ 石炭：700万kW	710万KW
～2050年度	◆ 非効率理由での廃止は見込まない	—

出所：日本総研作成

参考．石炭火力発電所の非効率基準の考え方

- 省エネ法では、新設する火力発電所の発電効率を最新鋭の商用プラント以上とするよう規制されている。
- また、2030年度に向けたベンチマーク目標として、発電事業者に対し、保有する火力発電設備の発電効率を既存設備の最高水準とするよう求めている。

石炭火力発電に関する効率目標

<新たな規制措置の主なポイント>

	① 新たな指標の創設	② 発電効率目標の強化	③ 脱炭素化への布石
現行	火力全体のベンチマーク指標 ※燃料種別の発電効率の加重平均が指標 (石油等39%、石炭41%、LNG48%) ⇒非効率石炭火力を減らさずとも、発電効率の高いLNG火力を増やすことで達成可能	石炭火力の発電効率目標41% ※USC（超超臨界）の最低水準 ※火力全体のベンチマーク指標の内数	バイオマス等混焼への配慮措置 ※発電効率の算出時に、 バイオマス等混焼分を分母から控除 （⇒発電効率が増加） $\text{発電効率} = \frac{\text{発電量}}{\text{石炭投入量} - \text{バイオマス等投入量}}$
新たな措置	石炭単独のベンチマーク指標を新設 ※既存の火力ベンチマークとは別枠で新設 ⇒石炭火力に特化した指標により、フェードアウトの実効性を担保	発電効率目標43%に引き上げ ※既設のUSC（超超臨界）の最高水準 ※設備単位ではなく、事業者単位の目標水準 ⇒高効率石炭火力は残しつつ、非効率石炭火力をフェードアウト	アンモニア混焼・水素混焼への配慮措置を新設 ※バイオマス等混焼と同様の算出方法を使用 ⇒脱炭素化に向けた技術導入の加速化を後押し

※製造業等が保有する自家発自家消費の石炭火力についても、発電効率と高効率化に向けた取組の報告を追加的に措置。

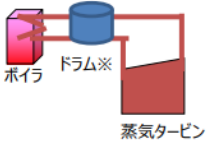
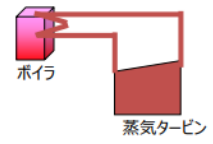
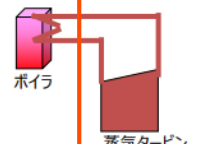
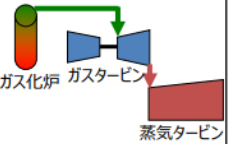
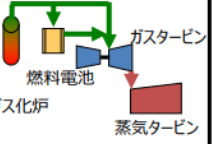
出所：経済産業省「今後の火力政策について」に基づき日本総研作成

参考．石炭火力の発電方式別効率

- 石炭火力の発電方式別の効率については、以下のとおり。
- 2030年度に向けた発電効率目標をクリアするためには、超々臨界(USC)の中でも最高効率水準以上の方式が求められる。

石炭火力・発電方式別効率一覧

2030年度発電効率ベンチマーク水準

発電方式	亜臨界圧 (SUB-C)	超臨界圧 (SC)	超々臨界圧 (USC)	石炭ガス化複合発電 (IGCC)	石炭ガス化燃料電池複合発電 (IGFC)
概要	蒸気タービンのみで発電する方式。旧式であり、安価で運転管理も容易。	蒸気タービンのみで発電する方式。途上国では現在導入が進む主流の技術。	蒸気タービンのみで発電する方式。現在の石炭火力の主流。蒸気の温度・圧力を上げること効率向上。	石炭をガス化した上で燃焼させて発電する技術。ガスタービン発電と、そこからの排熱で発生させた蒸気を利用する蒸気タービン発電の2つを複合させることで高効率化が可能となる。	IGCCにさらに燃料電池を組み合わせたトリプル複合発電方式。更に高効率化が可能。現在広島県の大崎上島で2022年度の実証試験開始に向けて準備中。
構造	 <p>※ 蒸気と熱水に分離する。</p>				
発電効率	38%以下	38%～40%程度	41%～43%程度	46～50%程度	55%程度
蒸気圧力 蒸気温度	221bar以下 (1bar≒1気圧)	221barを超えるもの	221barを超えるもの 593℃以上	ガス温度：1300℃～	ガス温度：1300℃～

出所：経済産業省「非効率石炭火力のフェードアウトを巡る状況について」に基づき日本総研作成

参考．超々臨界方式の高効率化

- 超々臨界方式の石炭火力発電所については、1998年から600℃級USCが採用され高効率化が図られている。

微粉炭火力の変遷

年度	微粉炭火力の変遷	外部情勢
1953	中国電力 小野田5号機で初めて1機1缶ユニットシステムを採用	
1962		火力発電総出力が水力を上回り、火主水従の電力構成に
1963	電源開発 若松1、2号機が筑豊規格外低品位炭の消費を目的に建設される	「ばい煙排出規制に関する法律」が制定
1966		電気集じん機の導入
1968		「大気汚染防止法」の制定
1973		石油危機 湿式石炭・石膏法による排煙脱硫装置の導入 「NOx排出規制法」の制定
1977		触媒を用いた選択式接触還元法による脱硝装置の導入
1979		IEAの石油火力新設禁止決議
1981	電源開発 松島1、2号機（538/538℃）、わが国初の海外炭焼き臨界海圧火力	
1985	北海道電力 苫東厚真2号機（538/566℃）、海外炭焼き超臨界圧変圧運転を初めて採用	
1990	電源開発 松浦1号機（538/566℃）、石炭焼きとして初めての1,000MW機を採用	
1991	北陸電力 敦賀1号機で主蒸気温度566℃を採用	
1992		国連環境開発会議（リオ・サミット）開催
1993	中部電力 碧南3号機、国内で初めて最熱蒸気温度593℃を採用	
1995		第1回国連気候変動枠組条約締約国会議（COP1）がボンにて開催
1997		COP3が京都にて開催
1998	中国電力 三隅1号機、東北電力 原町2号機において600/600℃を採用	
2000	電源開発 橋湾1、2号機600/610℃を採用	
2002	電源開発 磯子新1号機、純変圧方式で600/610℃を採用	

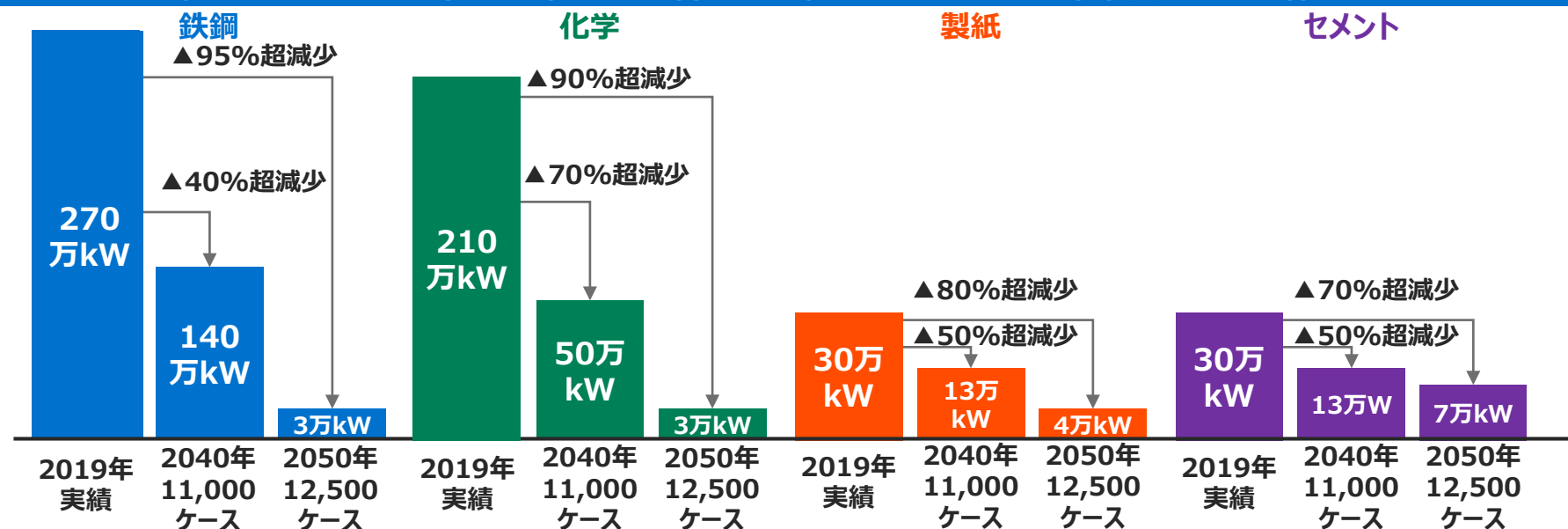
1998年から600℃級USCが採用された

出所：電力中央研究所「微粉炭火力発電技術の変遷と課題」に基づき日本総研作成

②-2. 産業構造変化に伴う廃止 | 共同火力の出力変化

- 共同火力については、需要モデルケースにおける各産業の生産量および製造プロセスの変化（電炉化、自家発電等）に応じて減少するものと設定。なお、共同火力の産業分類は立地・出資状況等の公表情報に基づき設定している。

共同火力の出力変化（2040年・2050年） * 設備容量の50%を自家消費分として控除している。

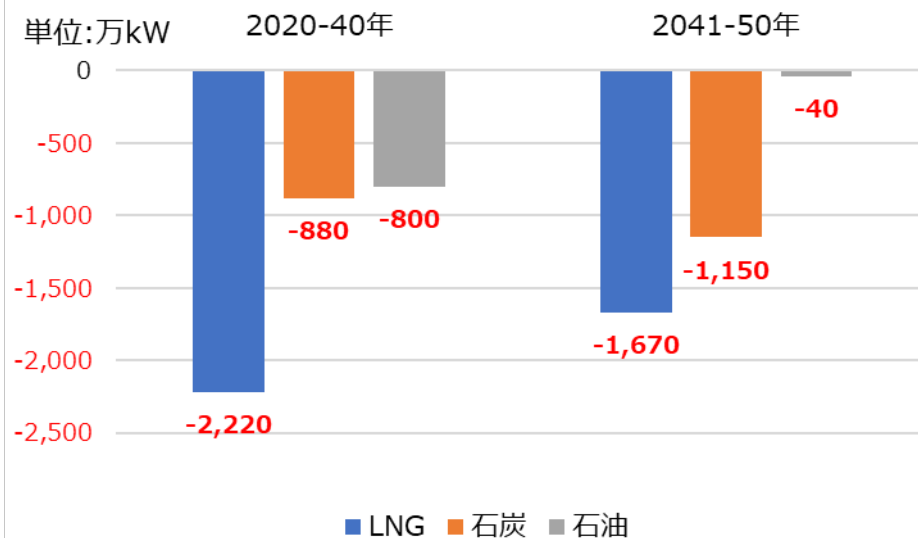


2040年需要モデルケース (億kWh)	鉄鋼	化学	製紙	セメント
	11,000	11,000	11,000	11,000
生産量減少	▲20%	▲20%	▲0%	▲0%
プロセス変化	▲20%	▲50%	▲50%	▲50%
2050年需要モデルケース (億kWh)	鉄鋼	化学	製紙	セメント
	12,500	12,500	12,500	12,500
生産量減少	▲30%	▲20%	▲0%	▲0%
プロセス変化	▲65%	▲70%	▲80%	▲70%

②-3. 経年による廃止

- 火力発電所の廃止までの稼働期間平均は45年であったことから、火力モデルケースとしては、経年45年で廃止と設定。
- なお、実際には延命化対策などにより45年を超過して稼働することもあるれば、個々のプラント状況によっては45年よりも早く廃止されることもある。

経年に伴う火力発電所の廃止



年代	導入電源	合計容量
～2040年度	◆ LNG : ▲2,220万kW ◆ 石炭 : ▲880万kW ◆ 石油 : ▲800万kW	▲3,900万kW
～2050年度	◆ LNG : ▲1,670万kW ◆ 石炭 : ▲1,150万kW ◆ 石油 : ▲40万kW	▲2,860万kW

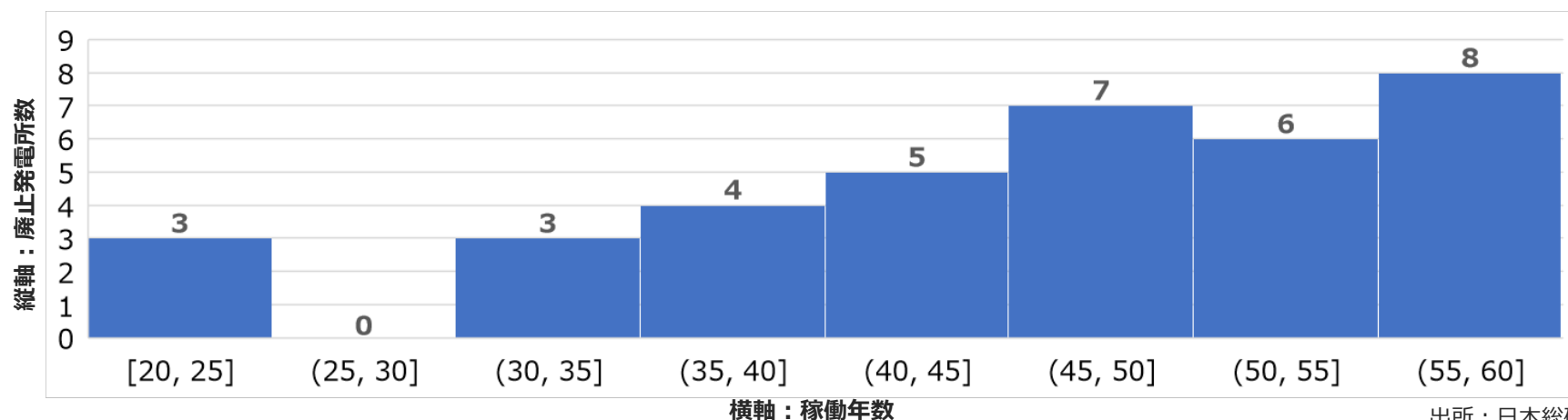
出所：日本総研作成

- 2016年度以降に公表された廃止/廃止予定の発電所における廃止までの稼働期間平均は概ね45年。

廃止電源の集計方針

- ◆ 2016年4月の改正電気事業法の施行（電気事業者がライセンス制に移行）以降に廃止された、一定規模以上（10万kW以上）の電源を対象
- ◆ 2024年度以降についても既に廃止が公表されている発電所については集計対象に加えている

燃料種	廃止までの稼働期間平均	集計件数
石油	45年	全7箇所の発電所の稼働期間を集計
石炭	45年	全11箇所の発電所の稼働期間を集計
LNG	46年	全18箇所の発電所の稼働期間を集計
火力平均	45年	全36箇所の発電所の稼働期間を集計

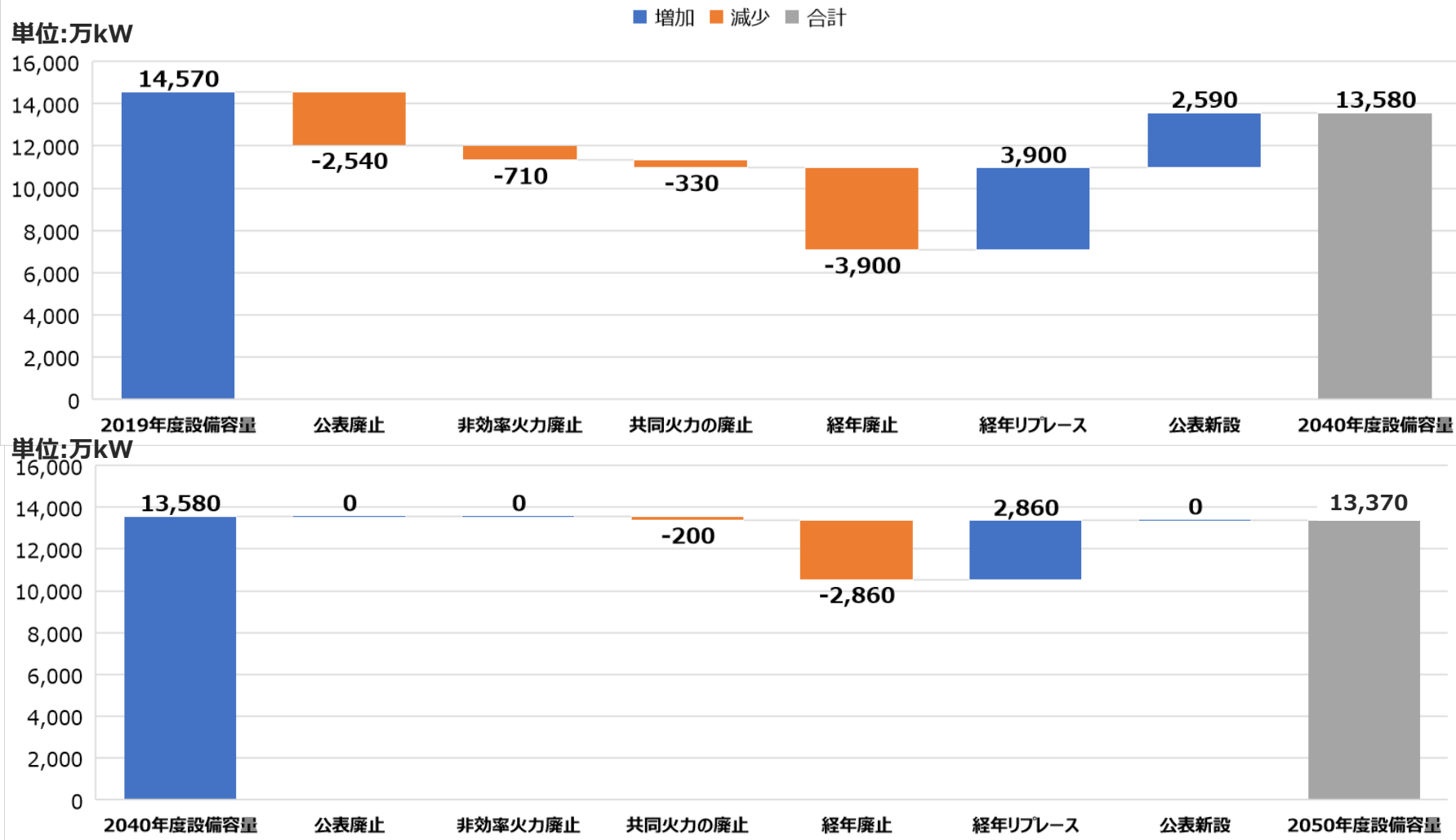


出所：日本総研作成

火力発電所の設備容量推移 | 大ケース

- 経年に伴うリプレースをする火力大ケースでは、2019年度での14,570万kWから、2040年：13,580万kW、2050年：13,370万kWと、設備容量は横ばいで推移する。

火力発電所の設備容量推移

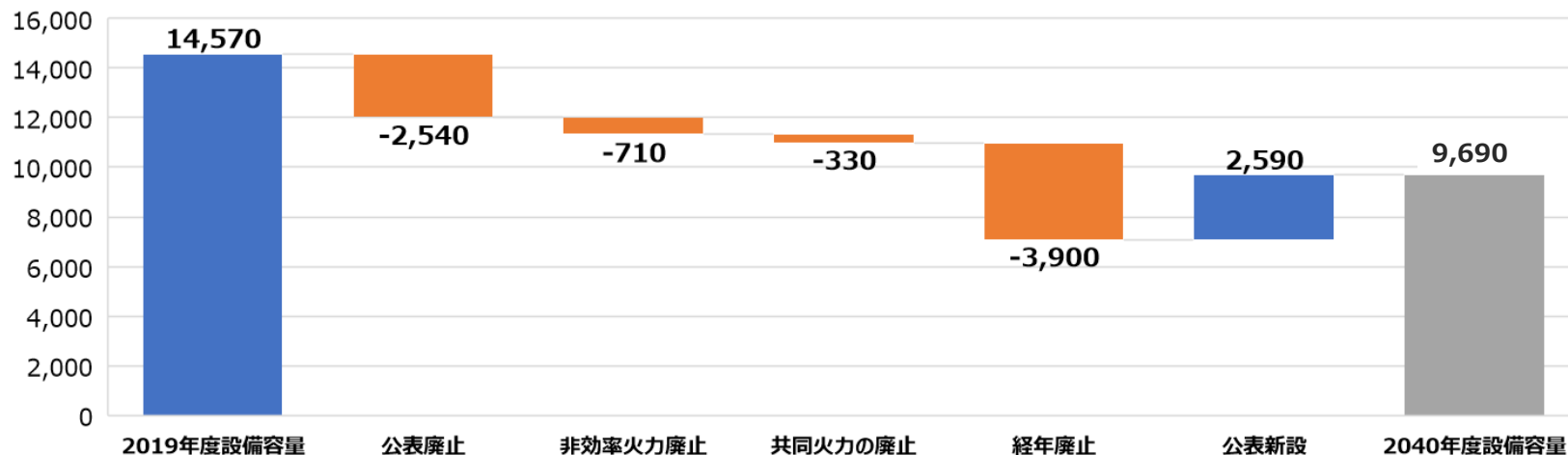


- 経年に伴うリプレースをしない火力小ケースでは、2019年度での14,570万kWから、2040年9,690万kW、2050年：6,630万kWまで設備容量が減少する。

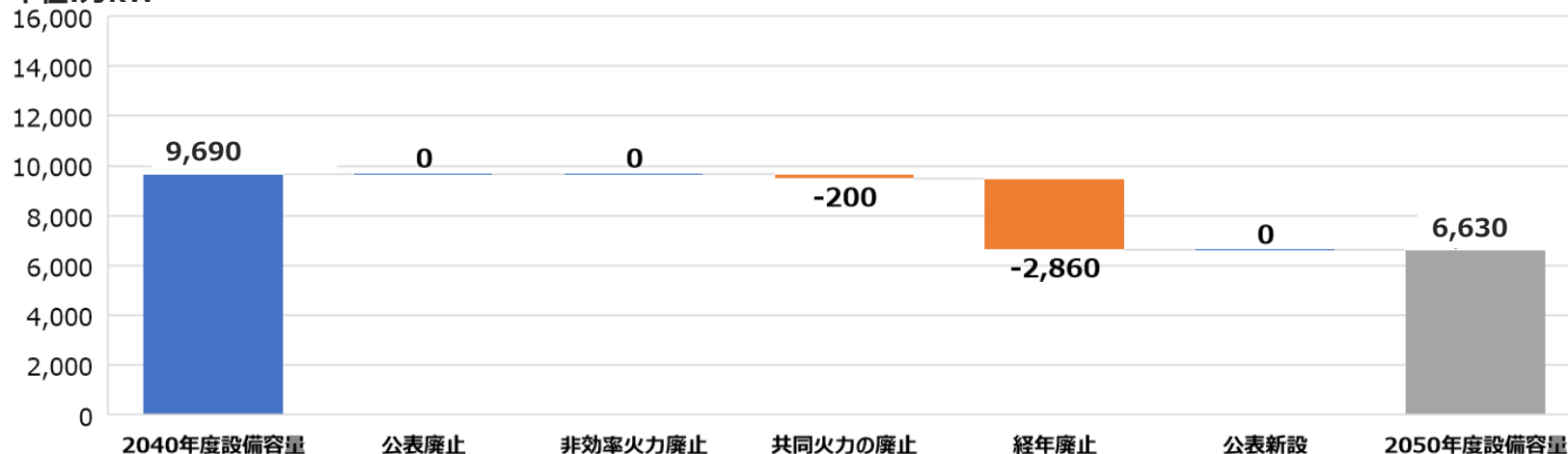
火力発電所の設備容量推移

単位:万kW

■ 増加 ■ 減少 ■ 合計



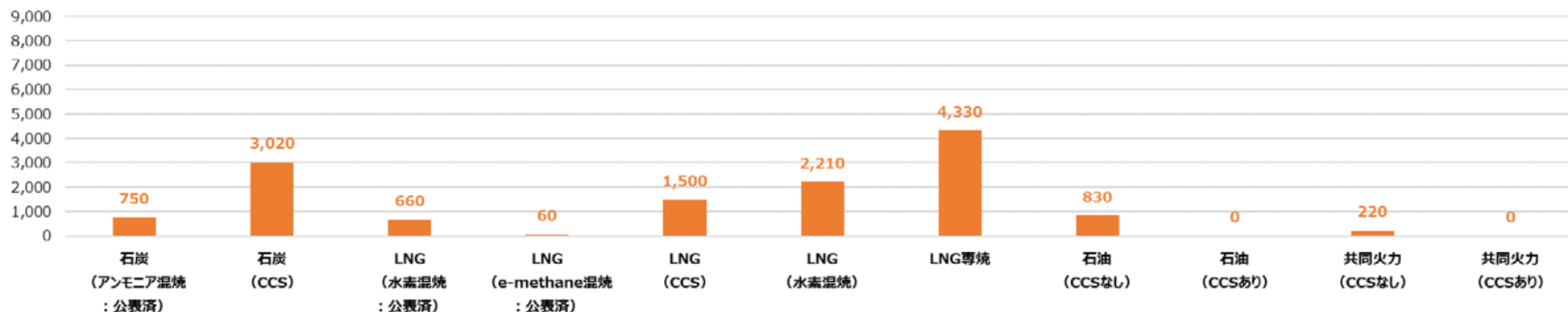
単位:万kW



- 各ケースにおける設備容量の内訳は以下のとおり。

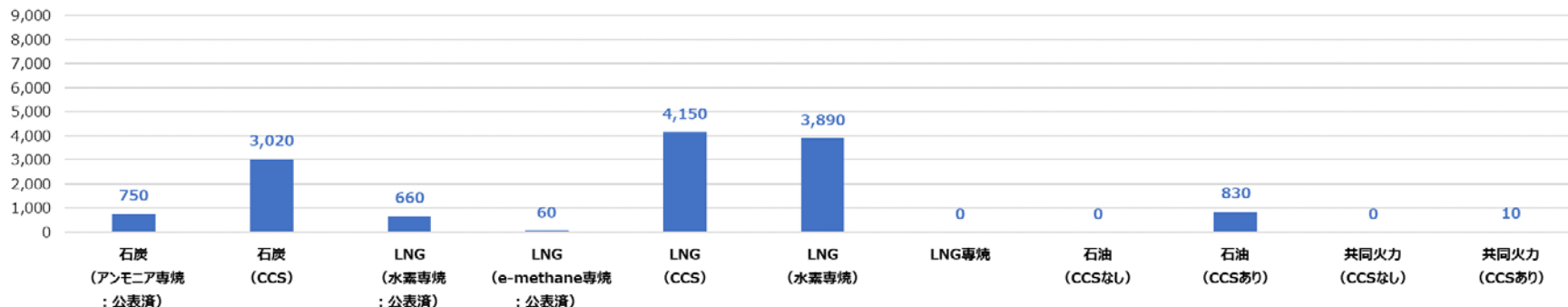
燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2040年

単位:万kW



燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2050年

単位:万kW



【CCS火力について】（次ページの小ケースも同様）

技術検討会社の検討結果を基にしたCCS貯留量の範囲内で、他産業におけるCCS活用量を考慮したうえで以下のとおり設定。

○2040年：CCS付LNG火力はCCS付き石炭火力の半量程度として設定。

○2050年：経年廃止の対象となっていないLNG火力4,150万kWにCCS機能を付加するものと設定。

※最新のコスト検証ワーキンググループ想定に基づき排出されるCO₂全量の90%を分離回収されるものとして試算。

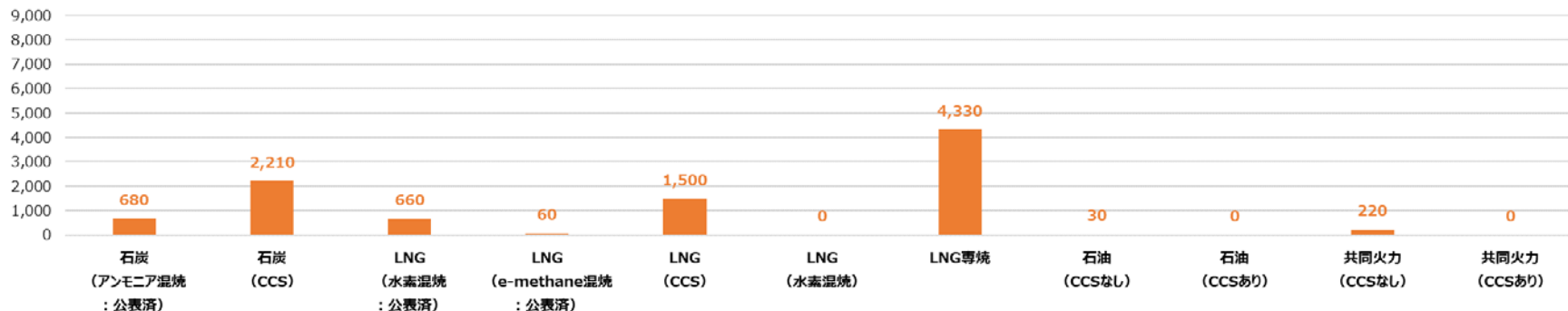
出所：日本総研作成

参考．燃料別設備容量 | 小ケース

- 各ケースにおける設備容量の内訳は以下のとおり。

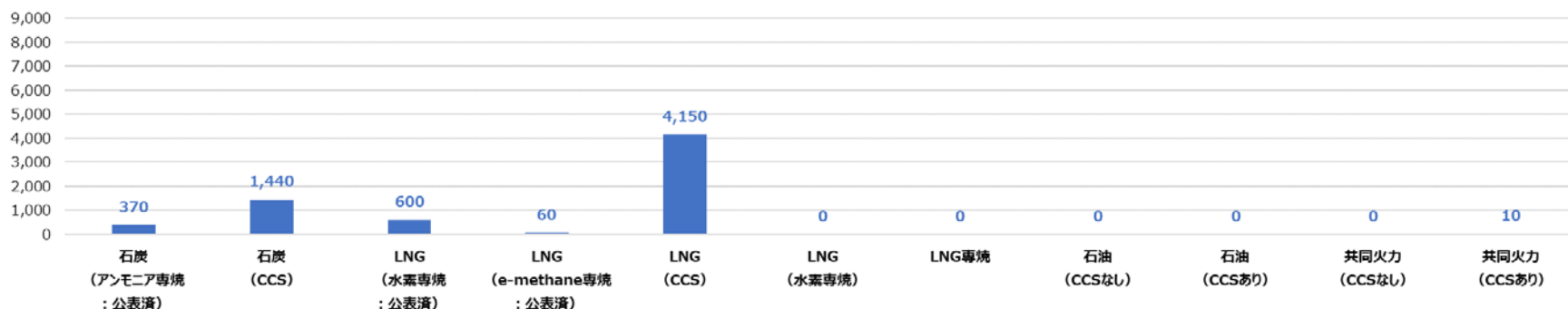
燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2040年

単位:万kW



燃料別火力発電所の設備容量（単位：万kW）：2050年

単位:万kW



出所：日本総研作成

IV.ロードカーブ編

IV.ロードカーブ編

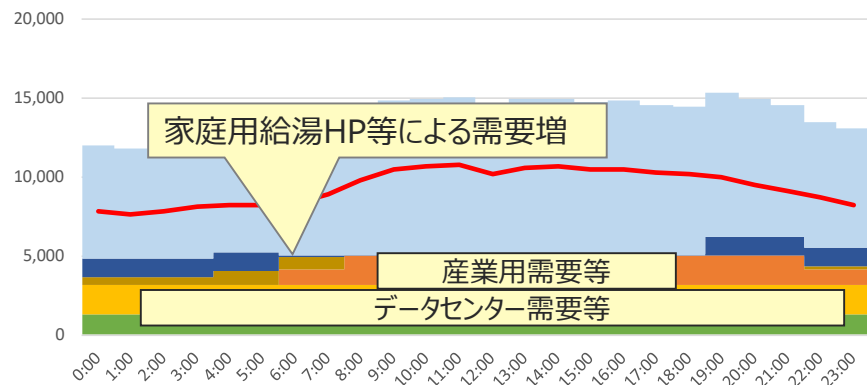
- (1)STEP1 ベースカーブの想定
 - (2)STEP2 DRの想定
 - (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
 - (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認
 - (5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）
 - (6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）
 - (7)デューレーションカーブ
- 参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年
- 参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

ロードカーブモデルの概要

- 将来のロードカーブについて、要素毎の需要特性やデマンドレスポンス（DR）を考慮したうえで、需要地併設型太陽光等の影響も考慮したモデルを設定した。

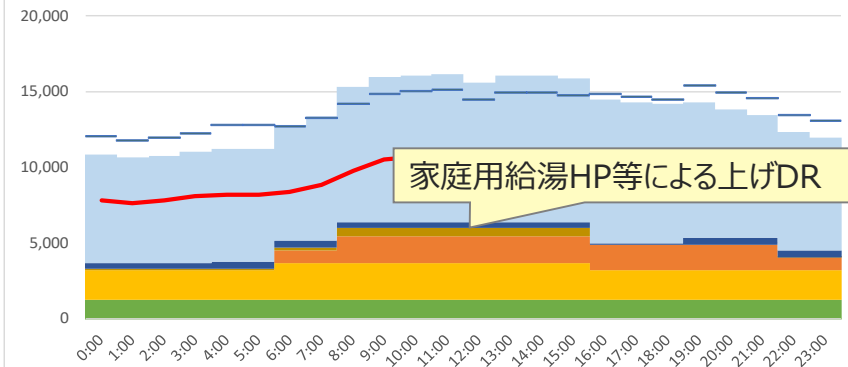
STEP 1 ベースカーブの想定

需要特性を踏まえ、要素毎のベースとなるロードカーブを想定



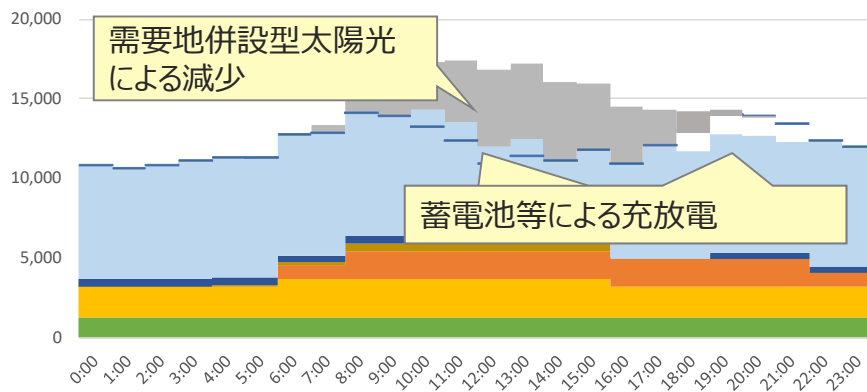
STEP 2 DRの想定

再エネの有効活用を目的とした上げDR等を想定



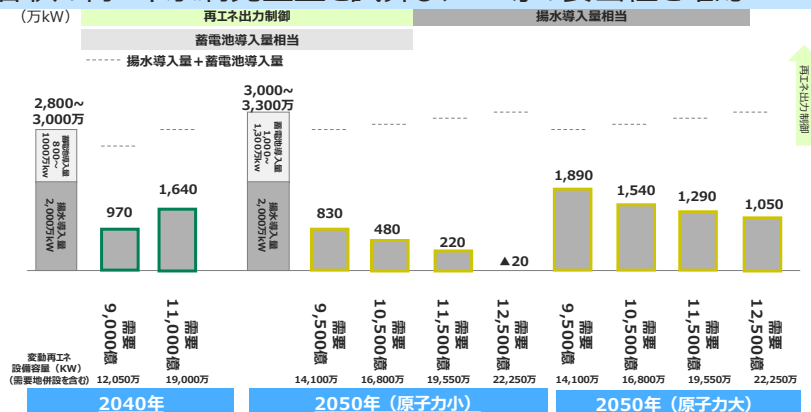
STEP 3 需要地併設型太陽光等の考慮

供給力モデルケースに基づき、需要地併設型太陽光等の影響を考慮



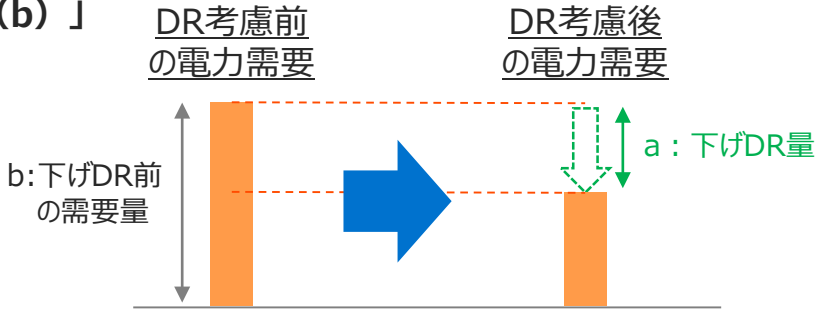
STEP 4 再エネ余剰発生量の確認

春秋の再エネ余剰発生量を試算し、DR等の妥当性を確認



(参考) 用語の定義

- 本資料で使用する用語の定義を以下に示す。

用語	定義
上げDR	需要を増加させるデマンド・レスポンス
下げDR	需要を減少させるデマンド・レスポンス
DR率	<p>「下げDR量 (a) / 下げDR前の需要量 (b)」 により算出される比率</p> 

IV.ロードカーブ編

(1)STEP1 ベースカーブの想定

(2)STEP2 DRの想定

(3)STEP3 併設型PVなどの考慮

(4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認

(5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）

(6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）

(7)デューレーションカーブ

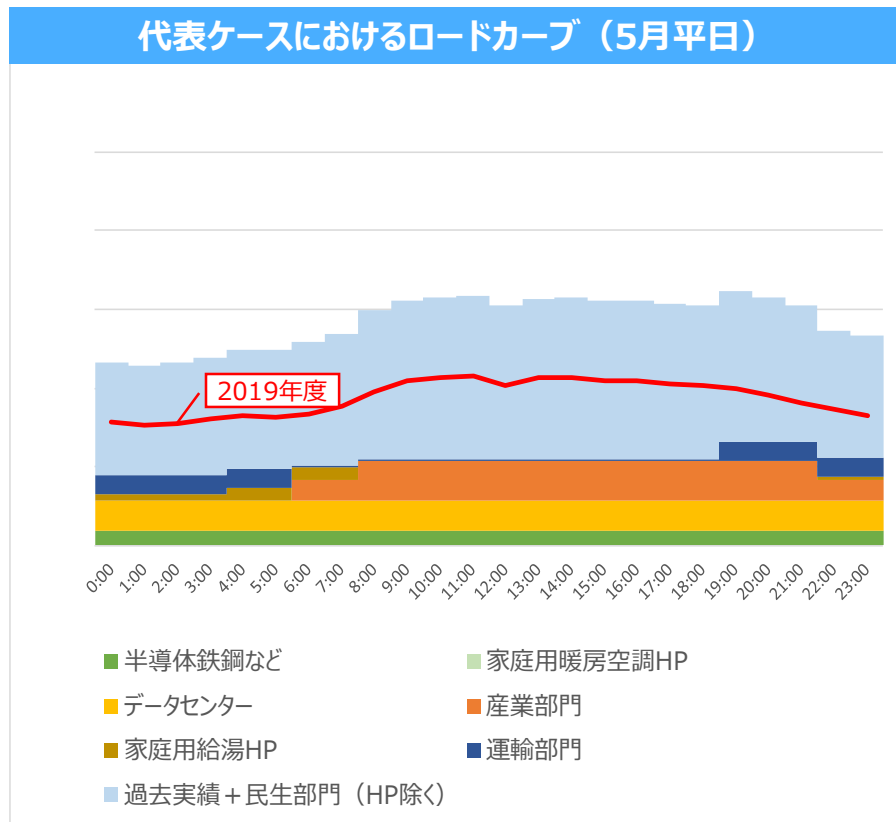
参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

ベースカーブの想定

- 要素毎に将来の電力需要の変化を想定し、ベースとなるロードカーブ（以下、ベースカーブ）を作成する。

項目	ベースカーブの想定
	想定方法
民生部門 （家庭用ヒートポンプ除く）	需要増（減）分の電力は、全体のロードカーブに連動するものとして想定
家庭用ヒートポンプ （給湯）	需要増分の電力は、主に夜間に使用されるものとして想定
家庭用ヒートポンプ （暖房空調）	需要増分の電力は、冬（12月～2月）に使用されるものとして想定
産業部門	需要増（減）分の電力は、主に平日に使用されるものとして想定
運輸部門	需要増分の電力は、主に夜間に電気自動車の充電として使用されるものと想定
半導体・鉄鋼など	需要増分の電力は、年間を通じて24時間一定で使用されるものとして想定
データセンター	需要増分の電力は、季節を通じて24時間一定で使用されるものとして想定 *データセンターで使用される空調については、季節毎に異なる需要を想定。



※ロードカーブの検討においては、祝日は平日と同じ扱いとし、長期休暇は土日と同じ扱いとする。なお、長期休暇はGW（2019/4/27～2019/5/5）、夏季休暇（2019/8/10～2019/8/18）、年末年始（2019/12/27～2020/1/5）とし、自動車業界と設定を揃えている。

出所：第6回検討会資料に基づき作成

- 概ね社会全体の活動状況と連動すると考えられる民生用需要（家庭用給湯ヒートポンプ需要除く）については、直近の総需要のロードカーブに連動して電力需要が増減すると想定する。

対象要素

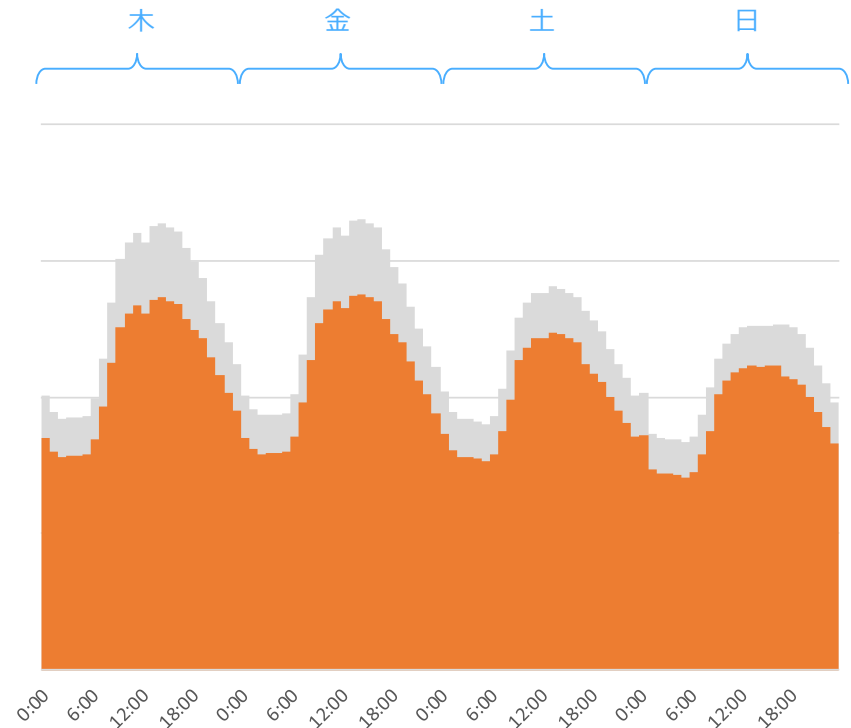
- 基礎的需要（家庭・業務）
- 省エネ（家庭・業務）
- 電化（民生）※

ロードカーブの想定方法

- 直近の総需要のロードカーブ実績に連動すると想定

※家庭用ヒートポンプを除く

基礎的需要・省エネを反映したロードカーブ



- 家庭用ヒートポンプ（給湯） 需要については、現在同様、夜間を中心に電力需要が生じると想定する。

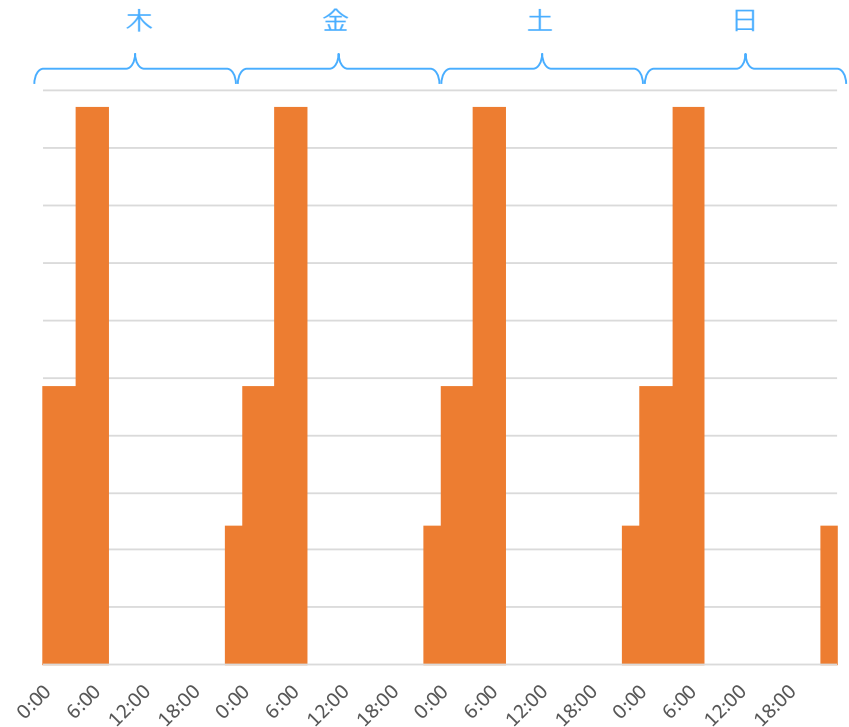
対象要素

- 家庭用ヒートポンプ（給湯）

ロードカーブ の想定方法

- 22:00～8:00に電力需要が生じる。
※1
- ただし、季節間での消費電力量の
差を考慮する。※2

家庭用ヒートポンプ（給湯）のロードカーブ



※1：22時～24時：24時～4時：4時～8時＝1：2：4の割合で需要が生じると想定。

※2：季節間の消費電力は、春：夏：秋：冬＝15：12：15：20とする。

（COP値（給湯機の加熱効率）に基づく）

- 家庭用ヒートポンプ（暖房空調）については、冬期（12～2月）の間、直近の総需要のロードカーブに連動して電力需要が増加すると想定する。

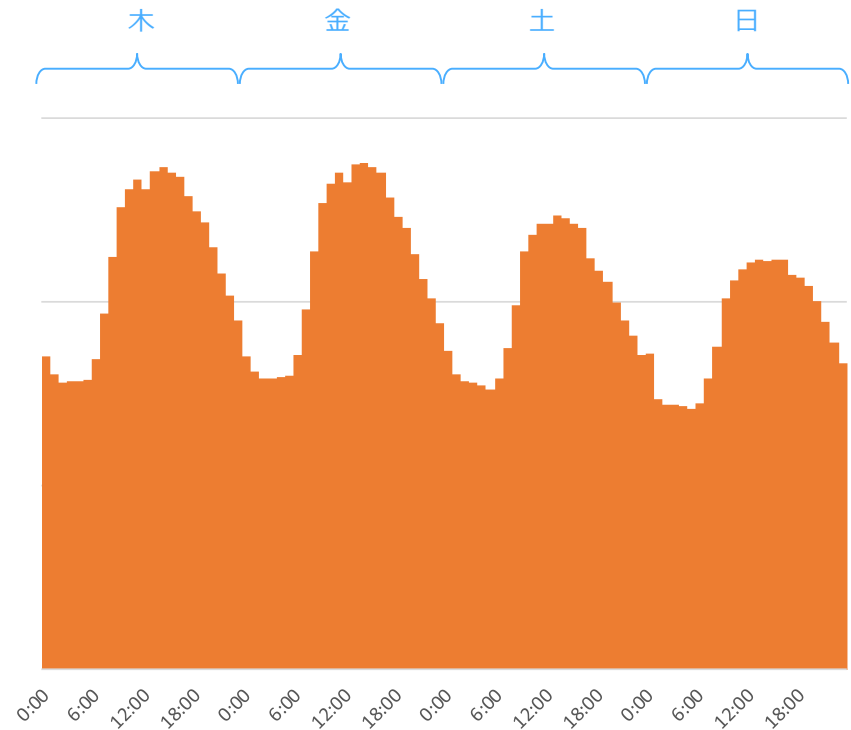
対象要素

- 家庭用ヒートポンプ（暖房空調）

ロードカーブの想定方法

- 冬期（12～2月）の間、直近の総需要のロードカーブ実績に連動すると想定

家庭用ヒートポンプ（暖房空調）のロードカーブ



※HP蓄熱センター資料より、ガス石油暖房からの転換を想定（12～2月に需要が発生）

- 基礎的需要（産業）・省エネ（産業）・電化（産業）・自動車については、平日の6:00～24:00に工場が稼働すると想定する（ただし、6:00～8:00、22:00～24:00は半分の稼働を想定）。

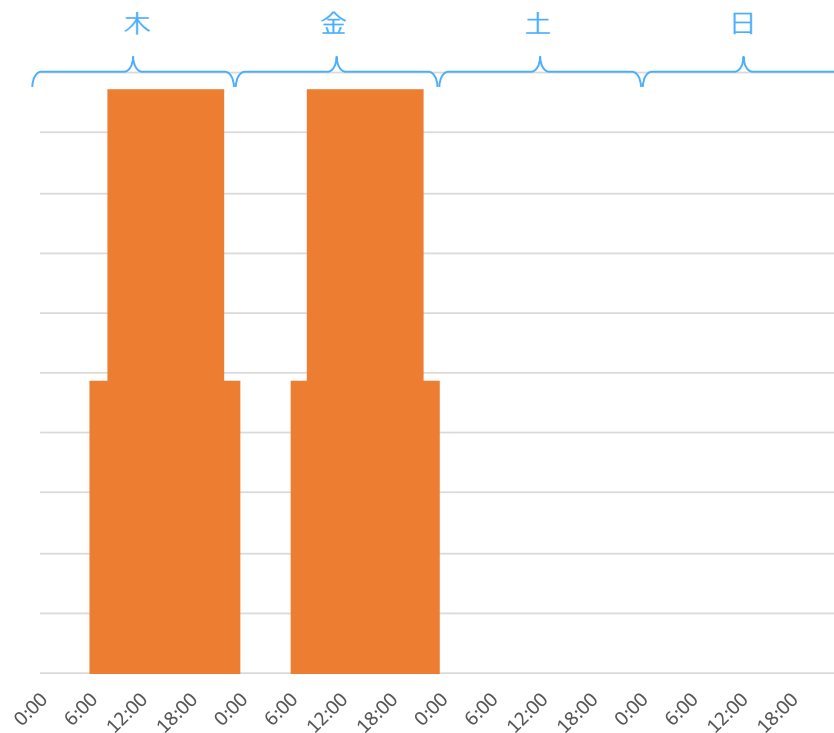
対象要素

- 基礎的需要（産業）
- 省エネ（産業）
- 電化（産業）
- 自動車

ロードカーブの想定方法

- 平日：6:00～24:00の間一定（6:00～8:00と22:00～24:00は半分の稼働を想定）
- 土日：稼働無し
- 電化（産業）は季節間での消費電力量の差を考慮する。

電化（産業）のロードカーブ



- 半導体、ネットワーク、鉄鋼、化学、製紙・セメント、水素製造・DACについては、年間通じて一定量の電力需要が生じると想定する。

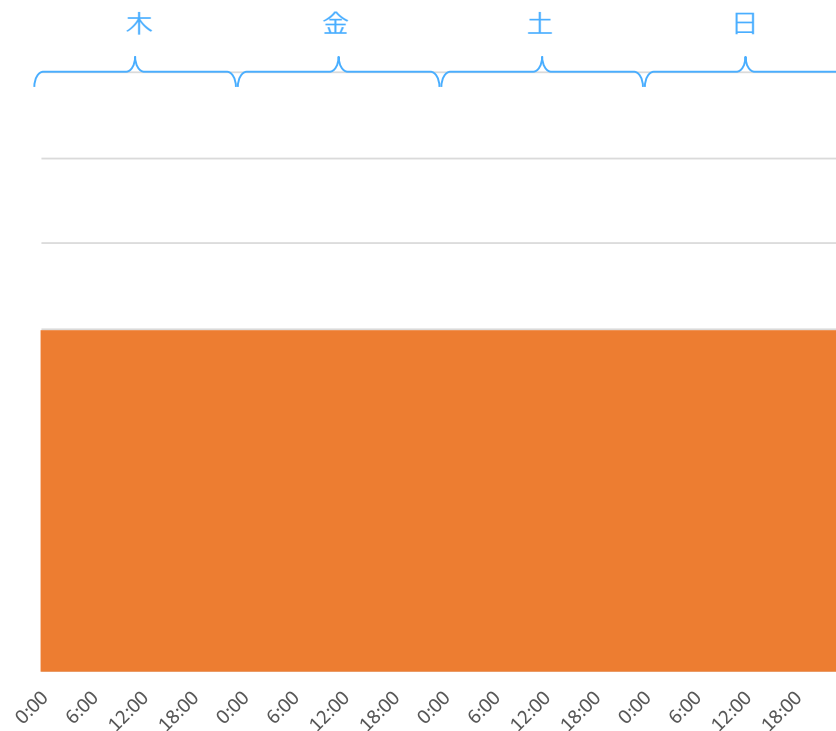
対象要素

- 半導体・ネットワーク
- 鉄鋼
- 化学
- 製紙・セメント
- 水素製造・DAC

ロードカーブの想定方法

- 年間一定量の電力需要が生じる。

鉄鋼等のロードカーブ



※鉄鋼は長期休みなど再エネ余剰の予見性が高い時間帯に計画的なDRを実施できる可能性がある。一方で、今後電炉切り替えによる自家発の廃止などによりDRの余地が小さくなっていくことも想定されるため、本検討ではDRを考慮しないこととした。

- 運輸部門の電化は、主に夜間に電気自動車の充電として使用されるものと想定する。

対象要素

- 電化（運輸）

ロードカーブの想定方法

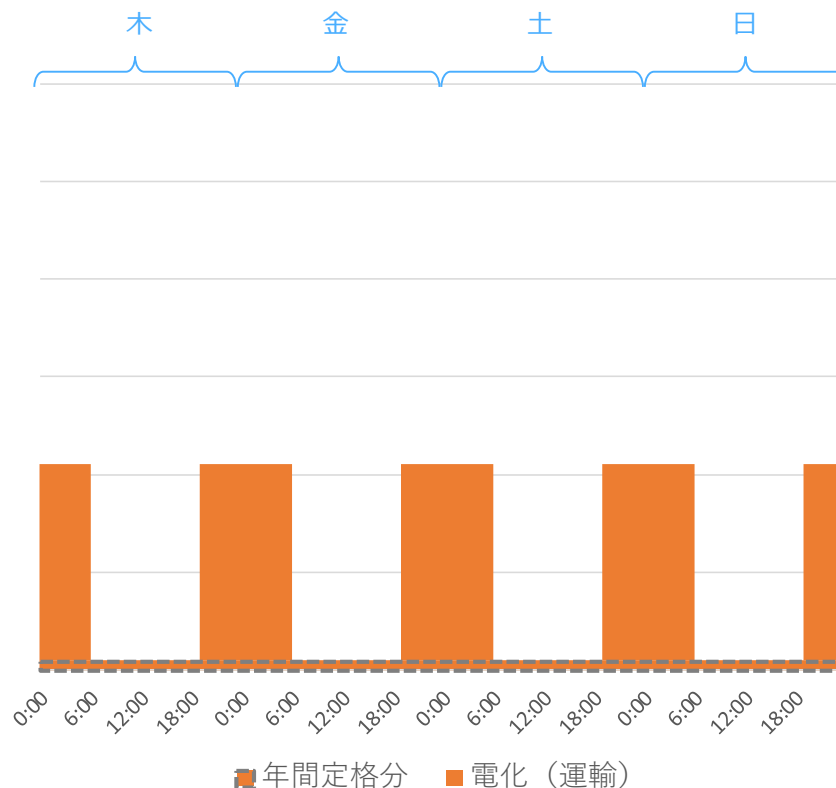
- 19:00～6:00に一定の電力需要が生じる。
- また、一部は年間一定での需要があると想定した。
- ただし、季節間での消費電力量の差を考慮する。

※季節間の消費電力は、春：夏：秋：冬＝9：10：9：12とする。

（季節ごとの気温差や冷暖房の使用による電費の差を考慮）

※月別で自動車走行量に差異はあるものの、差が小さい（高々2%程である）ため考慮しなかった。

運輸部門のロードカーブ



- データセンターについては、空調分とサーバー利用分に分け、空調分は季節ごとに一定の電力需要が生じ、サーバー利用分は年間通じて一定の電力需要が生じると想定する。

対象要素

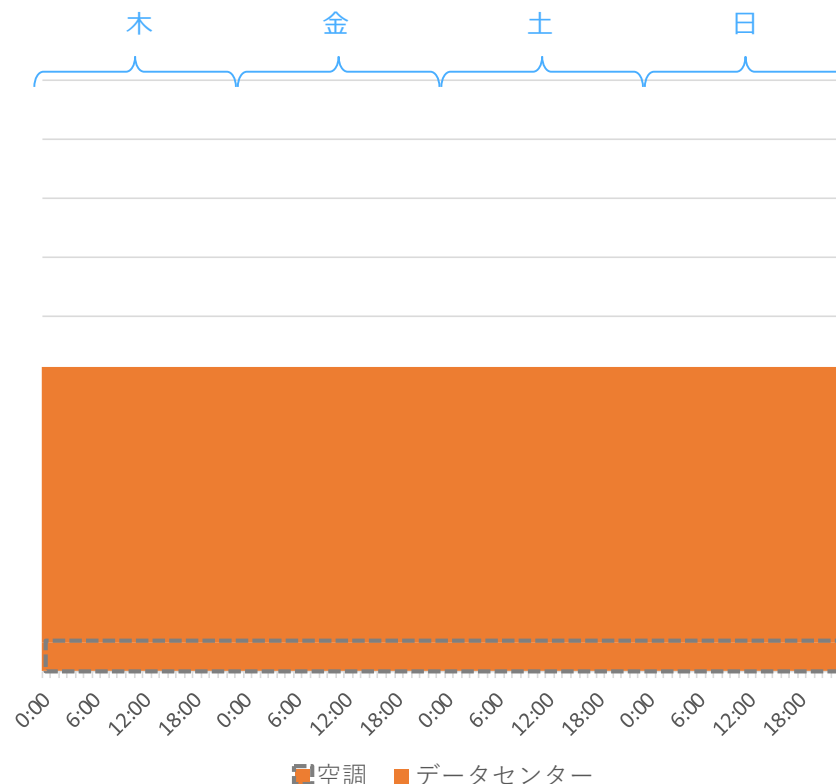
- データセンター

ロードカーブ の想定方法

- サーバー利用分：年間一定量の電力需要が発生
- 空調分：季節ごとに一定の電力需要が発生※

※春：夏：秋：冬 = 100:105:100:90の比率の電力需要を想定する。

データセンターのロードカーブ



IV.ロードカーブ編

(1)STEP1 ベースカーブの想定

(2)STEP2 DRの想定

(3)STEP3 併設型PVなどの考慮

(4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認

(5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）

(6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）

(7)デューレーションカーブ

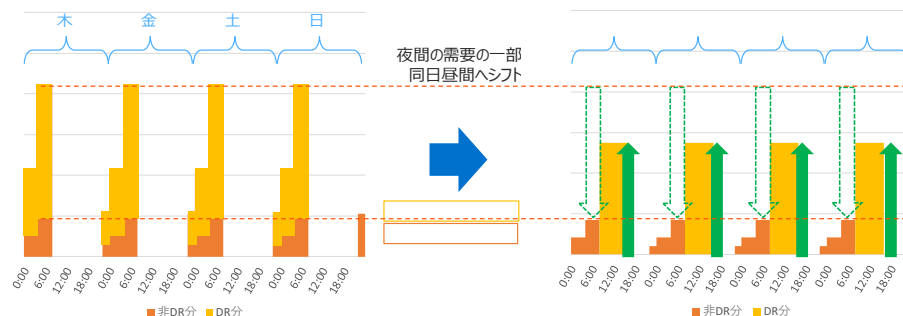
参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

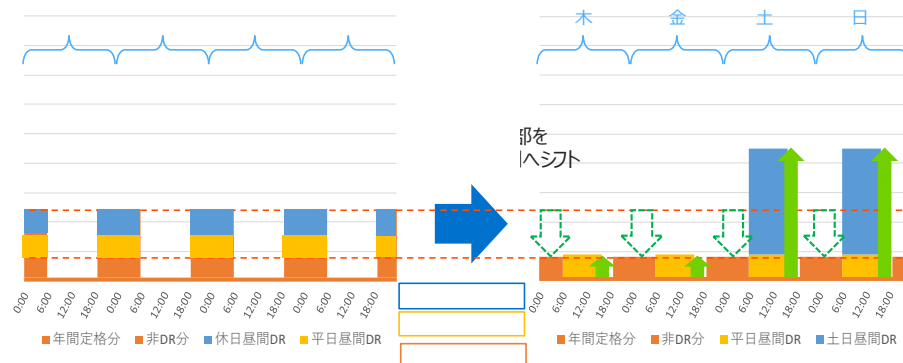
- 民生・運輸部門の電化、産業部門、データセンター需要について、DRによるロードカーブの変化を想定する。

項目	DRの想定(2050年)		
	タイミング		DR率
家庭用ヒートポンプ (給湯)	春秋	全日夜間 (▲) 22:00~8:00	80%
		全日昼間 (+) 8:00~16:00	
運輸部門	夏冬	平日夜間 (▲) 19:00~21:00	30%
		土日 (+) 0:00~24:00	
	春秋	全日夜間 (▲) 19:00~6:00	70%
		平日昼間 (+) 6:00~16:00	
		土日昼間 (+) 6:00~16:00	
	産業部門	平日昼間 (▲) 6:00~24:00	
土日昼間 (+) 6:00~24:00			
データセンター	夏冬	平日昼間 (▲) 8:00~21:00	20%
	春秋	全日昼間 (+) 6:00~16:00	

家庭用給湯ヒートポンプのDRイメージ（春秋）



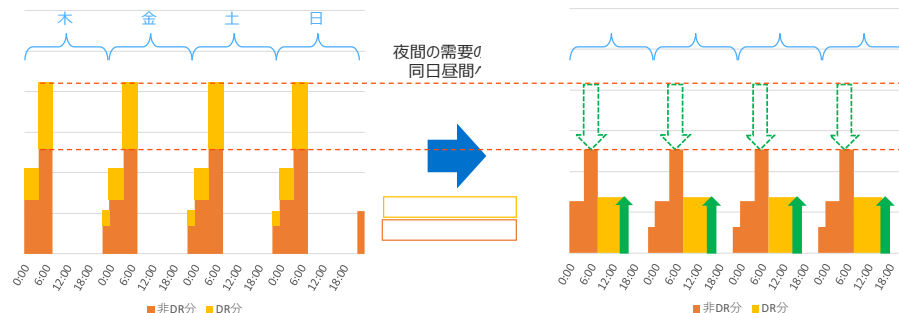
運輸部門のDRイメージ（春秋）



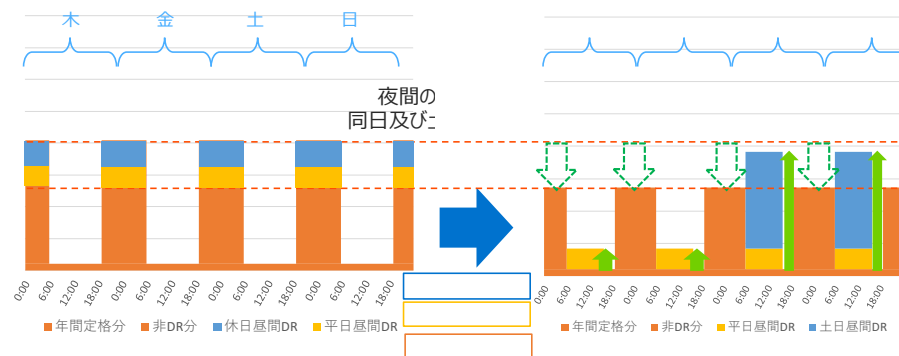
- 2040年のDR率については、2050年ほどは実現していない可能性が高いため、2050年と比べて半量と想定する。

項目	DRの想定		
	タイミング		DR率
家庭用ヒートポンプ （給湯）	春秋	全日夜間（▲） 22:00～8:00	40%
		全日昼間（+） 8:00～16:00	
運輸部門	夏冬	平日夜間（▲） 19:00～21:00	15%
		土日（+） 0:00～24:00	
	春秋	全日夜間（▲） 19:00～6:00	35%
		平日昼間（+） 6:00～16:00	
		土日昼間（+） 6:00～16:00	
	産業部門	平日昼間（▲） 6:00～24:00	
土日昼間（+） 6:00～24:00			
データセンター	夏冬	平日昼間（▲） 8:00～21:00	10%
	春秋	全日昼間（+） 6:00～16:00	

家庭用給湯ヒートポンプのDRイメージ（春秋）

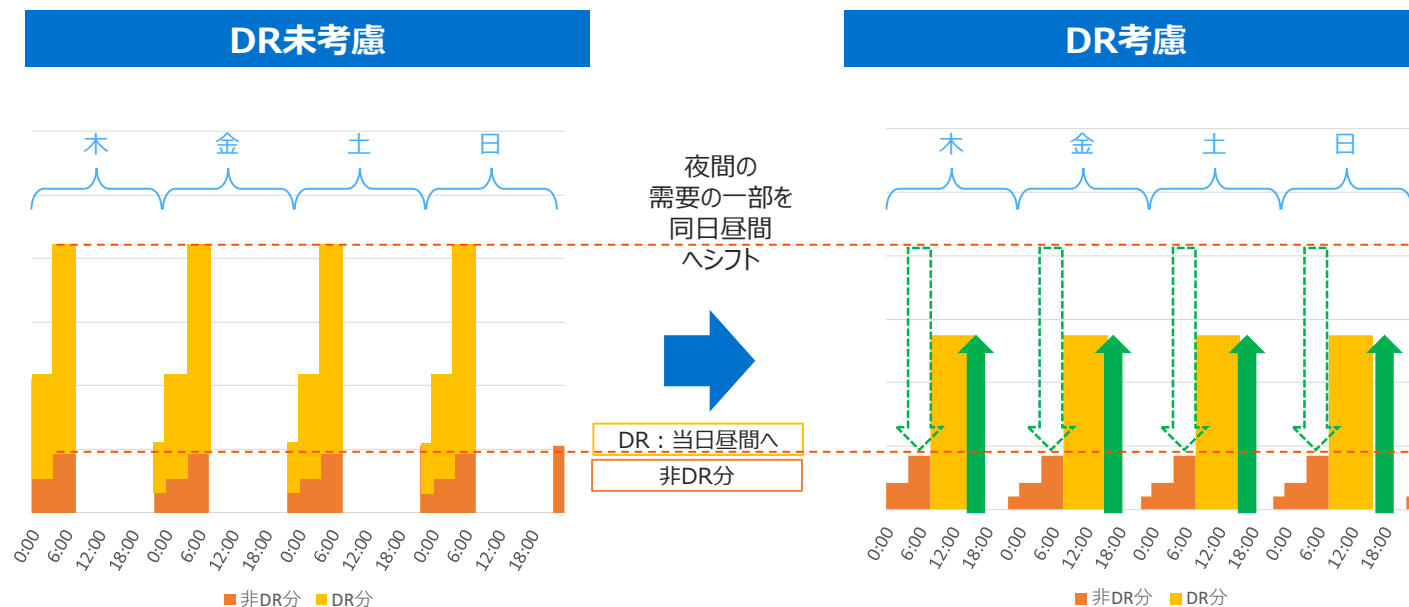


運輸部門のDRイメージ（春秋）



※：第6回検討会の意見を踏まえ、DRは不確実性が高いことからDR率は2050年の半分とした。

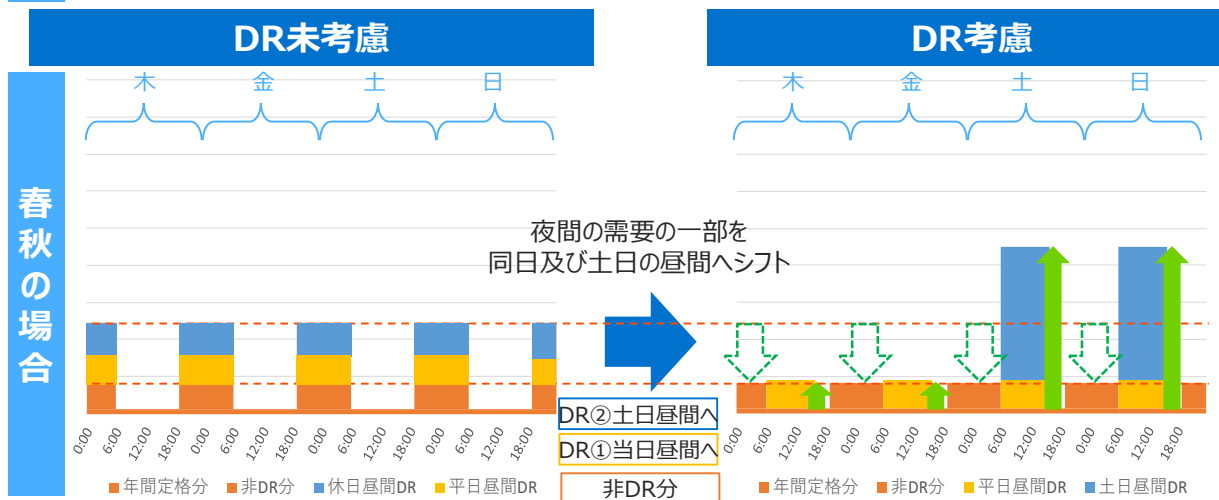
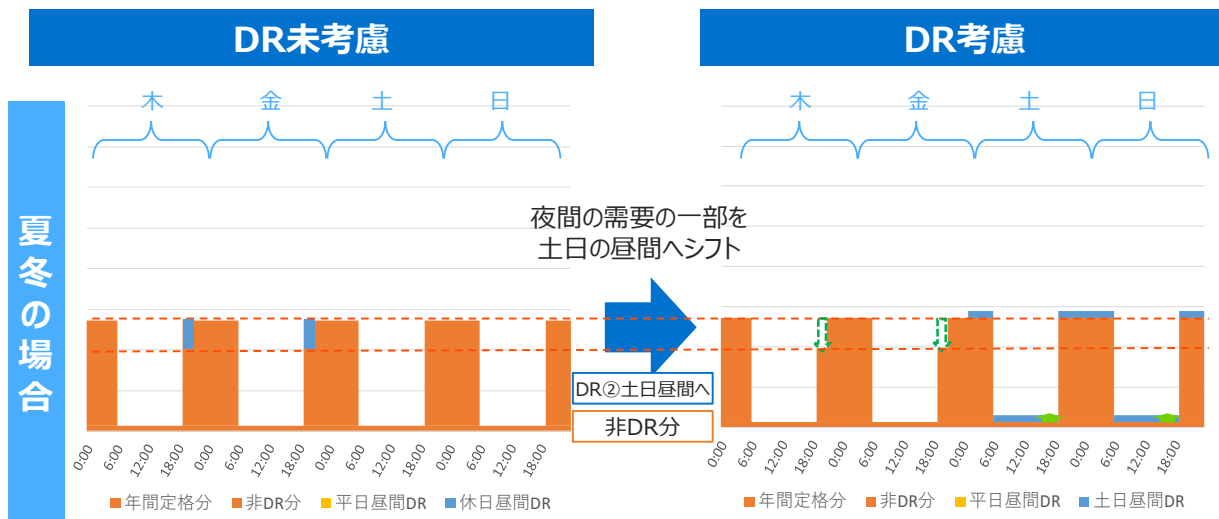
- 再エネの有効活用などを目的として、ヒートポンプ給湯機の稼働時間が夜間から昼間へシフトすると想定する。（夜間は下げDR、昼間は上げDR）



DR の想定方法

- DR率：2040年40%、2050年80%
- 下げDR：春秋夜間（22:00～8:00）
- 上げDR：春秋昼間（8:00～16:00）

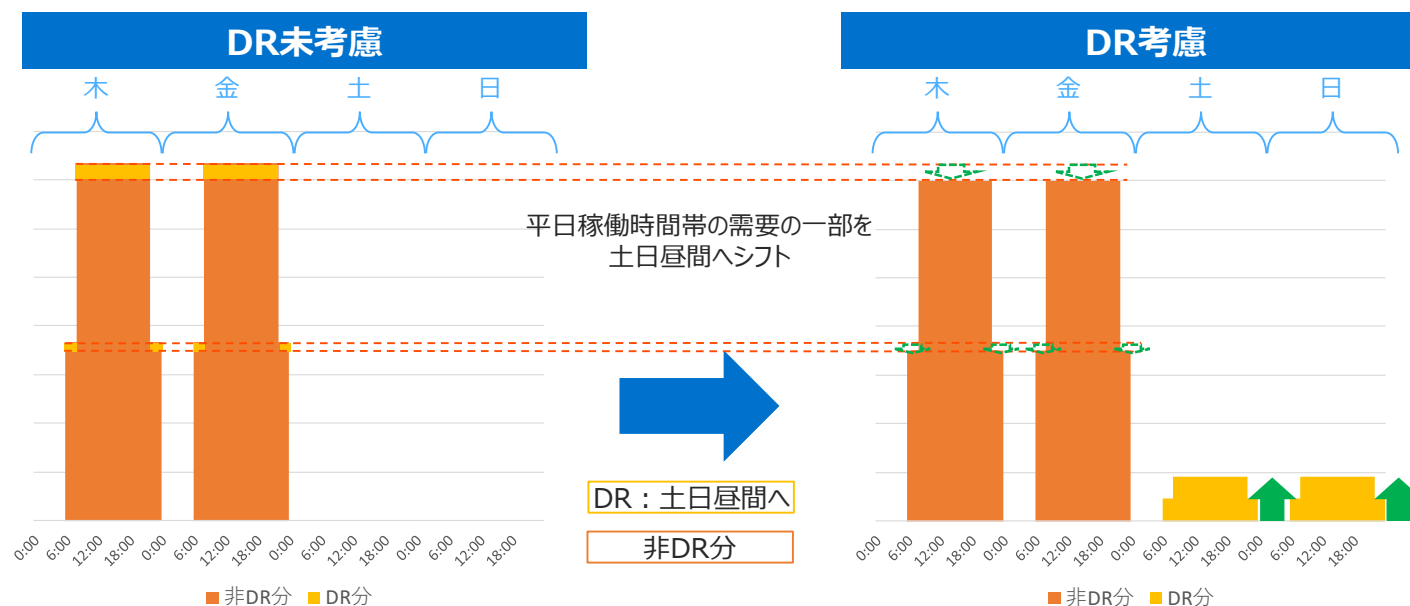
- 再エネの有効活用などを目的として、EVの充電時間が夜間から主に昼間へシフトすると想定する。（夜間は下げDR、昼間は上げDR）



DRの想定方法

- DR率
2040年：夏冬15%、春秋35%
2050年：夏冬30%、春秋70%
- 下げDR：
 - ①春秋夜間（19:00～6:00）
 - ②夏冬夜間（19:00～21:00）
- 上げDR：
 - ①春秋昼間（6:00～16:00）
 - ②夏冬土日（0:00～24:00）

- 再エネの有効活用などを目的として、工場の稼働時間が平日から土日へシフトすると想定する。（平日は下げDR、土日は上げDR）

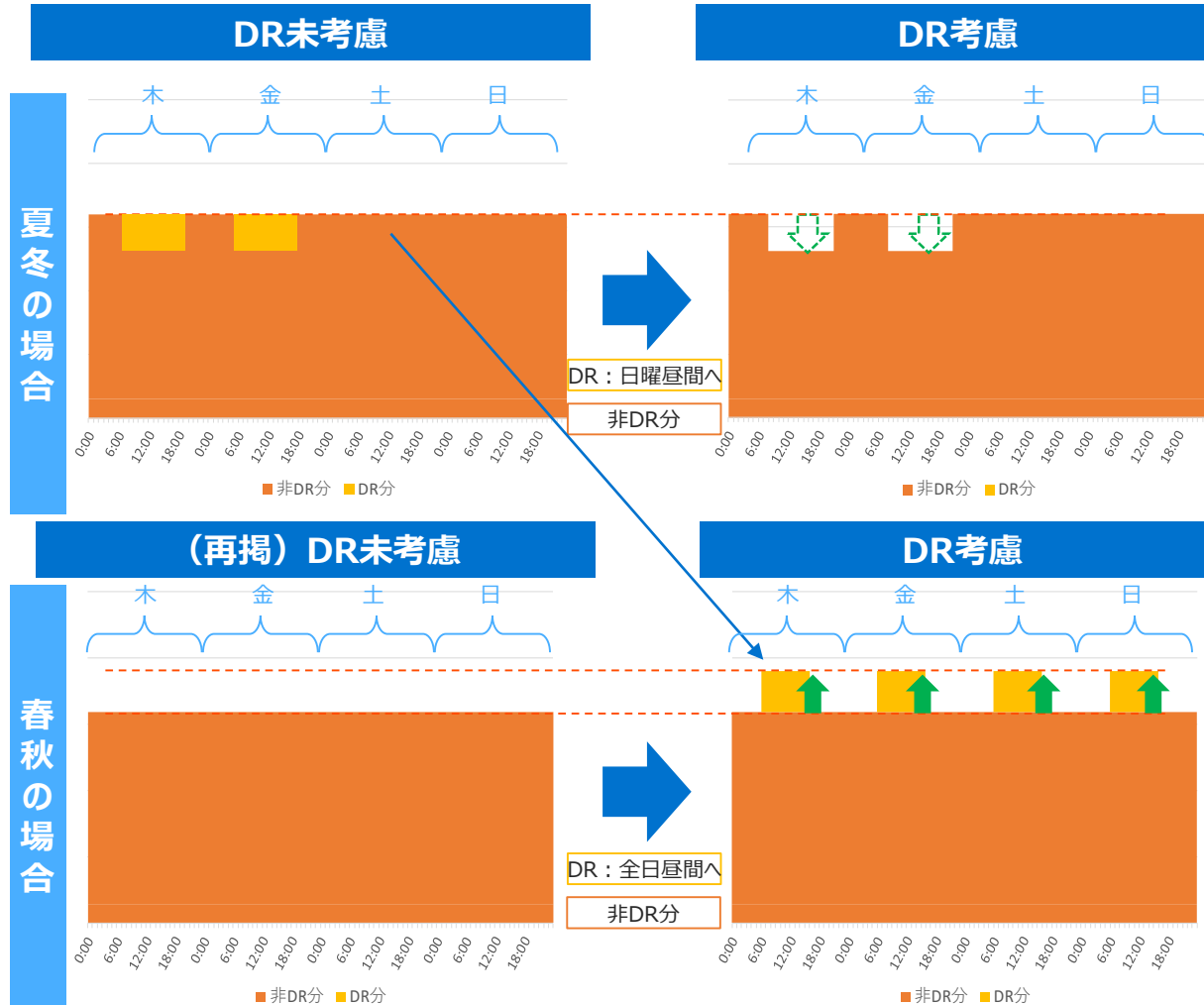


DR の想定方法

- DR率：2040年2.5%、2050年5%
- 下げDR：平日（6:00～24:00）
- 上げDR：土日（6:00～24:00）

※上げDRにおける稼働も、通常の稼働時間と同様に6:00～8:00、22:00～24:00は半量の稼働を想定する。

- 再エネの有効活用などを目的として、データセンターの稼働時間が、夏冬平日の昼間から春秋昼間へシフトすると想定する。（夏冬平日は下げDR、春秋平日は上げDR）



DRの想定方法

- DR率
2040年 : 10%
2050年 : 20%
- 下げDR :
夏冬平日（8:00~21:00）
- 上げDR :
春秋平日（6:00~16:00）

IV.ロードカーブ編

(1)STEP1 ベースカーブの想定

(2)STEP2 DRの想定

(3)STEP3 併設型PVなどの考慮

(4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認

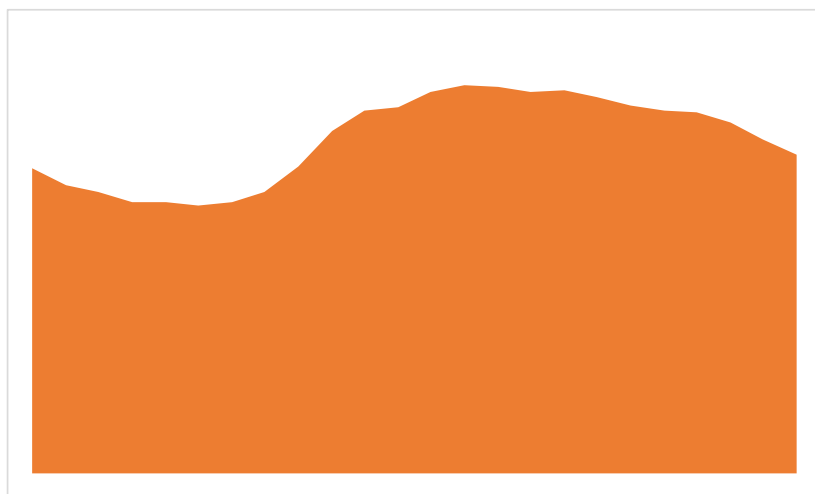
(5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）

(6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）

(7)デューレーションカーブ

- DR考慮後のロードカーブから需要地併設型太陽光および併設蓄電池（VtoH含む）の影響を考慮することにより系統からみた電力のロードカーブを想定する。

需要地併設型設備の影響を控除する前のロードカーブ



需要地併設型設備の発電の影響を考慮していないため、当該分を控除する必要がある。

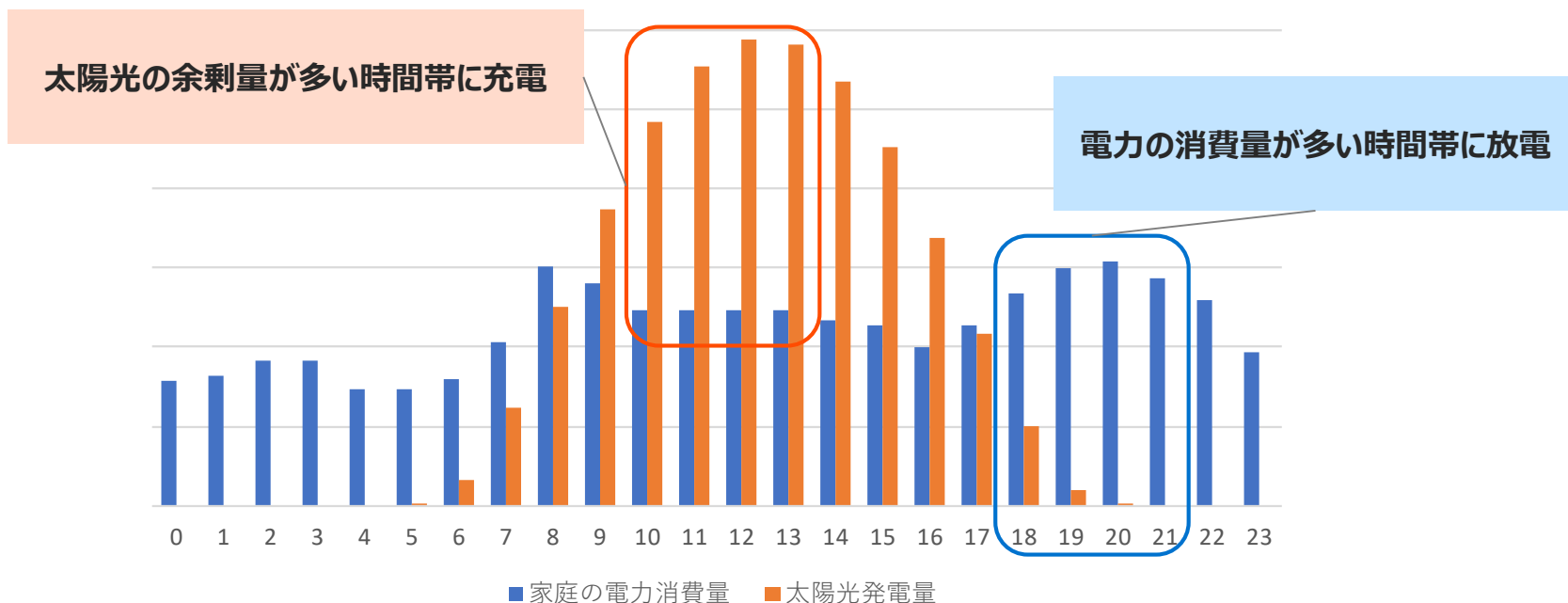
電力系統からみたロードカーブ
(需要地併設型設備の影響を控除)



昼間：
需要地併設型太陽光の発電量を控除し、併設蓄電池・VtoHの充電量を加算
夕方：
昼間に充電した分を活用し、併設蓄電池・VtoHの放電量を控除

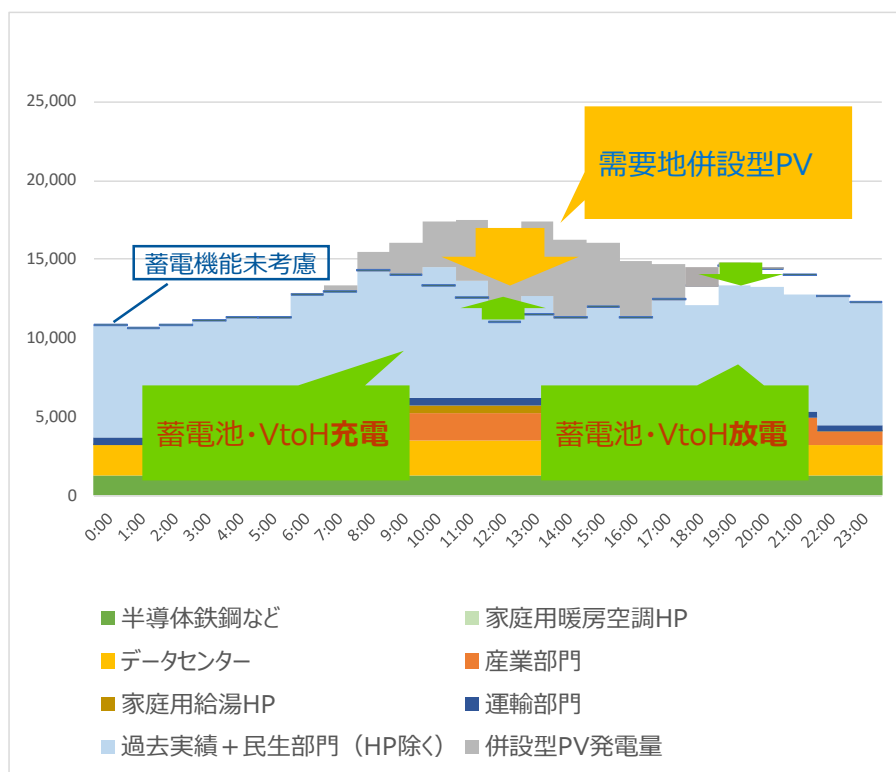
- 需要が軽く太陽光が余剰となる春秋期においては、太陽光発電量のうち、家庭内で使用されなかった分が充放電に利用、昼間に充電、夕方以降に放電されることを想定する。

蓄電池の充放電タイミング

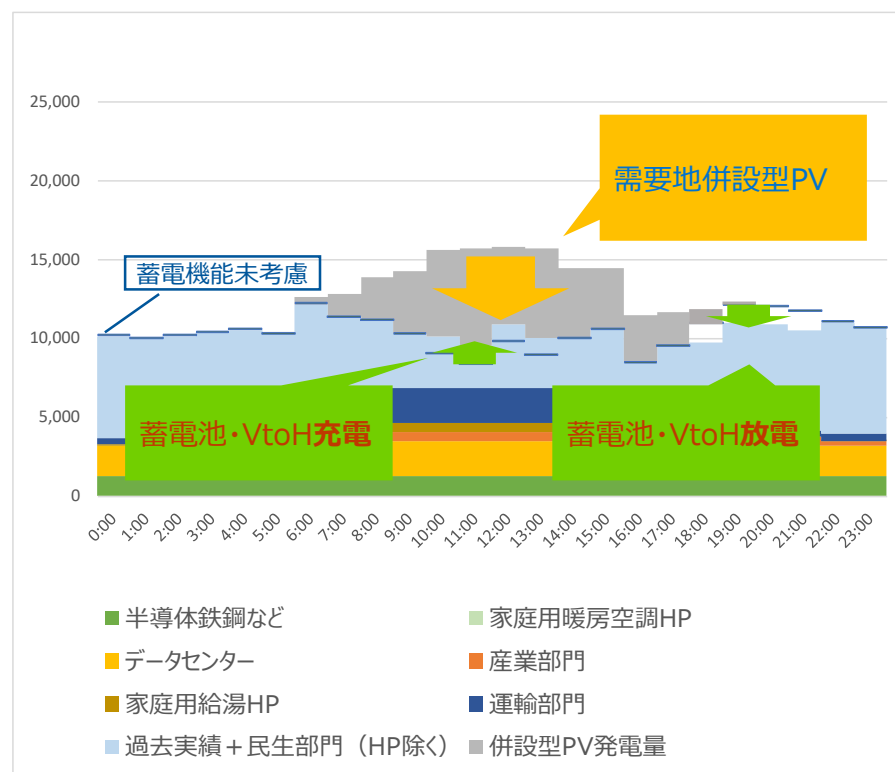


- 需要地併設型のPVおよび併設蓄電池（VtoH含む）の影響を考慮したロードカーブは下記のとおり。

代表ケース・併設型PV控除後（5月平日）



代表ケース・併設型PV控除後（5月日曜日）



IV.ロードカーブ編

(1)STEP1 ベースカーブの想定

(2)STEP2 DRの想定

(3)STEP3 併設型PVなどの考慮

(4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認

(5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）

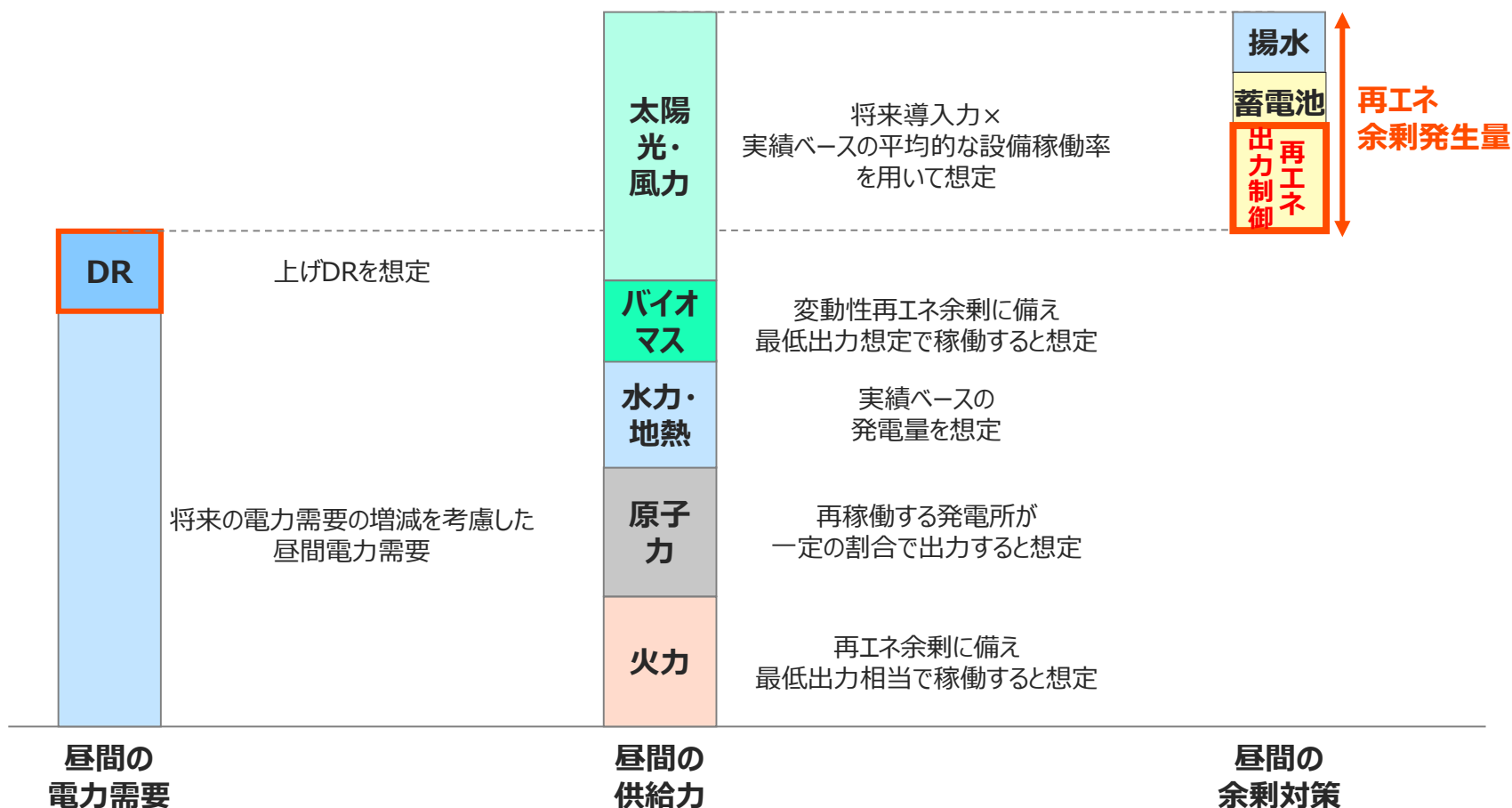
(6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）

(7)デューレーションカーブ

参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

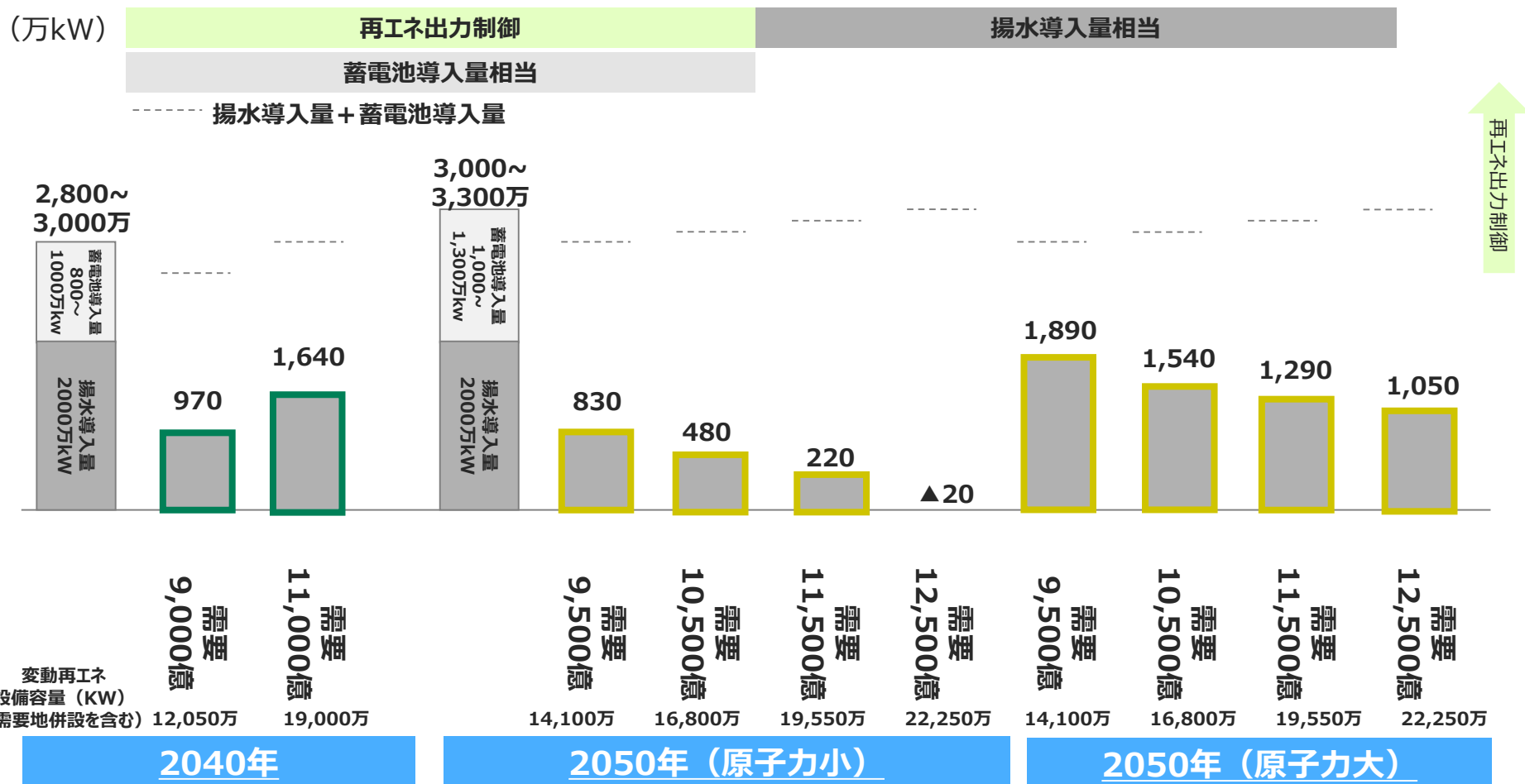
- 再エネ余剰が発生しやすい春秋の昼間を対象に、需給バランスを確認し、全体の再エネ余剰発生量を計算する。



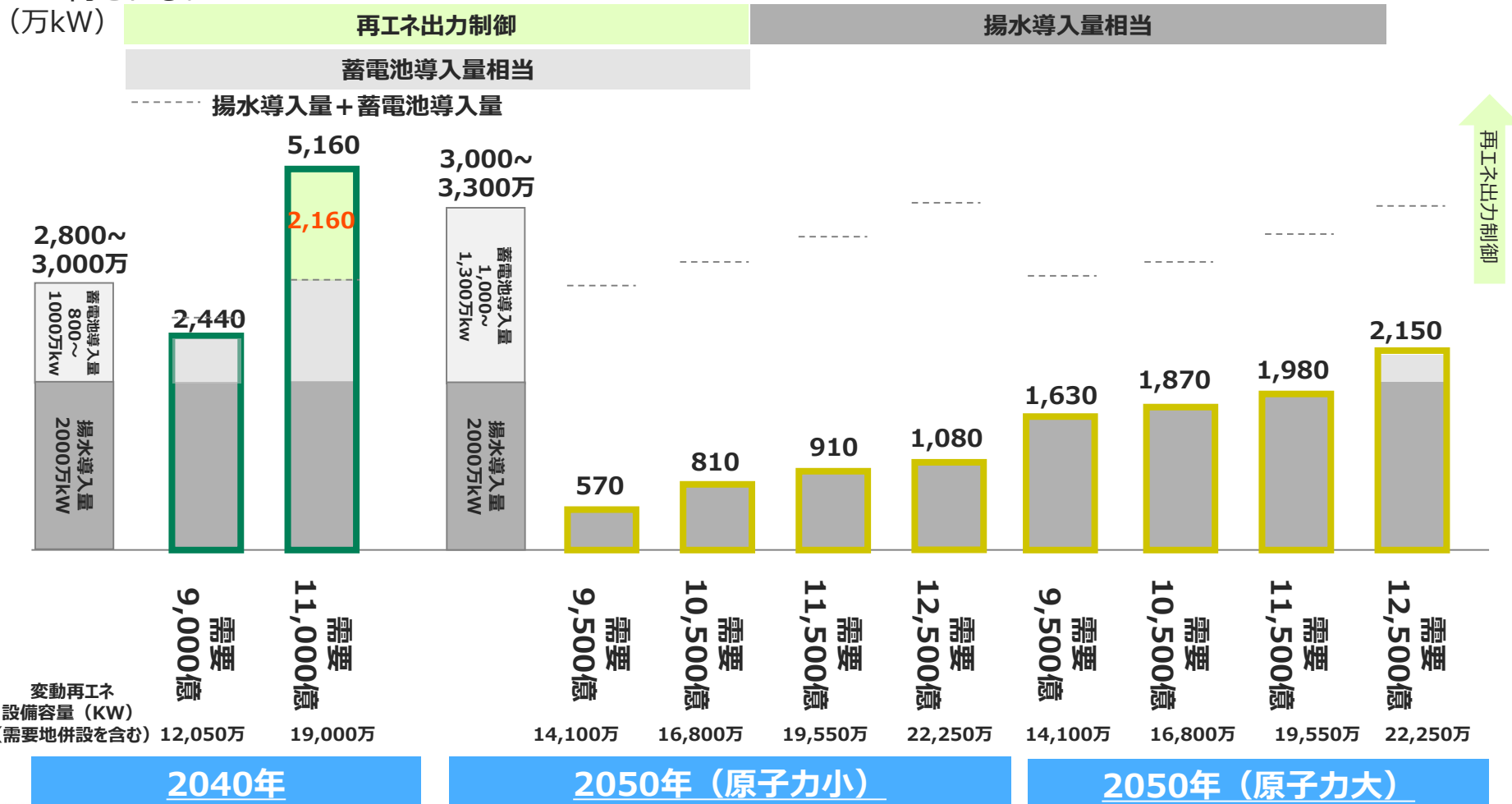
- 需要12,500億kWhケースの想定は下記のとおり。

項目				設定値	設定方法
(A)需要	需要全体 （併設型 PV・上げDR 考慮後）	昼間 需要	春秋平日	11,600万kW	<ul style="list-style-type: none"> 併設型PVなどを考慮したロードカーブにおける10時～14時の平均値（太陽光がピークとなる時間）
			春秋土日	10,500万kW	
(B)供給力	火力	稼働量		2,600万kW	<ul style="list-style-type: none"> 系統WGで報告された各エリア制御量時の火力稼働量合計
	原子力	設備容量		ケースによって変化	<ul style="list-style-type: none"> 原子力モデルに基づき設定
		想定出力		76%	<ul style="list-style-type: none"> 系統WGで報告された2022年度における稼働率の平均値（80%）に発電コスト検証WGで示された所内率4%を考慮
	水力	稼働量		2,700万kW	<ul style="list-style-type: none"> 再エネモデルに基づき導入量を設定
		想定出力		36%	<ul style="list-style-type: none"> 2023年の発電実績値と2023年設備導入実績に基づき設定
	変動性再エネ （併設型PV 除く）	設備容量		13,250万kW	<ul style="list-style-type: none"> 再エネモデルに基づき、導入量を設定（事業用太陽光9,000万kW、陸上風力1,450万kW、洋上風力2,800万kW）
		想定出力	春秋	太陽光：53% 陸上風力：22%	<ul style="list-style-type: none"> 10～14時の間の平均的な設備稼働率（実績値）を採用 実績の限られる洋上風力については、陸上風力の設備稼働率に対して、調達価格等算定委員会で報告された値（1.18倍）を用いて設定
	バイオマス	設備容量		900万kW	<ul style="list-style-type: none"> 再エネモデルに基づき、導入量を設定
		想定出力		44%	<ul style="list-style-type: none"> 系統WGで報告された設備保安上等问题のない範囲で最低出力に所内率及び補修率を加味した設備利用率
	地熱	設備容量		150万kW	<ul style="list-style-type: none"> 再エネモデルに基づき、導入量を設定
		想定出力		61%	<ul style="list-style-type: none"> 調達価格等算定委員会で報告された値に所内率及び補修率を加味した設備利用率

- 想定した上げDRを織り込んだ春秋平日での余剰発生量は最大1,890万kWであり、揚水・蓄電池の導入量の範囲内に収まっている。



- 年間を通じて最も再エネ余剰が発生しやすい春秋土日での余剰発生量についても、多くのモデルケースで揚水・蓄電池の導入量の範囲内に収まっている。
- 2040年11,000億kWhケースでは、再エネ導入量が大い一方で上げDR量が小さく、揚水・蓄電池を最大限活用しても再エネ出力制御が発生する水準となっているため、上げDR実用化の更なる加速が期待される。



IV.ロードカーブ編

- (1)STEP1 ベースカーブの想定
- (2)STEP2 DRの想定
- (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
- (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認

(5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）

(6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）

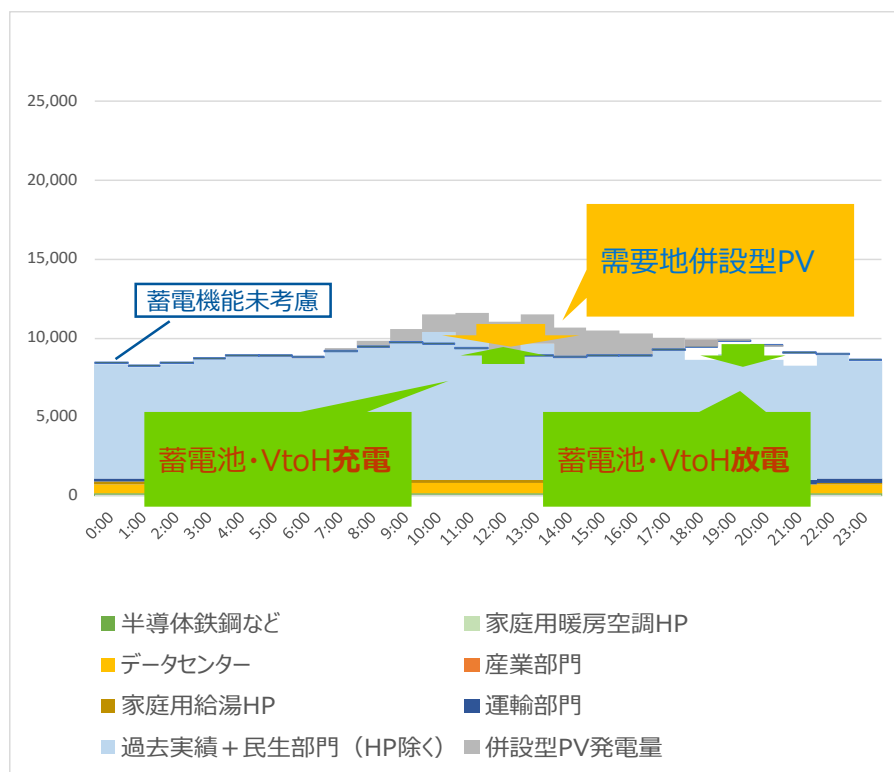
(7)デューレーションカーブ

参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

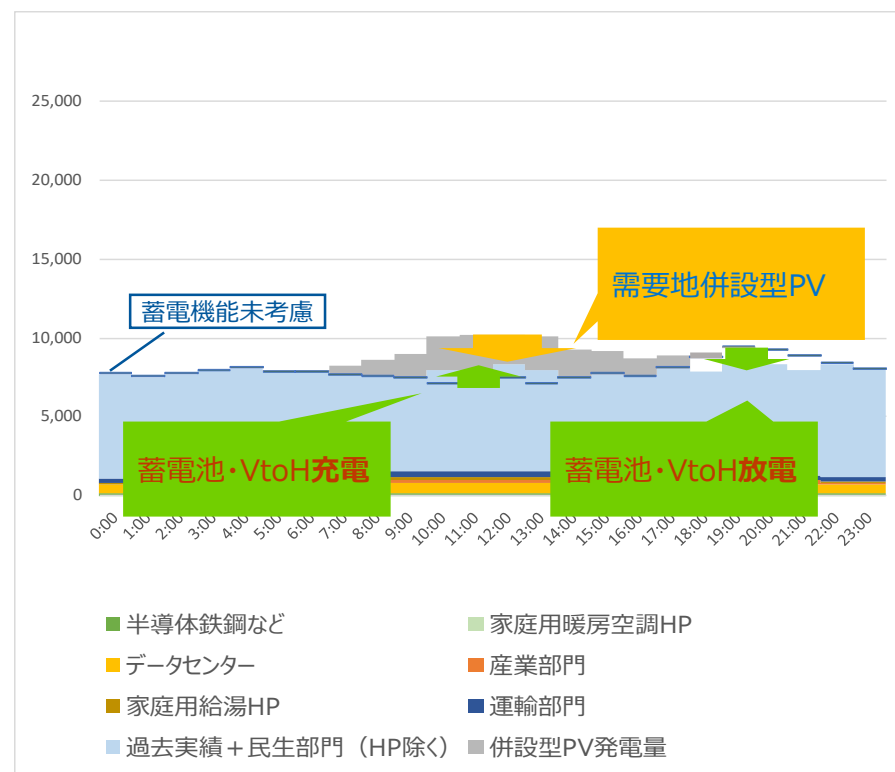
参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

- 9,000億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

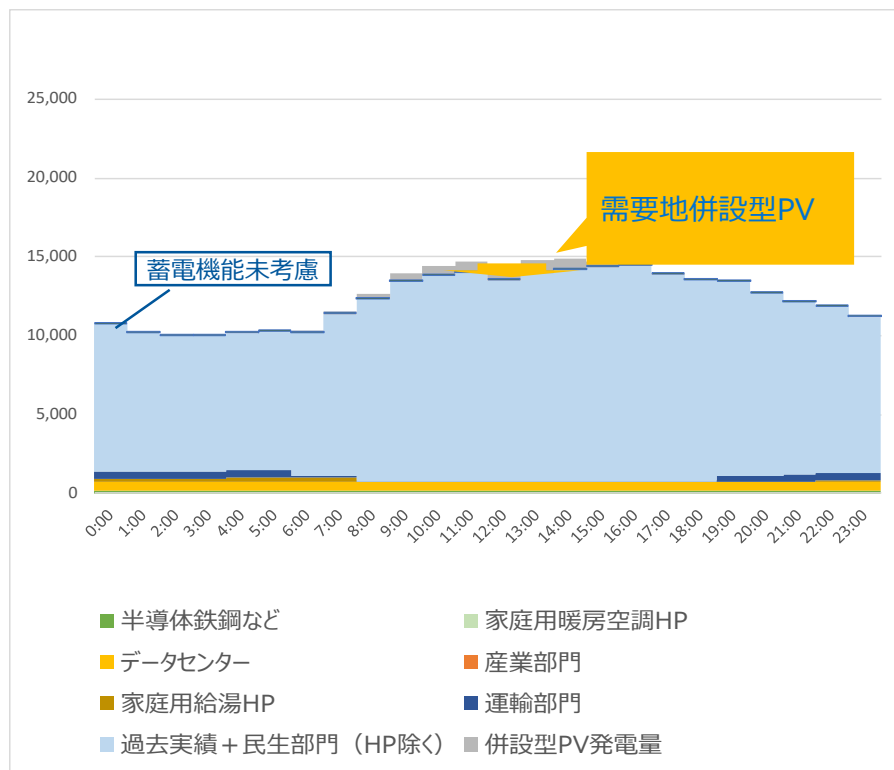


5月日曜日（併設型PV控除後）

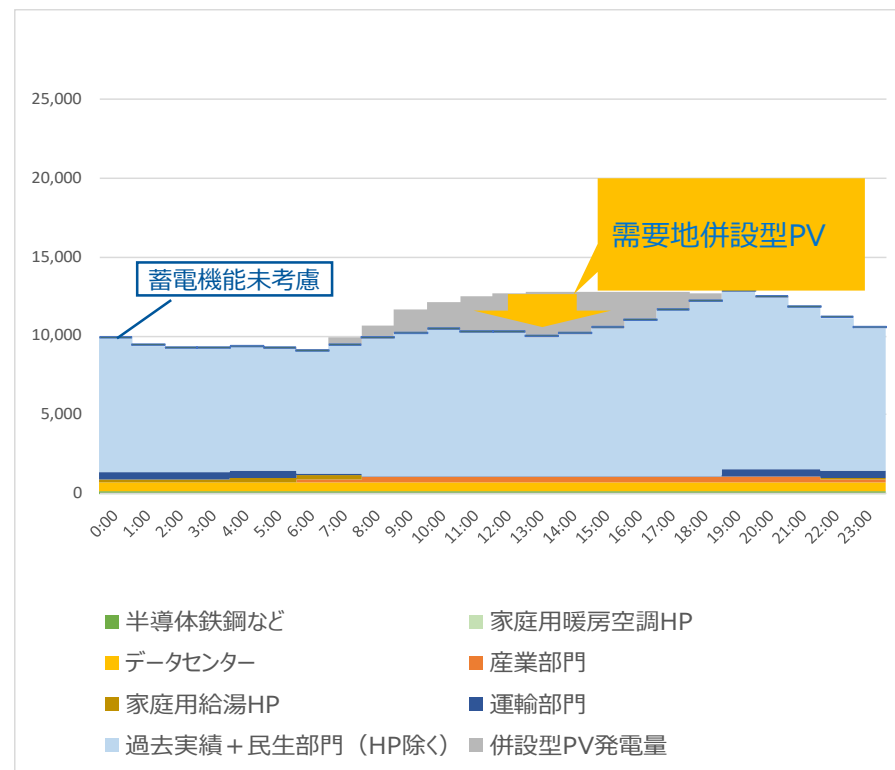


- 9,000億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

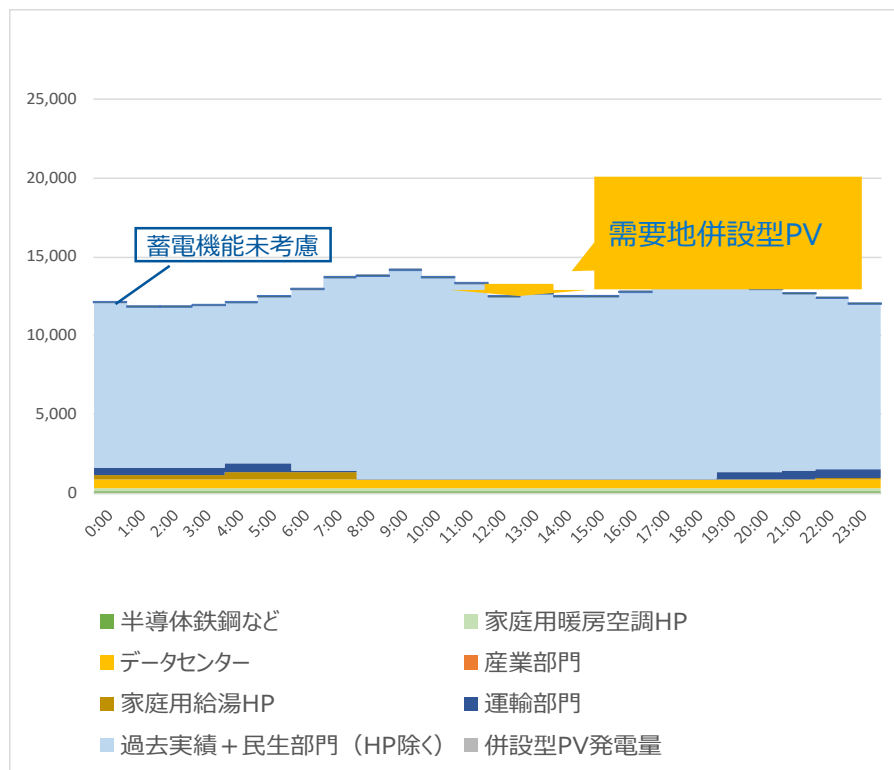


8月日曜日（併設型PV控除後）

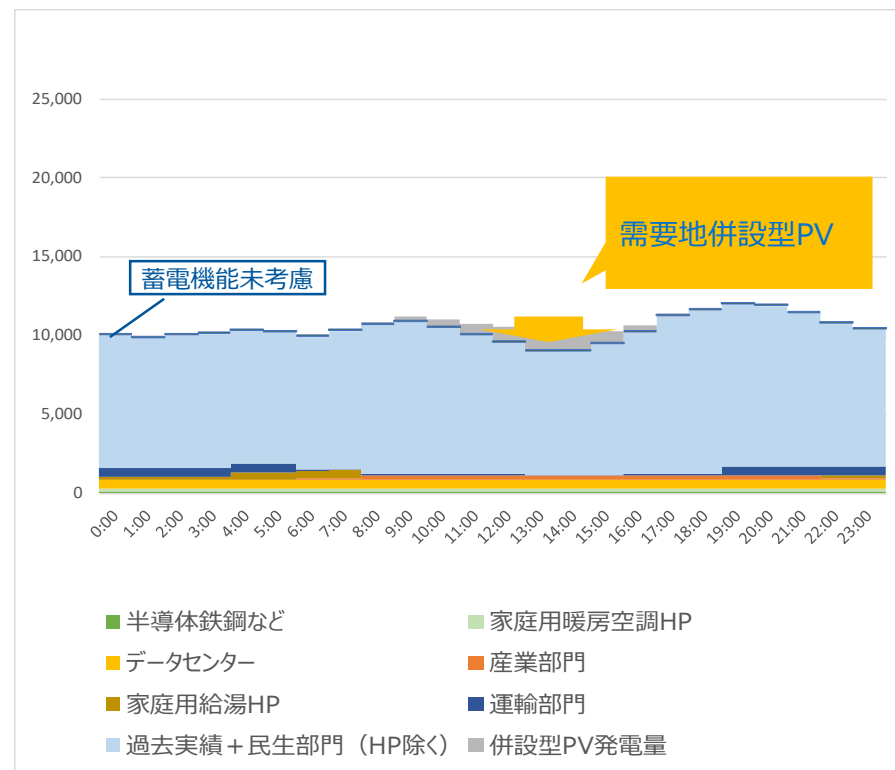


- 9,000億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

1月平日（併設型PV控除後）

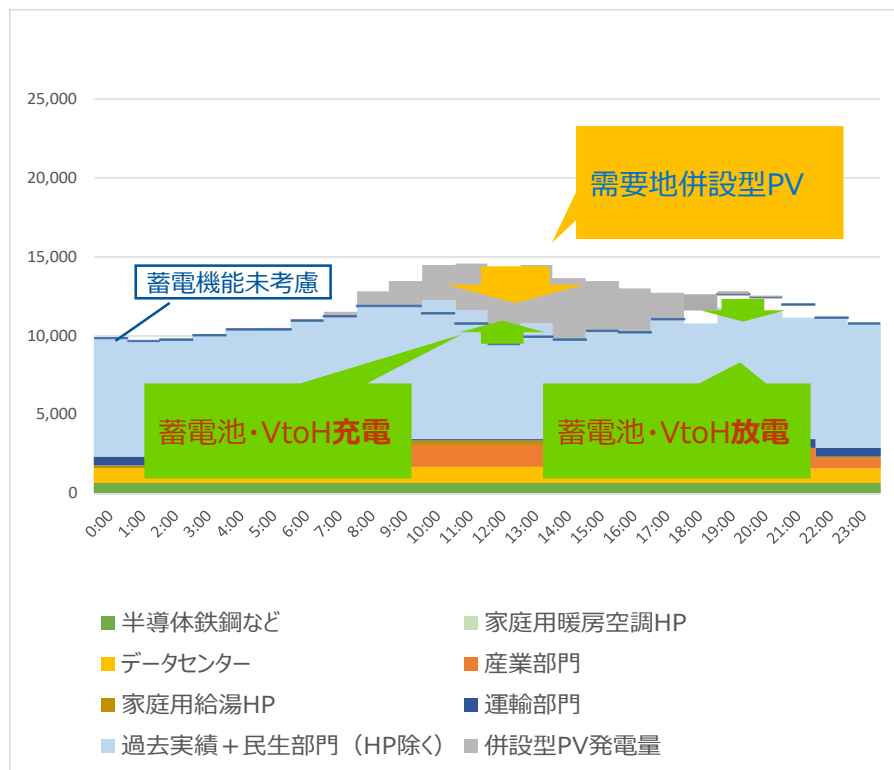


1月日曜日（併設型PV控除後）

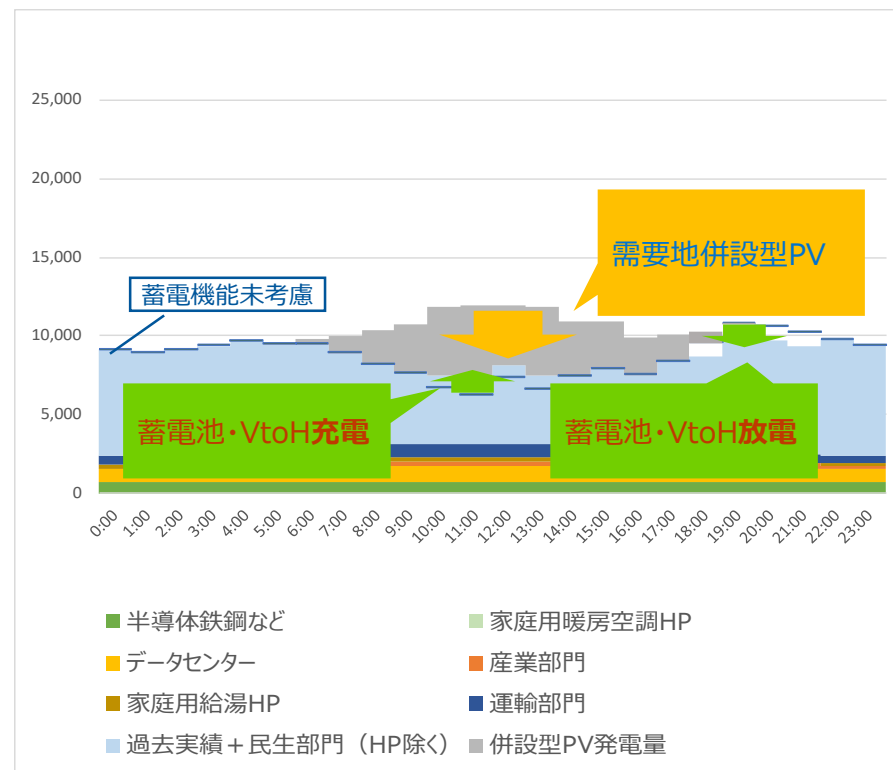


- 11,000億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

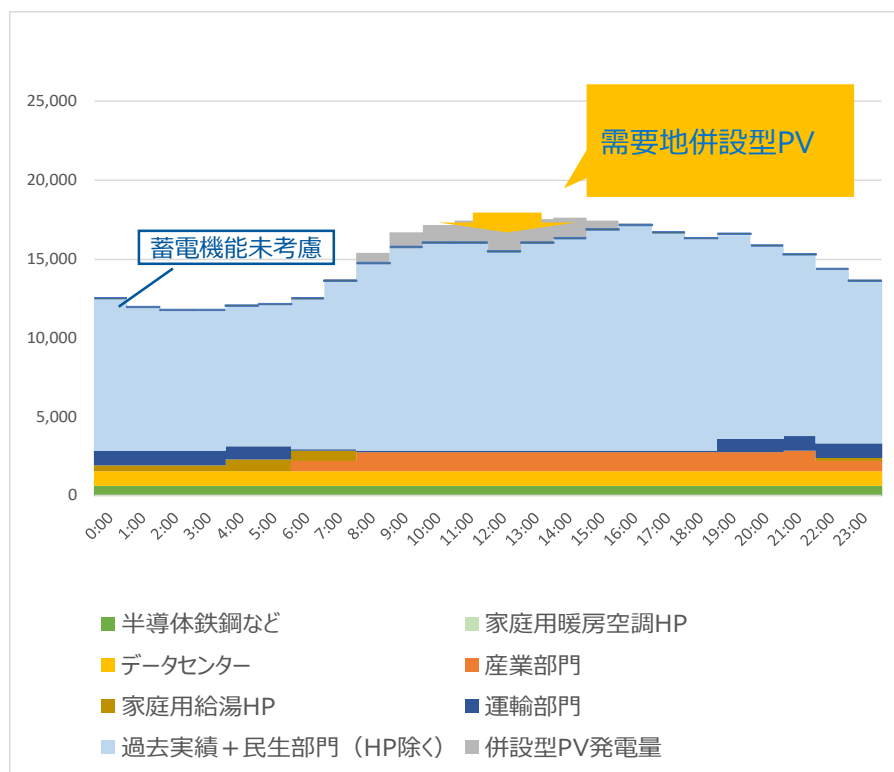


5月日曜日（併設型PV控除後）

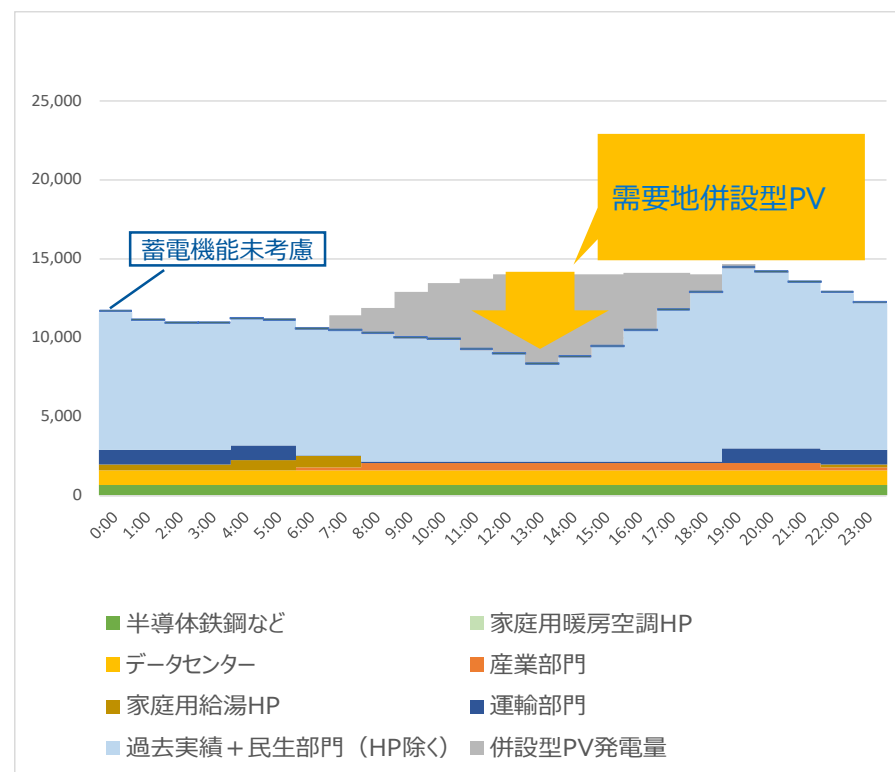


- 11,000億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

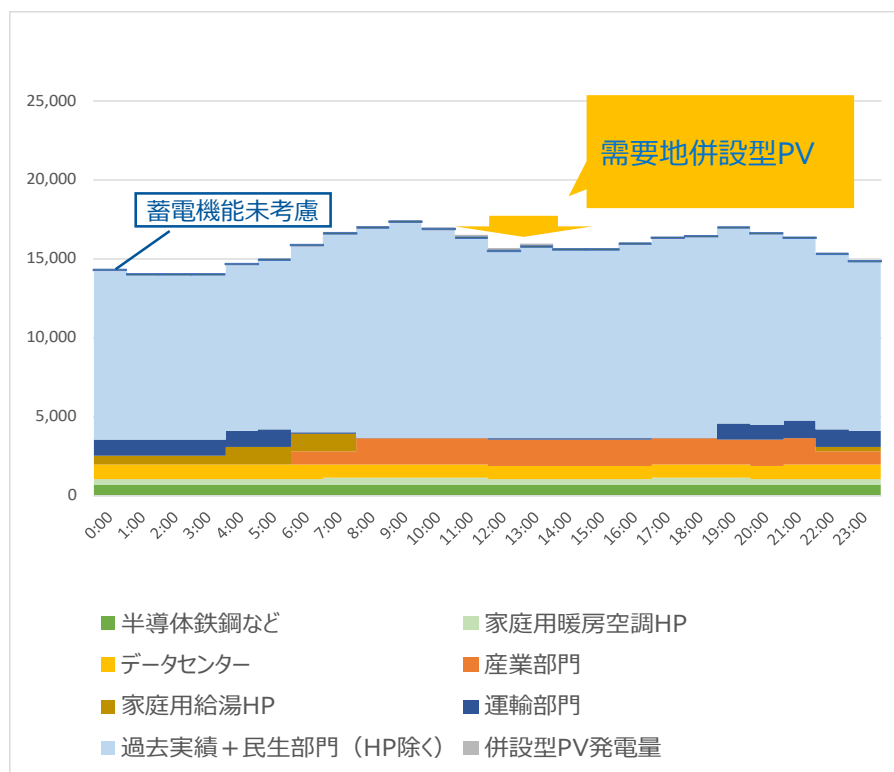


8月日曜日（併設型PV控除後）

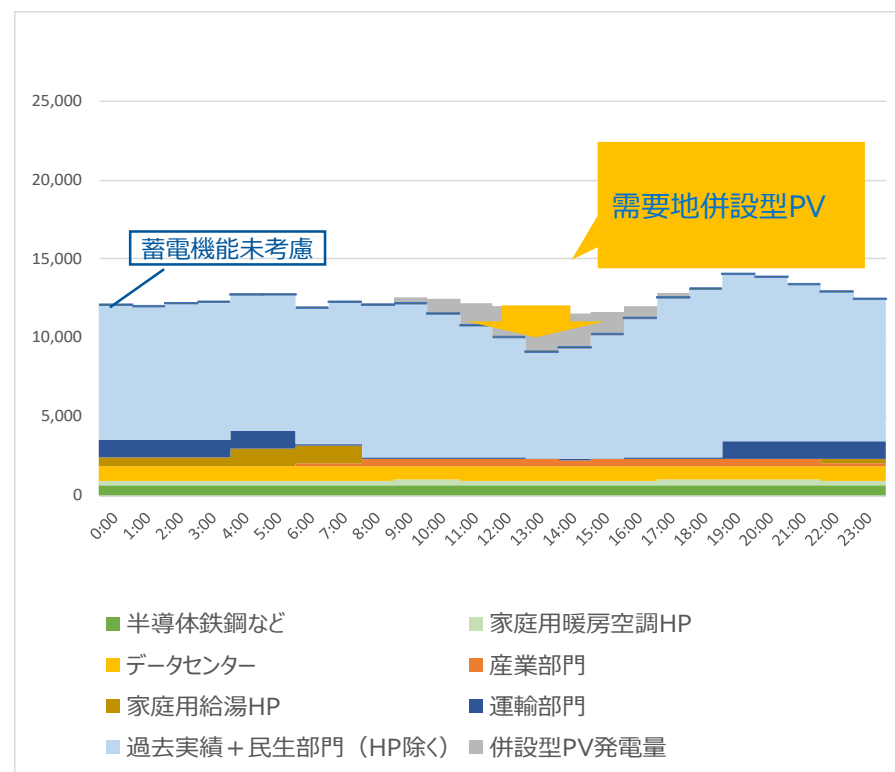


- 11,000億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

1月平日（併設型PV控除後）



1月日曜日（併設型PV控除後）



IV.ロードカーブ編

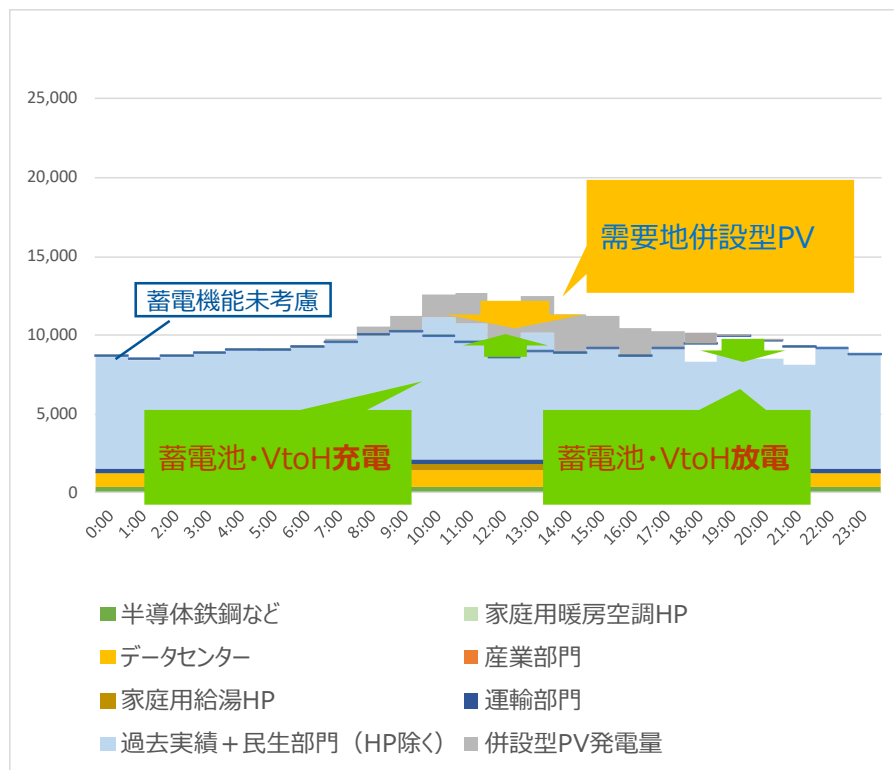
- (1)STEP1 ベースカーブの想定
- (2)STEP2 DRの想定
- (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
- (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認
- (5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）
- (6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）
- (7)デュレーションカーブ

参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

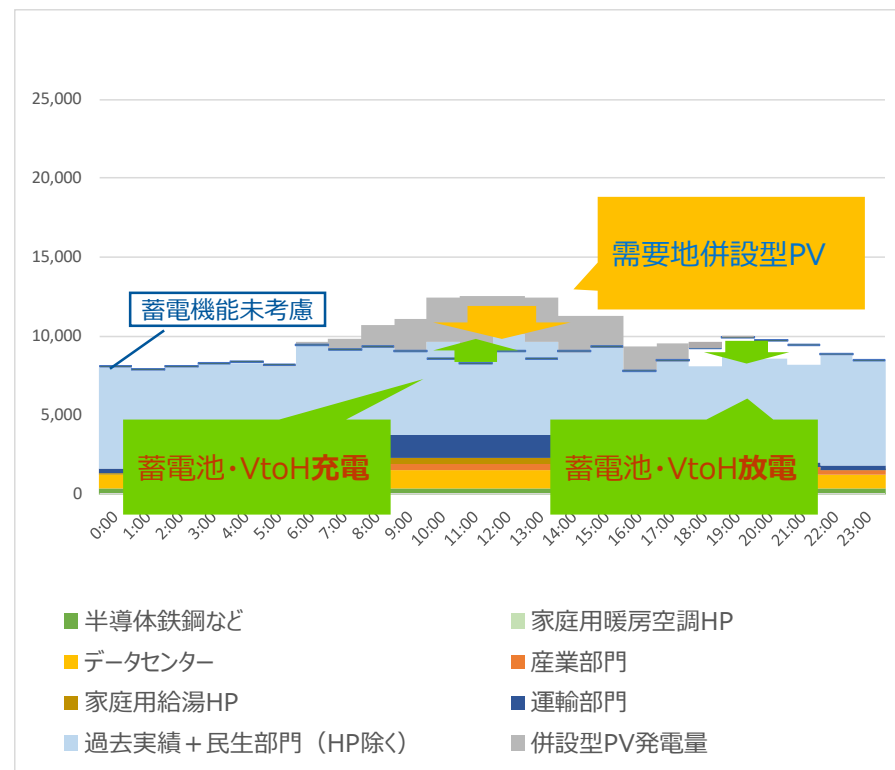
参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

- 9,500億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

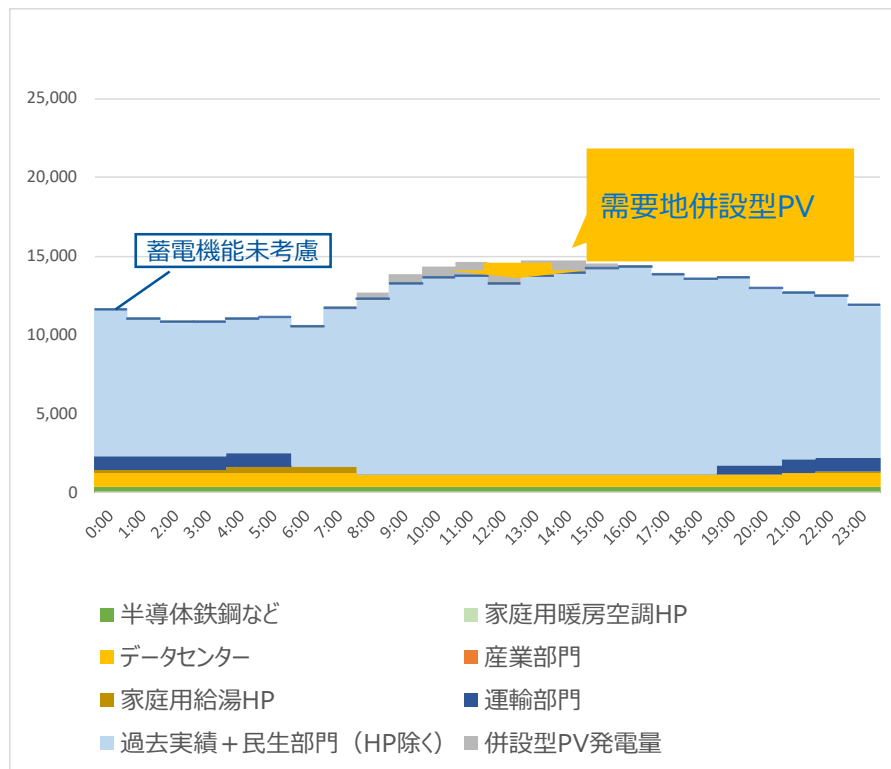


5月日曜日（併設型PV控除後）

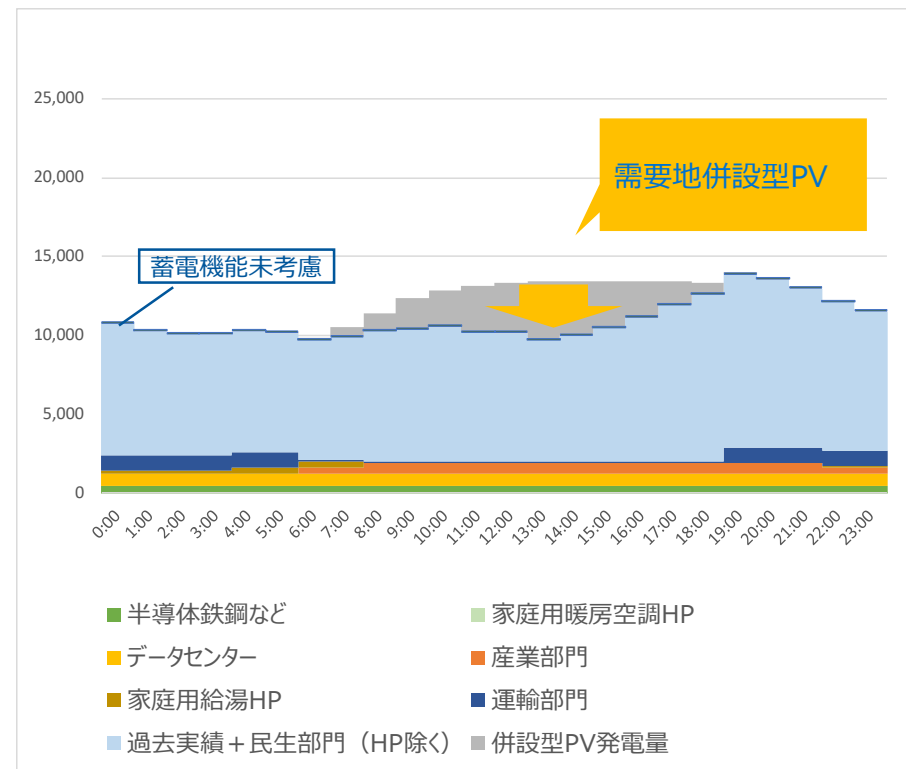


- 9,500億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

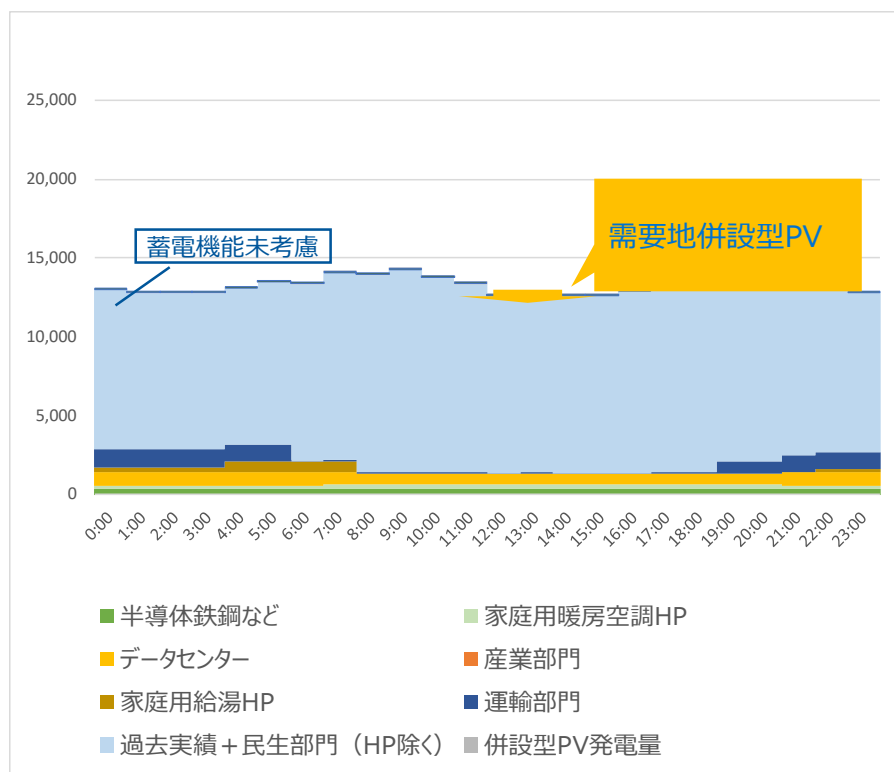


8月日曜日（併設型PV控除後）

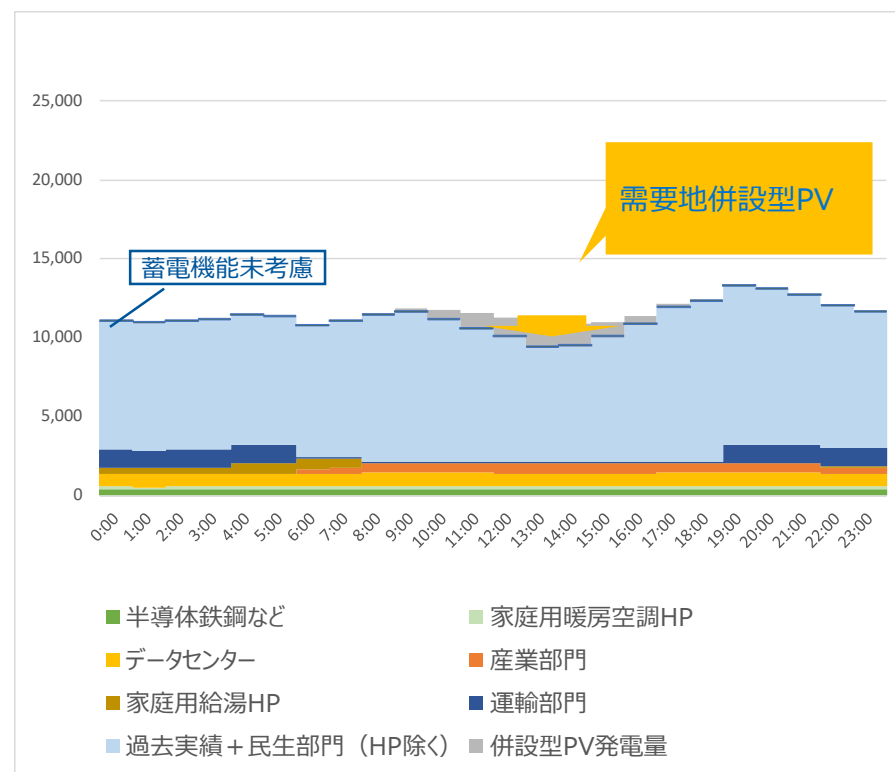


- 9,500億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

1月平日（併設型PV控除後）

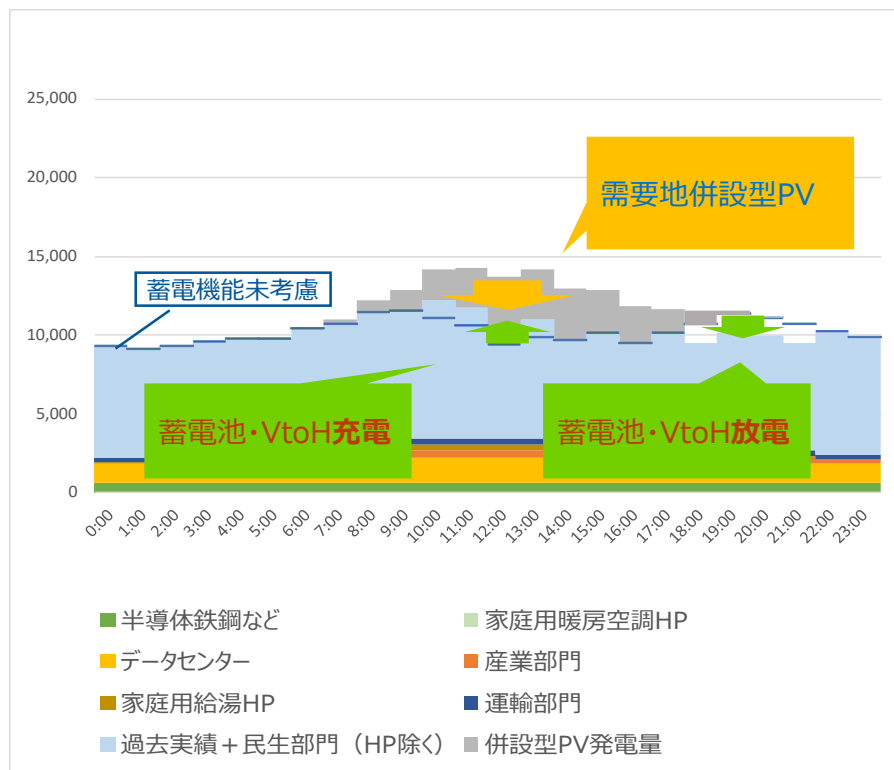


1月日曜日（併設型PV控除後）

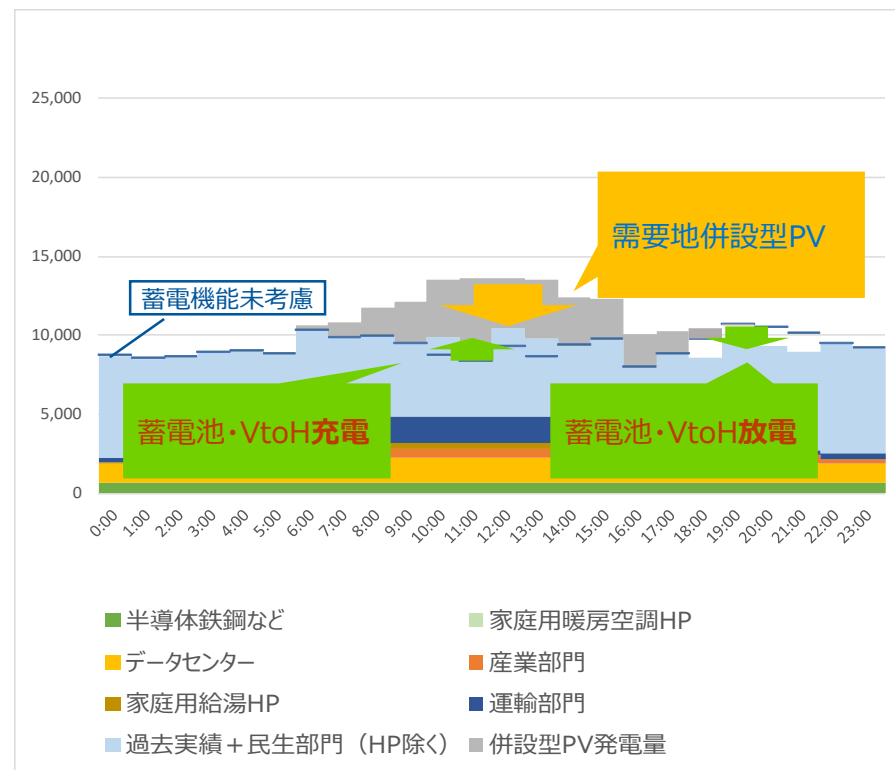


- 10,500億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

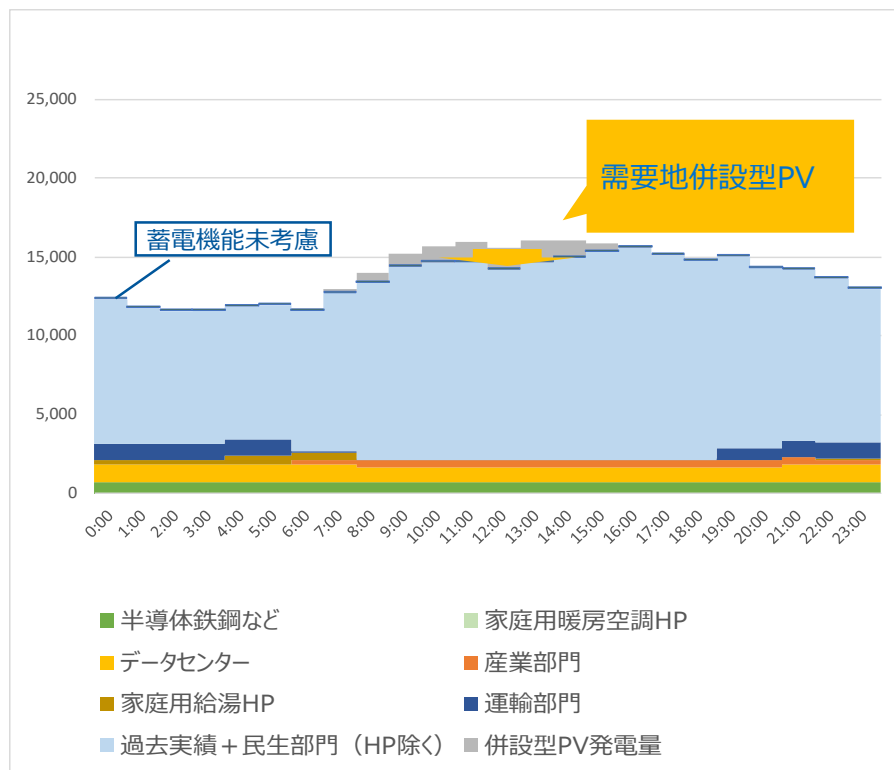


5月日曜日（併設型PV控除後）

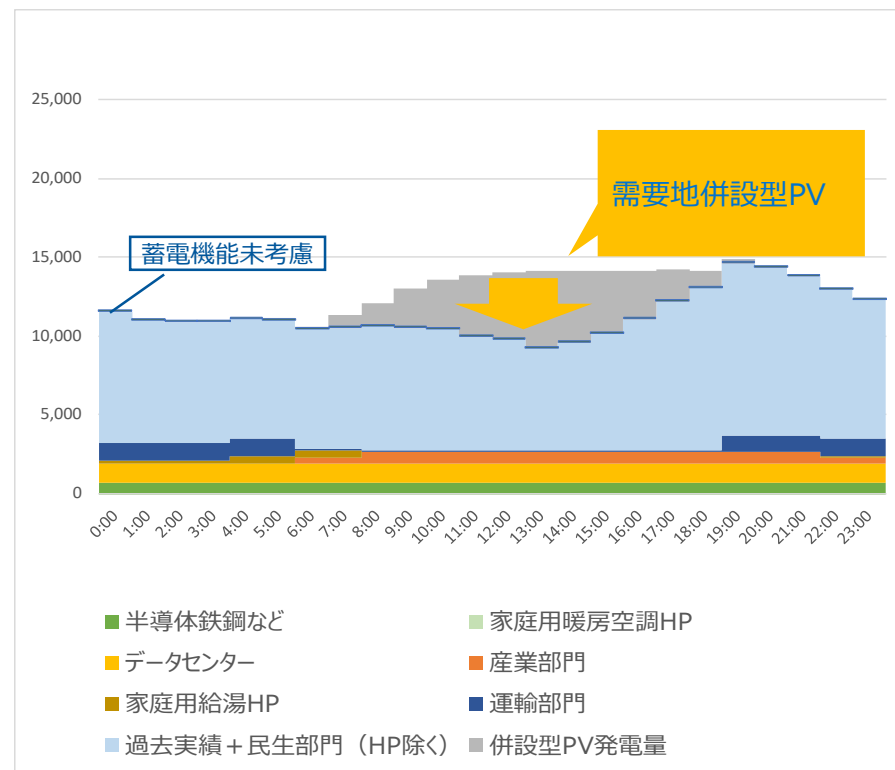


- 10,500億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

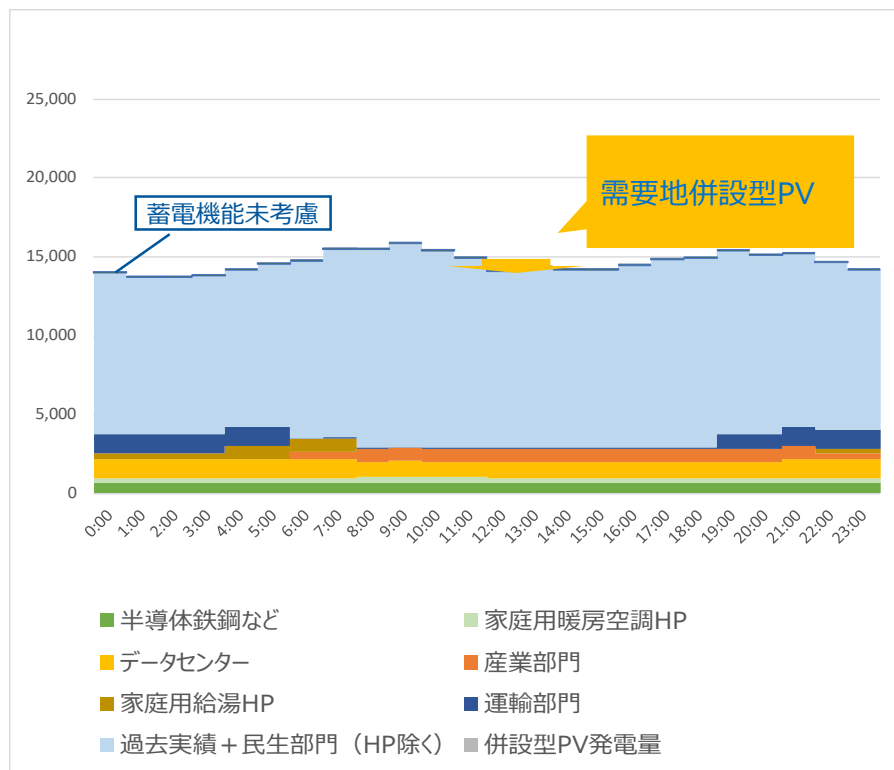


8月日曜日（併設型PV控除後）

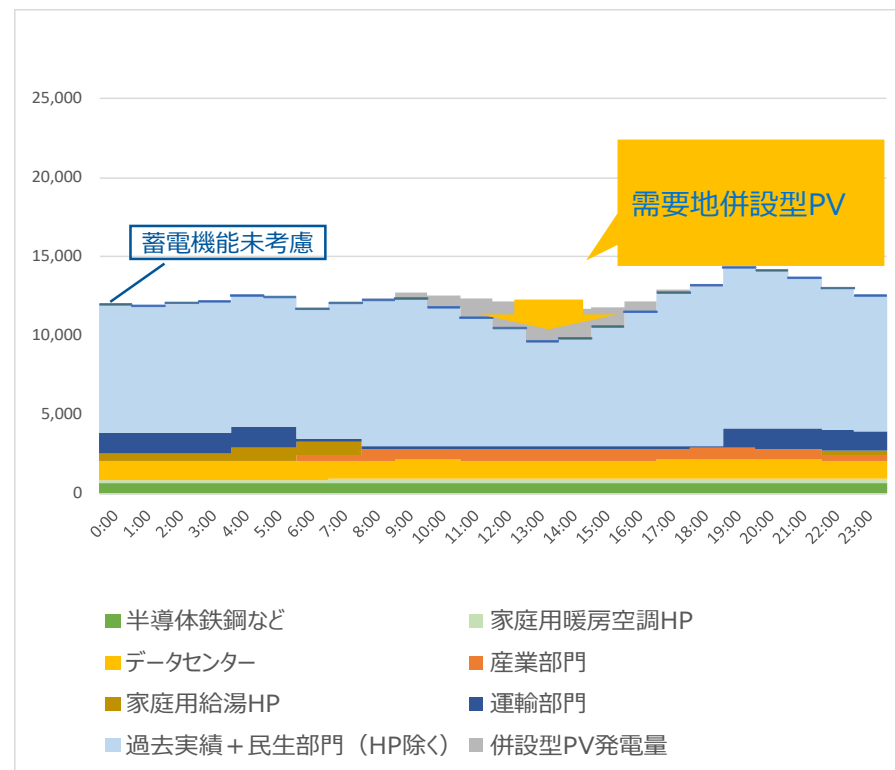


- 10,500億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

1月平日（併設型PV控除後）

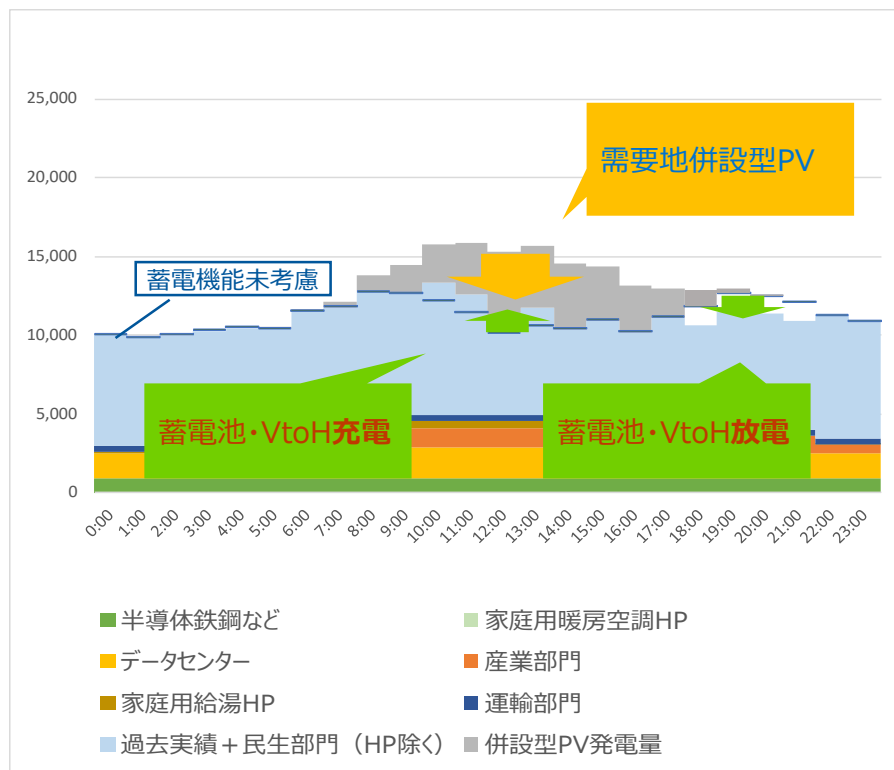


1月日曜日（併設型PV控除後）

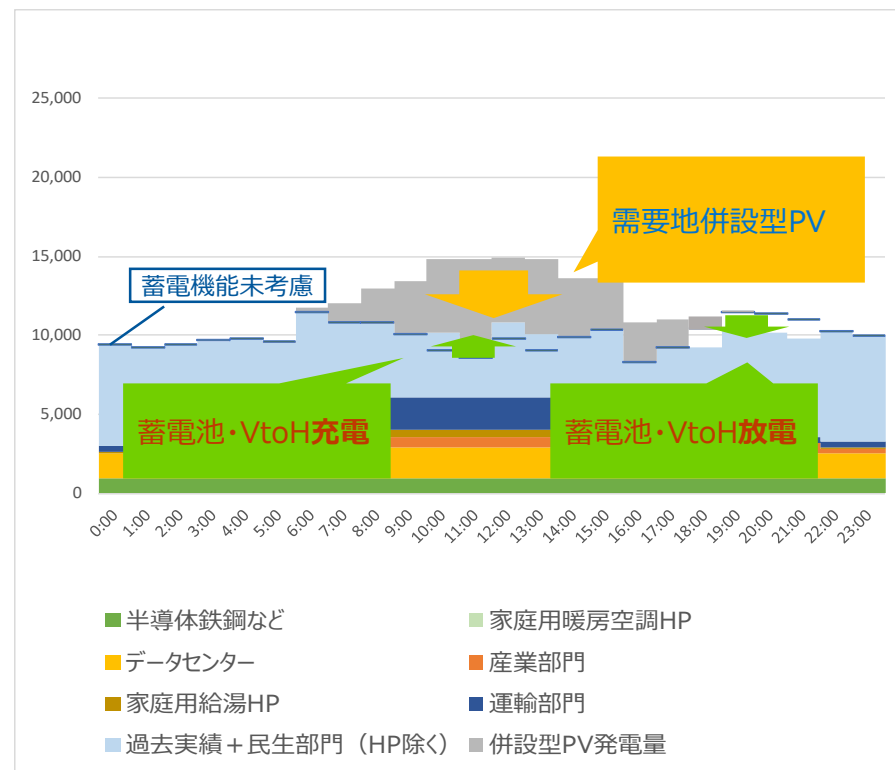


- 11,500億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

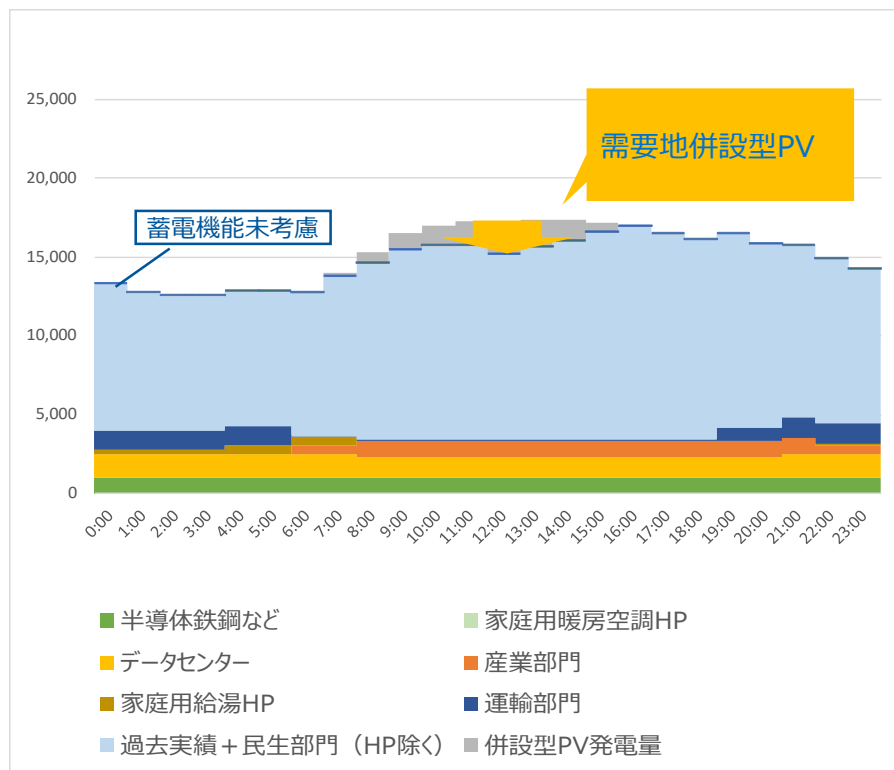


5月日曜日（併設型PV控除後）

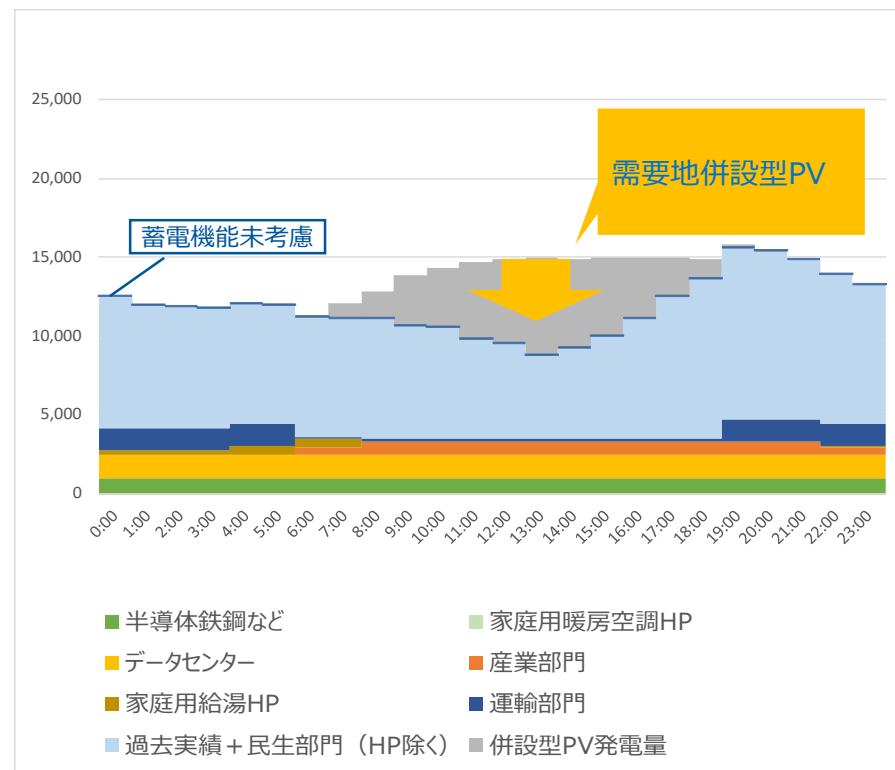


- 11,500億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

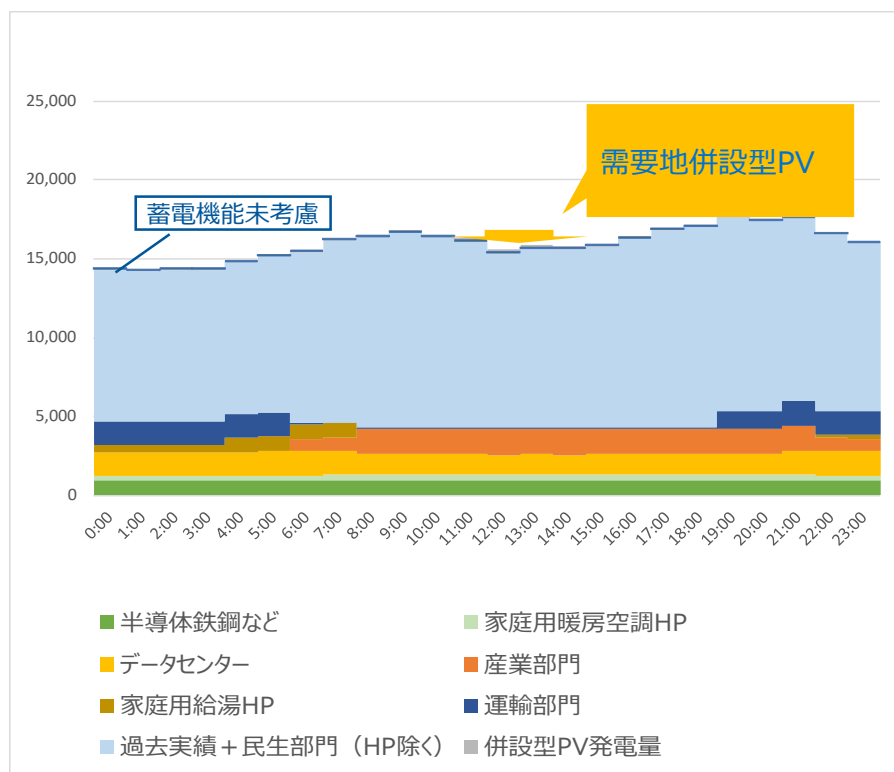


8月日曜日（併設型PV控除後）

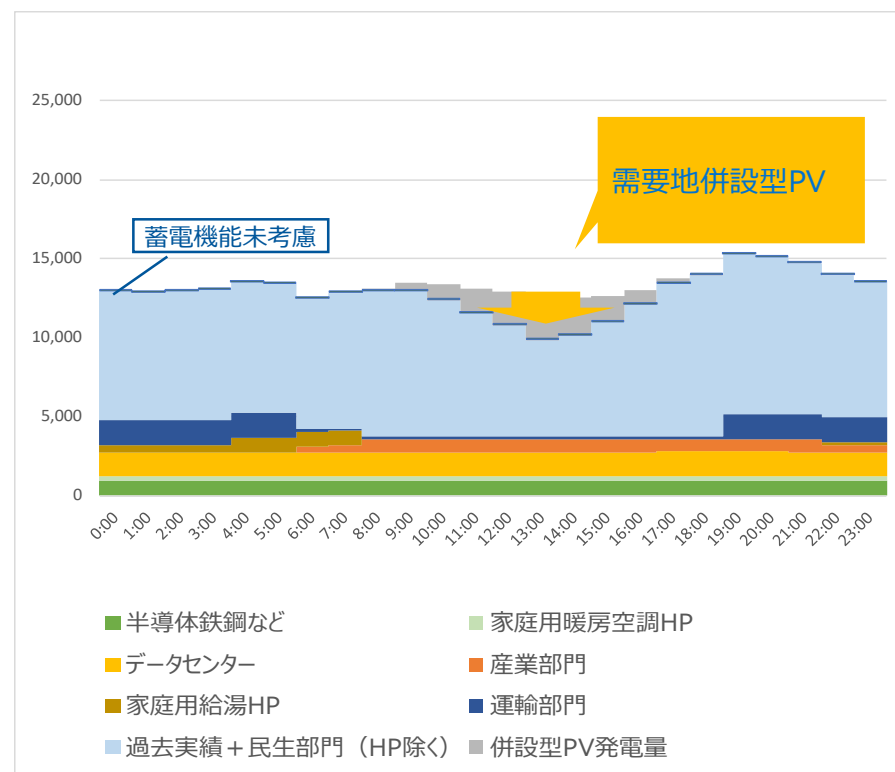


- 11,500億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

1月平日（併設型PV控除後）

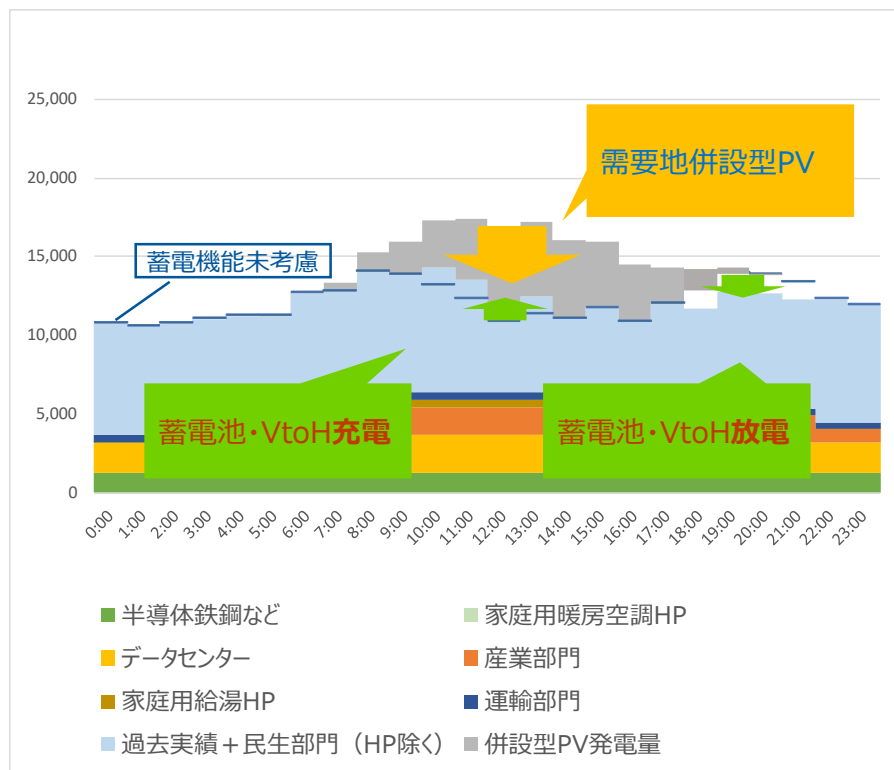


1月日曜日（併設型PV控除後）

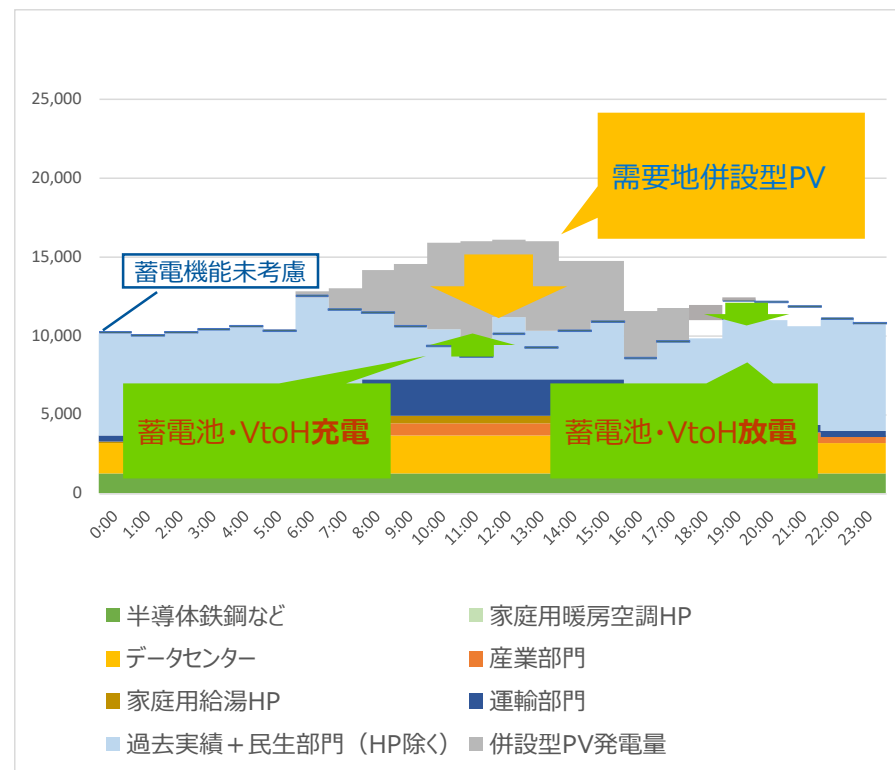


- 12,500億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

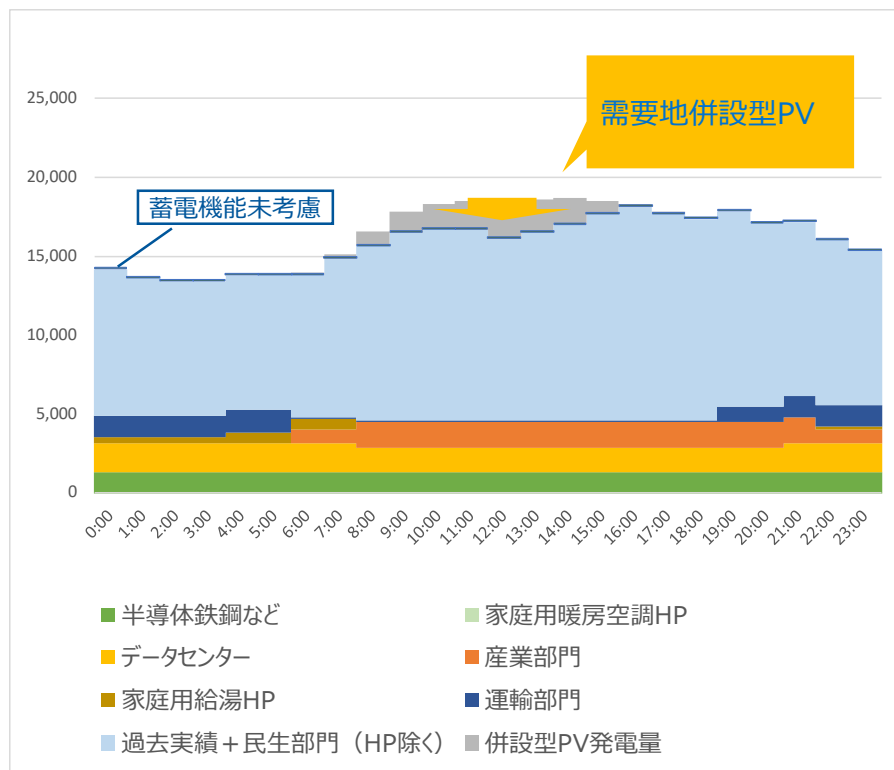


5月日曜日（併設型PV控除後）

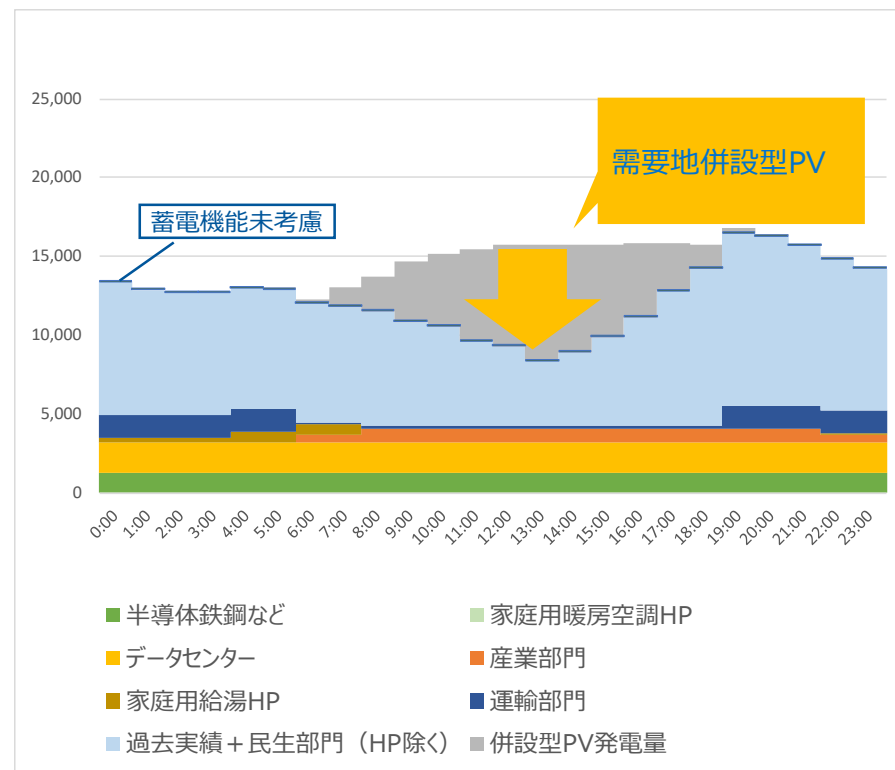


- 12,500億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

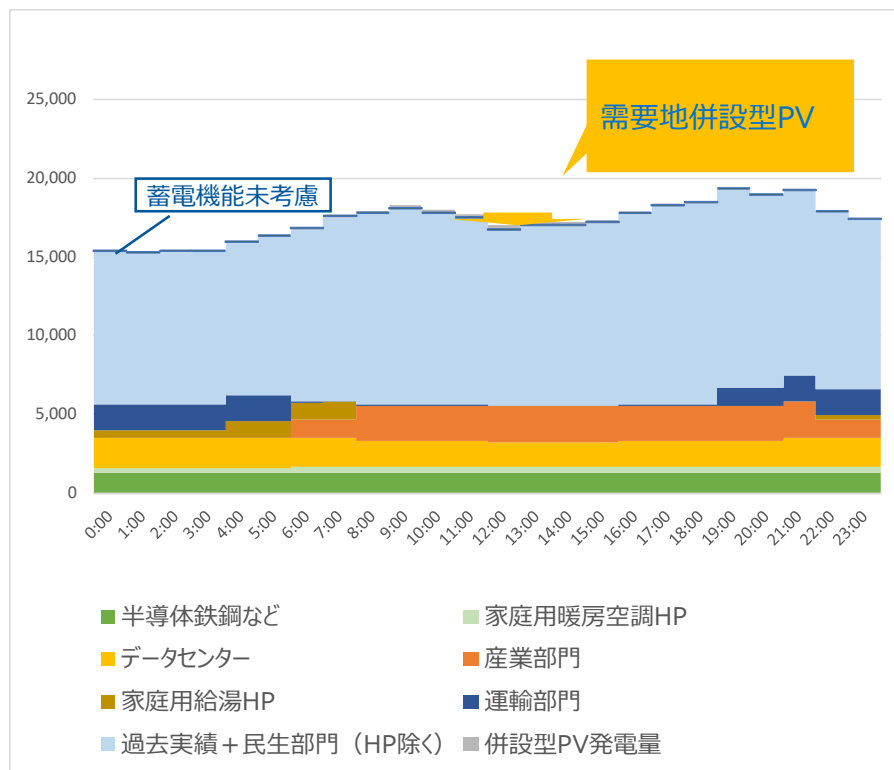


8月日曜日（併設型PV控除後）

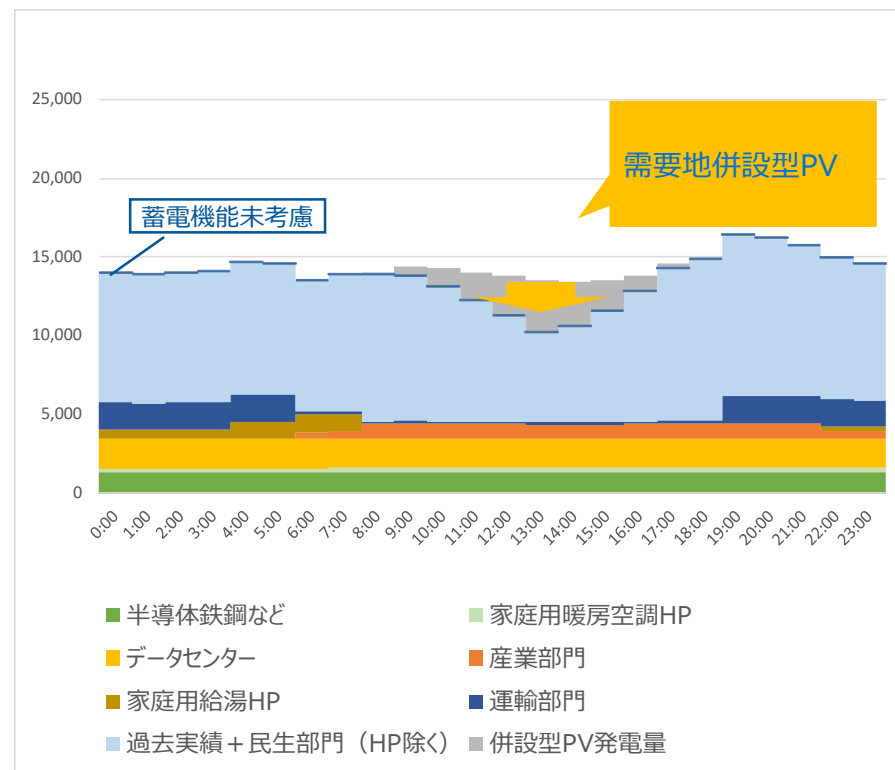


- 12,500億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

1月平日（併設型PV控除後）



1月日曜日（併設型PV控除後）



IV.ロードカーブ編

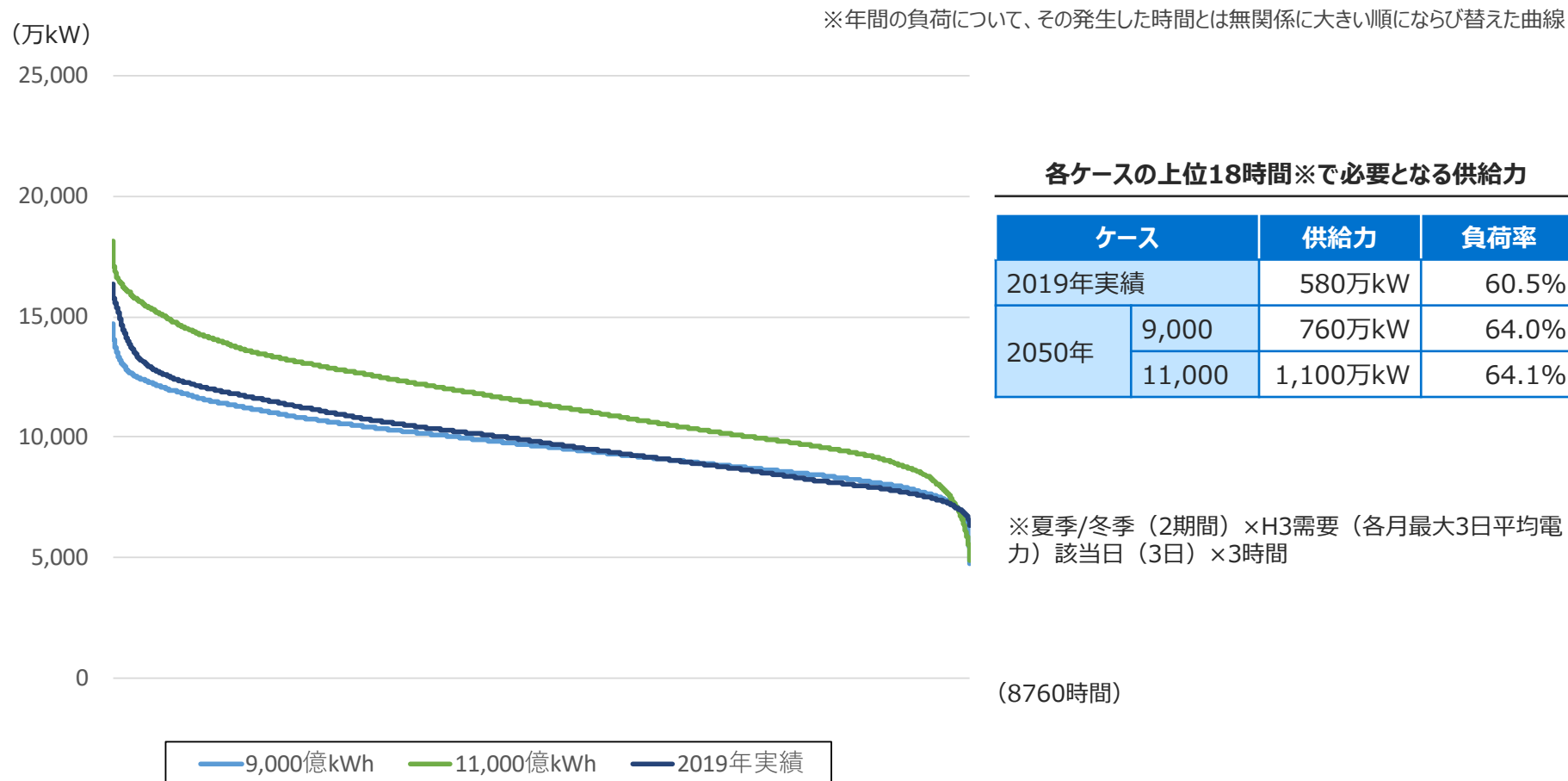
- (1)STEP1 ベースカーブの想定
- (2)STEP2 DRの想定
- (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
- (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認
- (5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）
- (6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）
- (7)デュレーションカーブ

参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

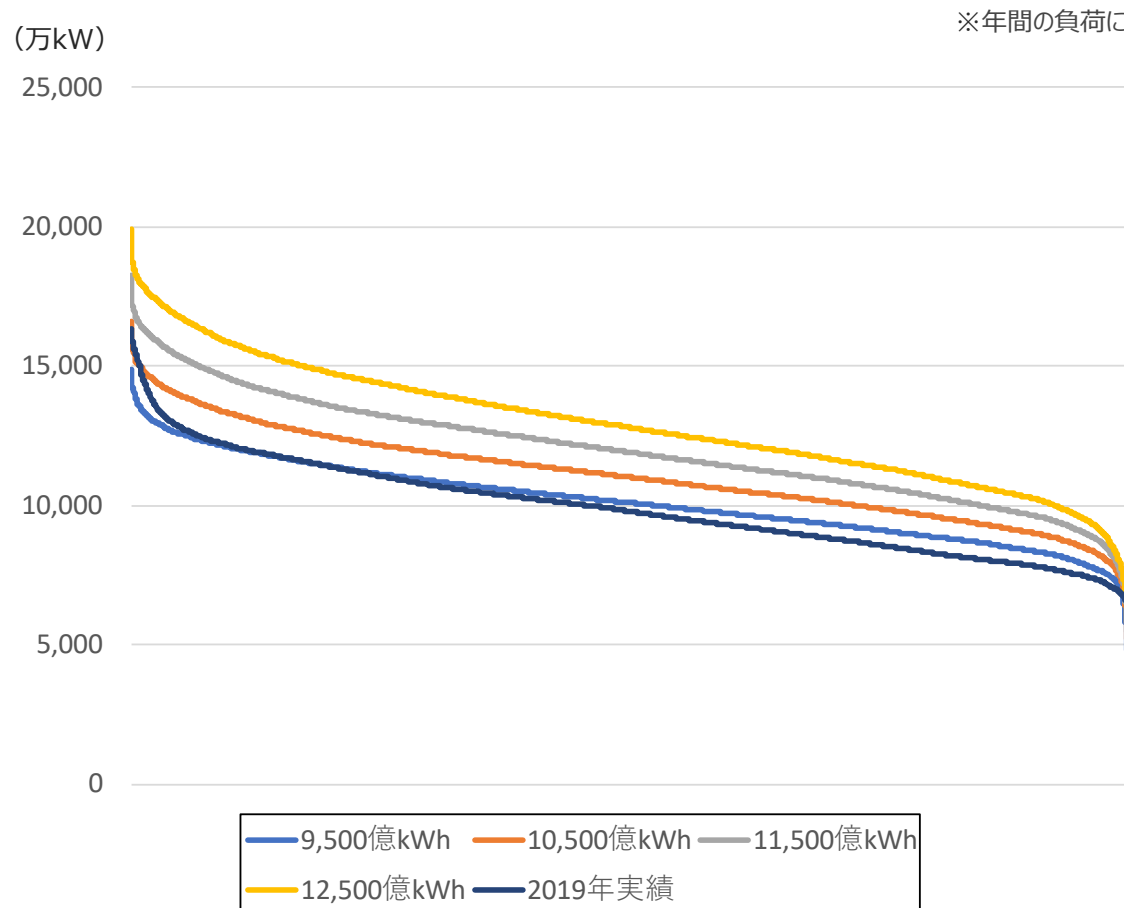
デューションカーブ（2040年）

- 2040年におけるデューションカーブ※は下記のとおりである。



デューションカーブ（2050年）

- 2050年におけるデューションカーブ※は下記のとおりである。



各ケースの上位18時間※で必要となる供給力

ケース	供給力	負荷率
2019年実績	580万kW	60.5%
2050年	9,500	760万kW
	10,500	1,040万kW
	11,500	1,200万kW
	12,500	1,300万kW
		67.0%

※夏季/冬季（2期間）×H3需要（各月最大3日平均電力）該当日（3日）×3時間

IV.ロードカーブ編

- (1)STEP1 ベースカーブの想定
- (2)STEP2 DRの想定
- (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
- (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認
- (5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）
- (6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）
- (7)デューレーションカーブ

参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

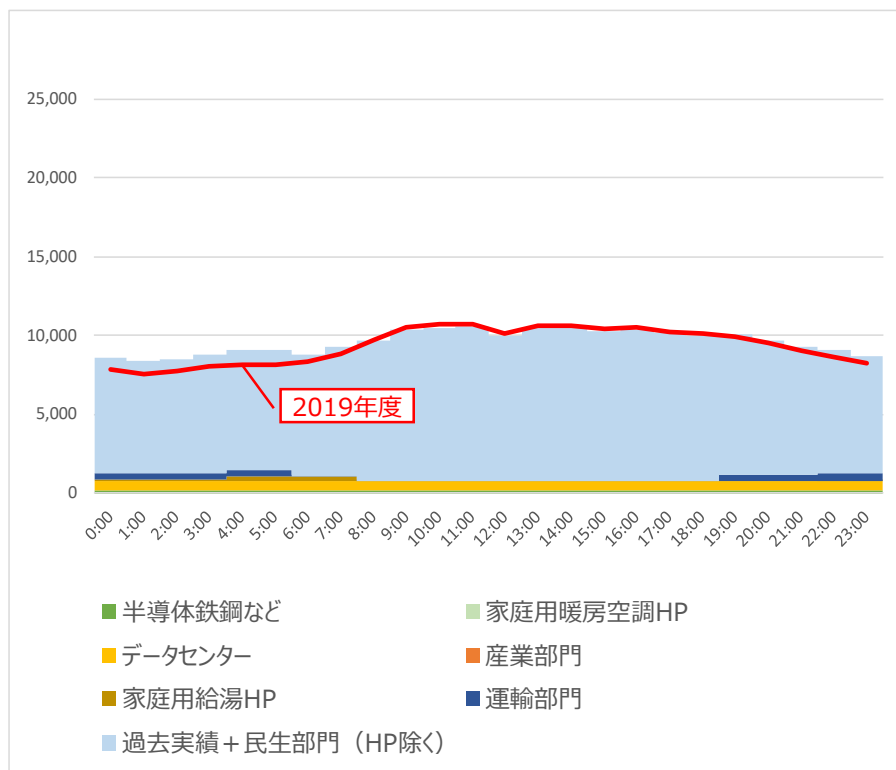
参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 9,000億kWhケース

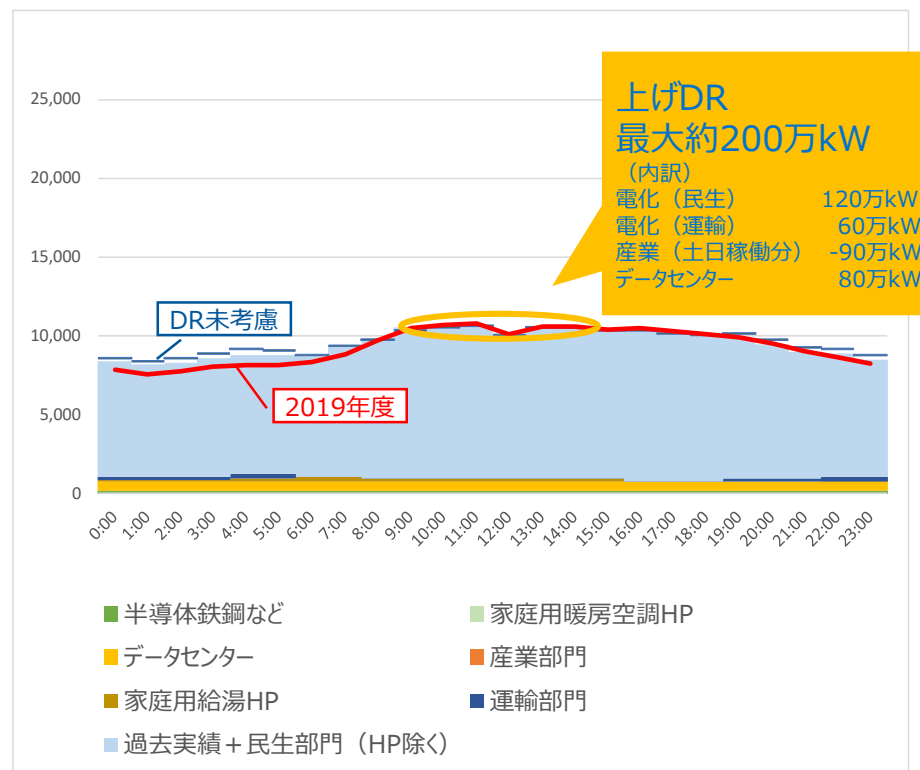
335

- 5月平日においては昼間に最大約200万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月平日（DR未考慮）



5月平日（DR考慮）



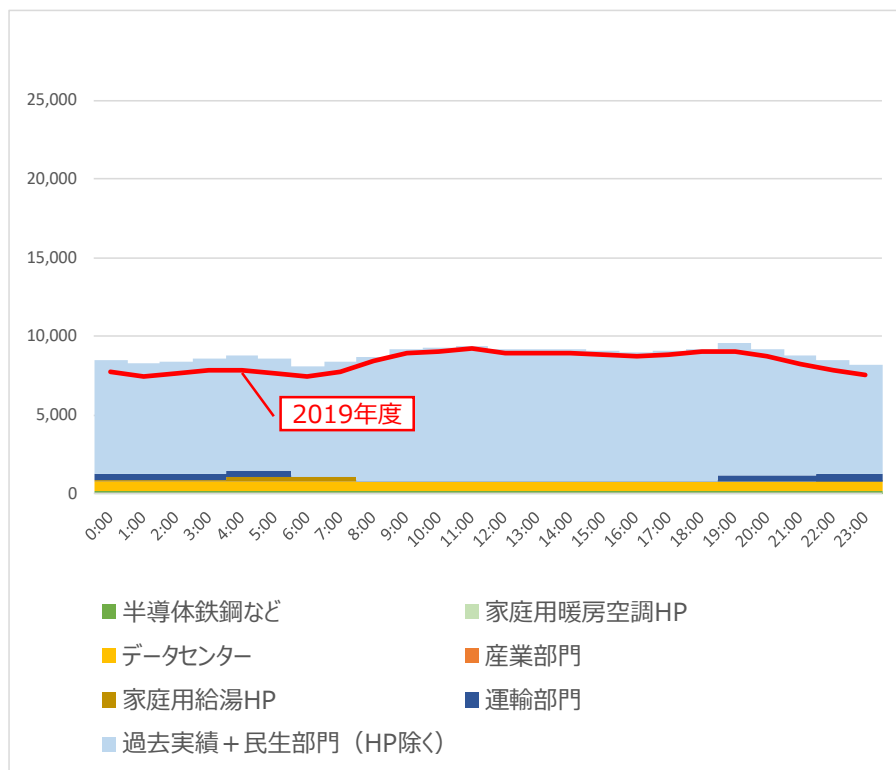
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月土曜日） 9,000億kWhケース

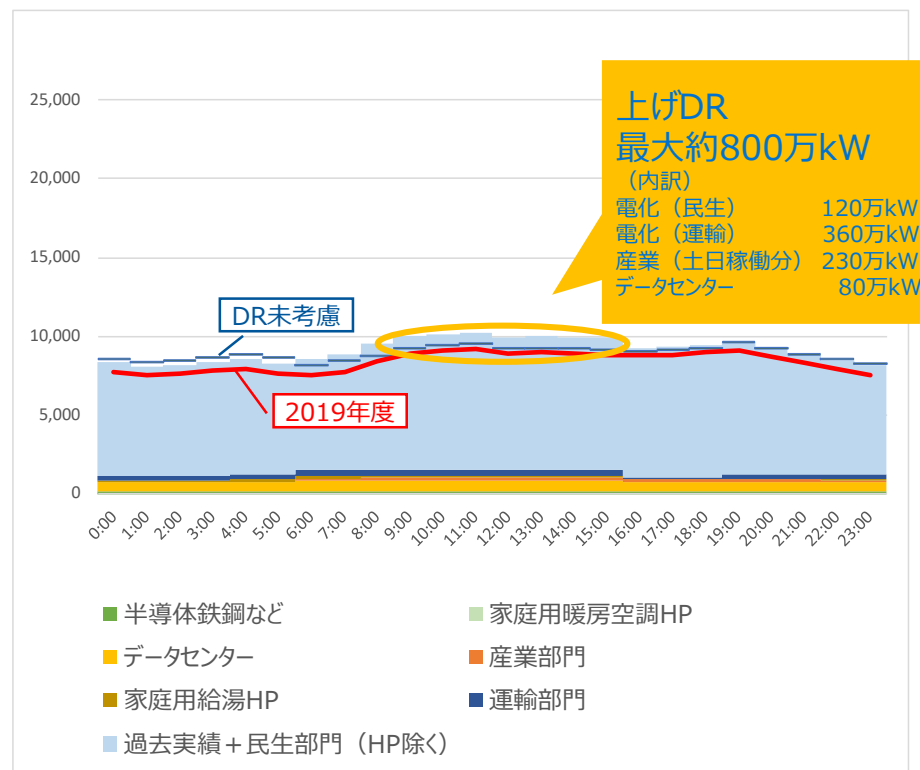
336

- 5月土曜日においては昼間に最大約800万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月土曜日（DR未考慮）



5月土曜日（DR考慮）



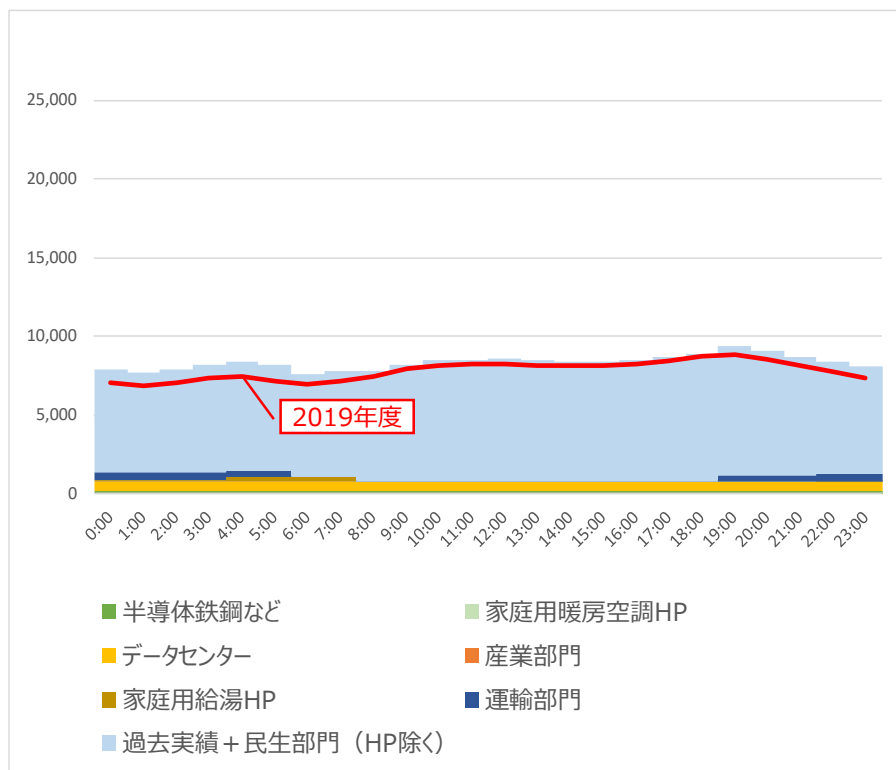
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月日曜日） 9,000億kWhケース

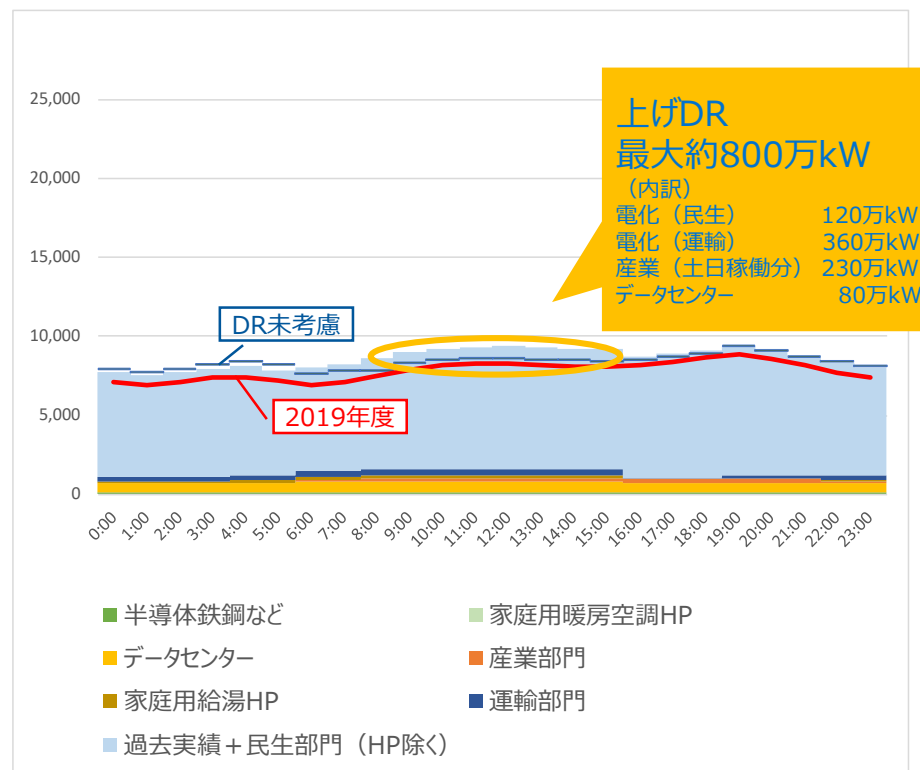
337

- 5月日曜日においては昼間に最大約800万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月日曜日（DR未考慮）



5月日曜日（DR考慮）



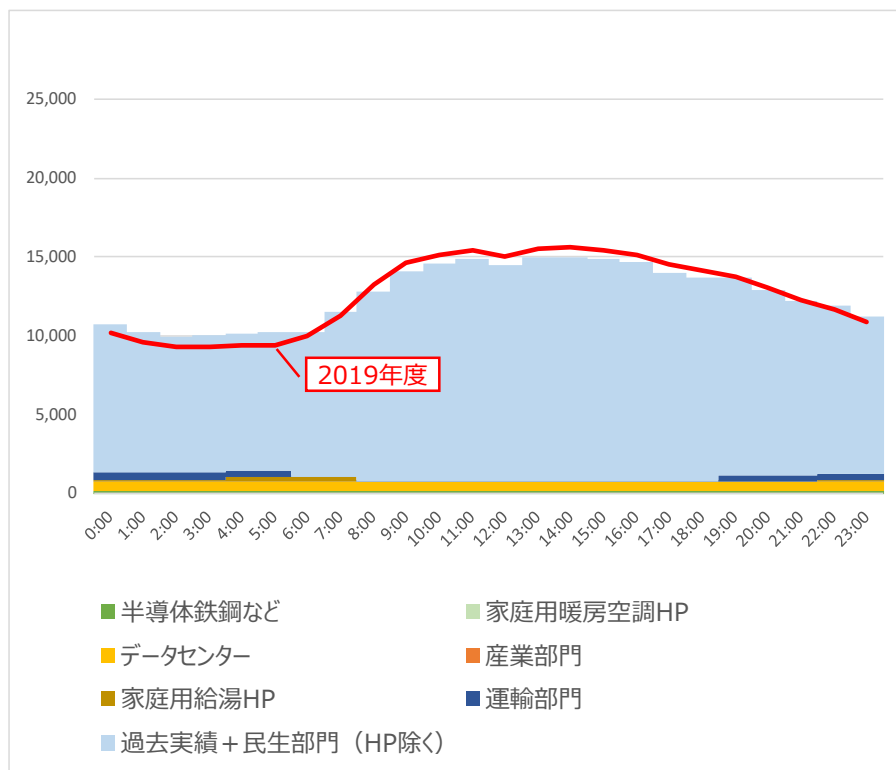
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月平日） 9,000億kWhケース

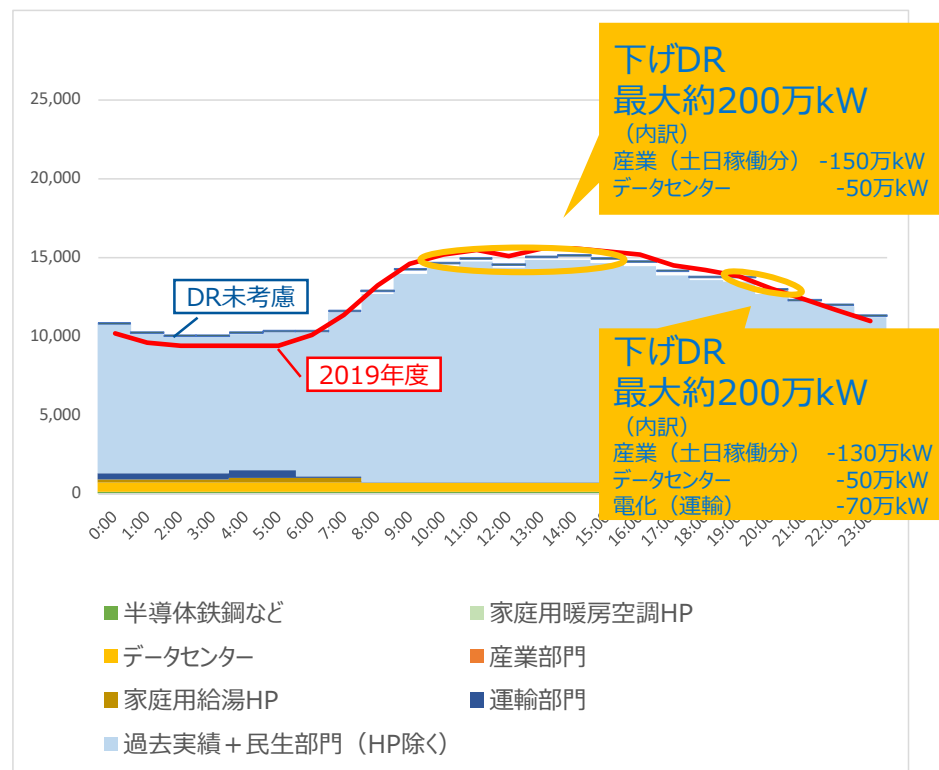
338

- 8月平日においては昼間・夜間に最大約200万kWの下げDRによる需要減を想定する。

8月平日（DR未考慮）



8月平日（DR考慮）



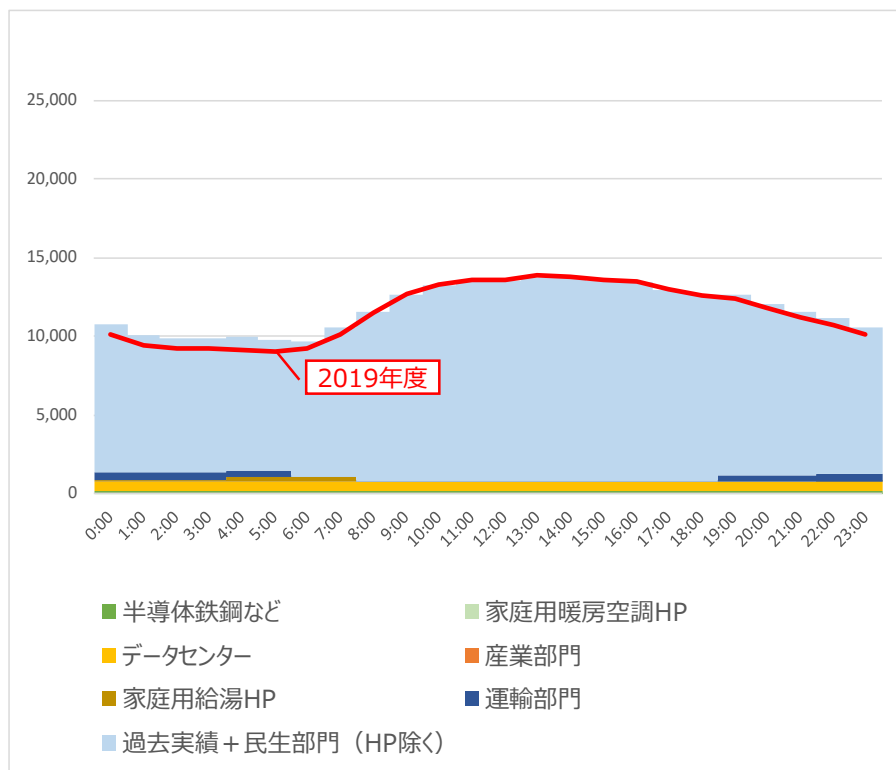
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月土曜日） 9,000億kWhケース

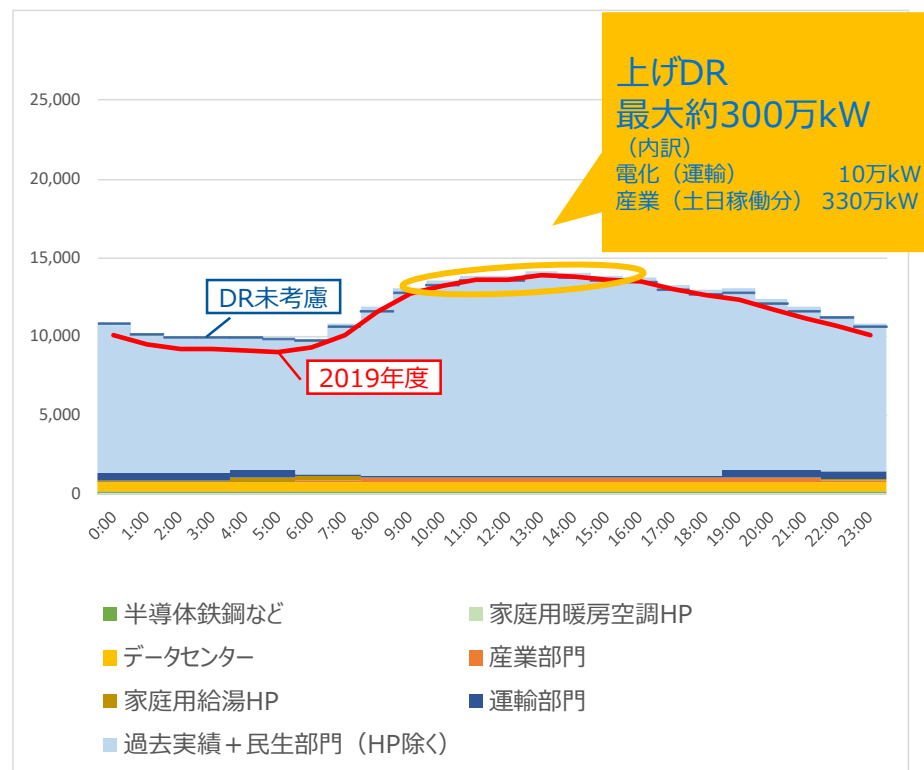
339

- 8月土曜日においては昼間に最大約300万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月土曜日（DR未考慮）



8月土曜日（DR考慮）



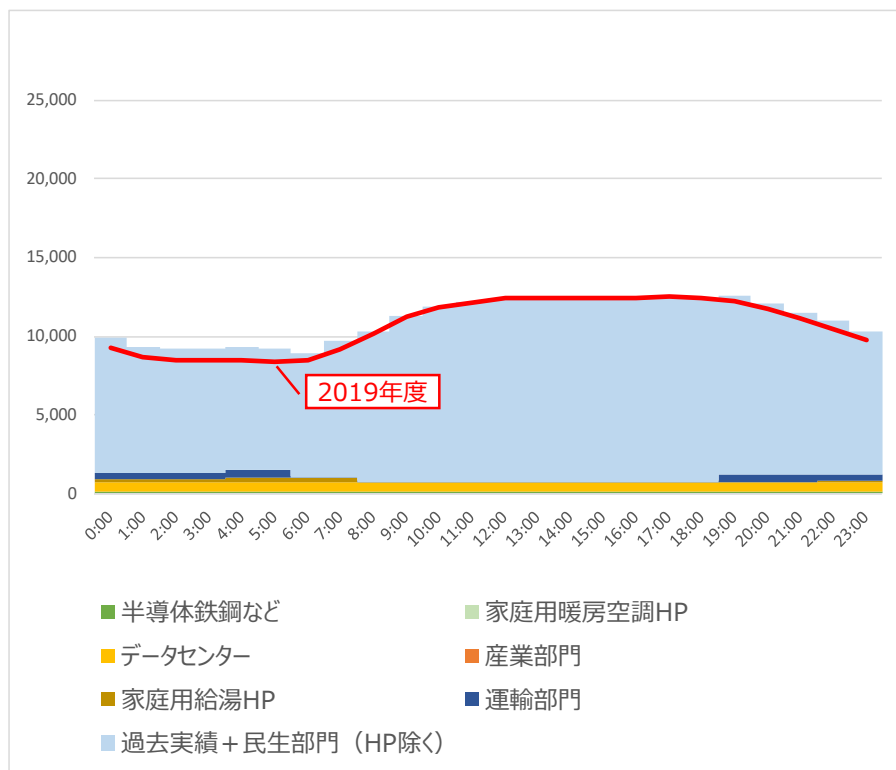
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月日曜日） 9,000億kWhケース

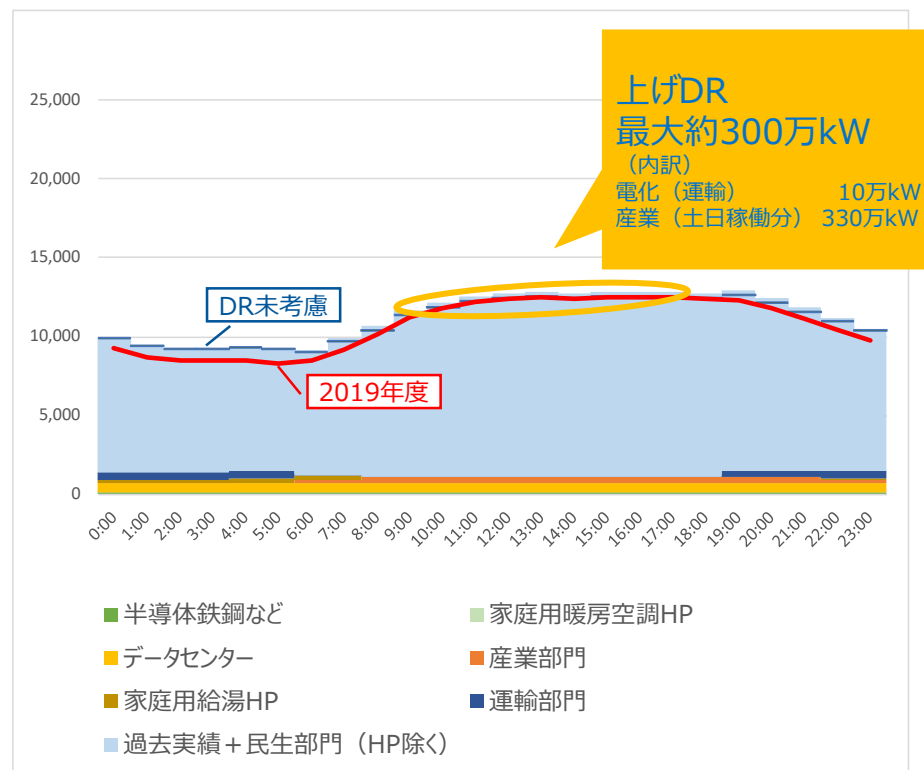
340

- 8月日曜日においては昼間に最大約300万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月日曜日（DR未考慮）



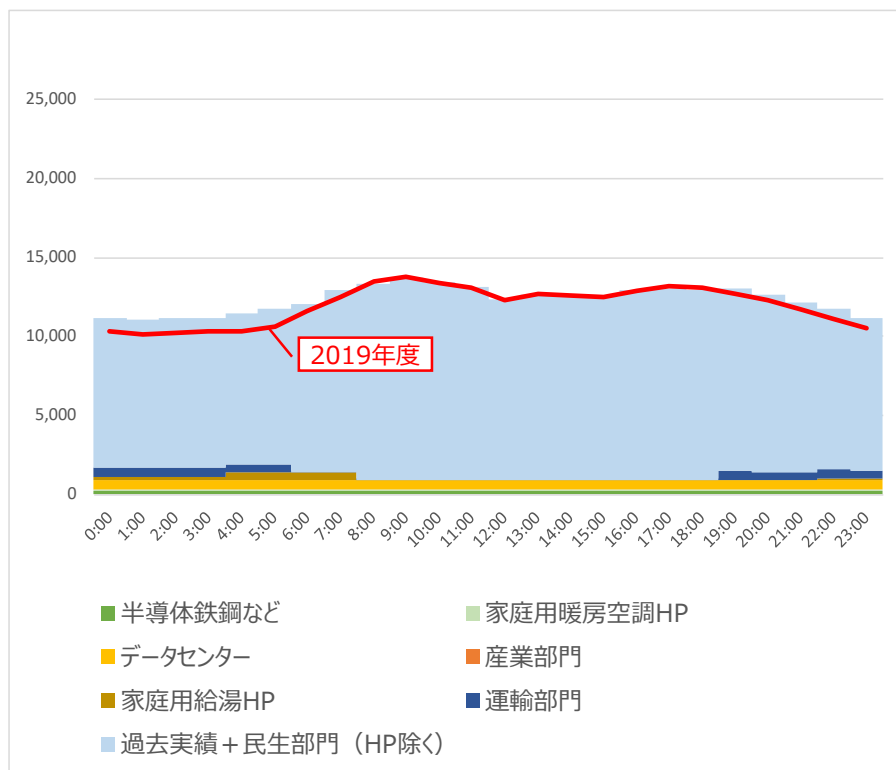
8月日曜日（DR考慮）



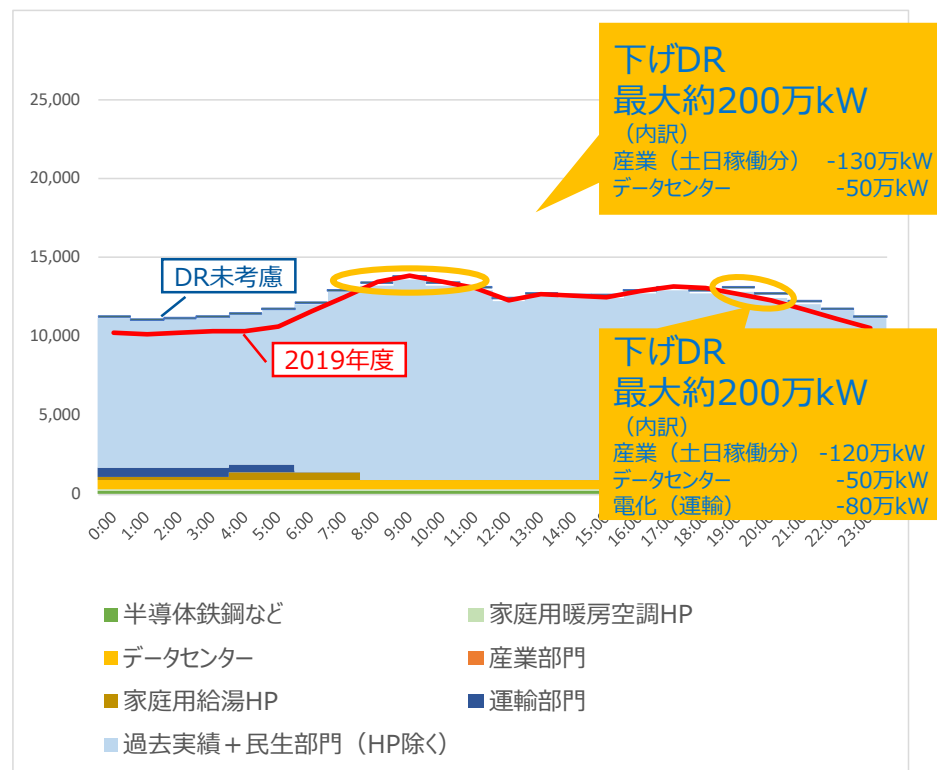
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 1月平日においては昼間・夜間に最大約200万kWの下げDRによる需要減を想定する。

1月平日（DR未考慮）



1月平日（DR考慮）



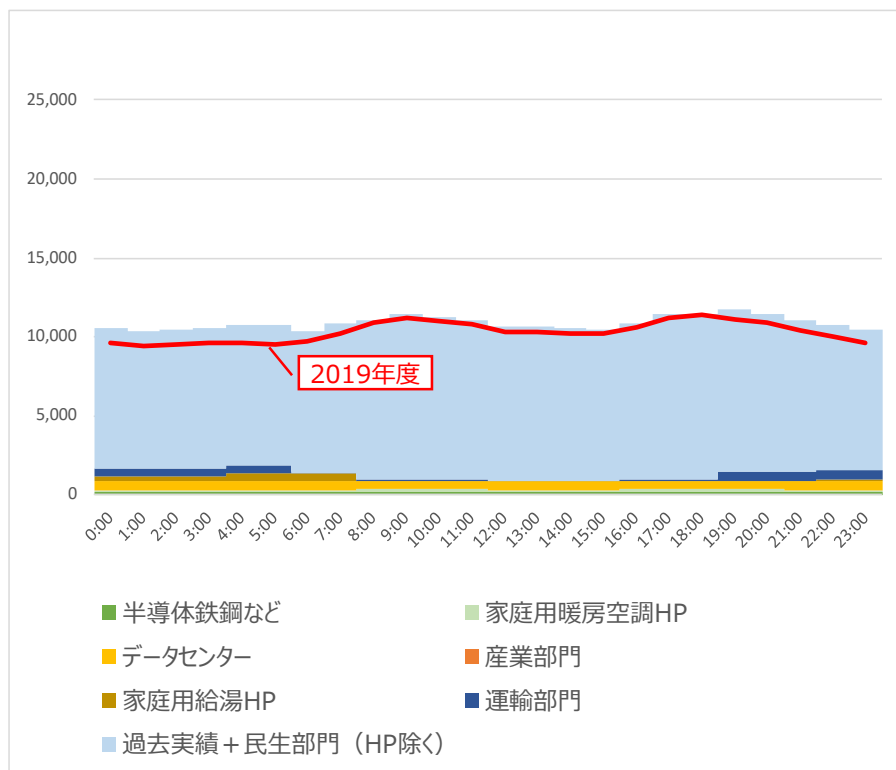
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月土曜日） 9,000億kWhケース

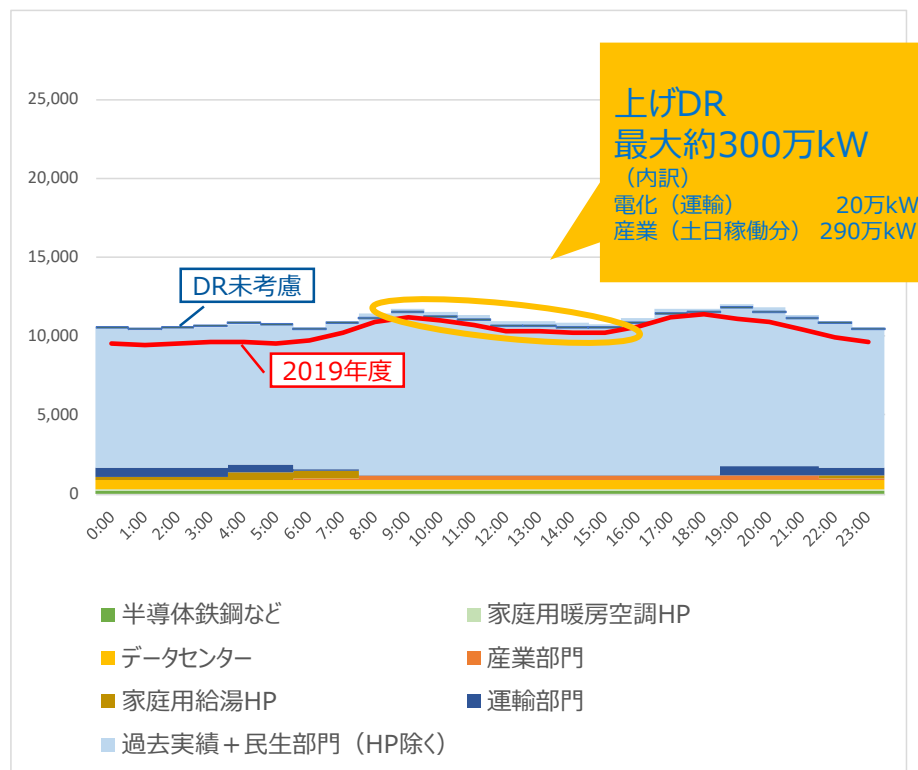
342

- 1月土曜日においては昼間に最大約300万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月土曜日（DR未考慮）



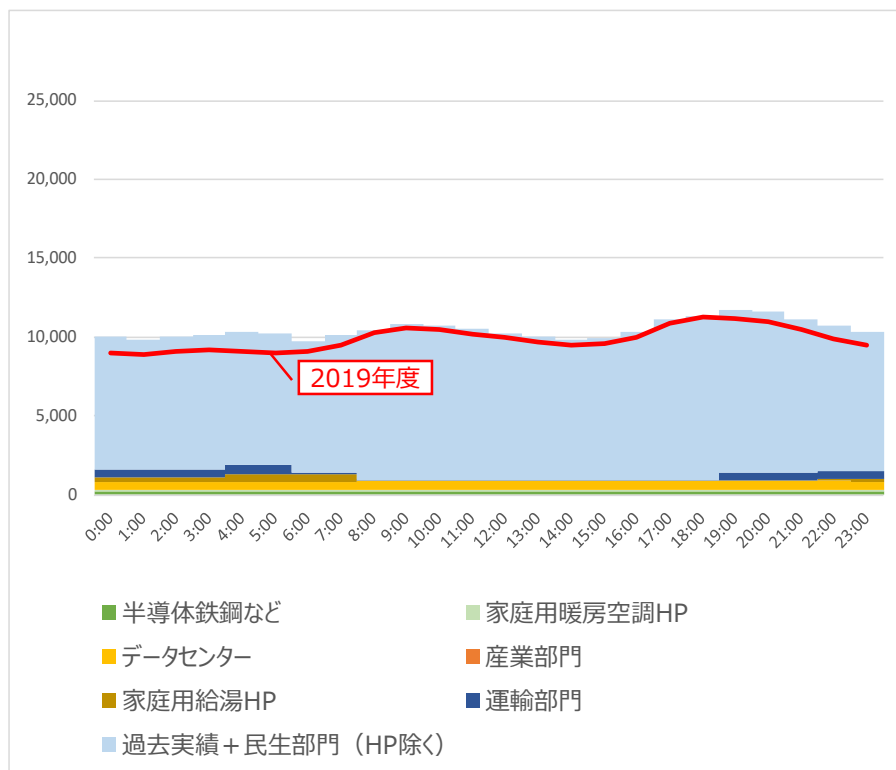
1月土曜日（DR考慮）



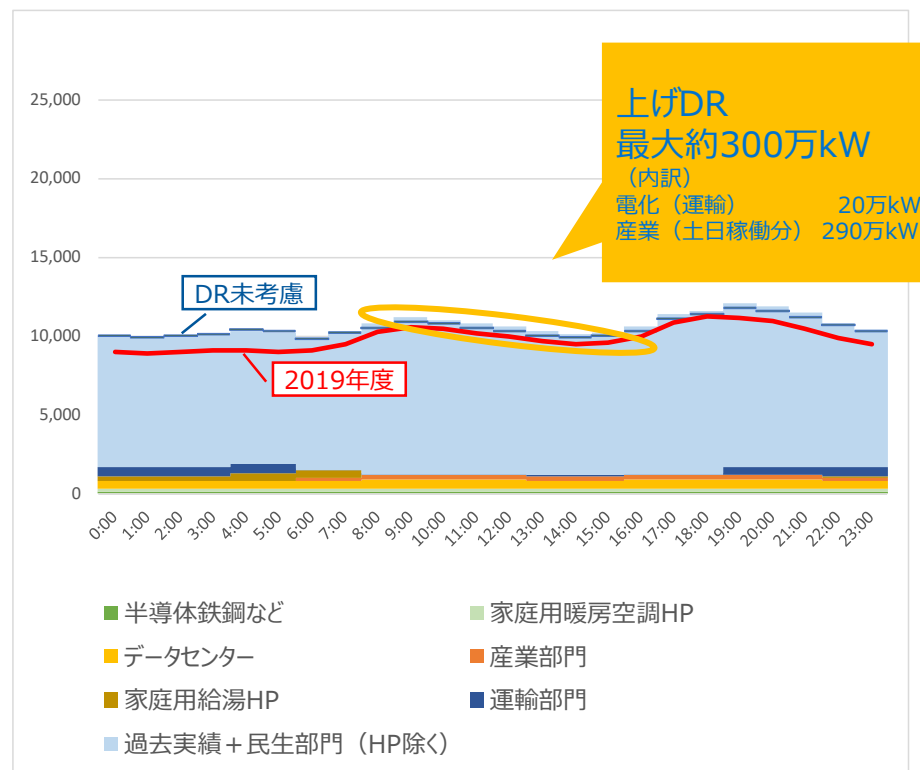
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 1月日曜日においては昼間に最大約300万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月日曜日（DR未考慮）



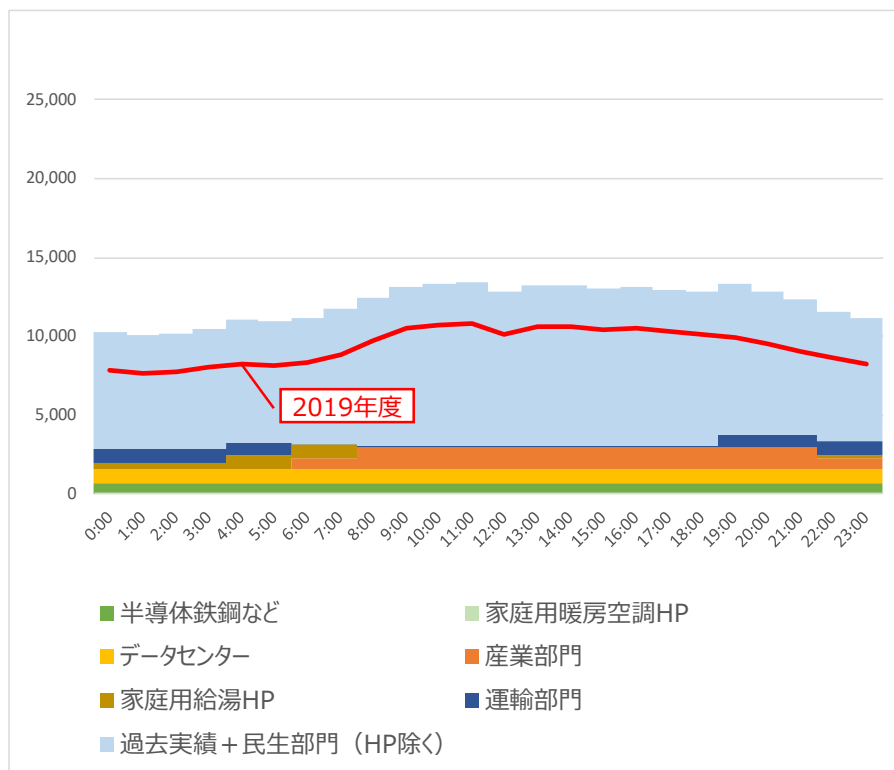
1月日曜日（DR考慮）



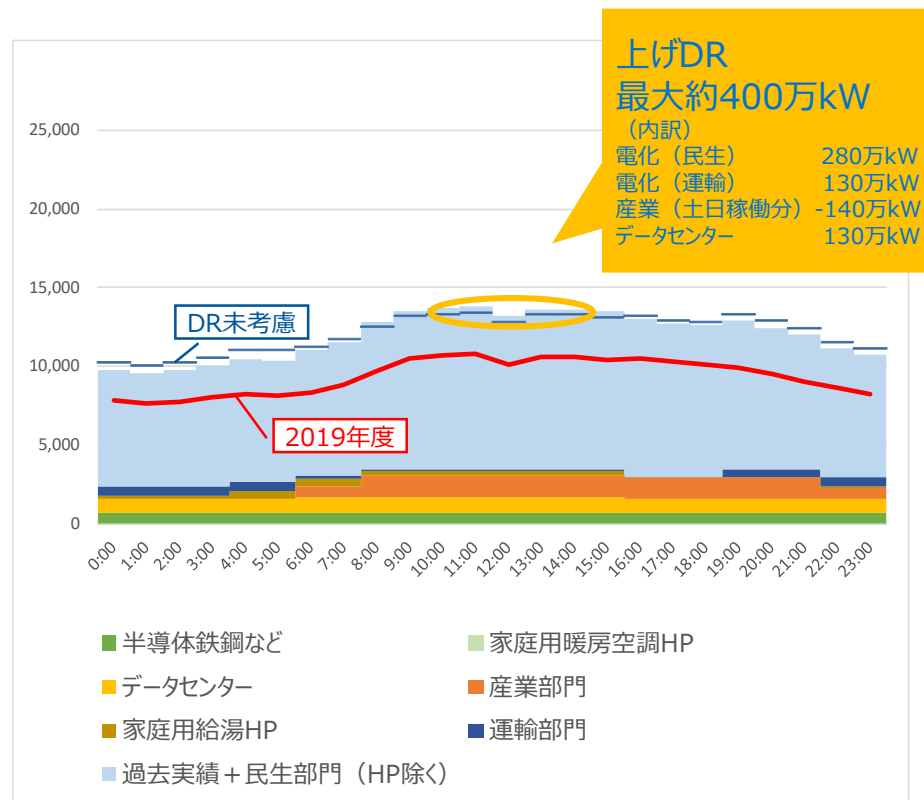
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 5月平日においては昼間に最大約400万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月平日（DR未考慮）



5月平日（DR考慮）



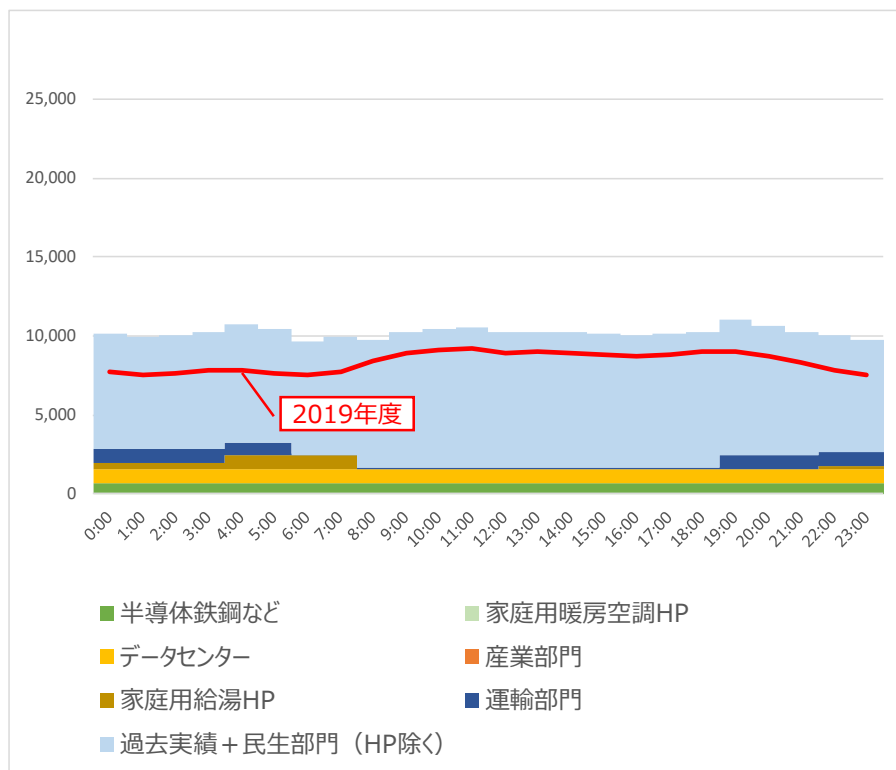
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月土曜日） 11,000億kWhケース

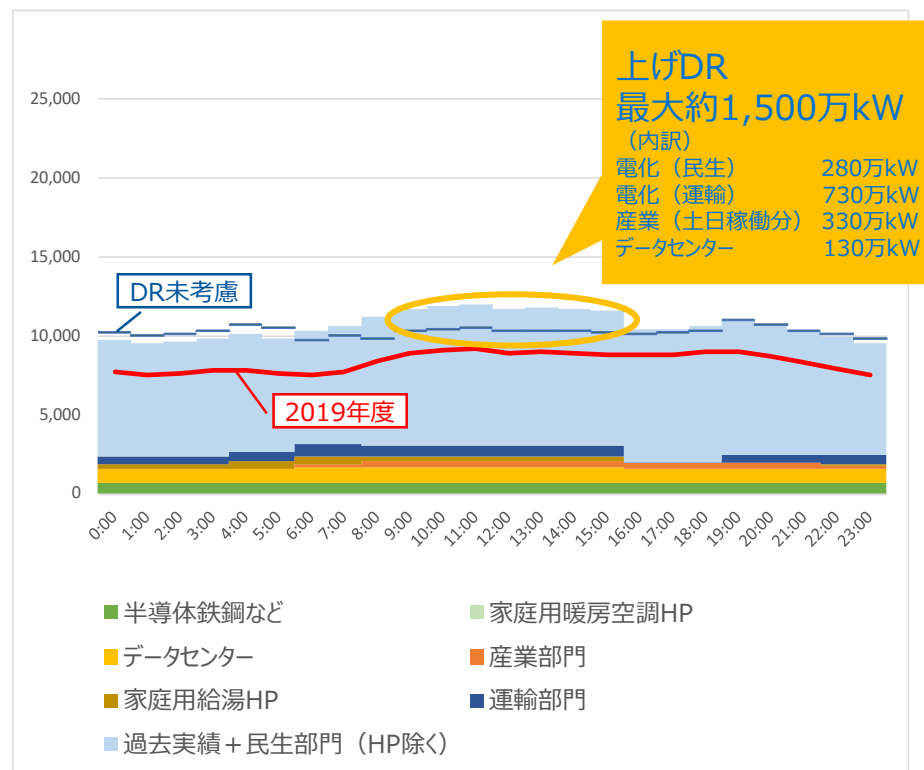
345

- 5月土曜日においては昼間に最大約1,500万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月土曜日（DR未考慮）



5月土曜日（DR考慮）



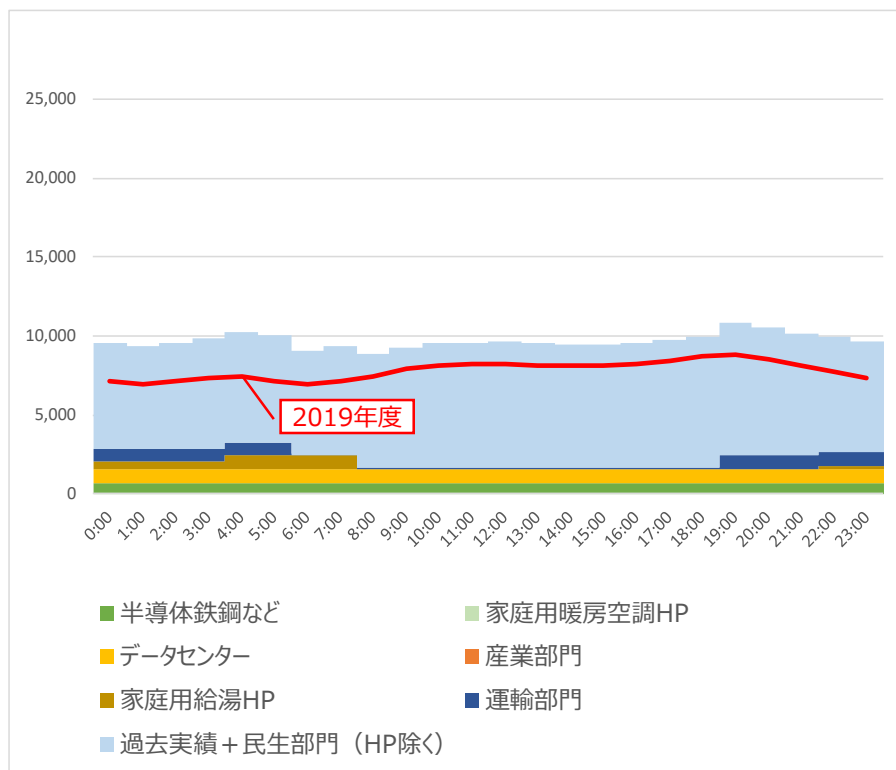
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月日曜日） 11,000億kWhケース

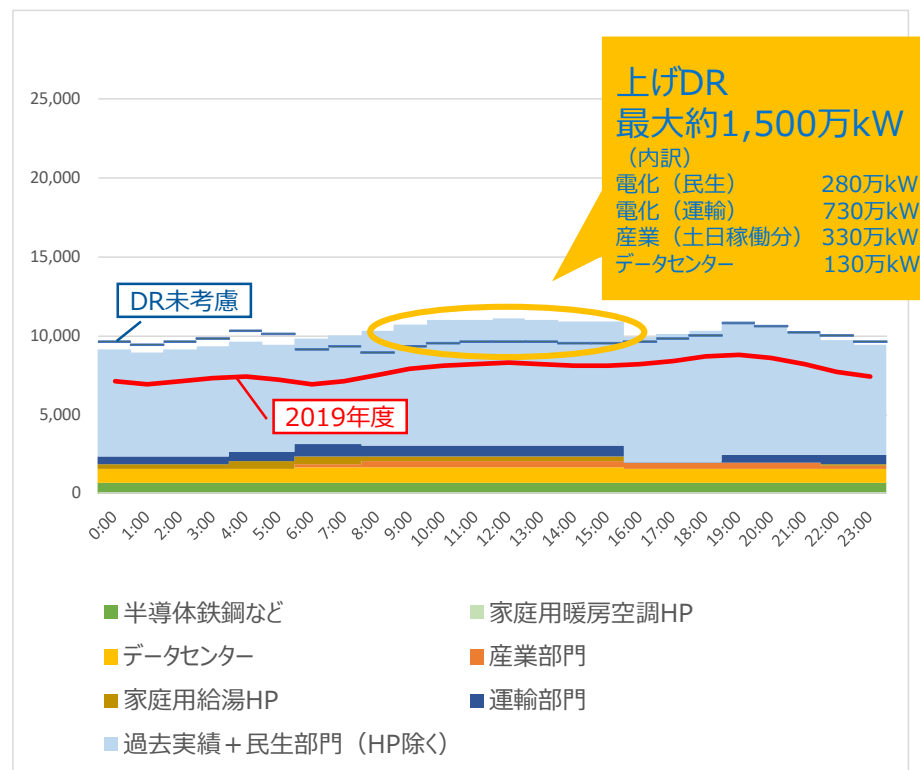
346

- 5月日曜日においては昼間に最大約1,500万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月日曜日（DR未考慮）



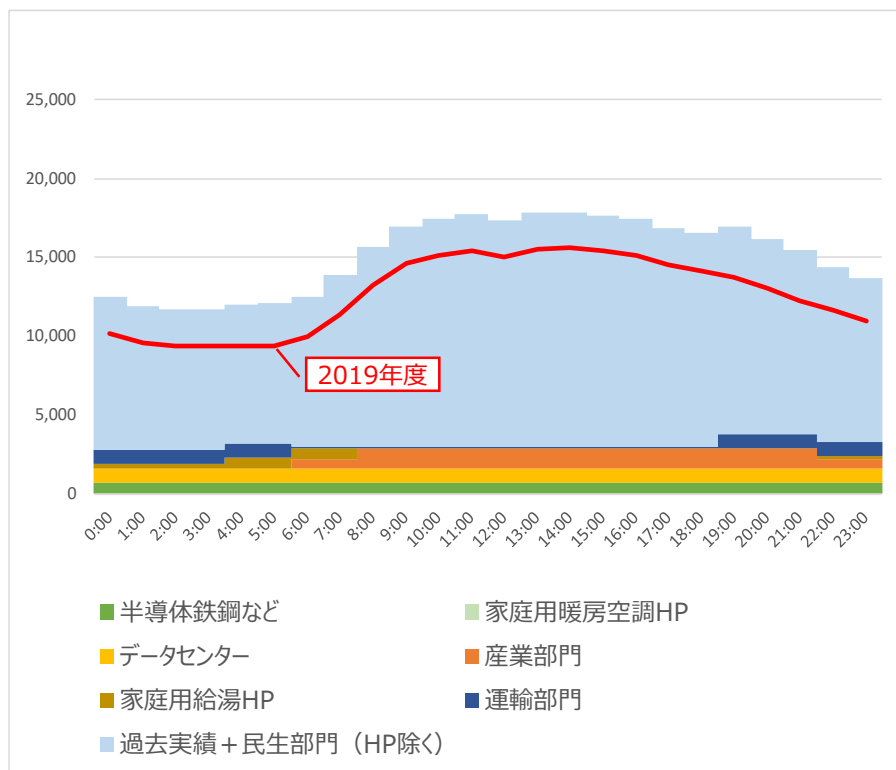
5月日曜日（DR考慮）



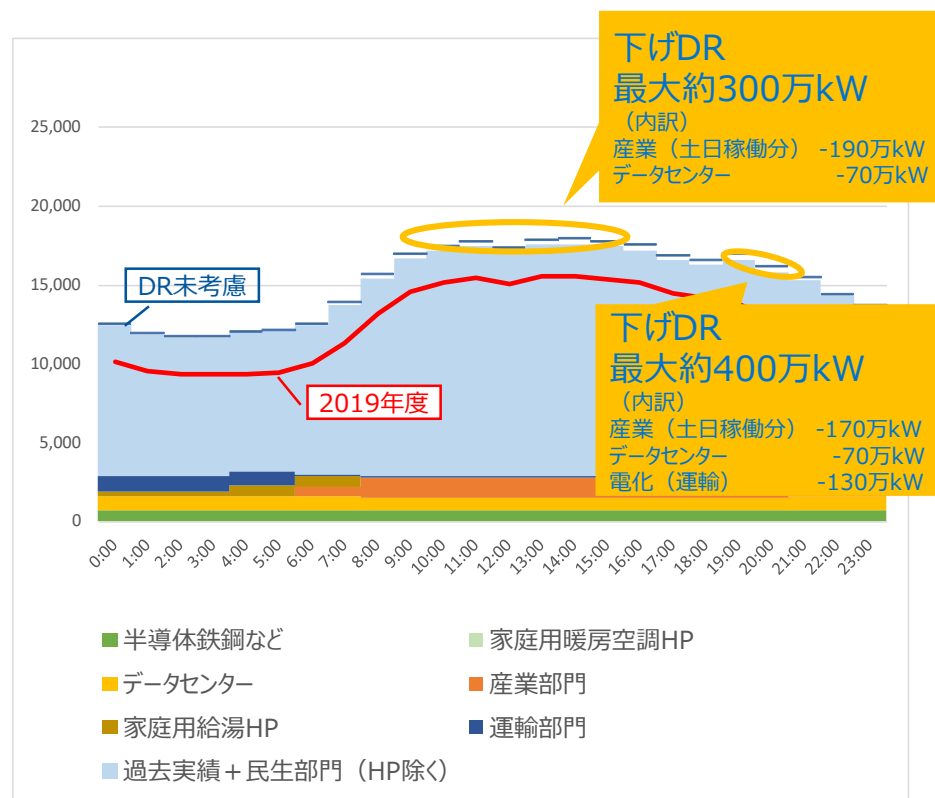
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 8月平日においては昼間に最大約300万kW、夜間に最大約400万kWの下げDRによる需要減を想定する。

8月平日（DR未考慮）



8月平日（DR考慮）



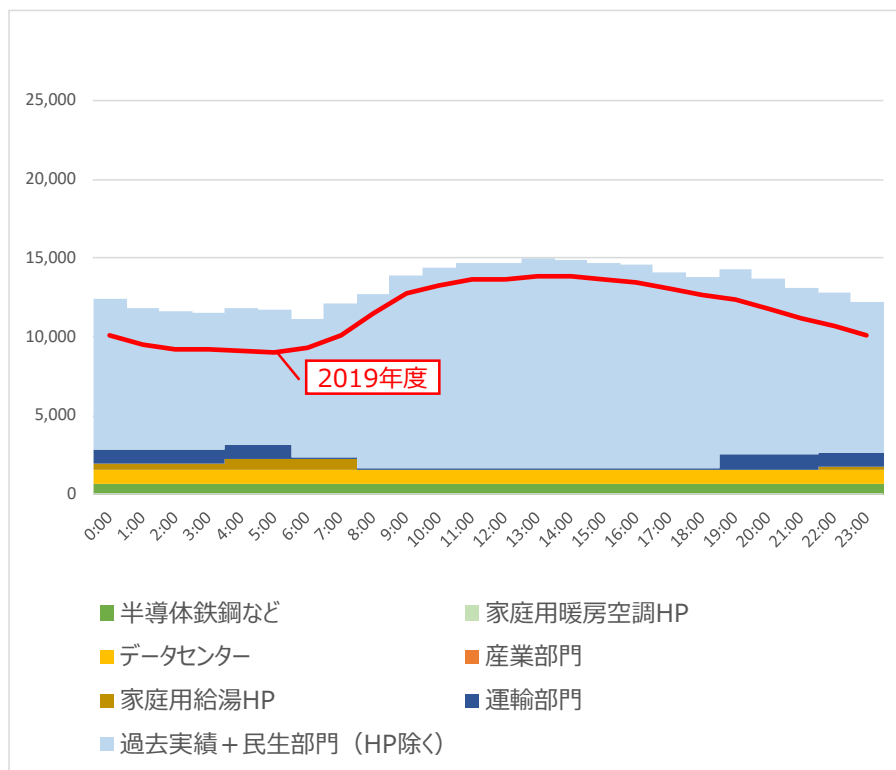
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月土曜日） 11,000億kWhケース

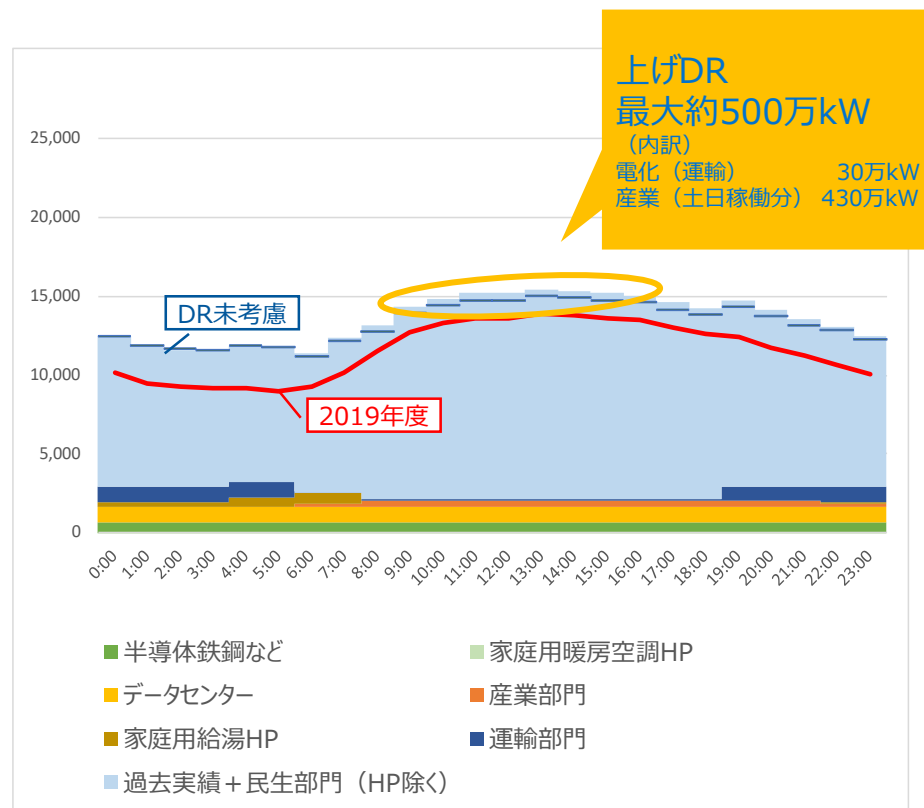
348

- 8月土曜日においては昼間に最大約500万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月土曜日（DR未考慮）



8月土曜日（DR考慮）



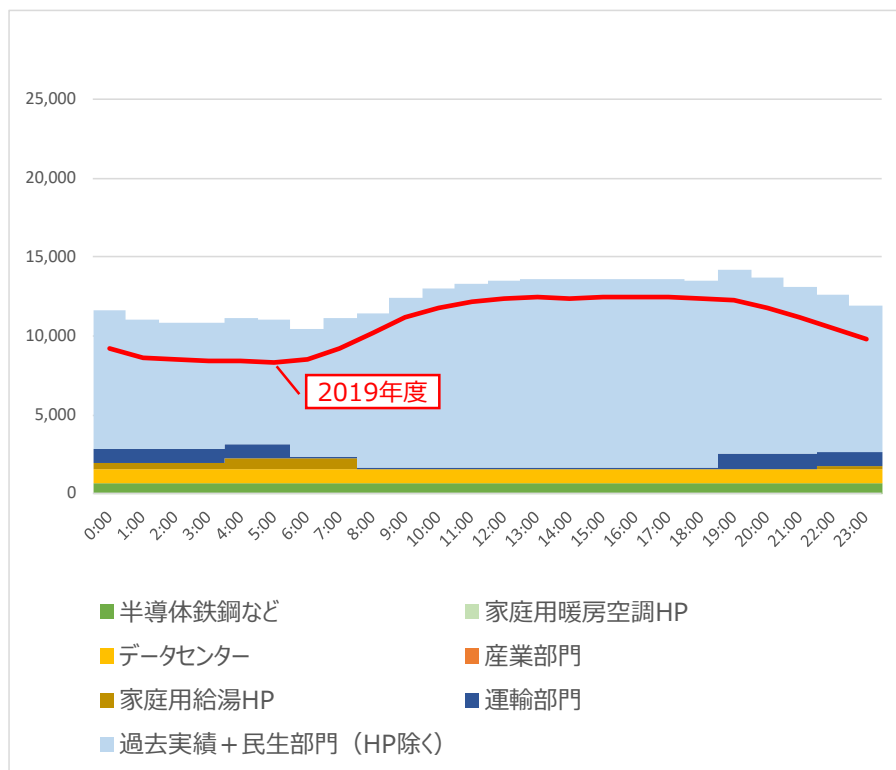
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月日曜日） 11,000億kWhケース

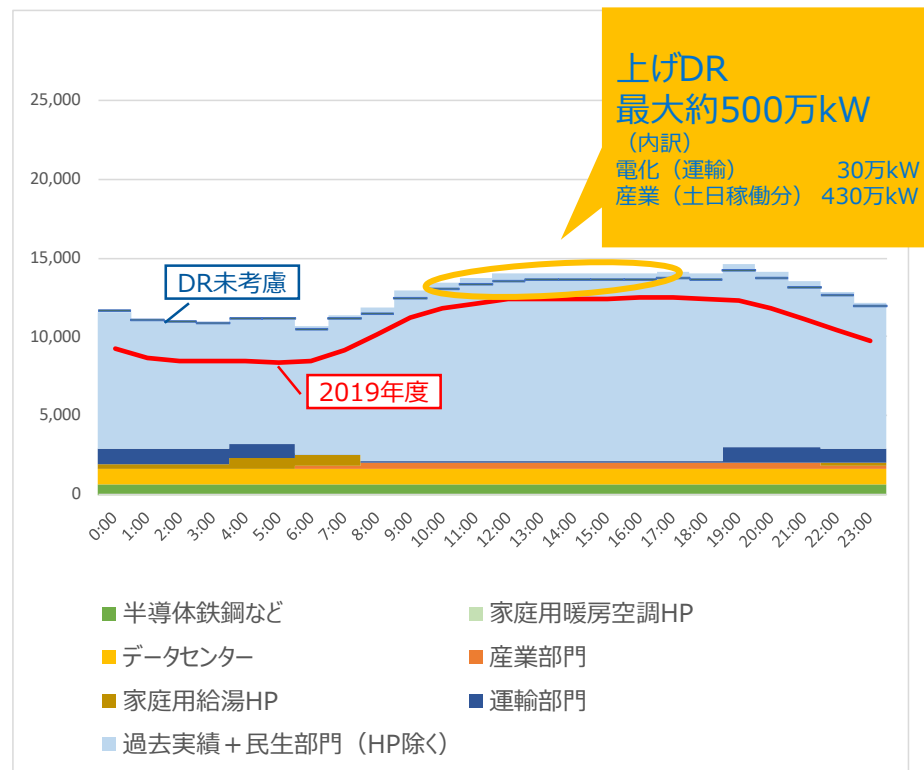
349

- 8月日曜日においては昼間に最大約500万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月日曜日（DR未考慮）



8月日曜日（DR考慮）



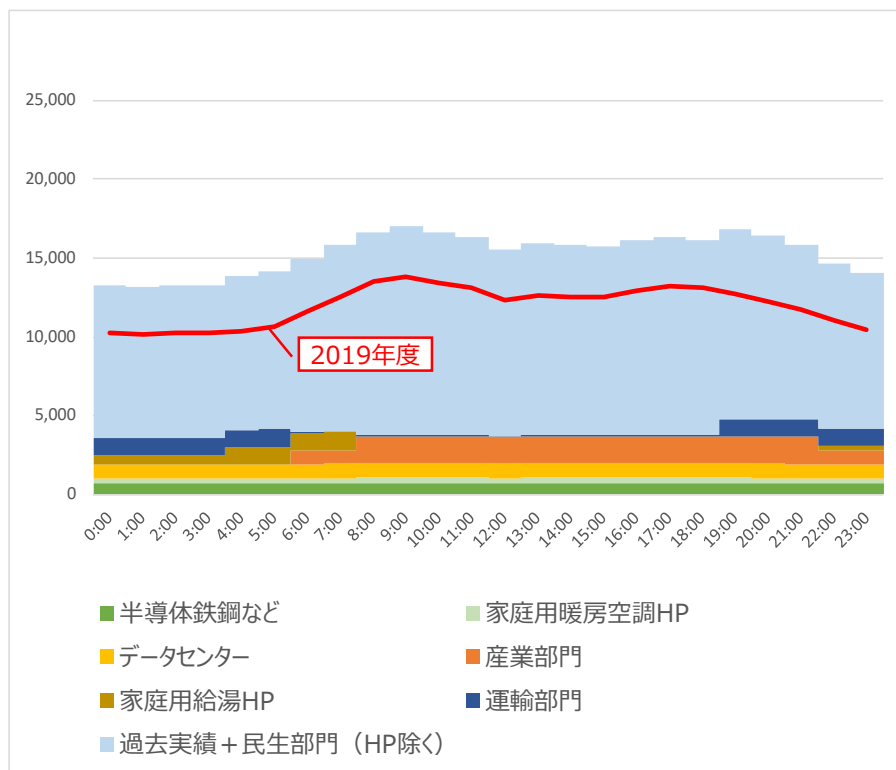
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 11,000億kWhケース

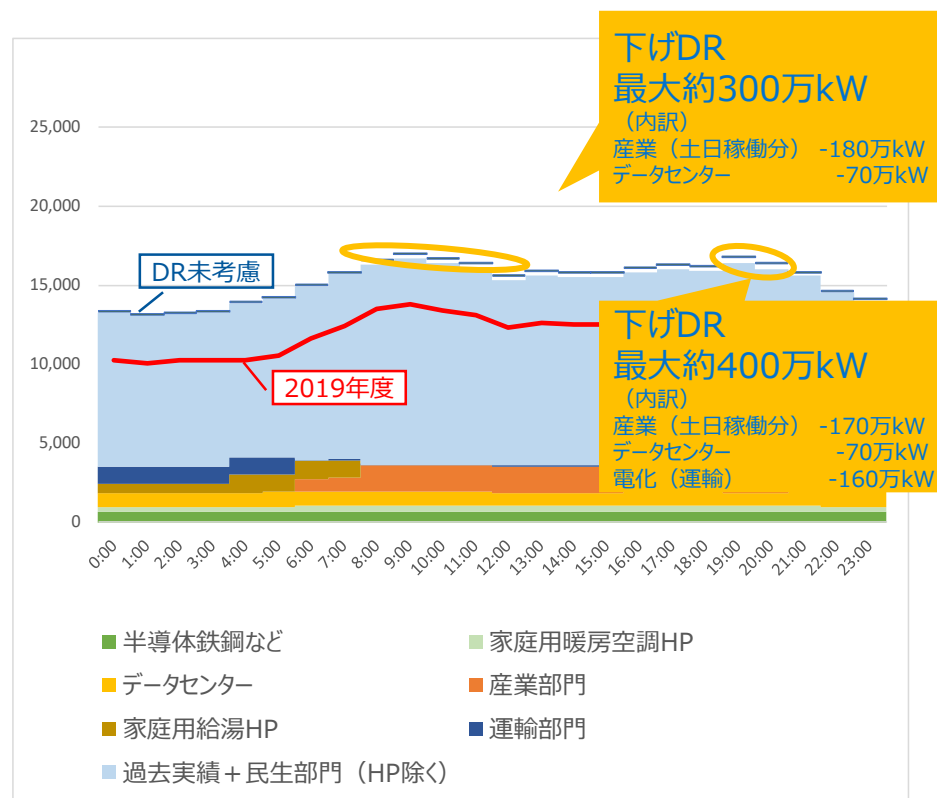
350

- 1月平日においては昼間に最大約300万kW、夜間に最大約400万kWの下げDRによる需要減を想定する。

1月平日（DR未考慮）



1月平日（DR考慮）



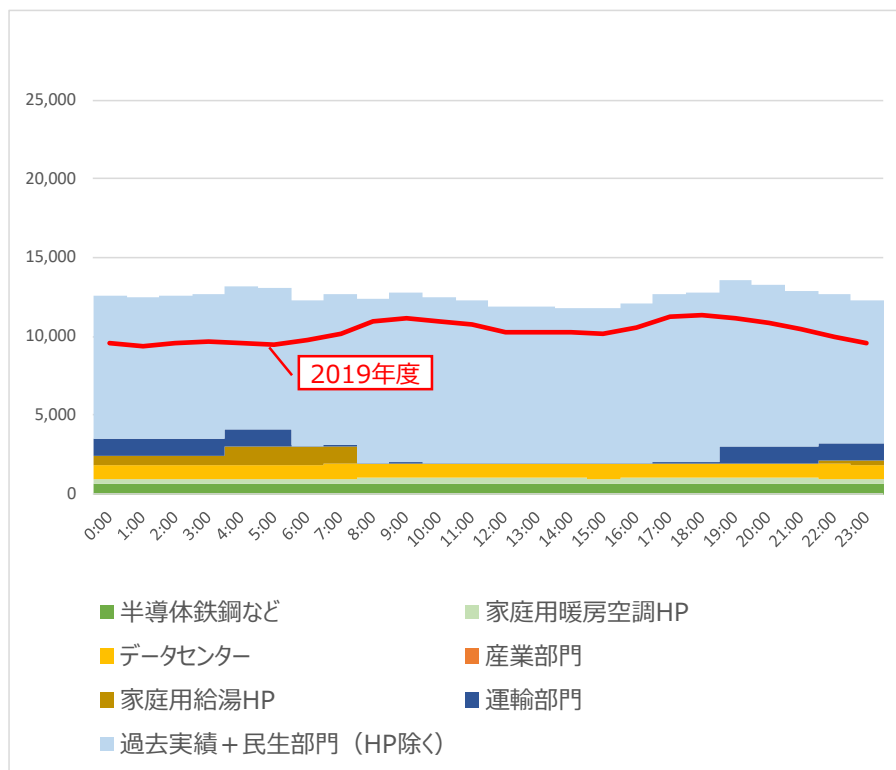
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月土曜日） 11,000億kWhケース

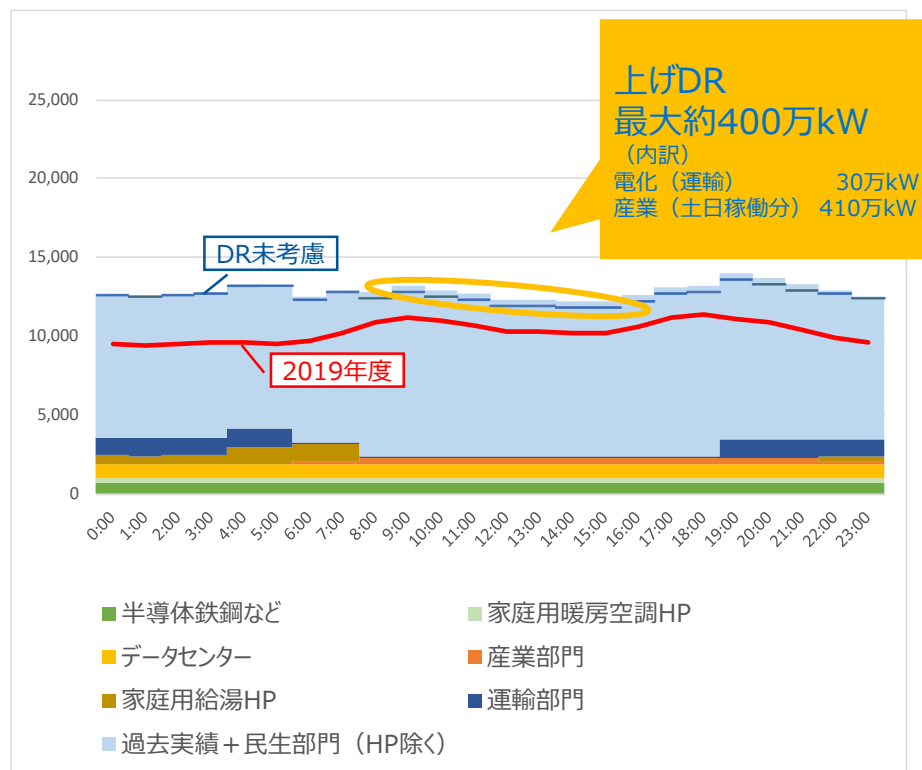
351

- 1月土曜日においては昼間に最大約400万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月土曜日（DR未考慮）



1月土曜日（DR考慮）



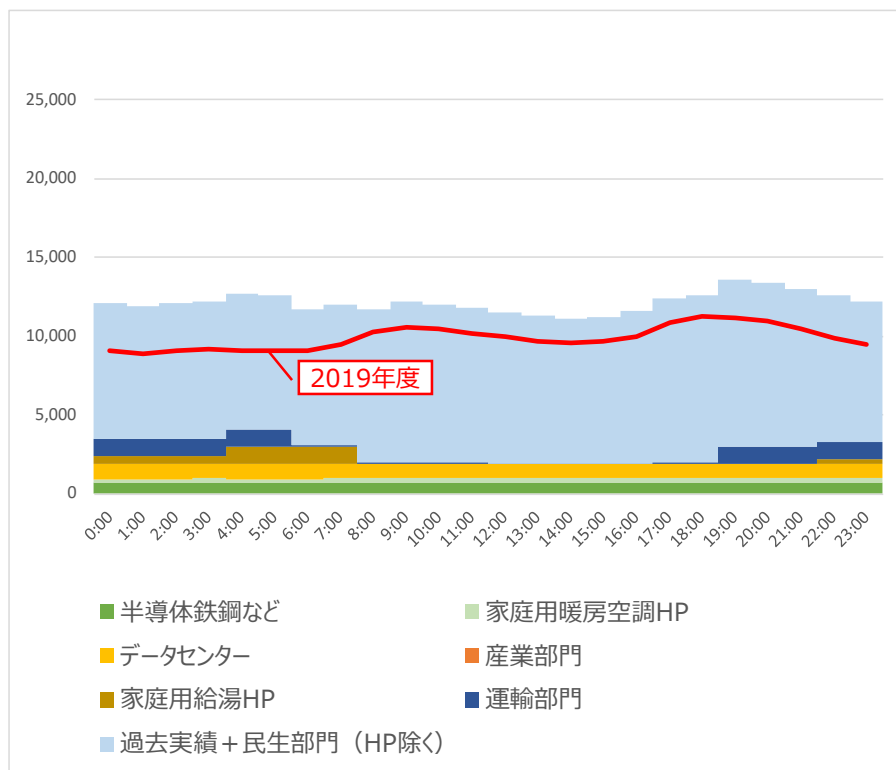
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月日曜日） 11,000億kWhケース

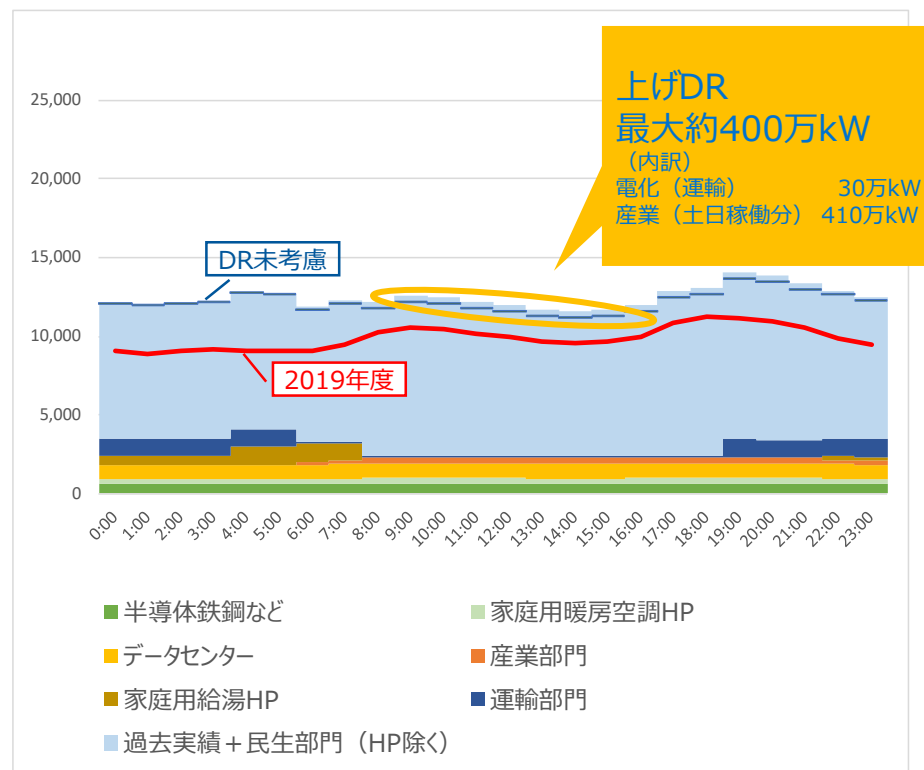
352

- 1月日曜日においては昼間に最大約400万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月日曜日（DR未考慮）



1月日曜日（DR考慮）



※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

IV.ロードカーブ編

- (1)STEP1 ベースカーブの想定
- (2)STEP2 DRの想定
- (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
- (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認
- (5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）
- (6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）
- (7)デューレーションカーブ

参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

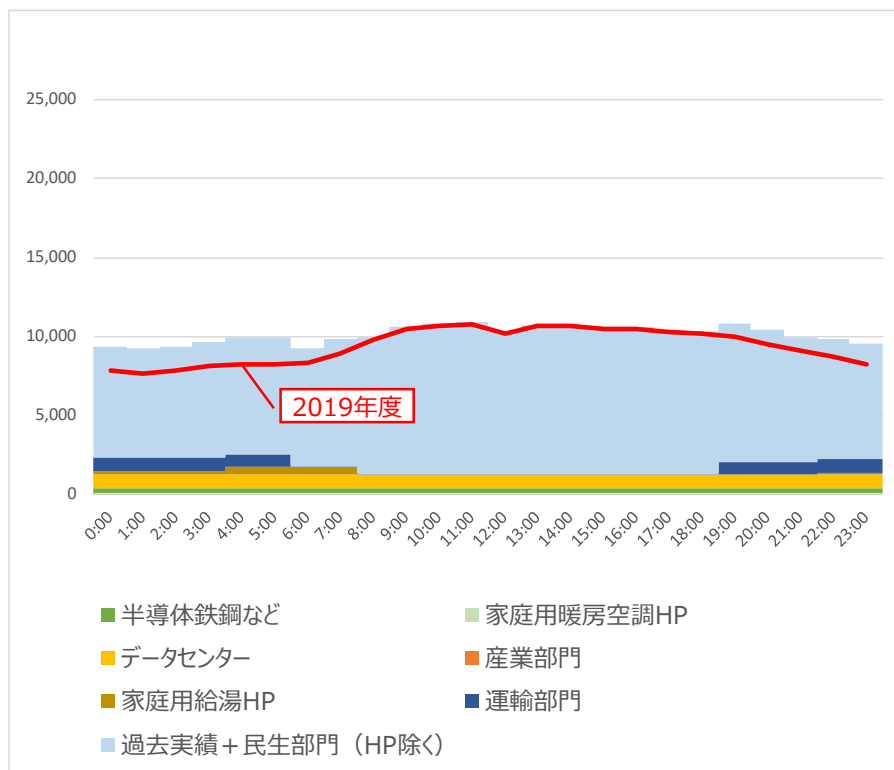
参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 9,500億kWhケース

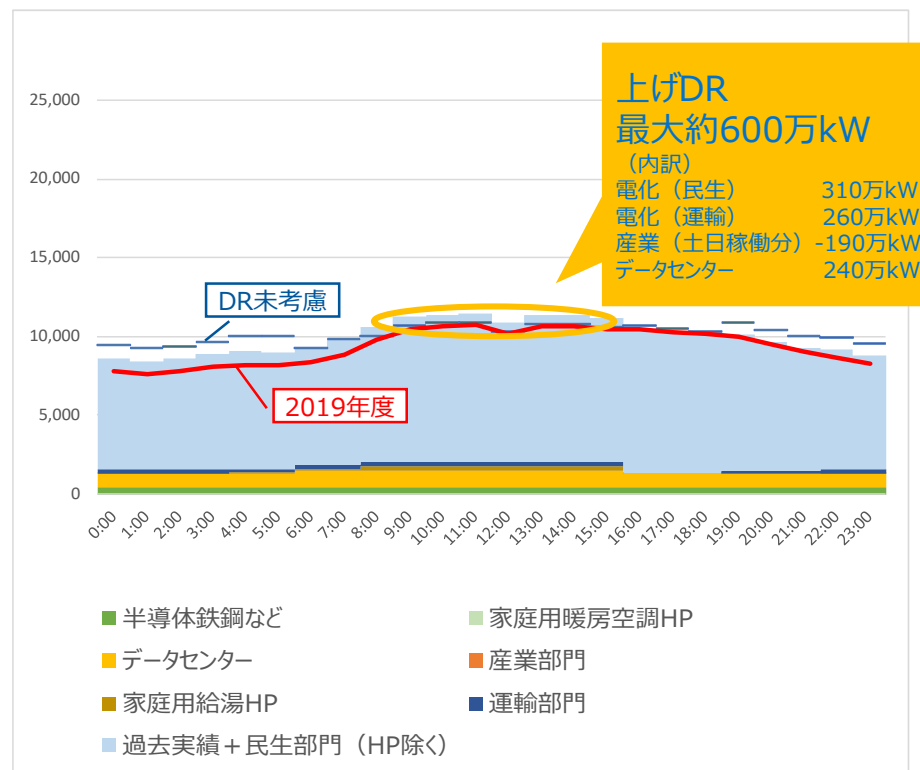
354

- 5月平日においては昼間に最大約600万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月平日（DR未考慮）



5月平日（DR考慮）



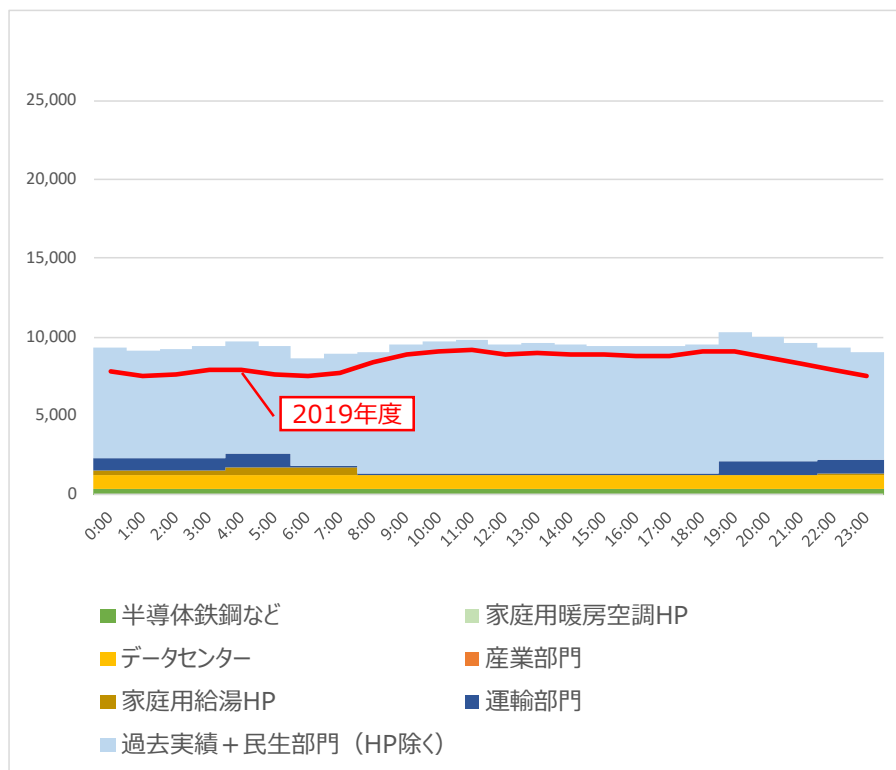
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月土曜日） 9,500億kWhケース

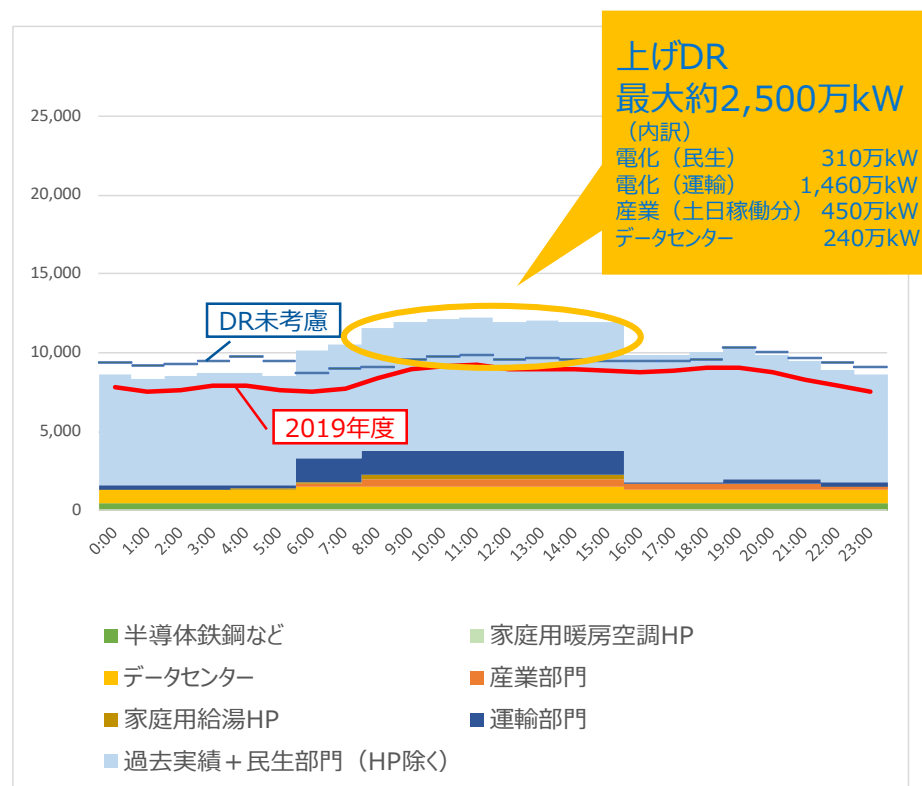
355

- 5月土曜日においては昼間に最大約2,500万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月土曜日（DR未考慮）



5月土曜日（DR考慮）



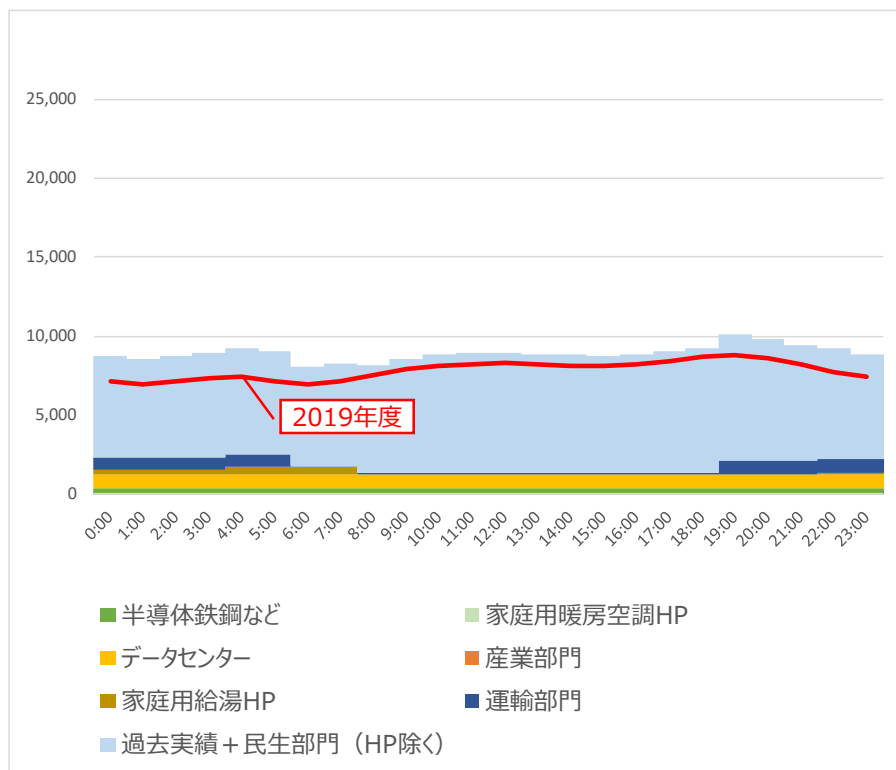
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月日曜日） 9,500億kWhケース

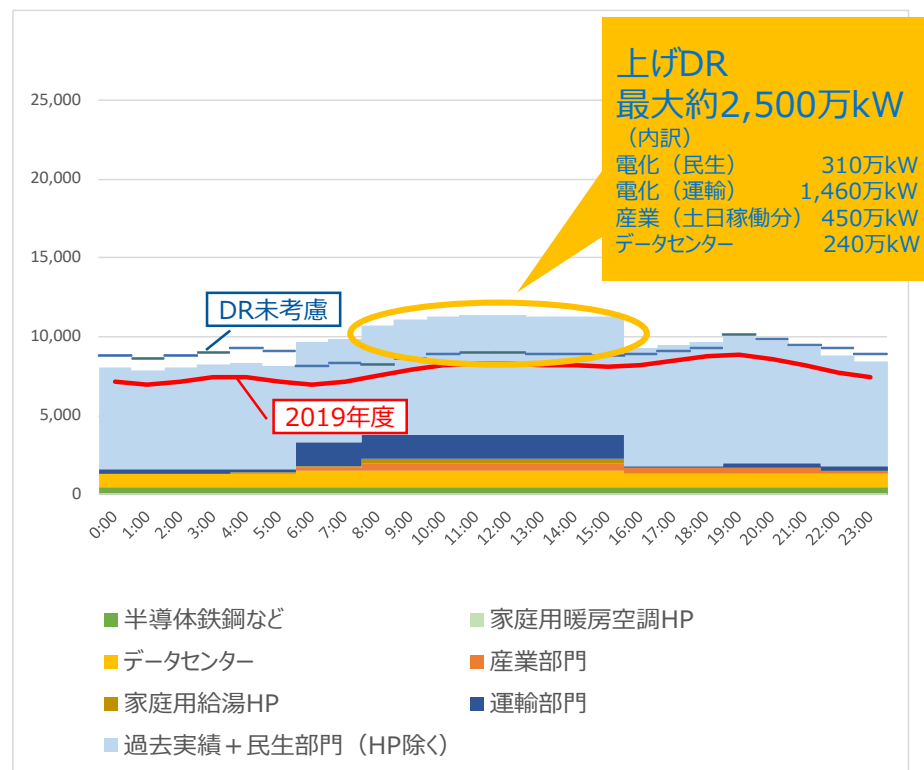
356

- 5月日曜日においては昼間に最大約2,500万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月日曜日（DR未考慮）



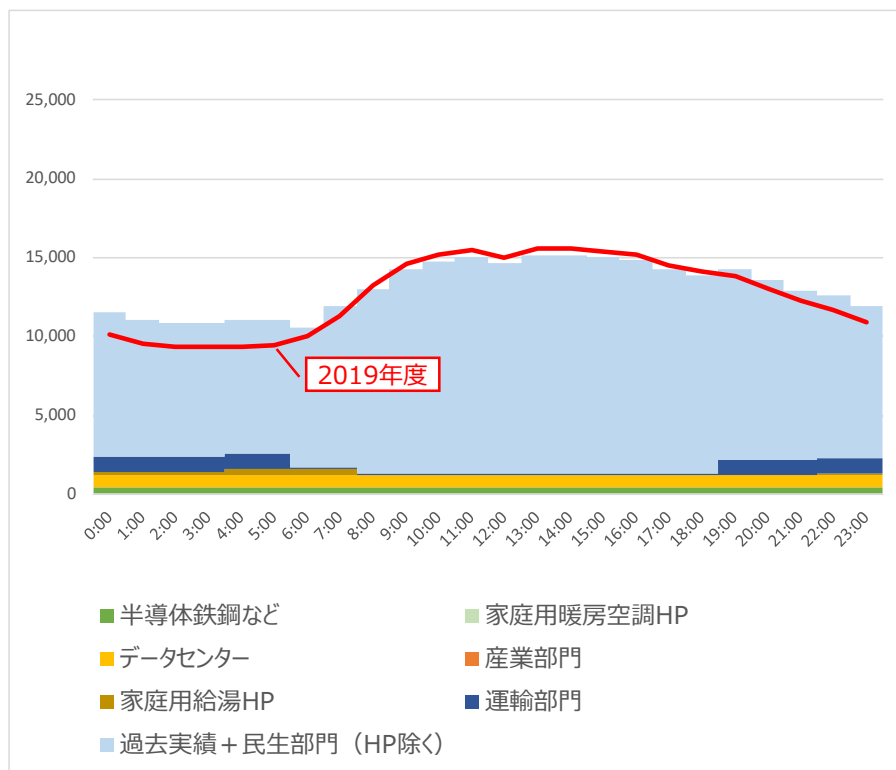
5月日曜日（DR考慮）



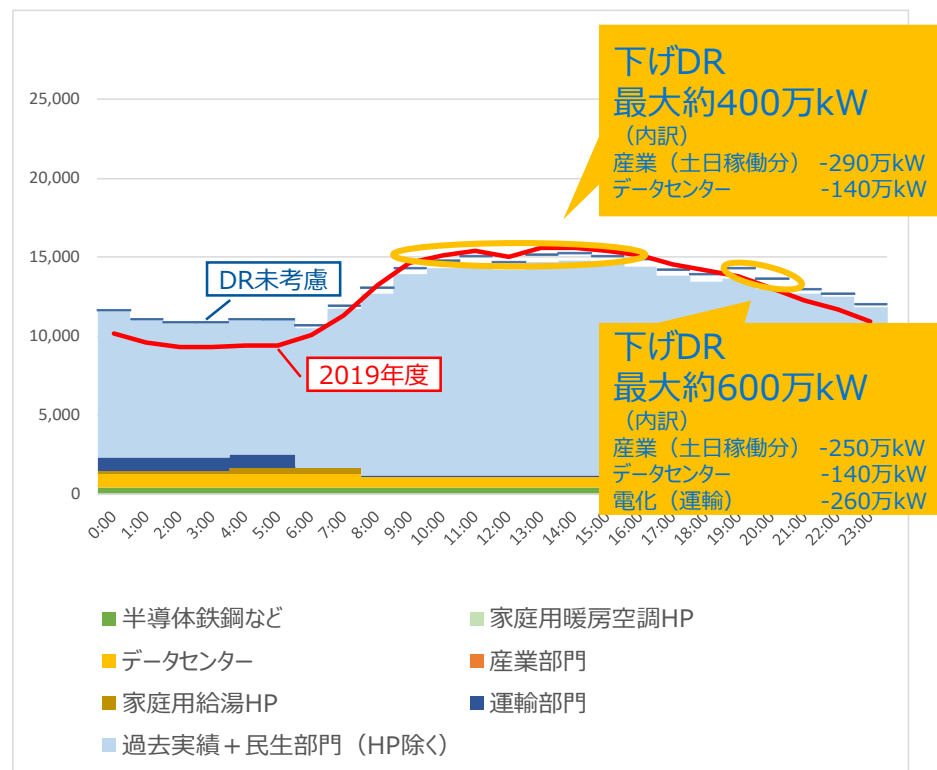
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 8月平日においては昼間に最大約400万kWの下げDR、夜間に最大約600万kWによる需要減を想定する。

8月平日（DR未考慮）



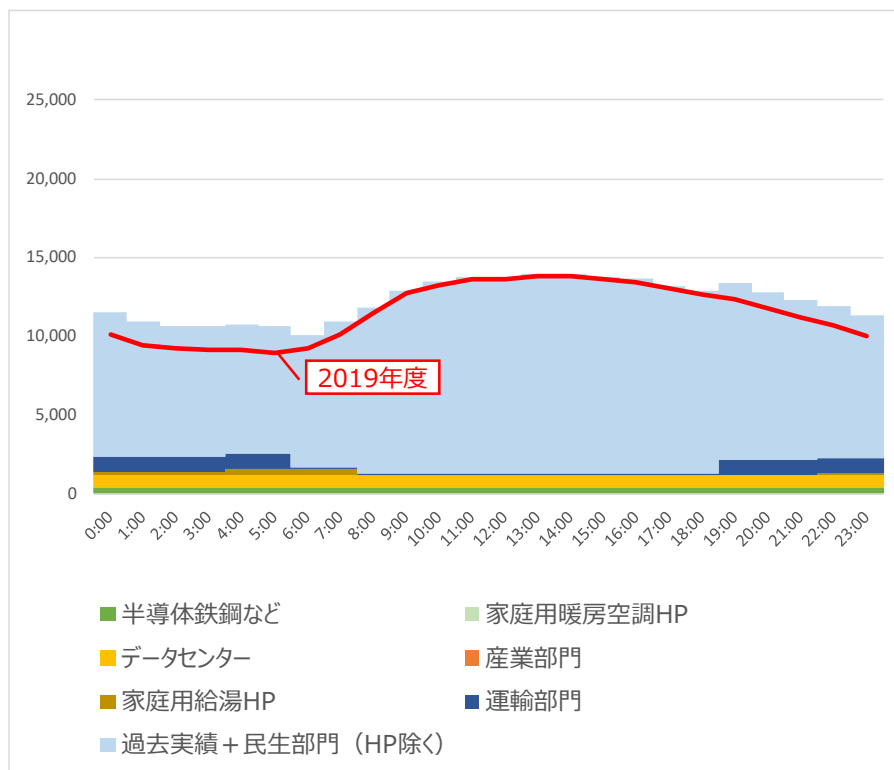
8月平日（DR考慮）



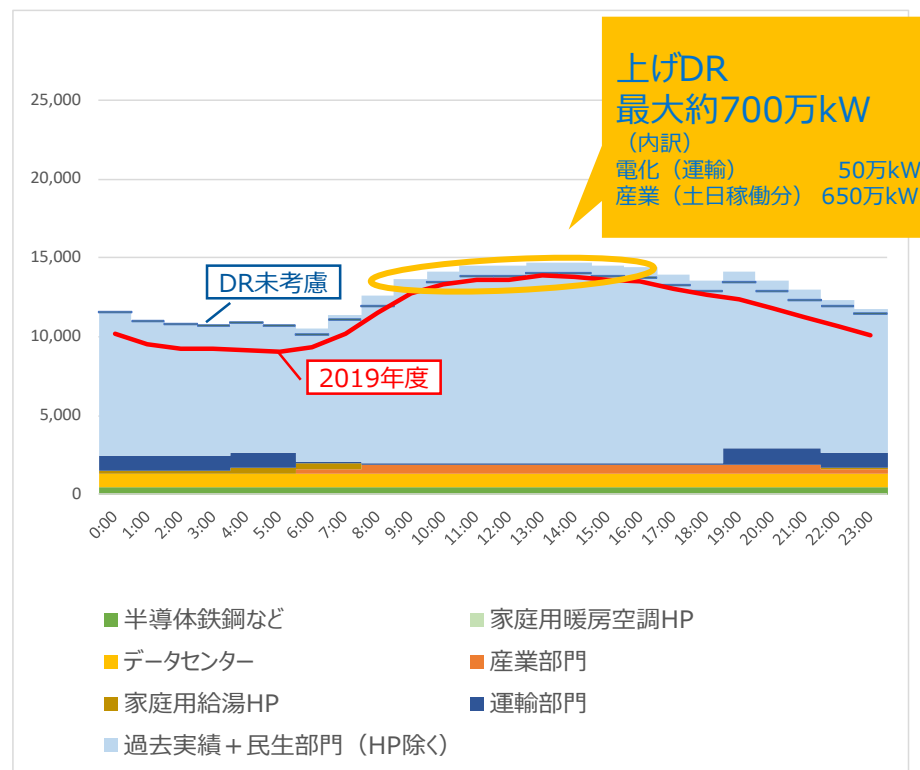
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 8月土曜日においては昼間に最大約700万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月土曜日（DR未考慮）



8月土曜日（DR考慮）



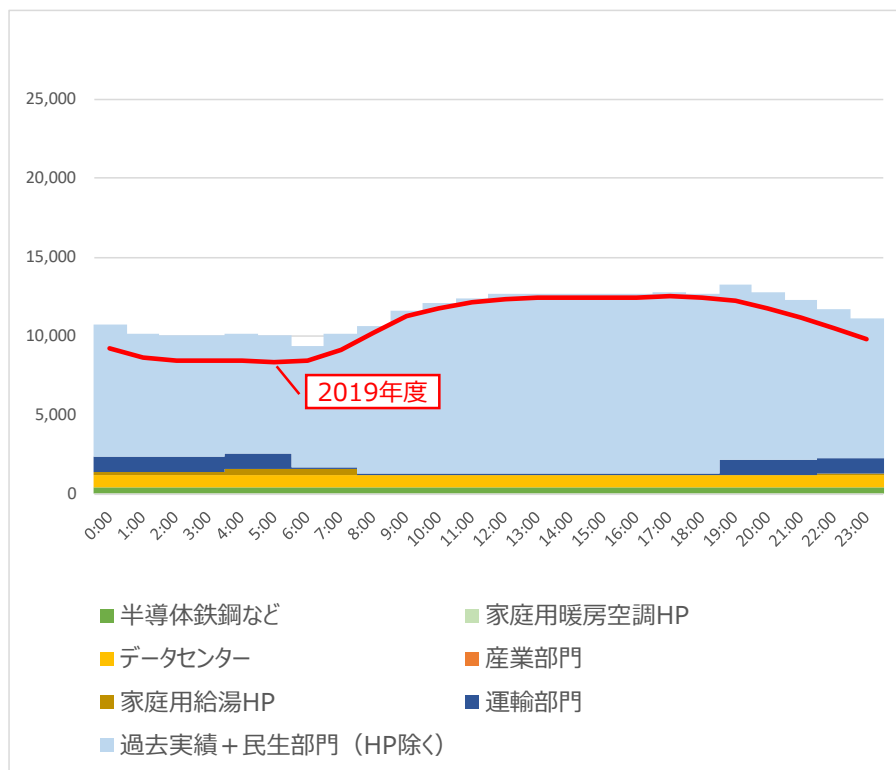
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月日曜日） 9,500億kWhケース

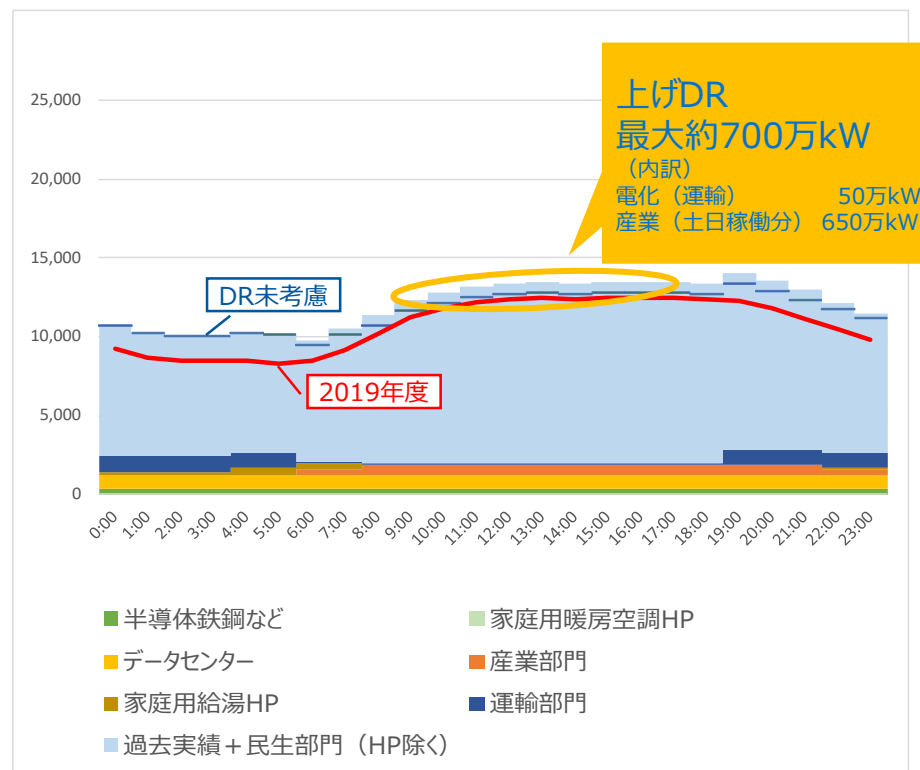
359

- 8月日曜日においては昼間に最大約700万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月日曜日（DR未考慮）



8月日曜日（DR考慮）



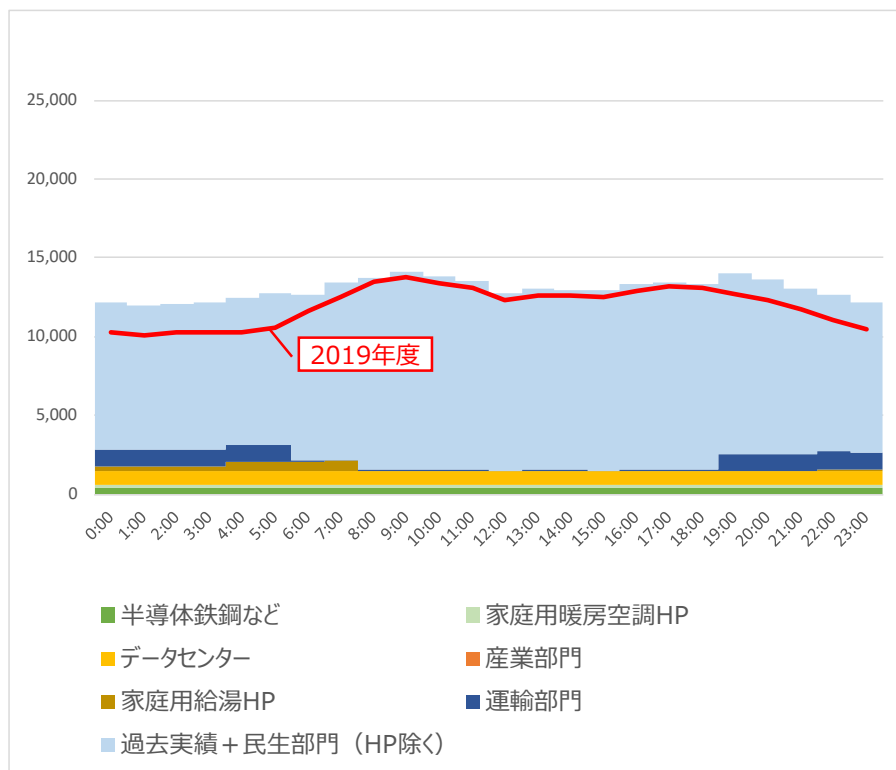
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 9,500億kWhケース

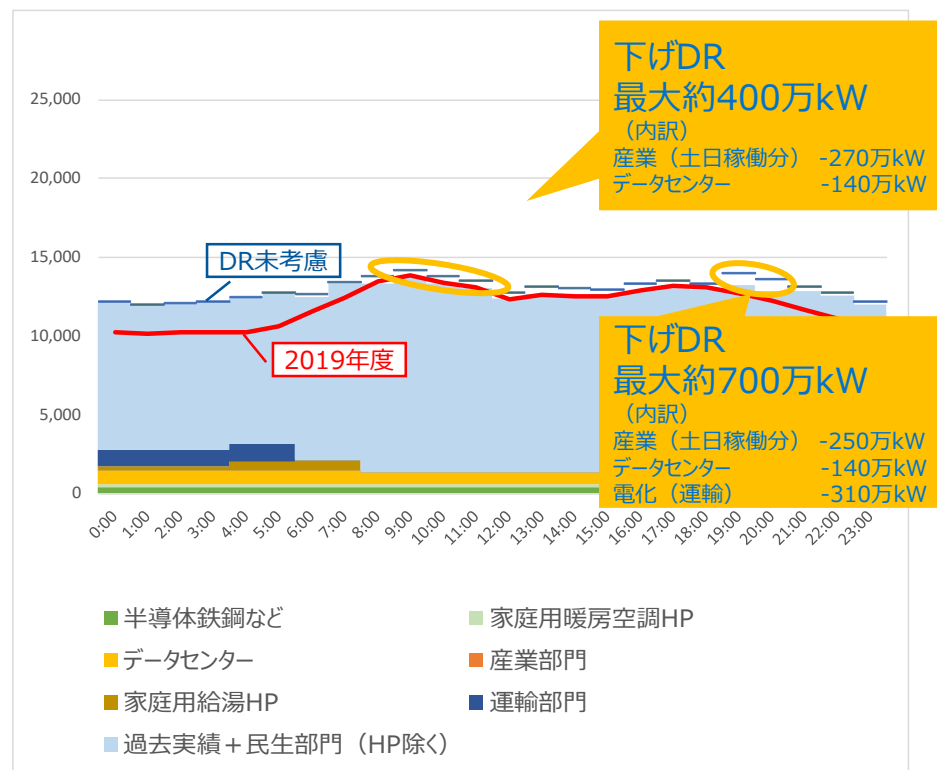
360

- 1月平日においては昼間に最大約400万kW、夜間に最大約700万kWの下げDRによる需要減を想定する。

1月平日（DR未考慮）



1月平日（DR考慮）



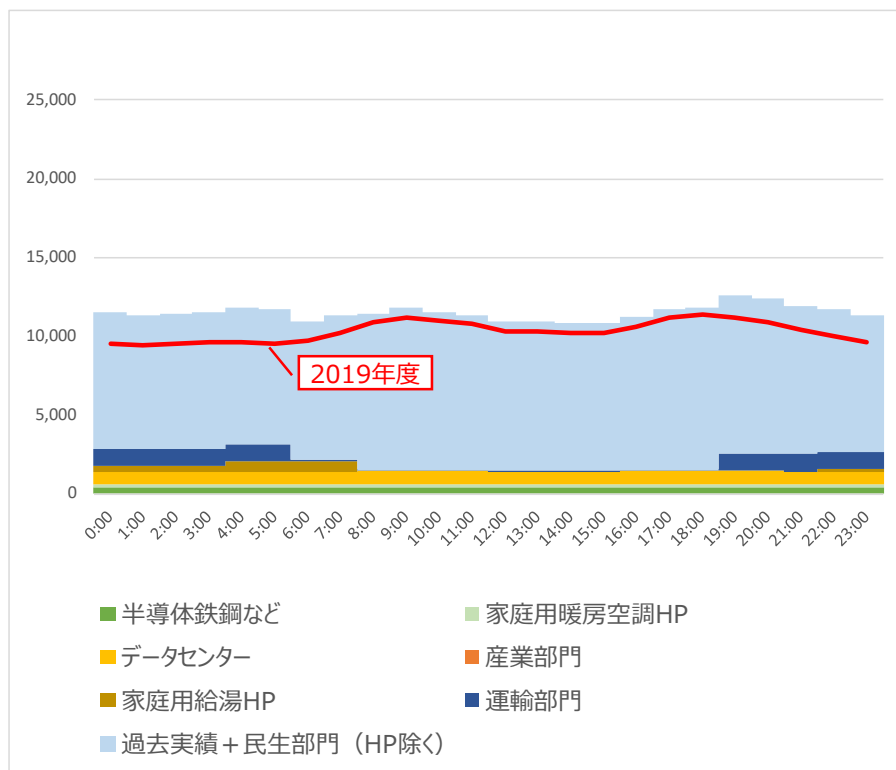
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月土曜日） 9,500億kWhケース

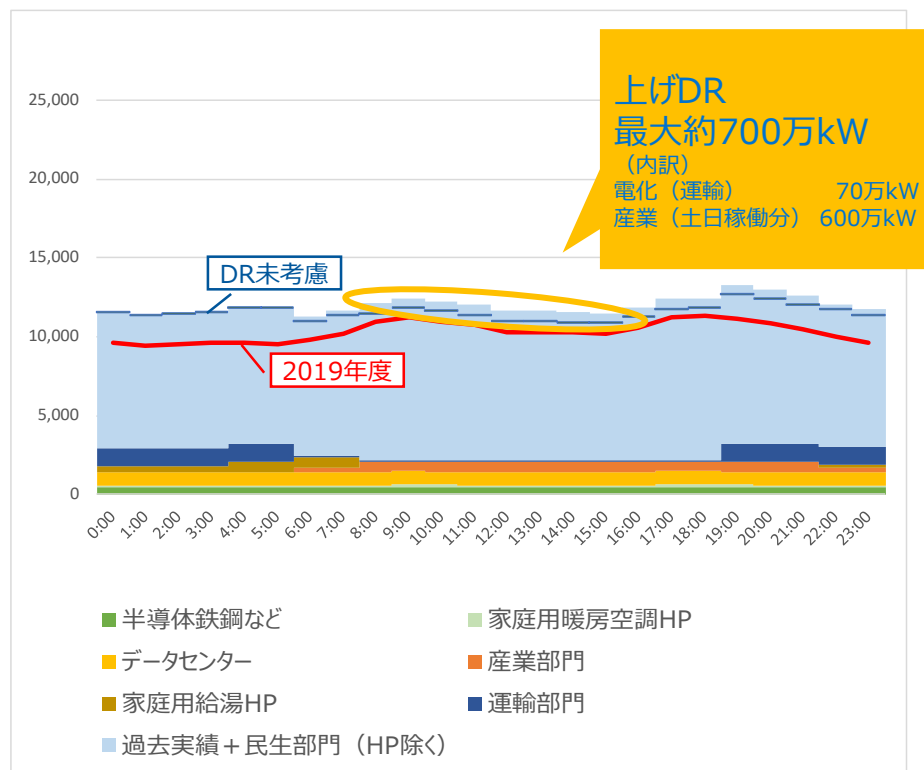
361

- 1月土曜日においては昼間に最大約700万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月土曜日（DR未考慮）



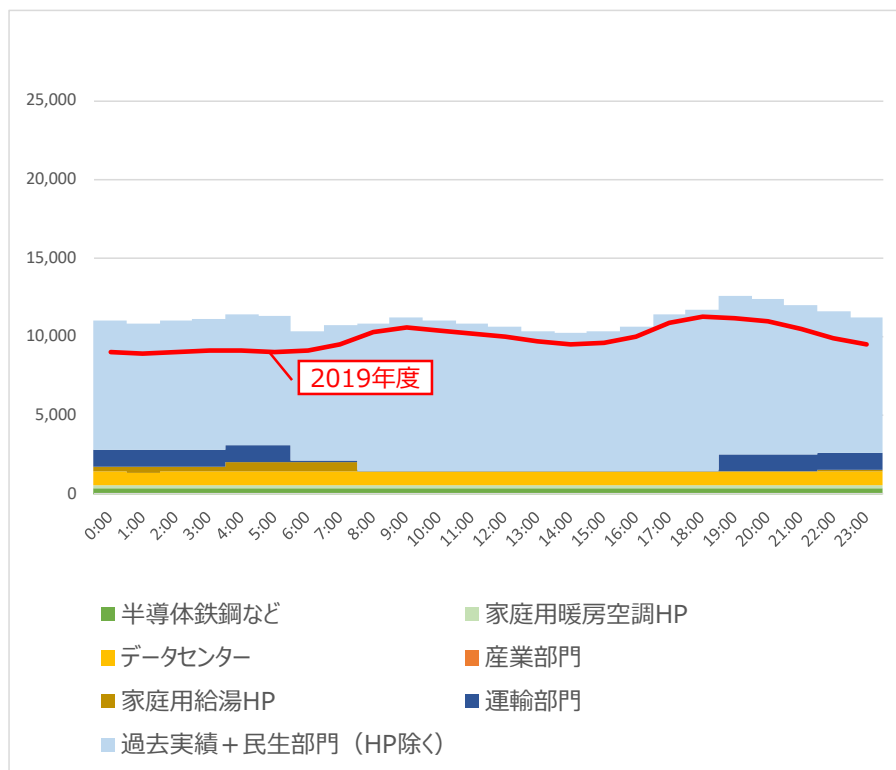
1月土曜日（DR考慮）



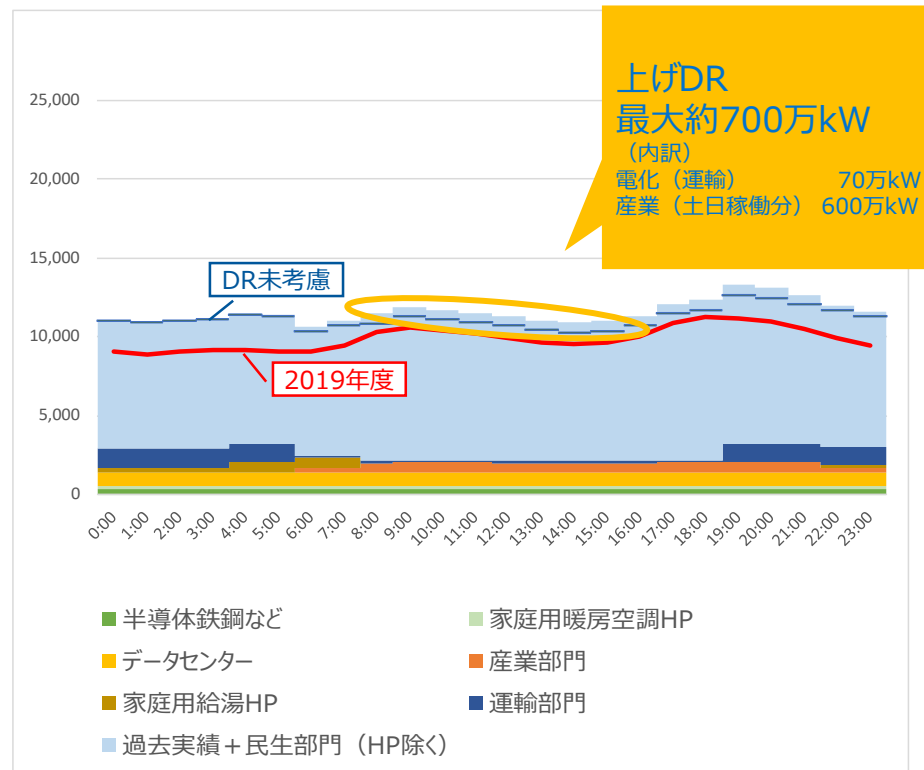
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 1月日曜日においては昼間に最大約700万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月日曜日（DR未考慮）



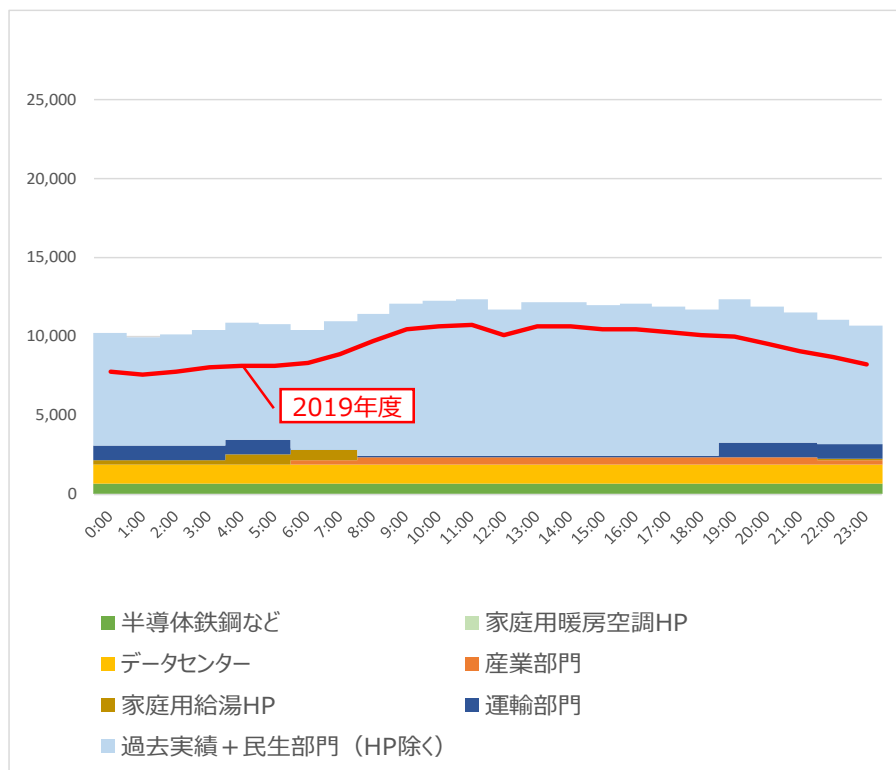
1月日曜日（DR考慮）



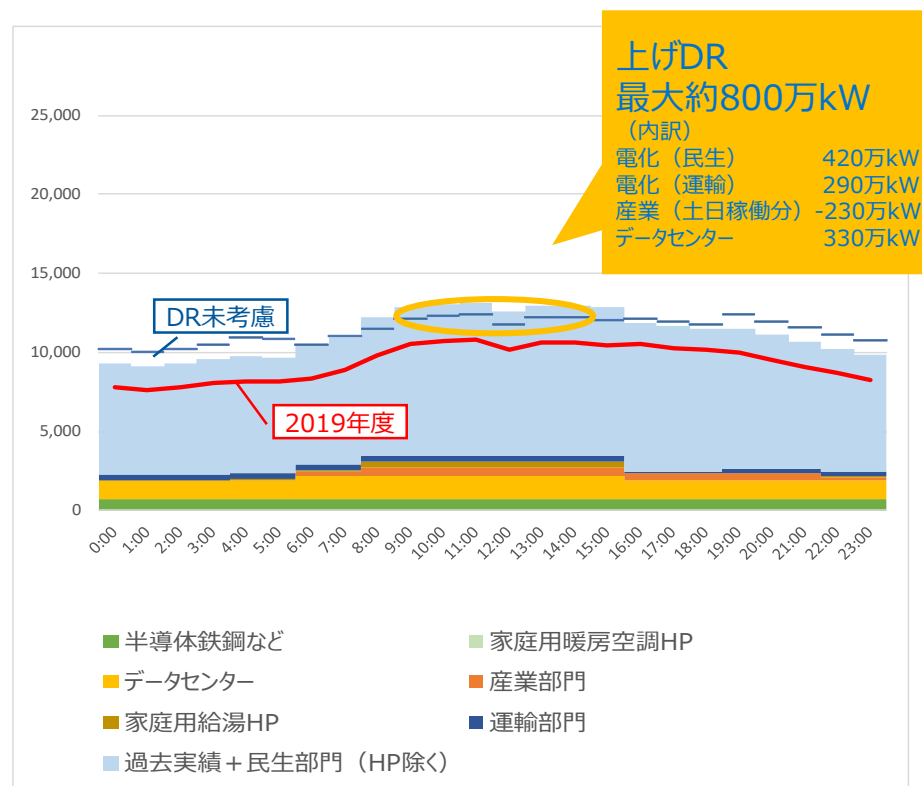
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 5月平日においては昼間に最大約800万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月平日（DR未考慮）



5月平日（DR考慮）



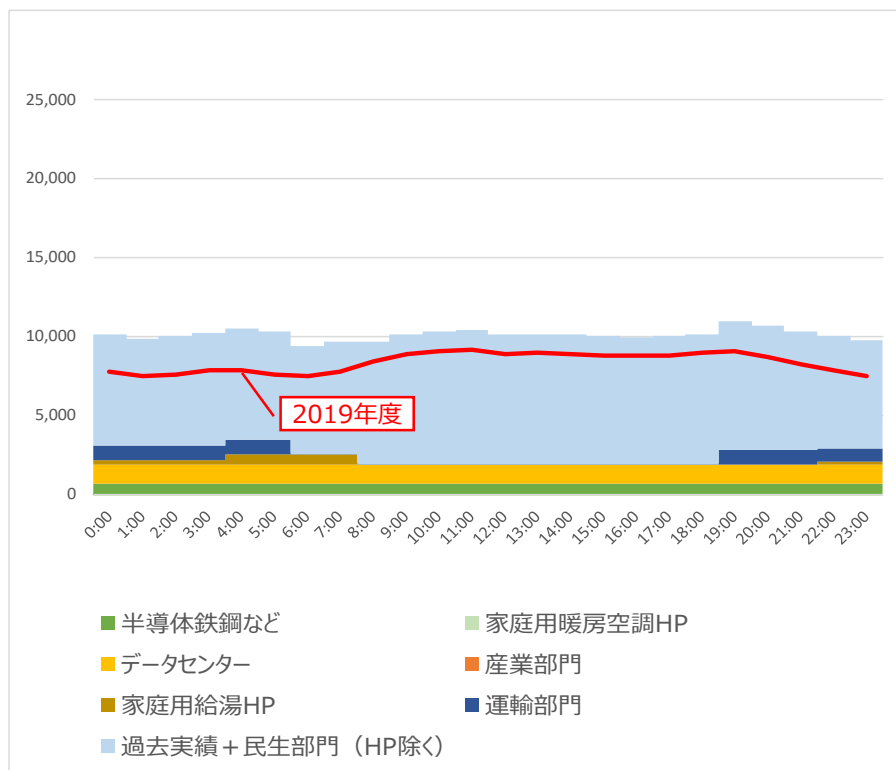
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月土曜日） 10,500億kWhケース

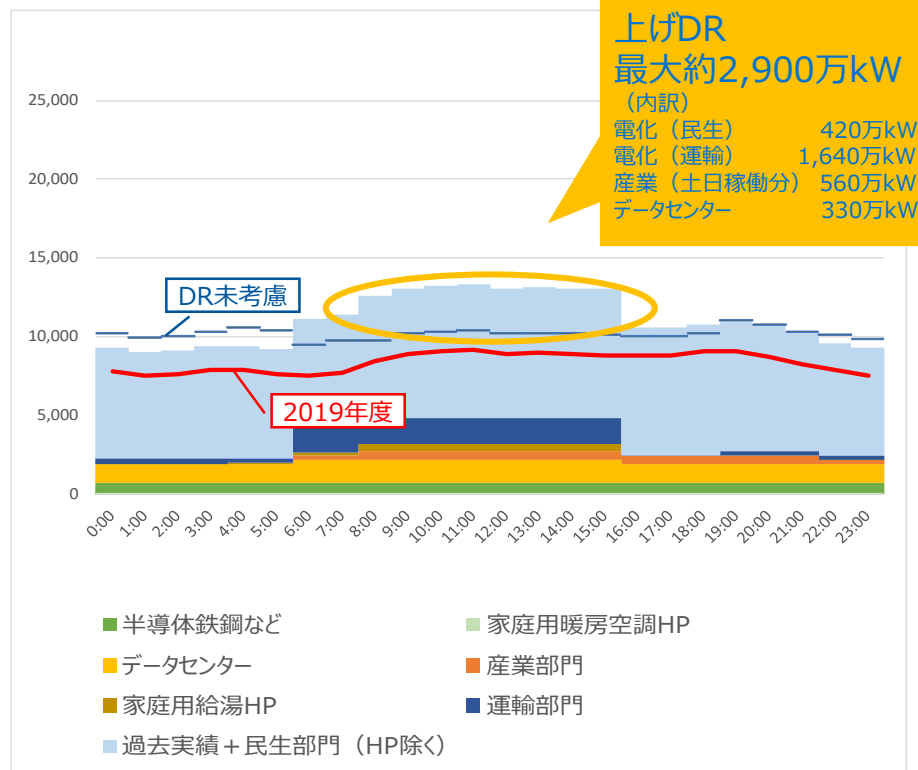
364

- 5月土曜日においては昼間に最大約2,900万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月土曜日（DR未考慮）



5月土曜日（DR考慮）



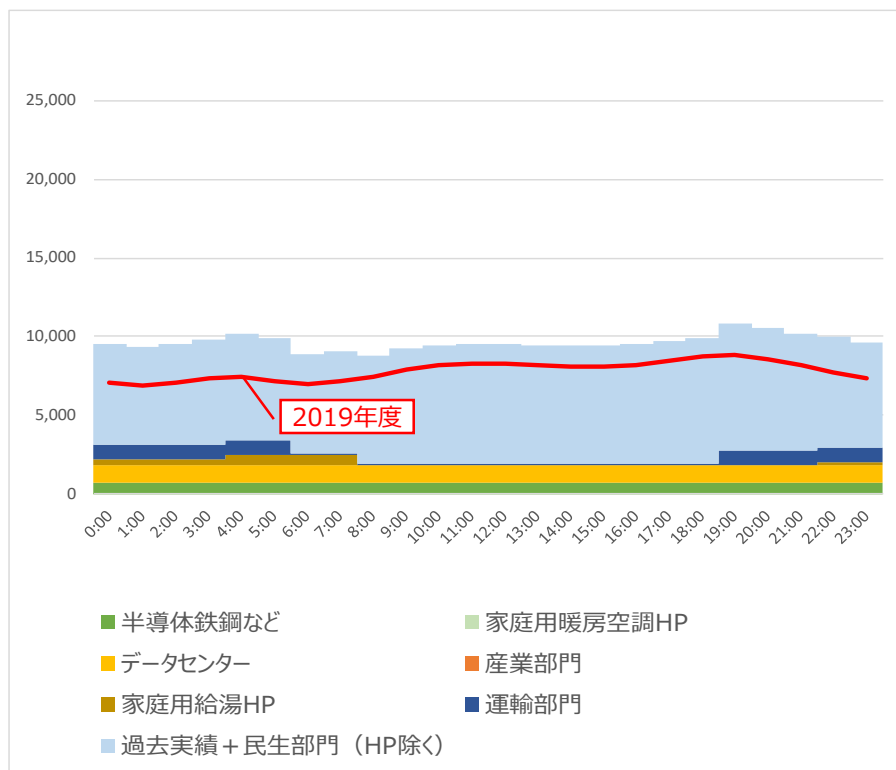
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月日曜日） 10,500億kWhケース

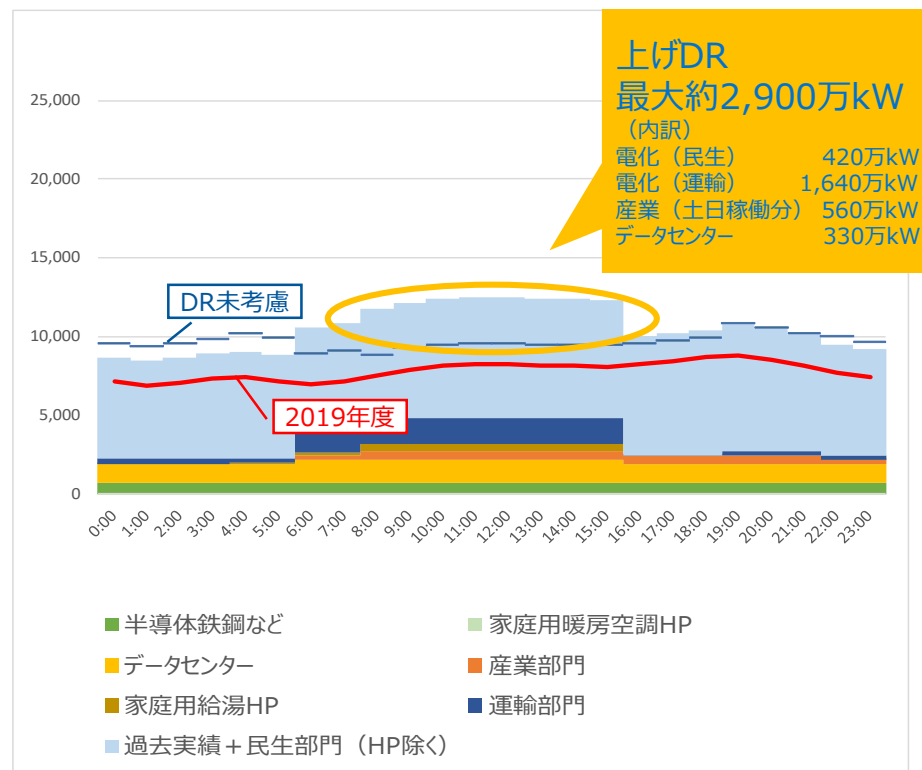
365

- 5月日曜日においては昼間に最大約2,900万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月日曜日（DR未考慮）



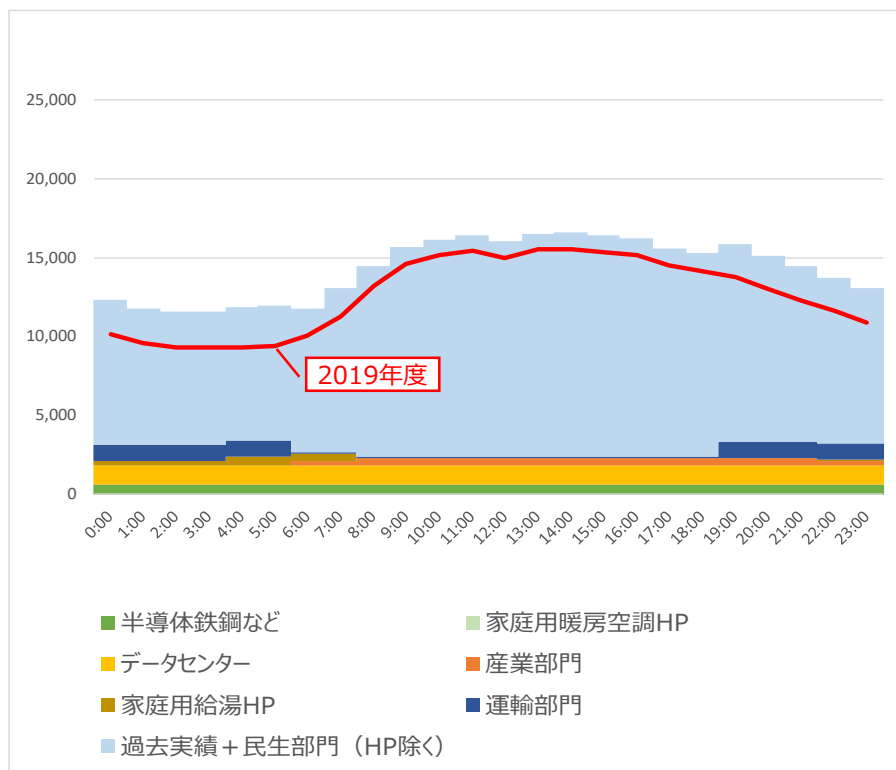
5月日曜日（DR考慮）



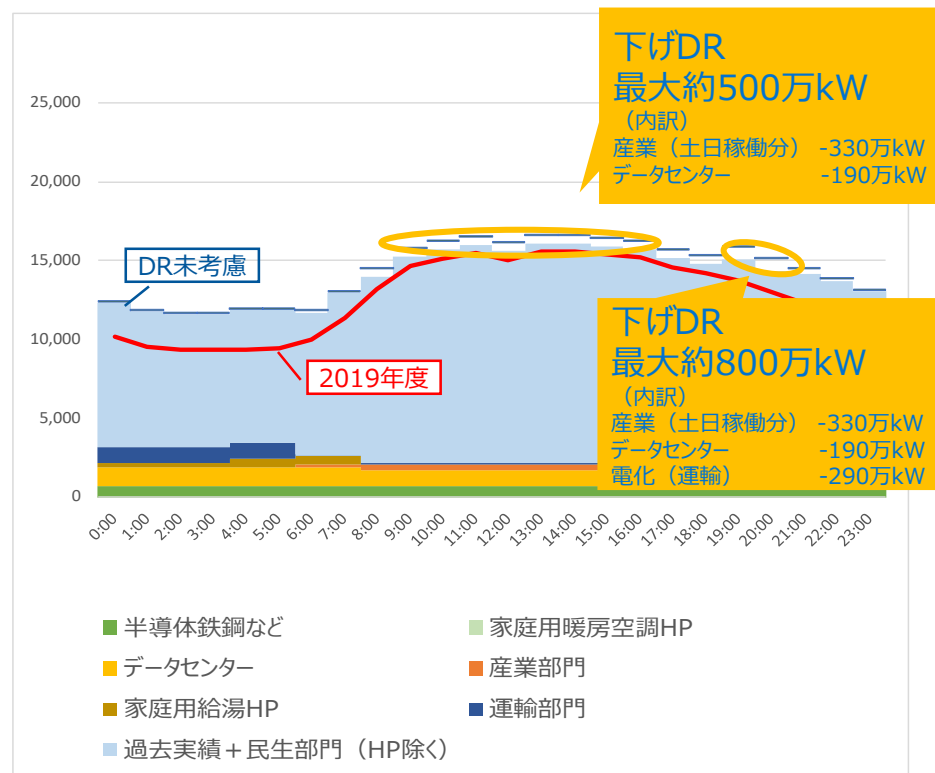
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 8月平日においては昼間に最大約500万kW、夜間に最大約800万kWの下げDRによる需要減を想定する。

8月平日（DR未考慮）



8月平日（DR考慮）



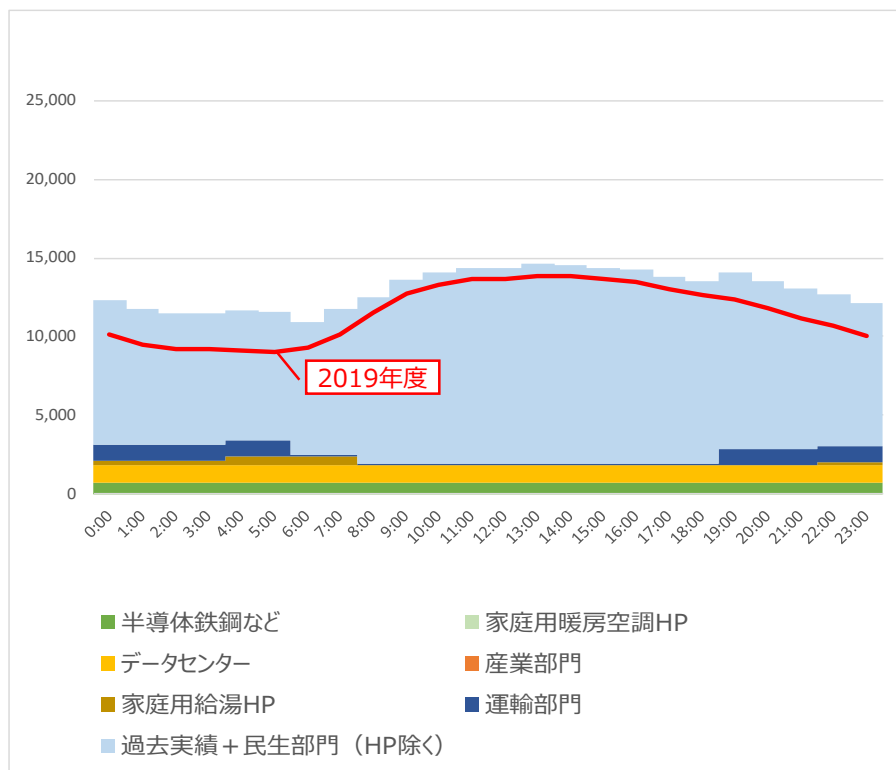
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月土曜日） 10,500億kWhケース

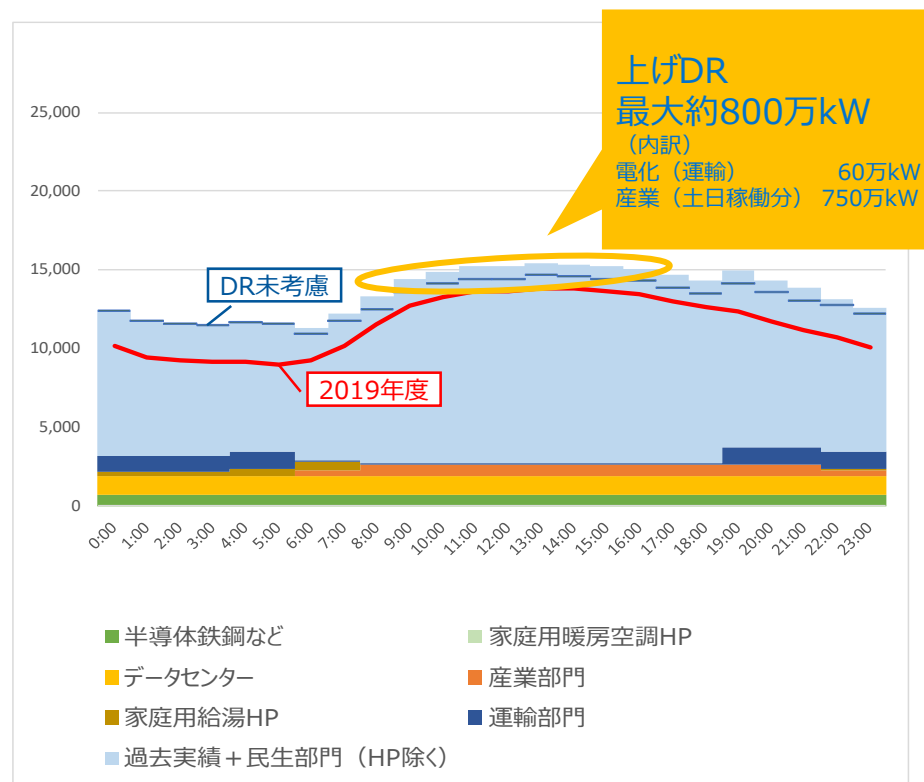
367

- 8月土曜日においては昼間に最大約800万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月土曜日（DR未考慮）



8月土曜日（DR考慮）



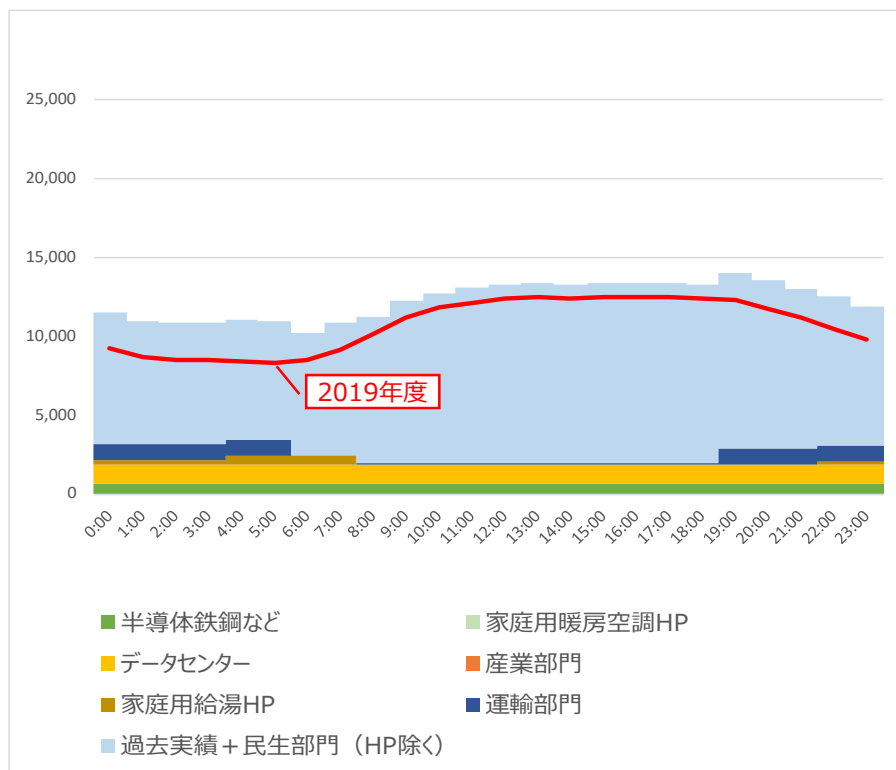
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月日曜日） 10,500億kWhケース

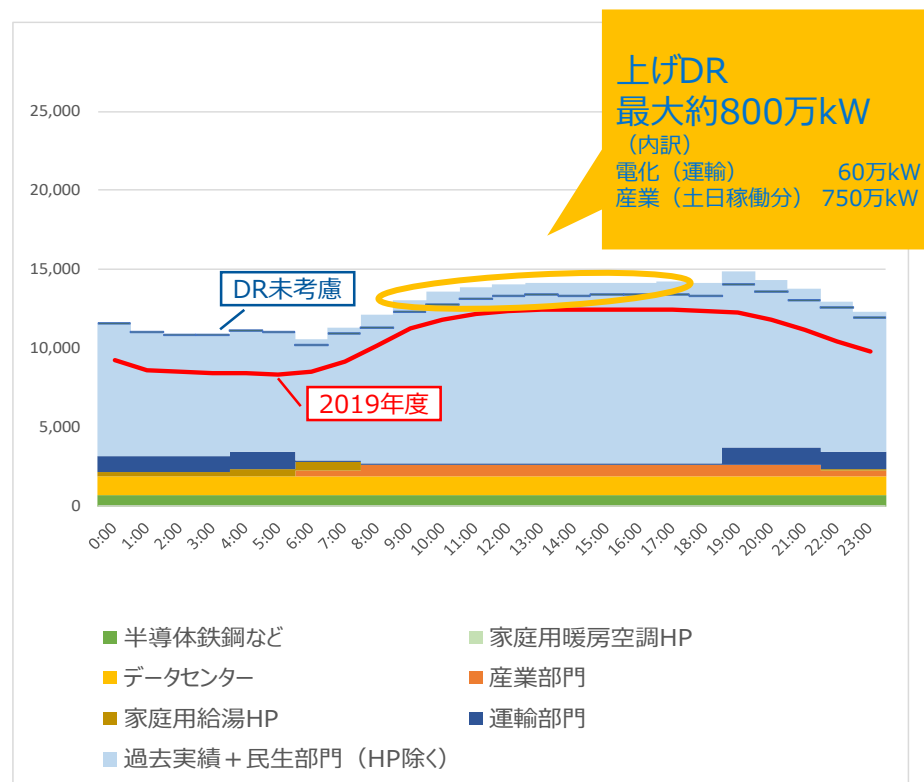
368

- 8月日曜日においては昼間に最大約800万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月日曜日（DR未考慮）



8月日曜日（DR考慮）



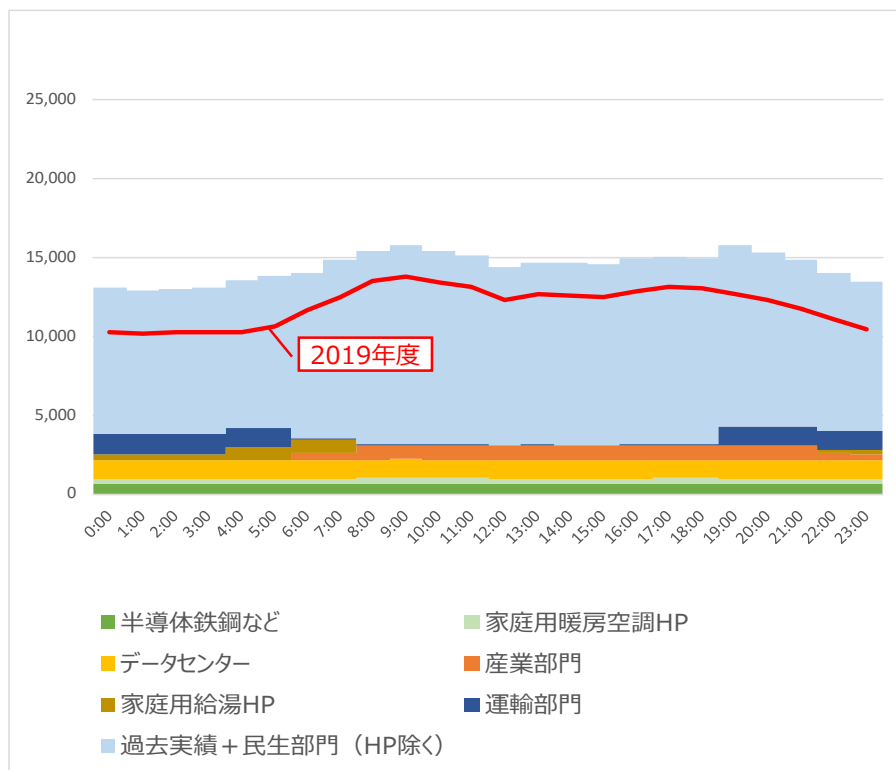
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 10,500億kWhケース

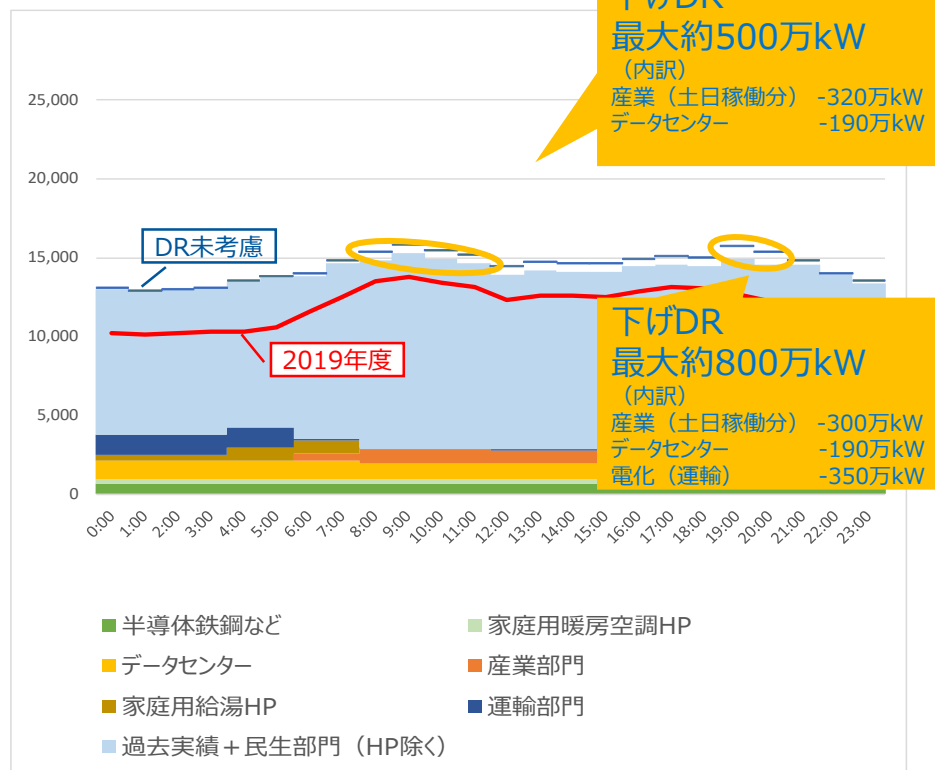
369

- 1月平日においては昼間に最大約500万kW、夜間に最大約800万kWの下げDRによる需要減を想定する。

1月平日（DR未考慮）



1月平日（DR考慮）



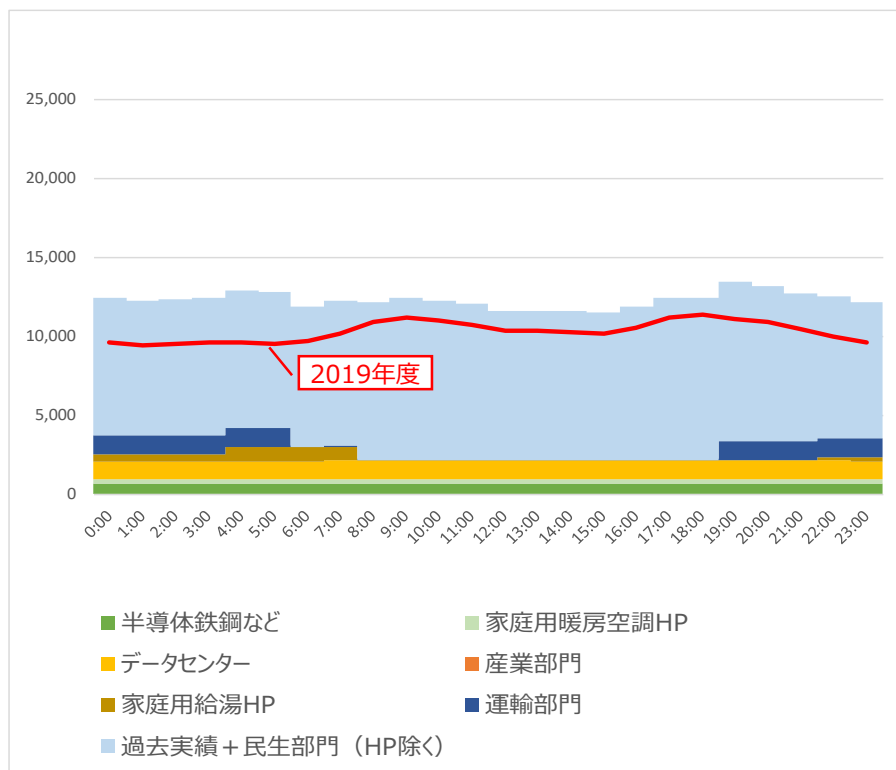
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月土曜日） 10,500億kWhケース

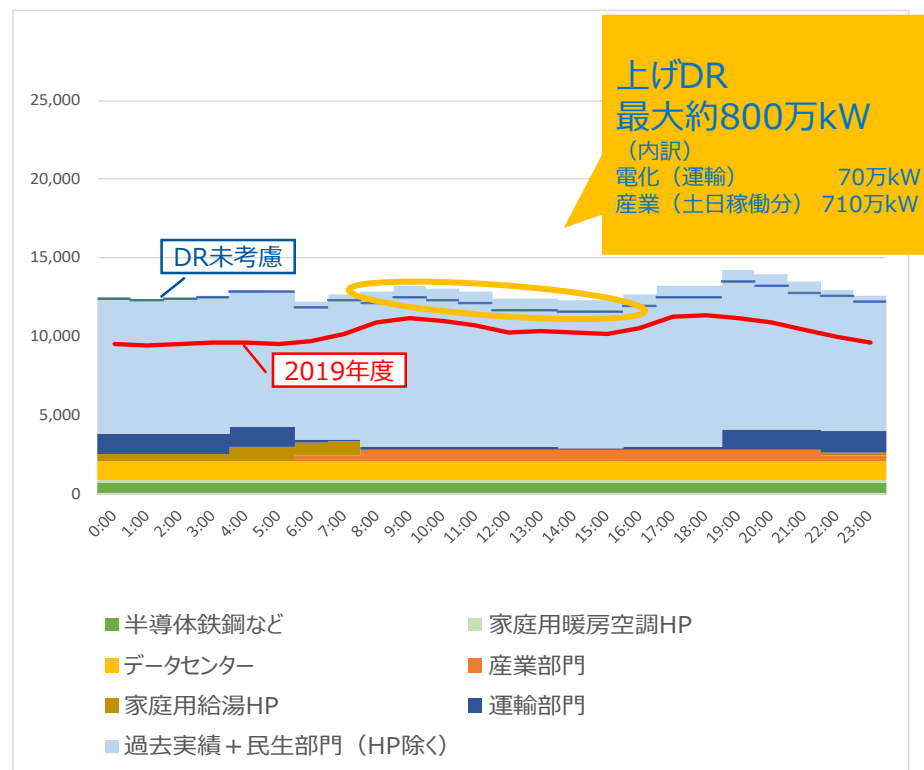
370

- 1月土曜日においては昼間に最大約800万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月土曜日（DR未考慮）



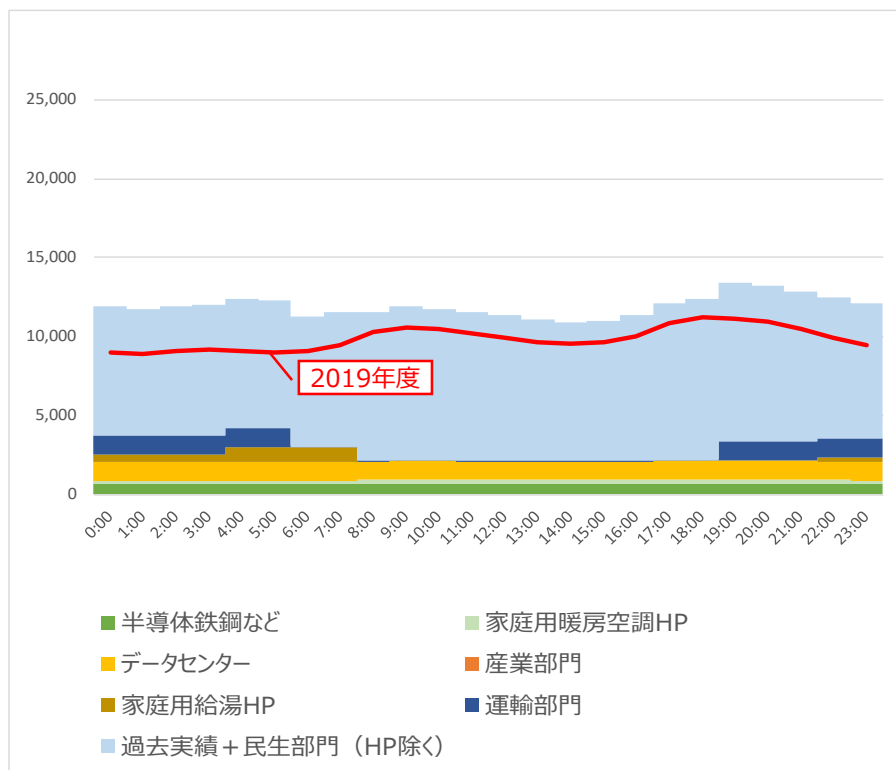
1月土曜日（DR考慮）



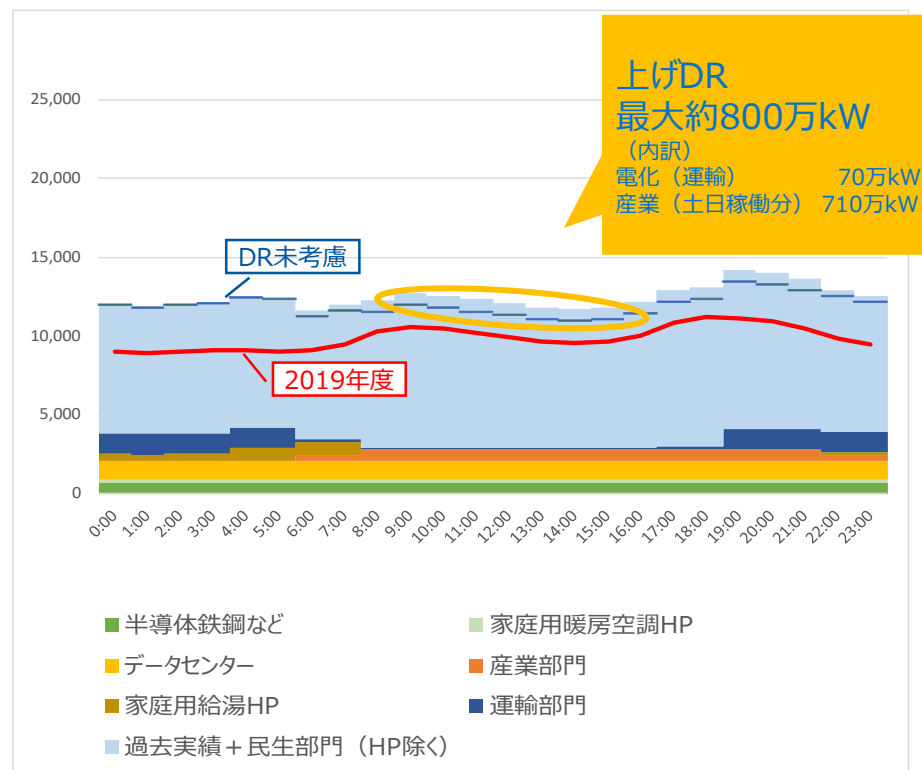
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 1月日曜日においては昼間に最大約800万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月日曜日（DR未考慮）



1月日曜日（DR考慮）



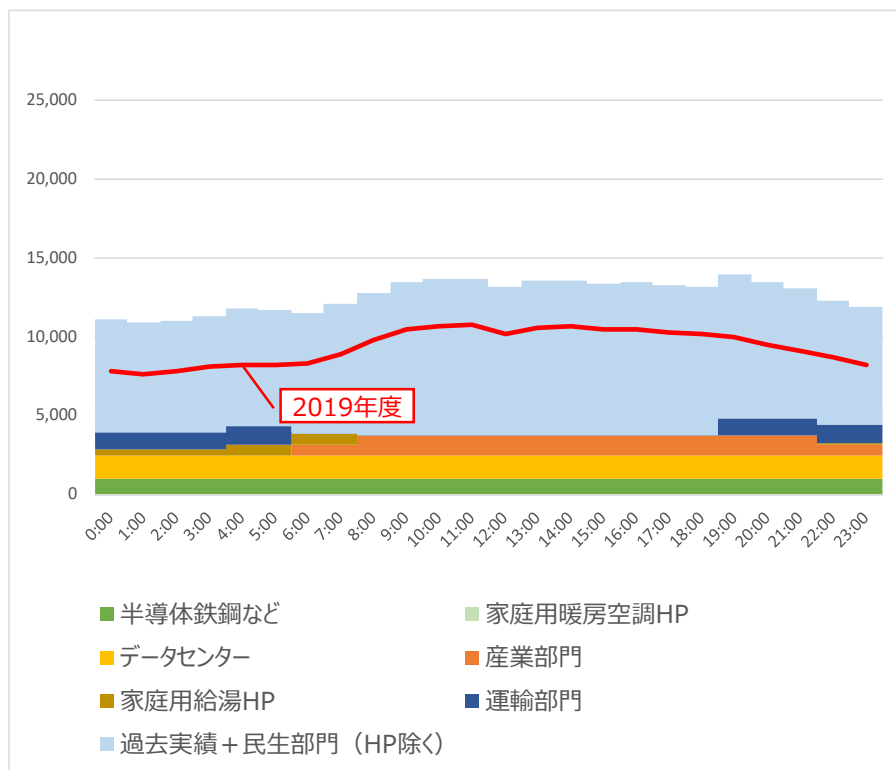
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 11,500億kWhケース

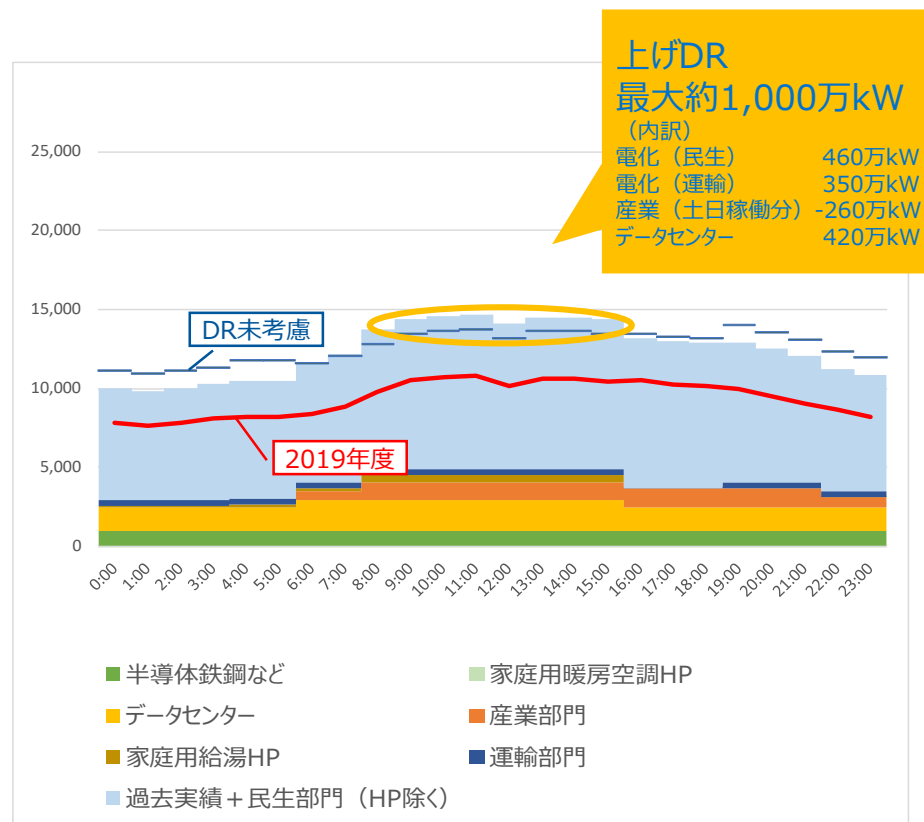
372

- 5月平日においては昼間に最大約1,000万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月平日（DR未考慮）



5月平日（DR考慮）



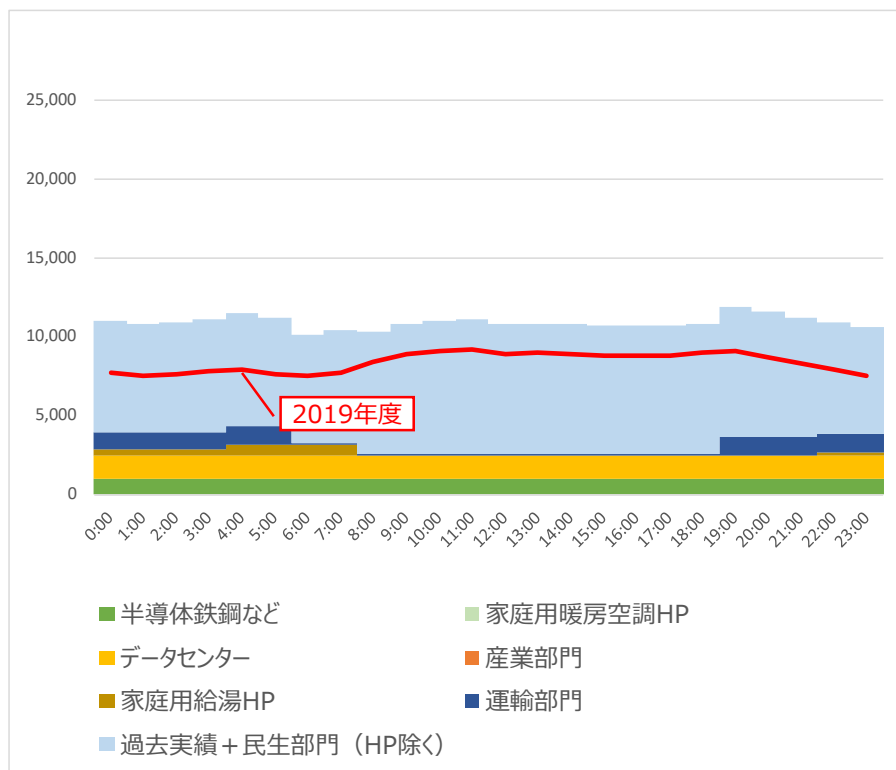
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月土曜日） 11,500億kWhケース

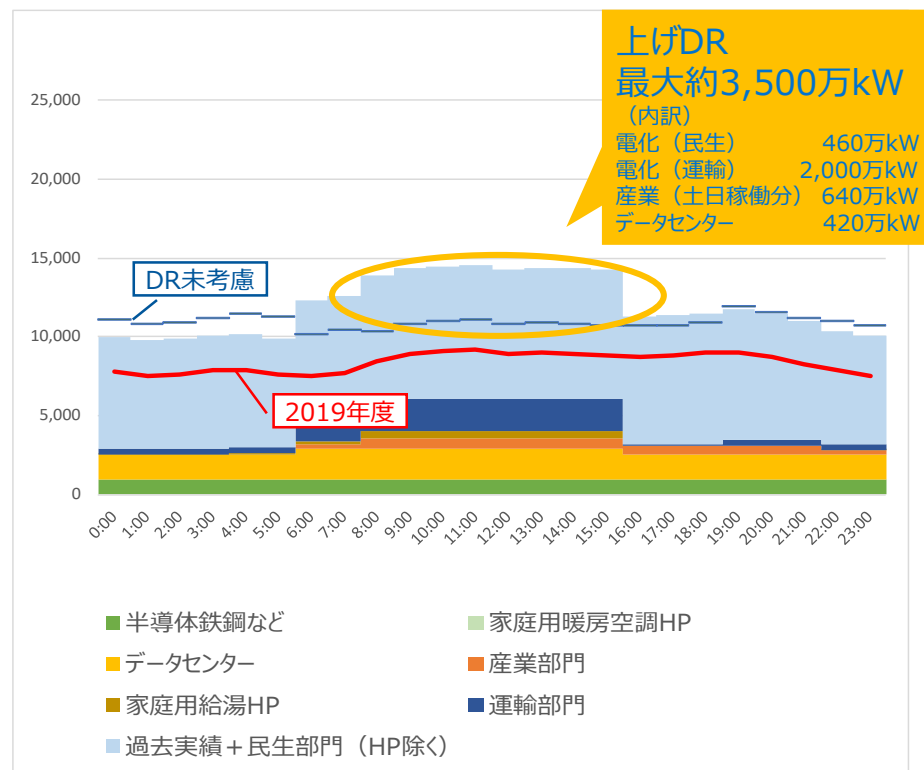
373

- 5月土曜日においては昼間に最大約3,500万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月土曜日（DR未考慮）



5月土曜日（DR考慮）



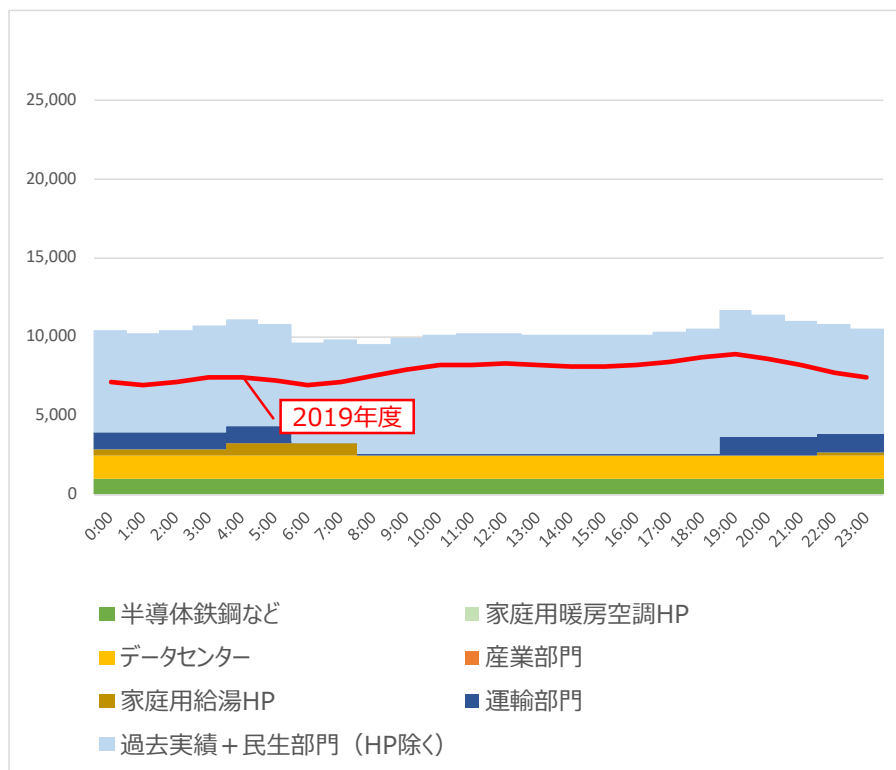
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月日曜日） 11,500億kWhケース

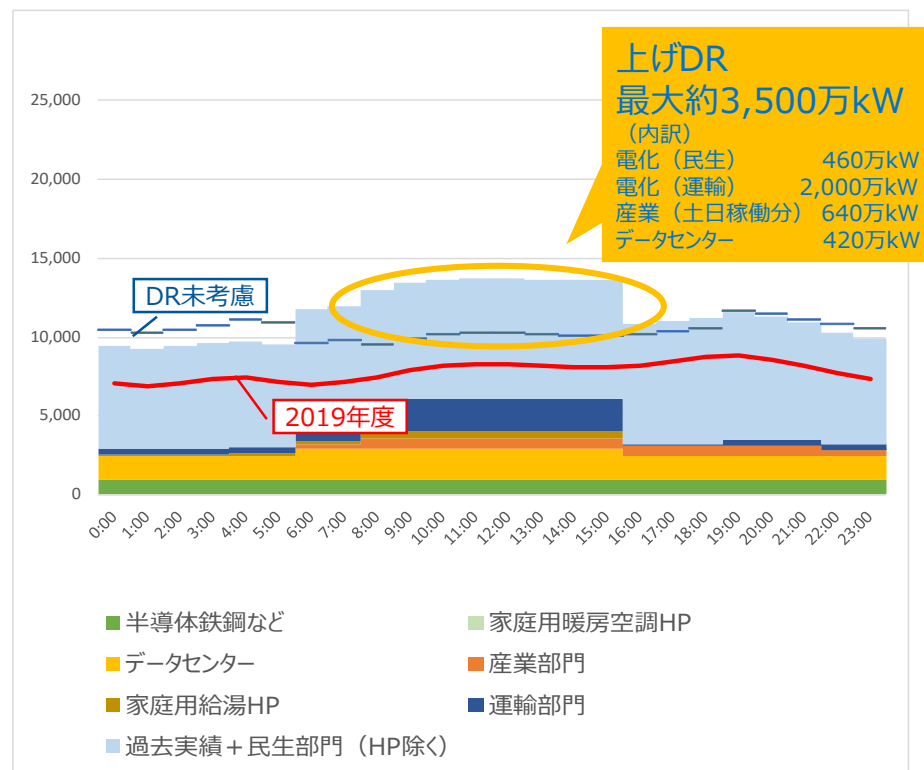
374

- 5月日曜日においては昼間に最大約3,500万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月日曜日（DR未考慮）



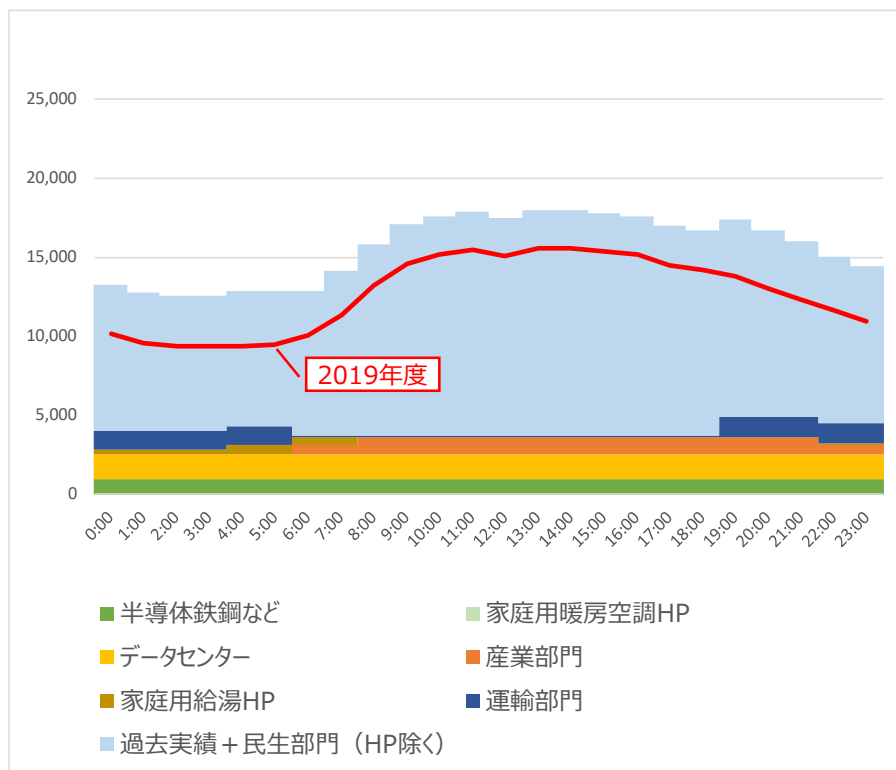
5月日曜日（DR考慮）



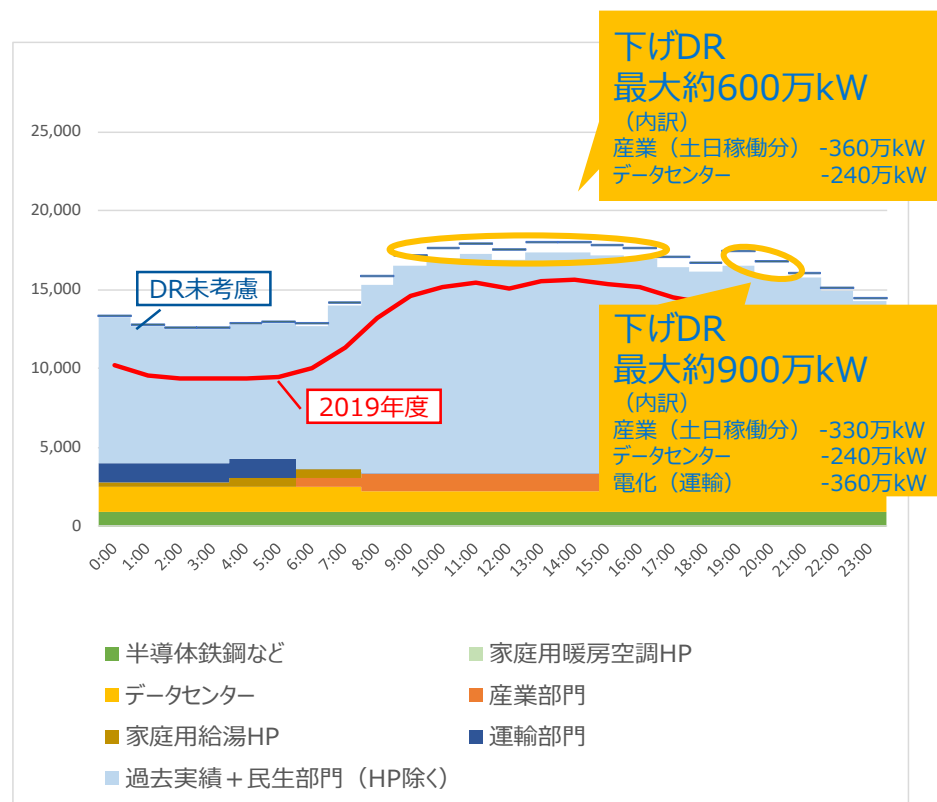
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 8月平日においては昼間に最大約600万kW、夜間に最大約900万kWの下げDRによる需要減を想定する。

8月平日（DR未考慮）



8月平日（DR考慮）



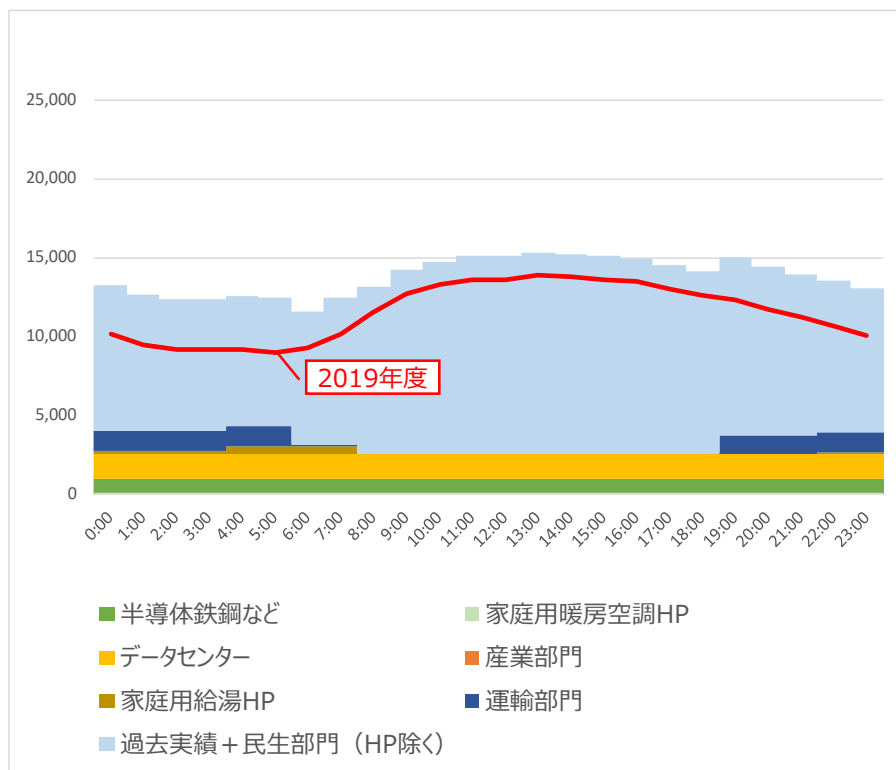
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月土曜日） 11,500億kWhケース

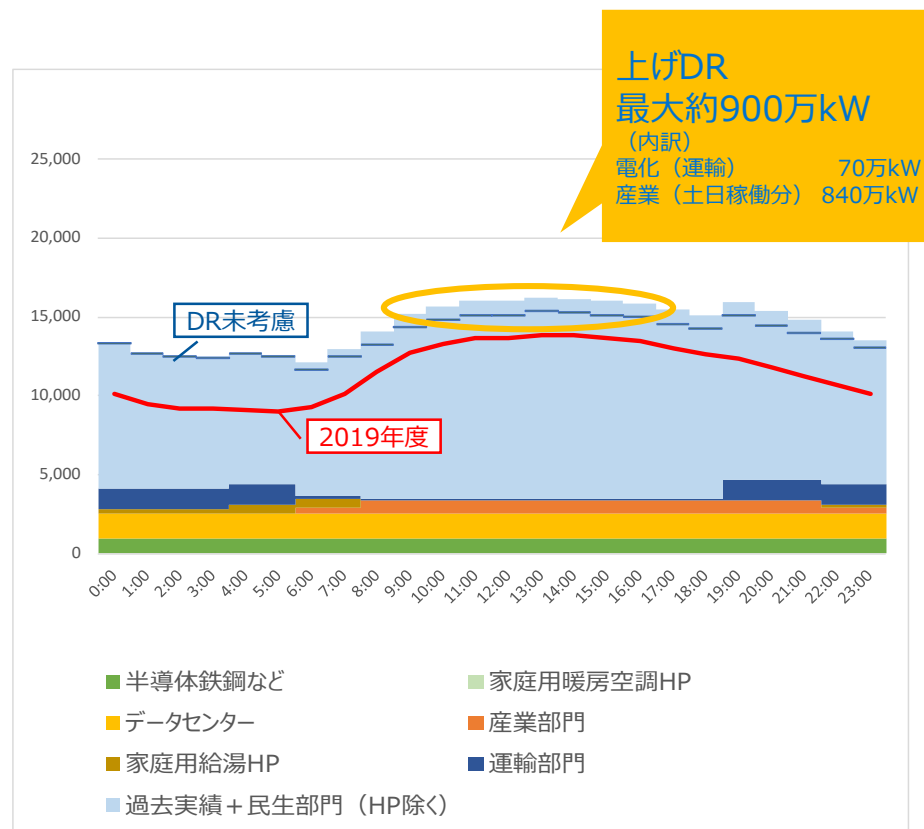
376

- 8月土曜日においては昼間に約最大900万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月土曜日（DR未考慮）



8月土曜日（DR考慮）



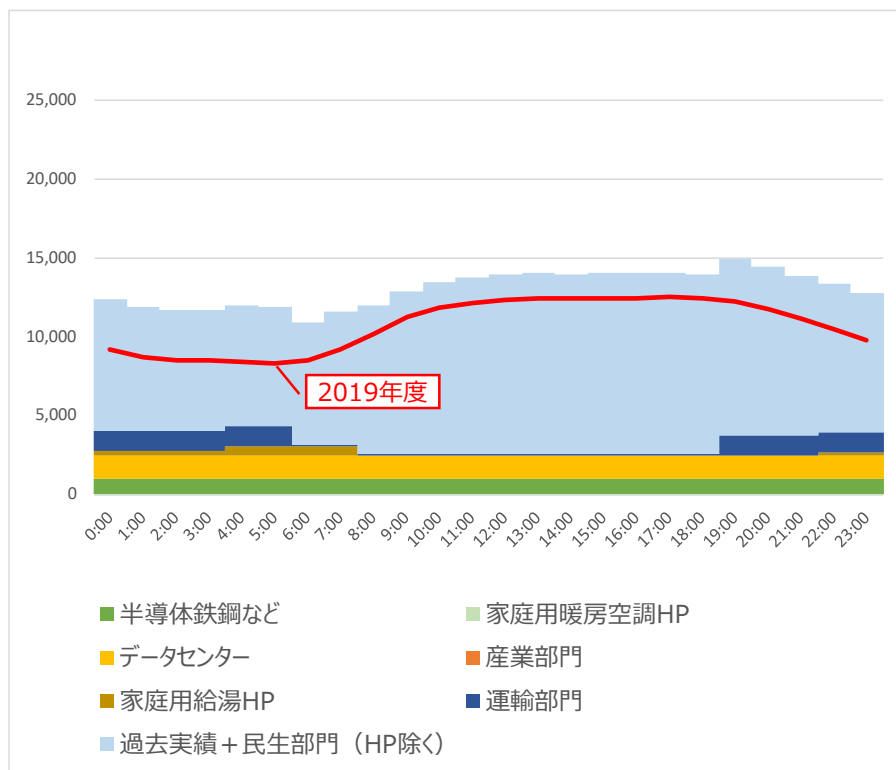
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月日曜日） 11,500億kWhケース

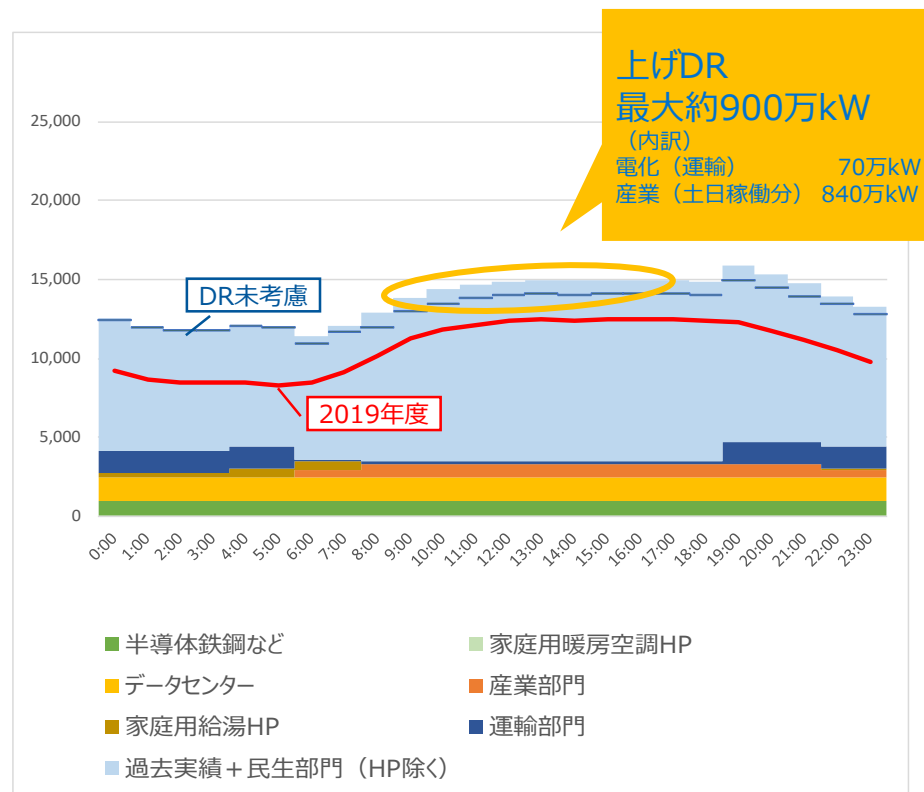
377

- 8月日曜日においては昼間に最大約900万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月日曜日（DR未考慮）



8月日曜日（DR考慮）



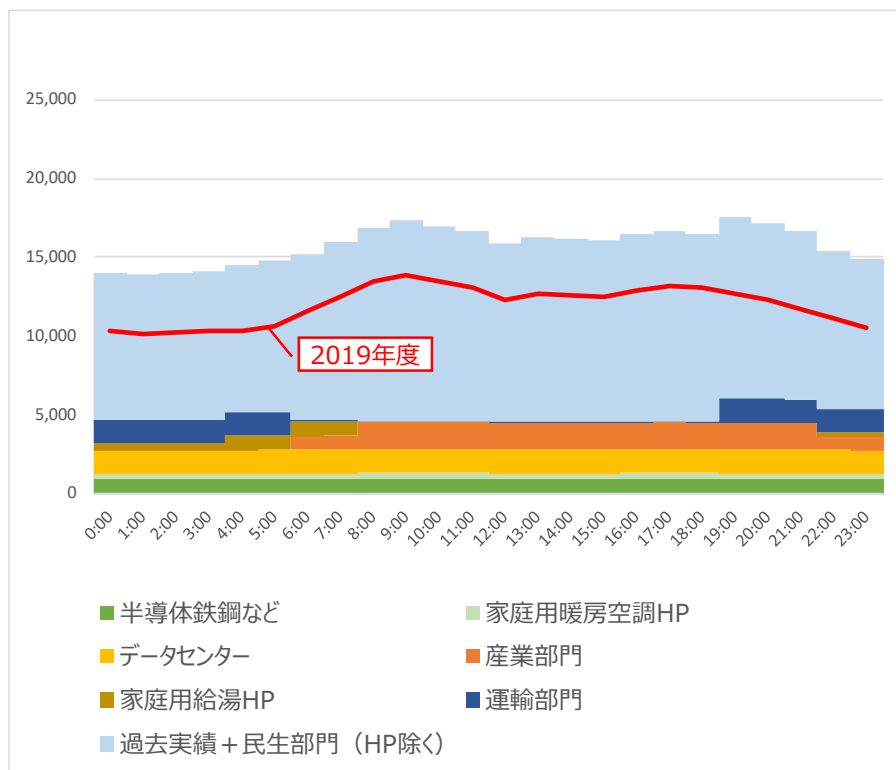
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 11,500億kWhケース

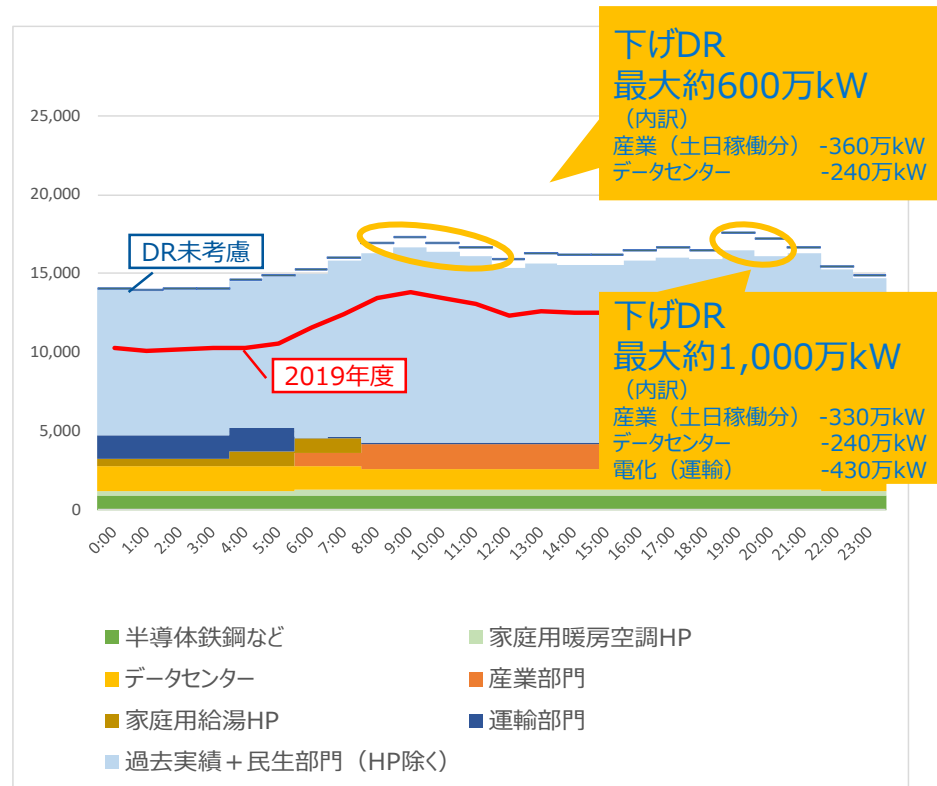
378

- 1月平日においては昼間に最大約600万kW、夜間に最大約1,000万kWの下げDRによる需要減を想定する。

1月平日（DR未考慮）



1月平日（DR考慮）



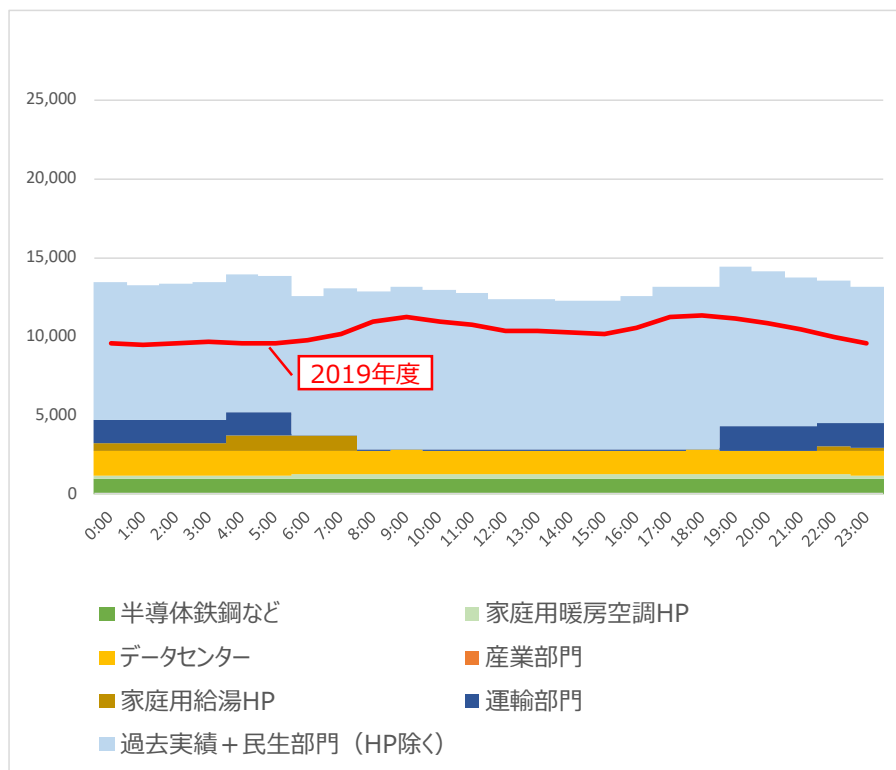
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月土曜日） 11,500億kWhケース

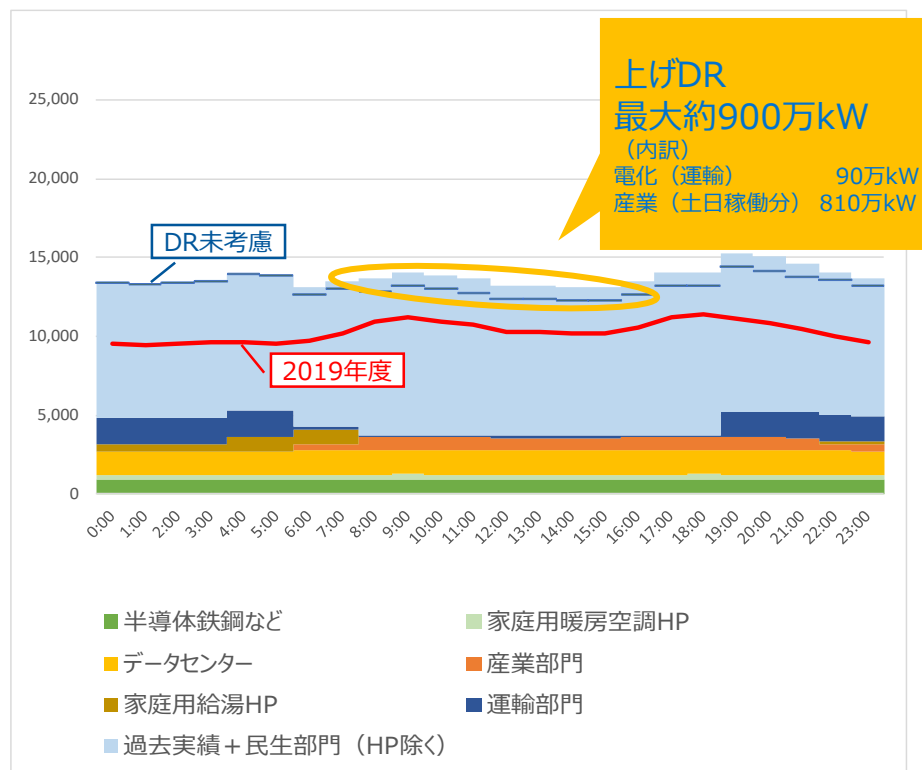
379

- 1月土曜日においては昼間に最大約900万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月土曜日（DR未考慮）



1月土曜日（DR考慮）



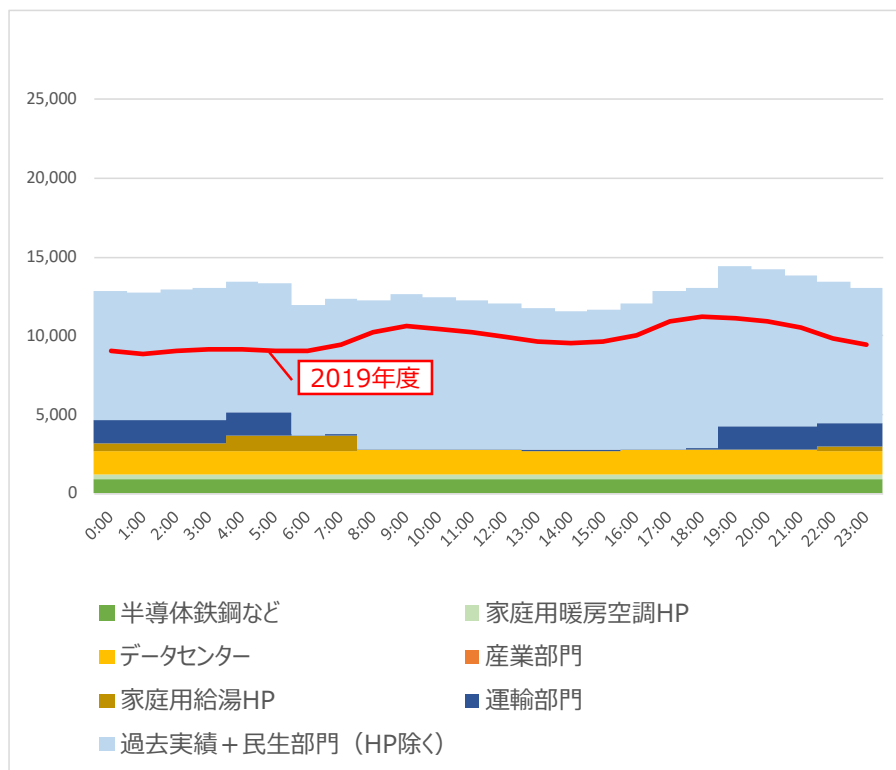
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月日曜日） 11,500億kWhケース

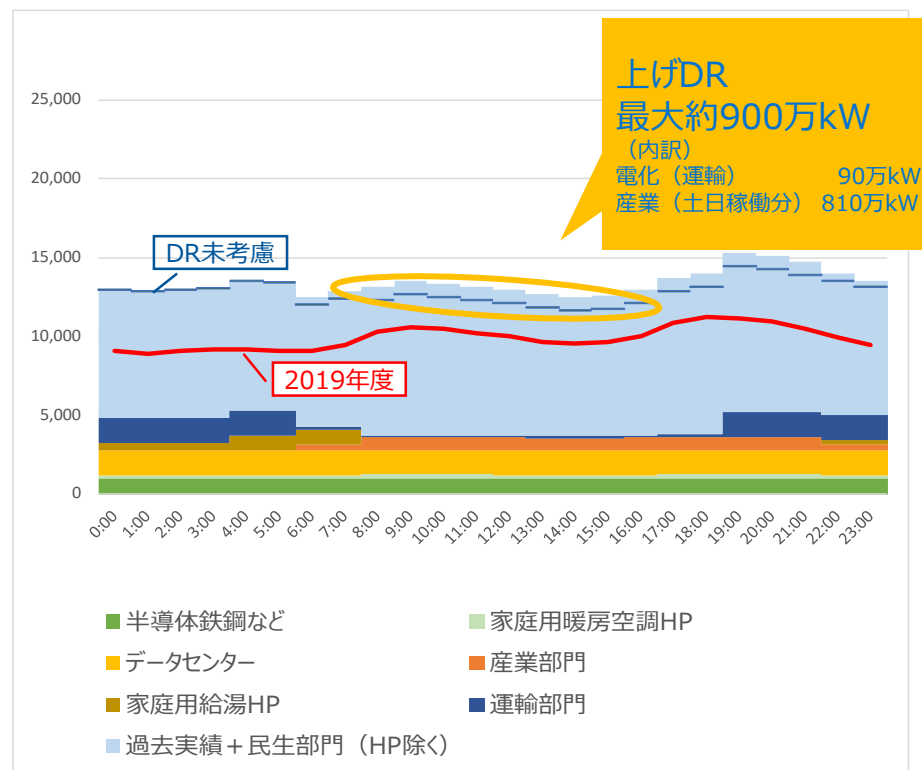
380

- 1月日曜日においては昼間に最大約900万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月日曜日（DR未考慮）



1月日曜日（DR考慮）



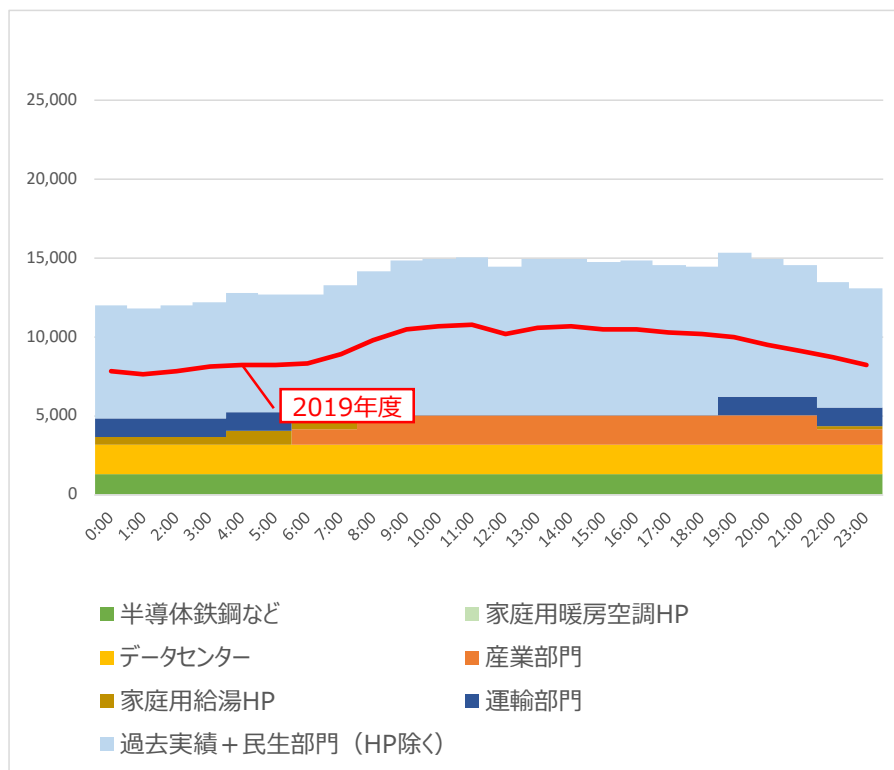
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 12,500億kWhケース

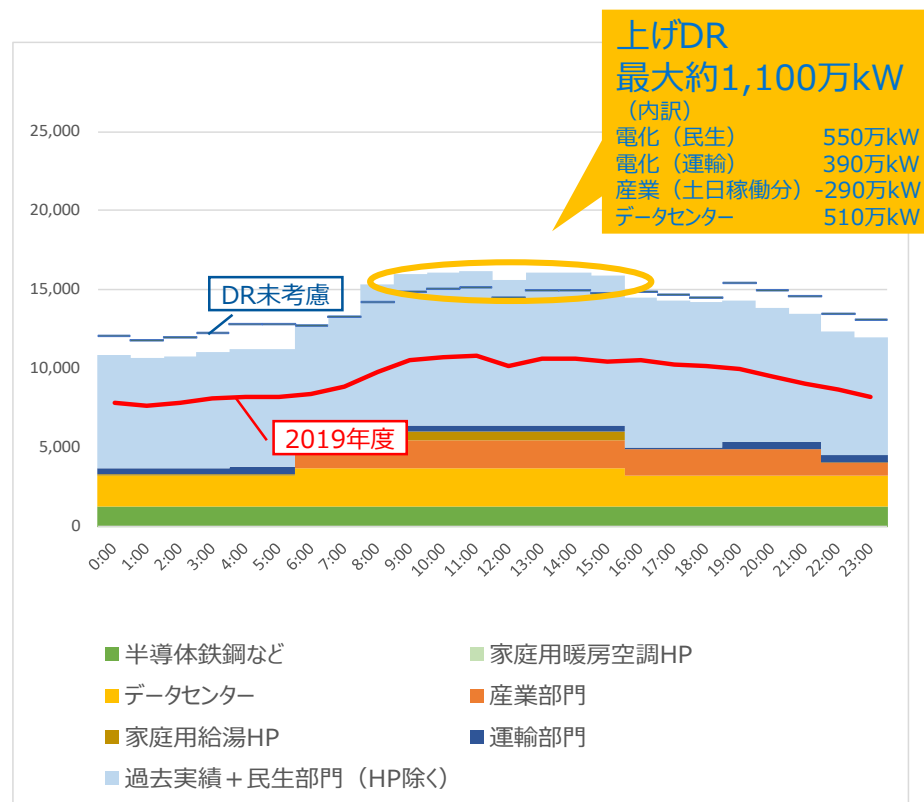
381

- 5月平日においては昼間に最大約1,100万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月平日（DR未考慮）



5月平日（DR考慮）



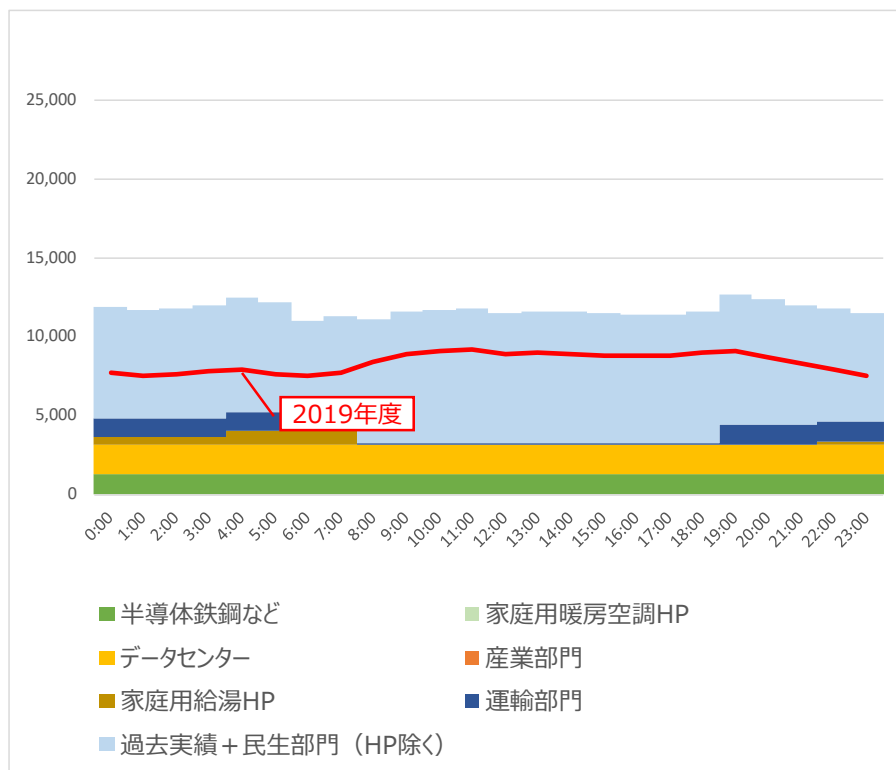
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月土曜日） 12,500億kWhケース

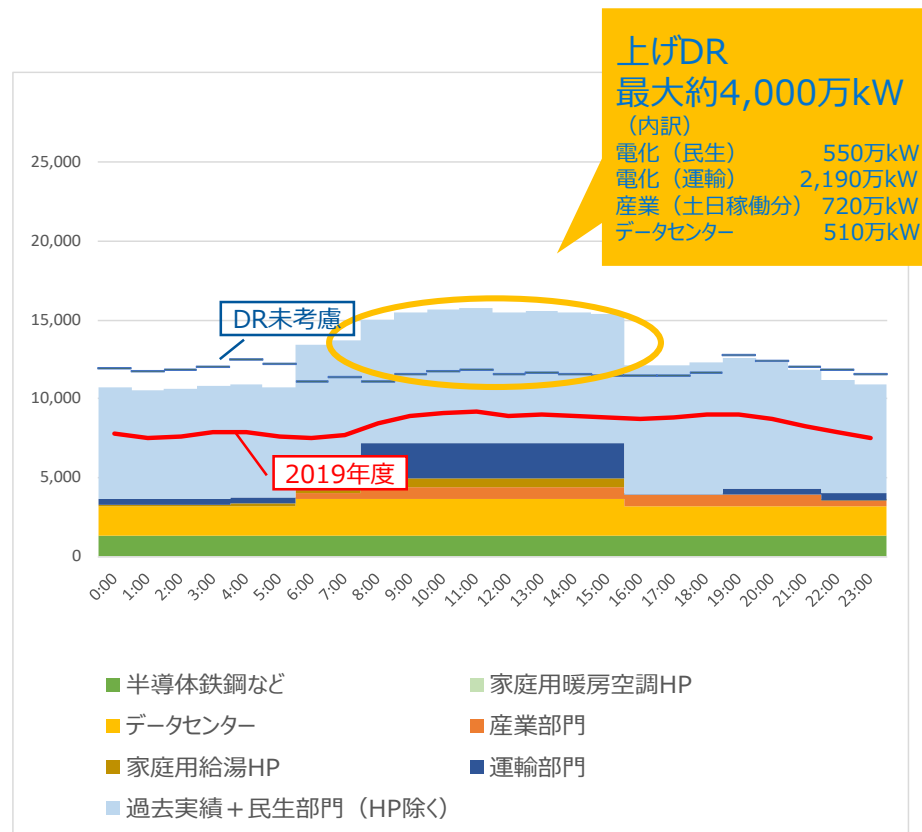
382

- 5月土曜日においては昼間に最大約4,000万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月土曜日（DR未考慮）



5月土曜日（DR考慮）



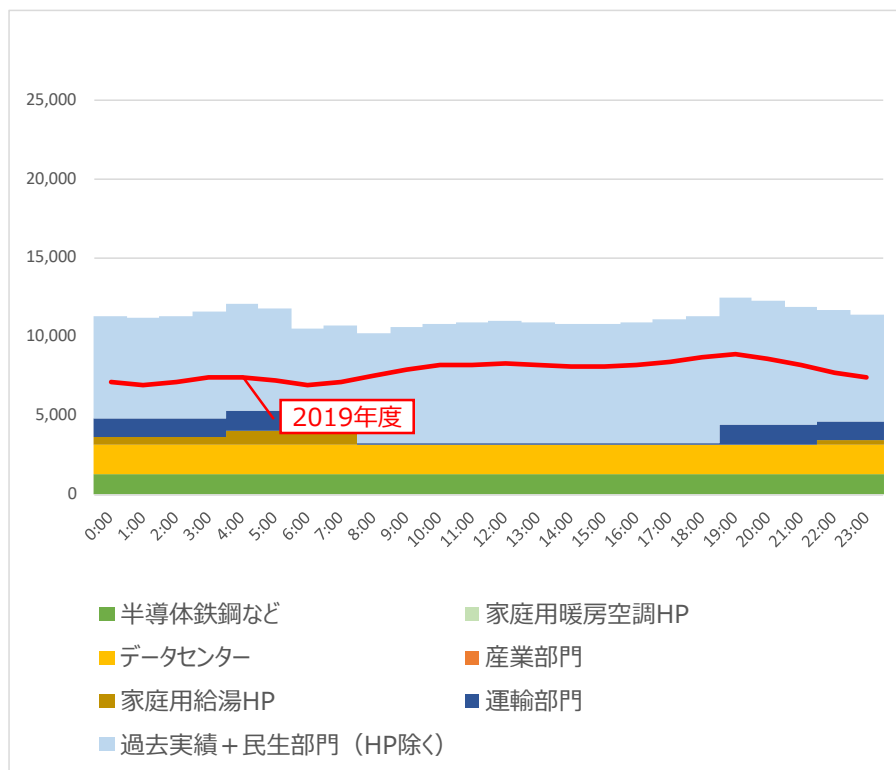
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月日曜日） 12,500億kWhケース

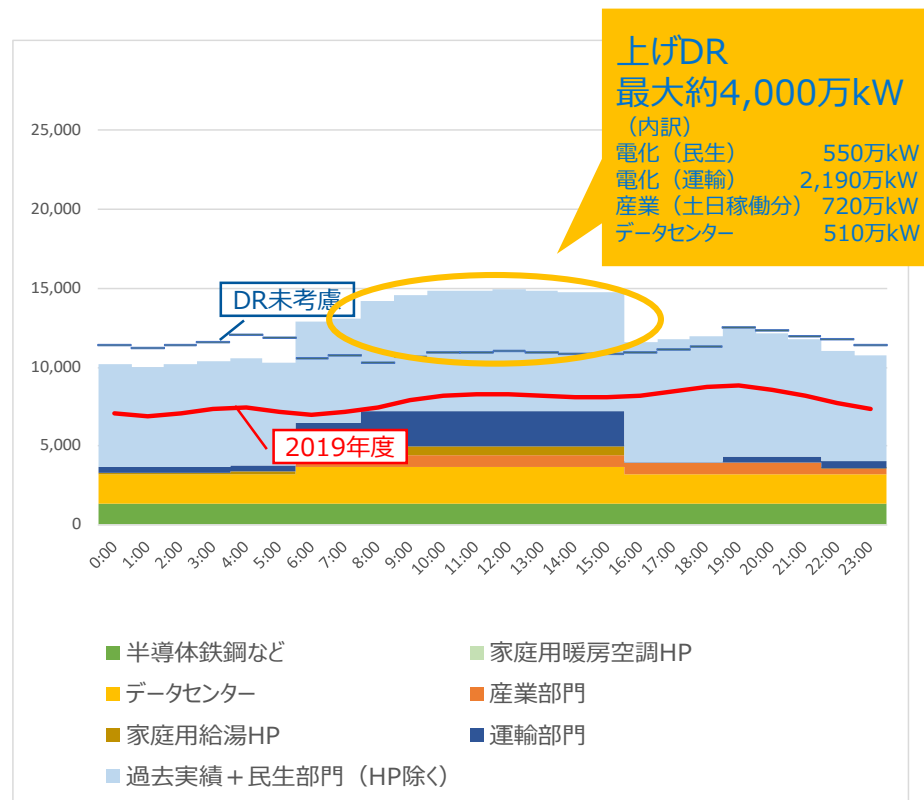
383

- 5月日曜日においては昼間に最大約4,000万kWの上げDRによる需要増を想定する。

5月日曜日（DR未考慮）



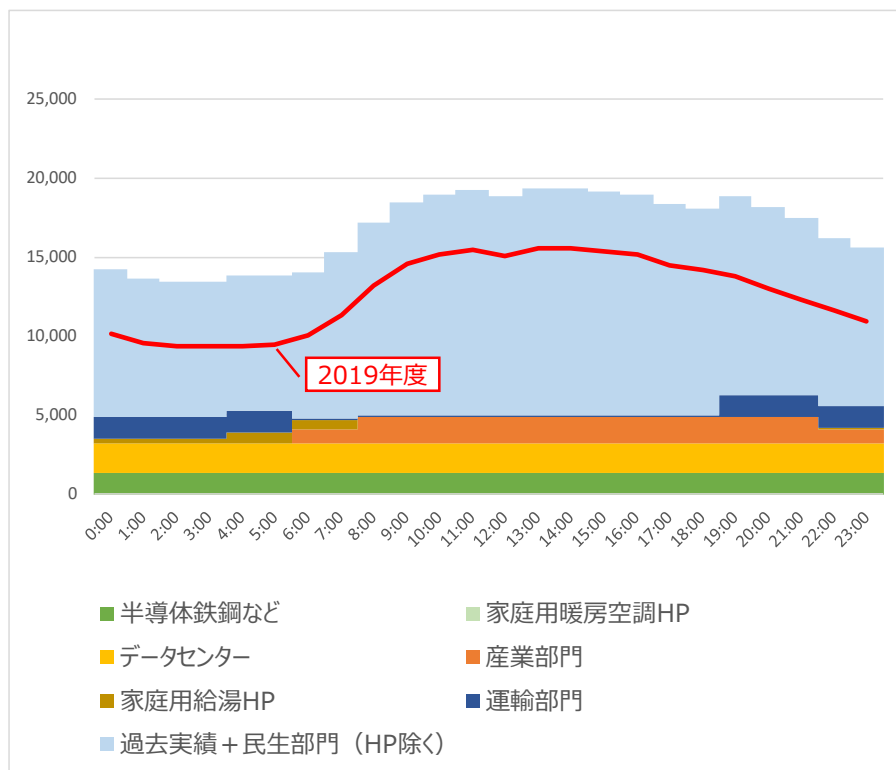
5月日曜日（DR考慮）



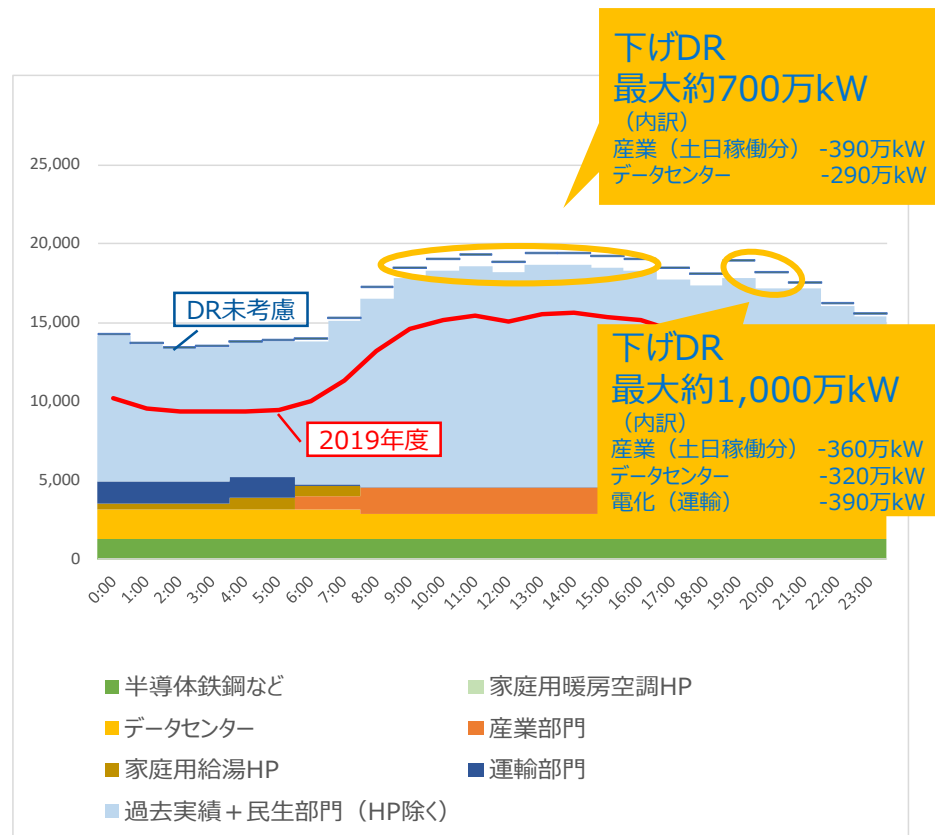
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 8月平日においては昼間に最大約700万kW、夜間に最大約1,000万kWの下げDRによる需要減を想定する。

8月平日（DR未考慮）



8月平日（DR考慮）



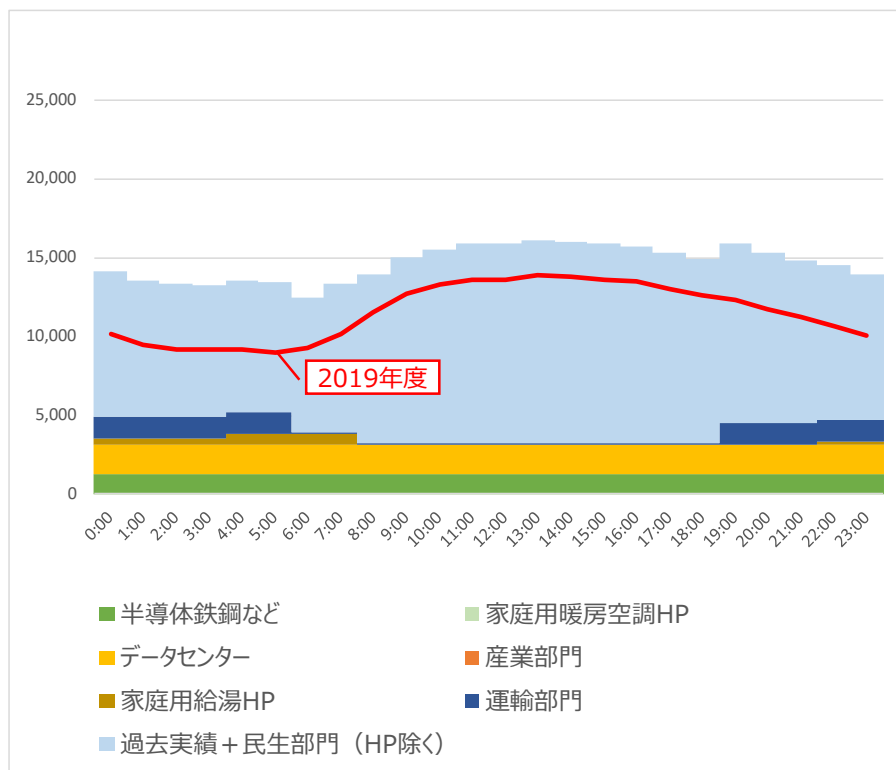
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月土曜日） 12,500億kWhケース

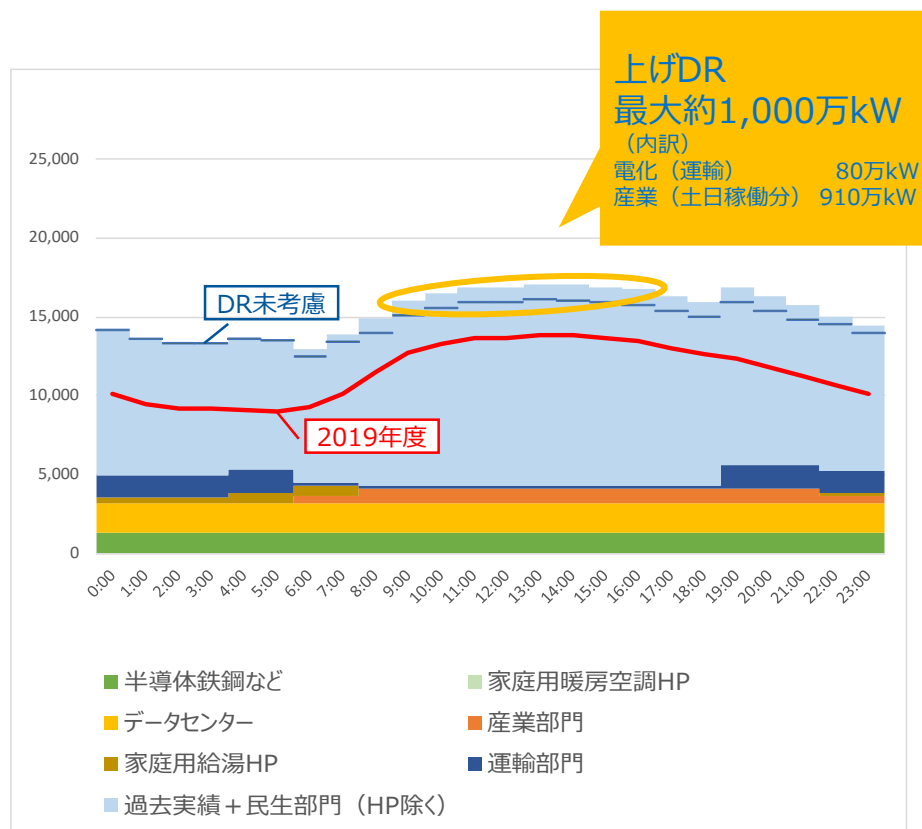
385

- 8月土曜日においては昼間に最大約1,000万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月土曜日（DR未考慮）



8月土曜日（DR考慮）



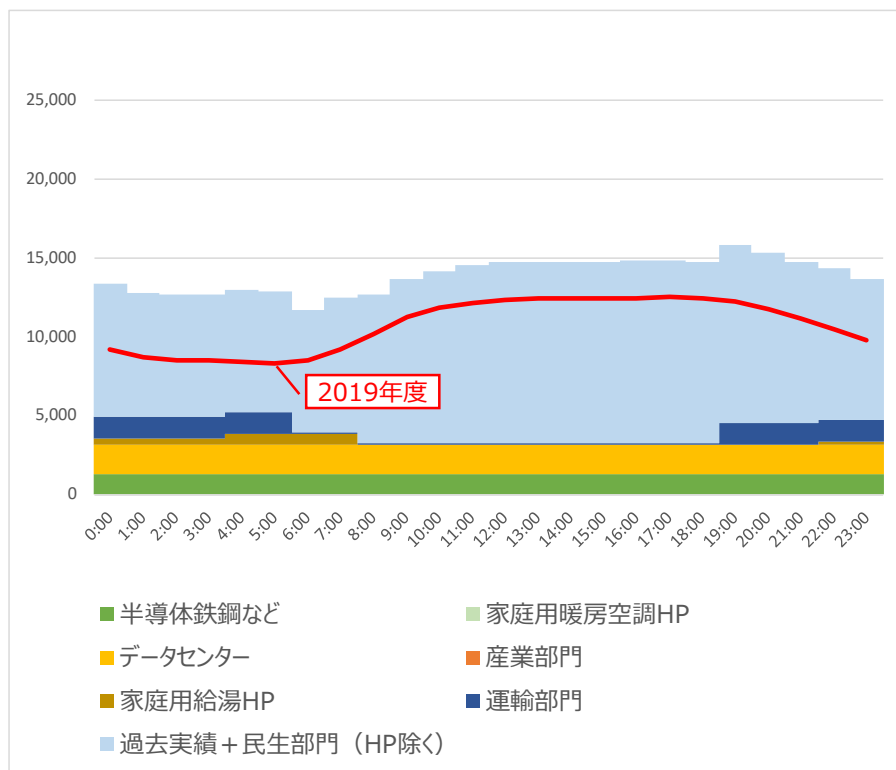
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月日曜日） 12,500億kWhケース

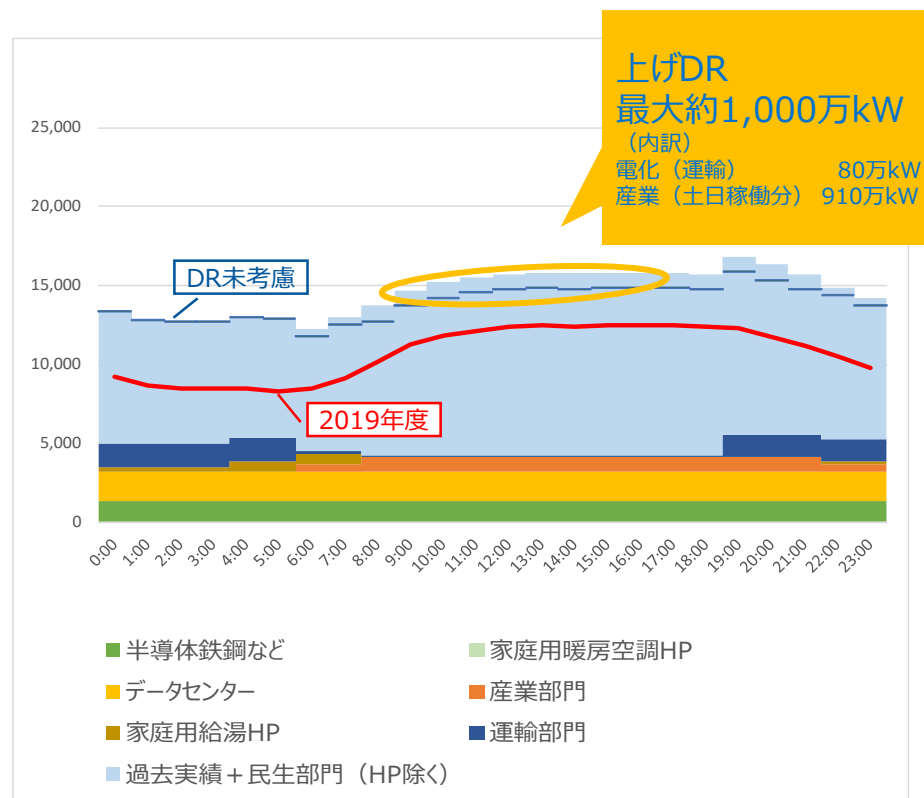
386

- 8月日曜日においては昼間に最大約1,000万kWの上げDRによる需要増を想定する。

8月日曜日（DR未考慮）



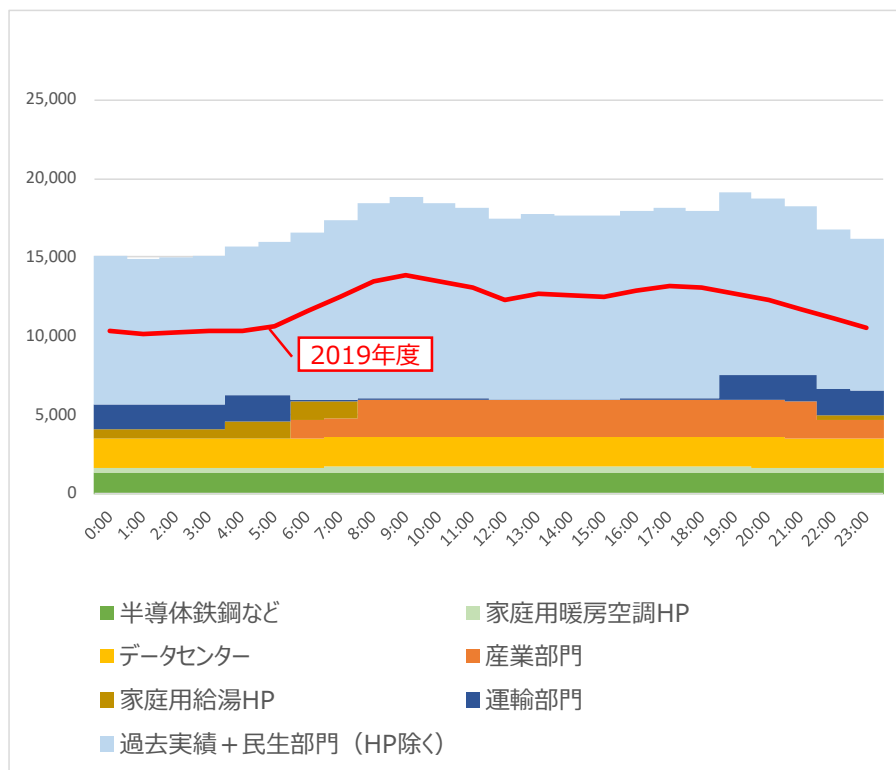
8月日曜日（DR考慮）



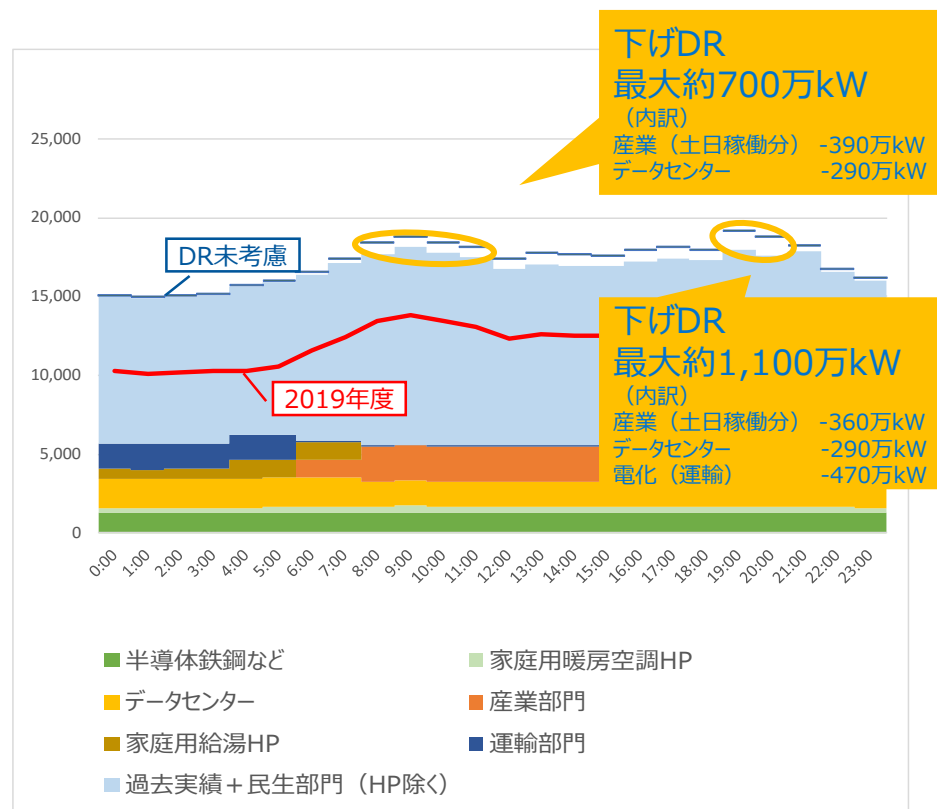
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 1月平日においては昼間に最大約700万kW、夜間に最大約1,100万kWの下げDRによる需要減を想定する。

1月平日（DR未考慮）



1月平日（DR考慮）



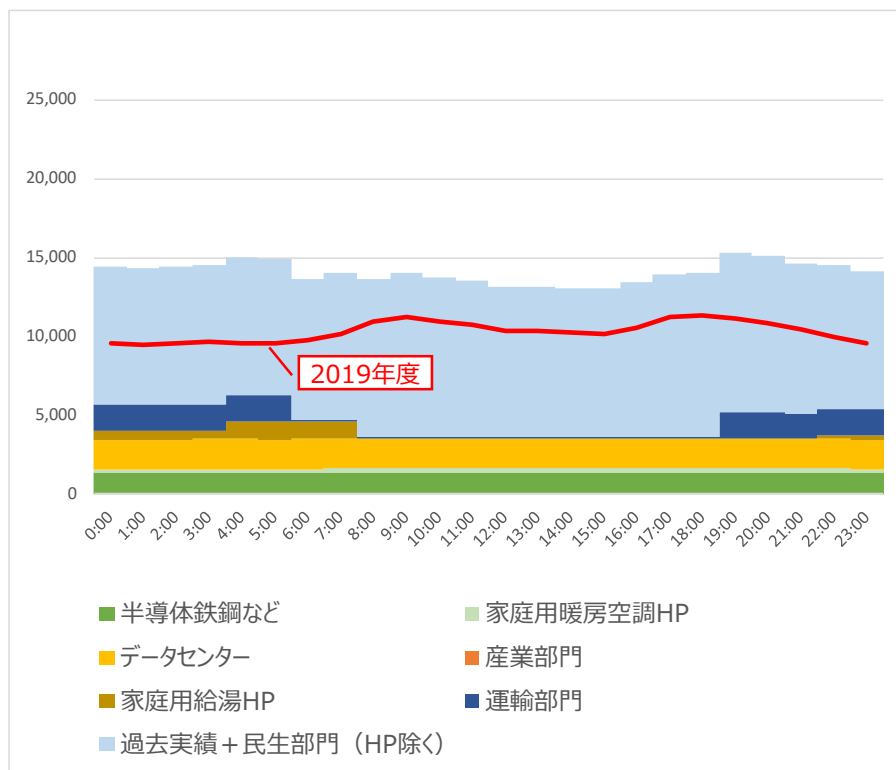
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月土曜日） 12,500億kWhケース

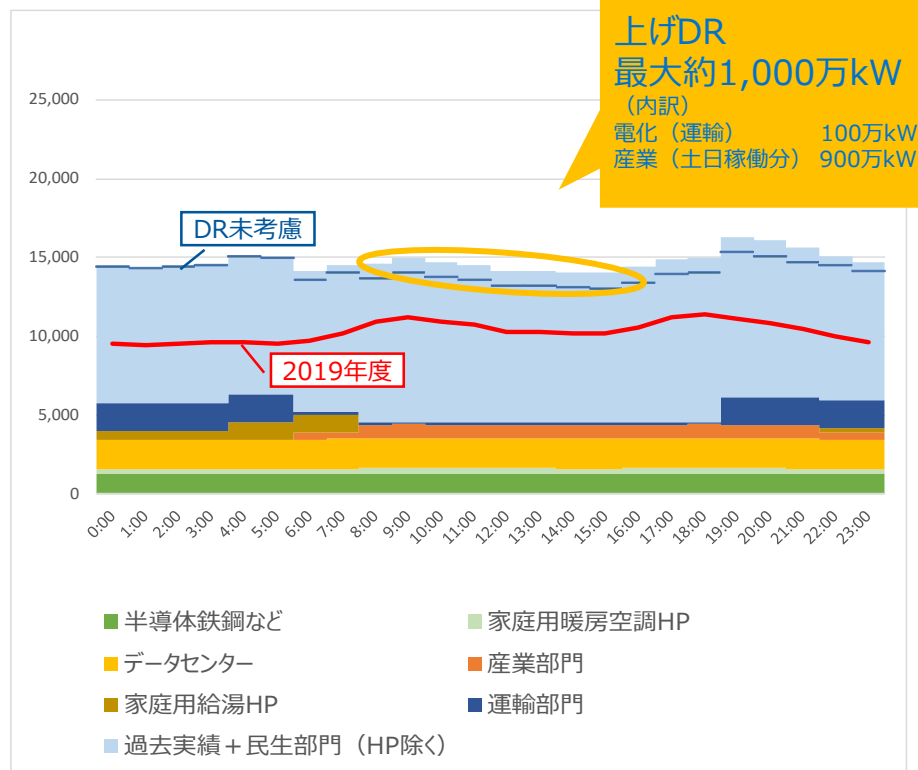
388

- 1月土曜日においては昼間に最大約1,000万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月土曜日（DR未考慮）



1月土曜日（DR考慮）



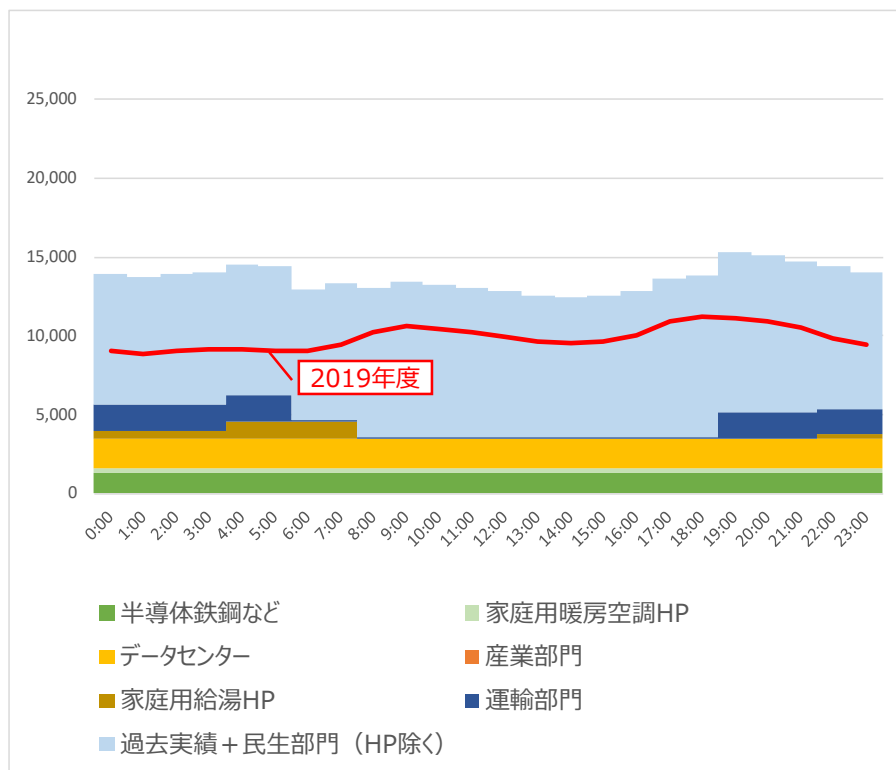
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月日曜日） 12,500億kWhケース

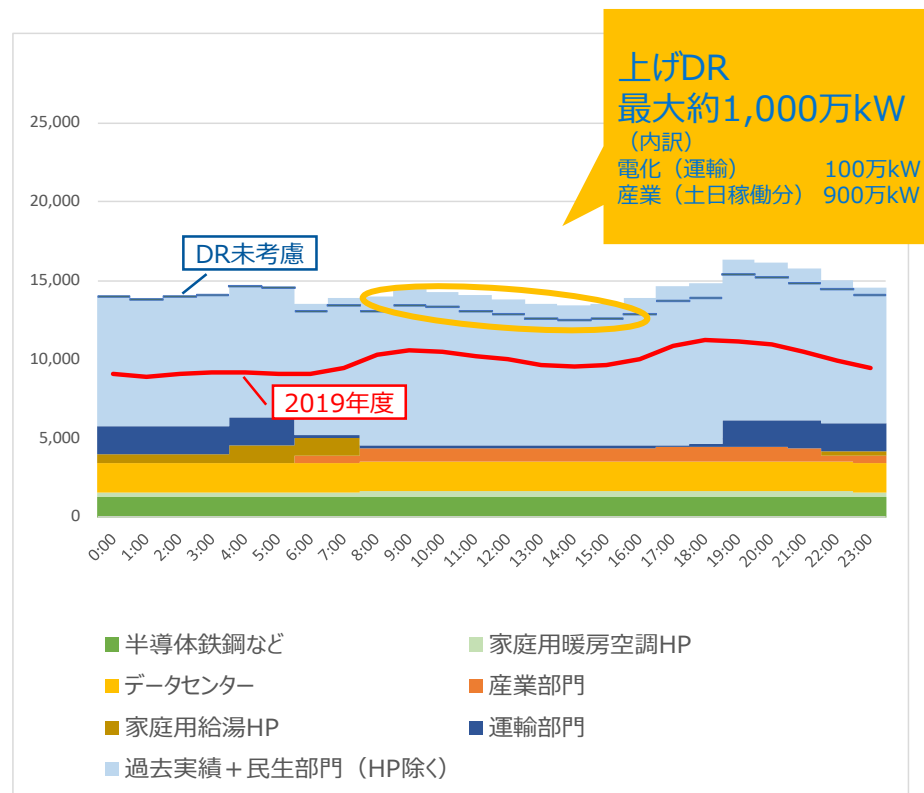
389

- 1月日曜日においては昼間に最大約1,000万kWの上げDRによる需要増を想定する。

1月日曜日（DR未考慮）



1月日曜日（DR考慮）



※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

V.モデルシナリオ編（概算バランス）

V.モデルシナリオ編（概算バランス）


(1)モデルシナリオの定性的説明

(2)kWバランス算定結果

(3)kWhバランス算定結果

- 需要・再エネ×原子力×火力のモデルケースの組み合わせにより、2040年は4つ、2050年は16のモデルシナリオを設定した。

	需要モデルケース	供給力モデルケース			モデルシナリオの説明例
		再エネ	原子力	火力	
2040年	9,000億kWh	1.50 億kW	需要の20% (2,700万kW)	小ケース 0.97億kW	＜9,000億×火力小＞ 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、需要は現在から変わらず、再エネの拡大も2019年度と比べ1.7倍に留まり、火力も経年廃止により減少するシナリオ
	11,000億kWh	2.25 億kW	需要の20% (3,300万kW)	大ケース 1.36億kW	
2×2 = 4つのモデルシナリオ					
2050年	9,500億kWh	1.70 億kW	小ケース 2,300万kW	小ケース 0.66億kW	＜12,500億×原子力大×火力大＞ DX・GXに起因する増加分が総需要の30%を占めるまで需要が拡大し、それに伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加し、原子力、火力も経年リプレイスにより現設備容量が維持されるシナリオ
	10,500億kWh	2.00 億kW		大ケース 1.34億kW	
	11,500億kWh	2.30 億kW	大ケース 3,700万kW		
	12,500億kWh	2.60 億kW			
4×2×2 = 16のモデルシナリオ					



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Electricity Operations

- モデルシナリオ毎の定性的説明は以下のとおり。



- モデルシナリオ毎の定性的説明は以下のとおり。

12,500 2.60
億kWh 億kW



需要

再エネ

9,500 1.70
億kWh 億kW

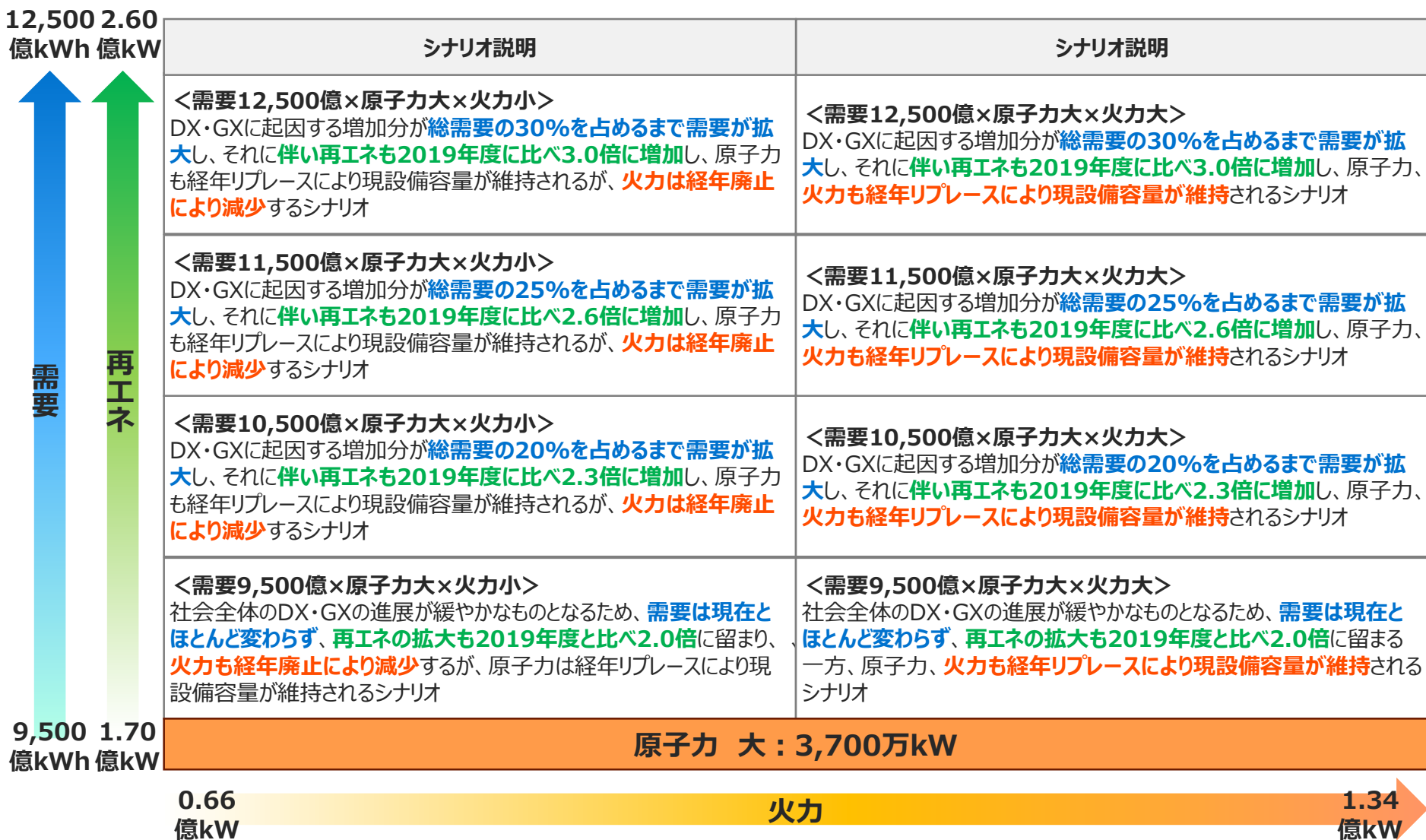
シナリオ説明	シナリオ説明
<p><需要12,500億×原子力小×火力小> DX・GXに起因する増加分が総需要の30%を占めるまで需要が拡大し、それに伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加するが、原子力、火力はともに経年廃止により減少するシナリオ</p>	<p><需要12,500億×原子力小×火力大> DX・GXに起因する増加分が総需要の30%を占めるまで需要が拡大し、それに伴い再エネも2019年度に比べ3.0倍に増加し、火力も経年リプレイスにより現設備容量が維持されるが、原子力は経年廃止により減少するシナリオ</p>
<p><需要11,500億×原子力小×火力小> DX・GXに起因する増加分が総需要の25%を占めるまで需要が拡大し、それに伴い再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加するが、原子力、火力はともに経年廃止により減少するシナリオ</p>	<p><需要11,500億×原子力小×火力大> DX・GXに起因する増加分が総需要の25%を占めるまで需要が拡大し、それに伴い再エネも2019年度に比べ2.6倍に増加し、火力も経年リプレイスにより現設備容量が維持されるが、原子力は経年廃止により減少するシナリオ</p>
<p><需要10,500億×原子力小×火力小> DX・GXに起因する増加分が総需要の20%を占めるまで需要が拡大し、それに伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加するが、原子力、火力はともに経年廃止により減少するシナリオ</p>	<p><需要10,500億×原子力小×火力大> DX・GXに起因する増加分が総需要の20%を占めるまで需要が拡大し、それに伴い再エネも2019年度に比べ2.3倍に増加し、火力も経年リプレイスにより現設備容量が維持されるが、原子力は経年廃止により減少するシナリオ</p>
<p><需要9,500億×原子力小×火力小> 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、需要は現在とほとんど変わらず、再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍に留まり、原子力、火力はともに経年廃止により減少するシナリオ</p>	<p><需要9,500億×原子力小×火力大> 社会全体のDX・GXの進展が緩やかなものとなるため、需要は現在とほとんど変わらず、再エネの拡大も2019年度と比べ2.0倍に留まり、原子力も経年廃止により減少するが、火力は経年リプレイスにより現設備容量が維持されるシナリオ</p>
原子力 小 : 2,300万kW	

0.66
億kW

火力

1.34
億kW

- モデルシナリオ毎の定性的説明は以下のとおり。



V. 概算バランス（モデルシナリオ編）

(1) モデルシナリオの定性的説明

(2) kWバランス算定結果

(3) kWhバランス算定結果

概算バランス（モデルシナリオ）の全体像

- 以下20個のモデルシナリオでの概算バランスを、4つの断面（夏昼、夏夜、冬昼、冬夜）でそれぞれ分析する。

分析するシナリオ

需要、原子力、火力のケースに応じて合計20個のモデルシナリオを用意

分析する需給断面

各シナリオに対して、季節/時間に応じた4つの断面で概算バランスを評価する

	需要モデル	再エネ (併設型PV含む)	原子力発電	火力発電※	
				小	大
2040年	9,000	1.50 億kW	原子力比率20% 2,700万kW	2040①	2040②
	11,000	2.25 億kW	原子力比率20% 3,300万kW	2040③	2040④
2050年	9,500	1.70 億kW	原子力小 2,300万kW	2050①	2050②
	10,500	2.00 億kW		2050⑤	2050⑥
	11,500	2.30 億kW		2050⑨	2050⑩
	12,500	2.60 億kW		2050⑬	2050⑭
	9,500	1.70 億kW	原子力大 3,700万kW	2050③	2050④
	10,500	2.00 億kW		2050⑦	2050⑧
	11,500	2.30 億kW		2050⑪	2050⑫
	12,500	2.60 億kW		2050⑮	2050⑯

分析する断面	
夏昼	夏夜
冬昼	冬夜

※
小：火力経年リプレースなし
大：火力すべて経年リプレース

出所：日本総研作成

- 設備容量、調整係数等については、以下条件で2040年の概算バランスを試算する。

	設備容量 (万kW)		調整係数等		調整係数等の諸元
	9,000	11,000	夏季	冬季	
太陽光	7,000	8,500	昼22%/夜0%	昼3%/夜0%	・2025年供給計画の調整係数等 (昼8時～16時、夜16時～8時)
風力	1,600	3,500	10%	31%	・2025年供給計画の調整係数等
一般水力	2,250	2,500	44%	29%	・2025年供給計画の調整係数等
バイオマス	600	900	80%	80%	・発電コストWGの所内率 (バイオマス16%, 地熱11%)を加味 ・補修率に関しては火力の数字を準用
地熱	50	100	85%	85%	
原子力	2,700	3,300	76%	76%	・2022年度の設備利用率の平均値を利用 (所内率も考慮)
揚水	2,000	2,000	100%	96%	・供給計画等の値を参考に設定
蓄電池	800	1,000	81%	71%	・供給計画等の値を参考に設定
石炭	3,110 / 3,990		90%/CCS 82%	90%/CCS 82%	・補修率 (2024年実績, 夏 3.7%, 冬 4.1%)、所内率 (発電コストWG) をそれぞれ加味して設定 ・CCSは▲8% (発電コストWG) ・LNG火力 (水素混焼・専焼含む) においては夏出力を定格出力より12%減として設定 (供給計画参考資料)
LNG	6,550 / 8,760		82%/CCS 74%	93%/CCS 85%	
石油	30 / 830		91%/CCS 83%	91%/CCS 83%	

- 設備容量、調整係数等については、以下条件で2050年の概算バランスを試算する。

	設備容量（万kW）				調整係数等		調整係数等の諸元
	9,500	10,500	11,500	12,500	夏季	冬季	
太陽光	7,500	8,000	8,500	9,000	昼22%/夜0%	昼3%/夜0%	・2025年供給計画の調整係数等（昼8時～16時、夜16時～8時）
風力	2,100	2,800	3,550	4,250	10%	31%	・2025年供給計画の調整係数等
一般水力	2,250	2,400	2,550	2,700	44%	29%	・2025年供給計画の調整係数等
バイオマス	600	700	800	900	80%	80%	・発電コストWGの所内率（バイオマス16%、地熱11%）を加味 ・補修率に関しては火力の数字を準用
地熱	50	100	100	150	85%	85%	
原子力	2,300 / 3,700				76%	76%	・2022年度の設備利用率の平均値を利用（所内率も考慮）
揚水	2,000	2,000	2,000	2,000	100%	96%	・供給計画等の値を参考に設定
蓄電池	1,000	1,100	1,200	1,300	81%	71%	・供給計画等の値を参考に設定
石炭	1,820 / 3,780				90%/CCS 82%	90%/CCS 82%	・補修率（2024年実績、夏 3.7%、冬 4.1%）、所内率（発電コスト WG）をそれぞれ加味して設定 ・CCSは▲ 8%（発電コストWG） ・LNG火力（水素混焼・専焼含む）においては夏出力を定格出力より12%減として設定（供給計画参考資料）
LNG	4,810 / 8,760				82%/CCS 74%	93%/CCS 85%	
石油	0 / 830				91%/CCS 83%	91%/CCS 83%	

参考 概算バランス算定時の諸元

- 概算バランス算定時に使用した調整係数等および設備利用率の諸元は以下の通り。

	調整係数等*	設備利用率
太陽光	2025年度供給計画で使用している太陽光・風力・自流式水力のエリア別調整係数（2026年度8月・1月）を参照し、9社電力需要の加重平均にて設定 2025_choseikeisu_ichiran.xlsx	発電コスト検証WGの数値を参照して設定 （太陽光：事業用と住宅用の数値を参照し、その平均値で設定、 風力：陸上風力と着床式洋上風力の数値を参照し、その平均値で設定、 一般水力：中水力の数値で設定） cost_wg_20250206_02.pdf
風力		
一般水力		
バイオマス	所内率と補修率を考慮して設定 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定 cost_wg_20250206_02.pdf 補修率：火力発電と同様の数値で設定	発電コスト検証WGの数値を参照のうえ、所内率を考慮して設定 （バイオマス：木質専焼の数値で設定） cost_wg_20250206_02.pdf 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定 cost_wg_20250206_02.pdf
地熱		
原子力	2022年度の設備利用率（80％）の平均値から所内率を考慮して設定 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定 cost_wg_20250206_02.pdf	2022年度の設備利用率（80％）の平均値から所内率を考慮して設定 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定 cost_wg_20250206_02.pdf
揚水	2025年度供給計画で使用している揚水式水力のエリア別調整係数（2026年度8月・1月、9時間容量）を参照し、9社電力需要の加重平均にて設定 2025_choseikeisu_ichiran.xlsx	—
蓄電池	2025年度供給計画で使用している揚水式水力のエリア別調整係数（2026年度8月・1月、4時間容量）を参照し、9社電力需要の加重平均にて設定 2025_choseikeisu_ichiran.xlsx	—
石炭	所内率と補修率を考慮して設定 所内率：発電コスト検証WGの数値で設定（CCS付き/無しで変化） cost_wg_20250206_02.pdf 補修率：資源エネルギー庁「今夏の電力需給及び 今冬以降の需給見通し・運用について（2024年10月29日）」を参照 082_04_00.pdf LNG火力の夏出力減 https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/kaisetu.pdf	—
LNG		
石油		

*調整係数に関する参考資料 [chousei_53_03.pdf](#)

kWバランスの策定方法

- kWバランスは以下①～⑥に沿って計算する。

①：需要（kW）

ロードカーブから夏・冬の
3日最大を参照

2040 夏季 昼間ケース

調整係数等 夏季

需要

午後

14,800

供給力		設備容量	—	15,810
太陽光（需要地併設型除く）		7,000	22%	1,540
風力		1,600	10%	160
一般水力		2,250	44%	990
バイオマス		600	80%	480
地熱		50	85%	40
原子力		2,700	76%	2,050
揚水		2,000	100%	2,000
蓄電池		800	81%	650
火力	石炭（CCS）	2,210	82%	1,810
	石炭（CCS以外）	680	90%	610
	LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
	LNG（CCS以外）	720	82%	590
	LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	30	91%	30
	共同火力（CCS）	0	82%	0
	共同火力（CCSなし）	220	90%	200

②：設備容量

各供給力モデルケースを参照

③：調整係数等

供給計画等を参照

④：供給力

②×③

⑤：予備率

$(④ - ①) / ①$

⑥：予備率の閾値 (13.9%)

供給計画の供給信頼度基準を
参照

予備率	—	6.8%
予備率13.9%との差分(万kW)	—	▲ 1,000

kWhバランスの策定方法

- kWhバランスの結果も踏まえ、kWhバランスは、以下⑦～⑭に沿って計算する。
- 需要については、各需要モデルケースの値を参照する。
- 供給力について、火力以外の電源は、設備容量と設備利用率によって電源毎のkWhを算定し、残りの電力量を火力で補うと想定し、火力の設備利用率を算定する。

⑦：需要 (kWh)
需要モデルケースを参照

2040		
設備容量	利用率	kWhバランス

需要	-	-	9,000
----	---	---	-------

⑨：再エネ利用率
発電コスト検証WG資料を参照

⑩：再エネ発電量
設備容量×8,760×⑨

⑪：原子力利用率
過去実績の利用率を参照

⑫：原子力発電量
設備容量×8,760×⑪

⑬：火力発電量
⑦-⑫-⑩

⑭：火力利用率
⑬/(⑧×③(調整係数等)×8,760)

供給力	30,700	-	9,000
太陽光 (需要地併設型含む)	10,500	17%	1,560
風力	1,600	30%	420
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	66%	30
原子力	2,700	76%	1,800
火力	12,990	38%	3,750

...
kWバランスの結果も活用

⑧：火力発電の設備容量
予備率13.9%から不足・超過が生じた場合、差分を水素混焼/水素専焼にて補完

概算バランスにおける閾値

- 概算バランスにおける閾値として、供給計画最終年度の供給信頼度基準の値
($5.8\% + 5.1\% + 1\% + 2\% = 13.9\%$) を適用する。

想定年度	全国H3需要 (離島除き) ※ [万kW]	偶発的 需給変動 対応 [%]	厳気象対応 [%]		稀頻度リスク 対応 [%]	容量市場・供給計画に おける目標停電量 [kWh/kW・年]	持続的需要 変動対応 [%]
			夏季・冬季	春季・秋季			
2025年度	15,863	6.5	4.4	3.8	1	0.018(▲0.015)	2
2026年度	15,905	6.3	4.5	3.9		0.015(▲0.013)	
2027年度	15,971	6.5	4.4	3.8		0.017(▲0.010)	
2028年度	16,081	5.9	5.0	4.3		0.010(▲0.006)	
2029年度	16,179	5.8	5.0	4.3		0.010(▲0.006)	
2030年度	16,270	5.8	5.1	4.3		0.009(▲0.006)	
2031年度	16,351	5.8	5.0	4.3		0.010(▲0.005)	
2032年度	16,393	5.8	5.1	4.4		0.009(▲0.006)	
2033年度	16,398	5.8	5.1	4.4		0.009(▲0.006)	
2034年度	16,387	5.8	5.1	4.4		0.009(-)	

出所：調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局「2025年度供給計画の取りまとめについて」を基に日本総研作成

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2040 夏季 昼間ケース		2040 夏季 夜間ケース		2040 冬季 昼間ケース		2040 冬季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季	
需要		午後	14,800	点灯	14,900	午前	13,800	夜間	13,600	
供給力	設備容量	－	15,810	－	14,270	－	15,050	－	14,840	
太陽光（需要地併設型除く）	7,000	22%	1,540	0%	0	3%	210	0%	0	
風力	1,600	10%	160	10%	160	31%	500	31%	500	
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650	
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480	
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40	
原子力	2,700	76%	2,050	76%	2,050	76%	2,050	76%	2,050	
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920	
蓄電池	800	81%	650	81%	650	71%	570	71%	570	
火力	石炭（CCS）	2,210	82%	1,810	82%	1,810	82%	1,810	82%	1,810
	石炭（CCS以外）	680	90%	610	90%	610	90%	610	90%	610
	LNG（CCS）	1,500	74%	1,110	74%	1,110	85%	1,280	85%	1,280
	LNG（CCS以外）	720	82%	590	82%	590	93%	670	93%	670
	LNG（専焼）	4,330	82%	3,550	82%	3,550	93%	4,030	93%	4,030
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
	石油（専焼）	30	91%	30	91%	30	91%	30	91%	30
	共同火力（CCS）	0	82%	0	82%	0	82%	0	82%	0
共同火力（CCSなし）	220	90%	200	90%	200	90%	200	90%	200	
予備率		－	6.8%	－	▲ 4.2%	－	9.1%	－	9.1%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 1,000	－	▲ 2,700	－	▲ 700	－	▲ 700	

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2040 夏季 昼間ケース		2040 夏季 夜間ケース		2040 冬季 昼間ケース		2040 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	14,800	点灯	14,900	午前	13,800	夜間	13,600
供給力	設備容量	—	19,090	—	17,550	—	18,580	—	18,370
太陽光（需要地併設型除く）	7,000	22%	1,540	0%	0	3%	210	0%	0
風力	1,600	10%	160	10%	160	31%	500	31%	500
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	2,700	76%	2,050	76%	2,050	76%	2,050	76%	2,050
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	800	81%	650	81%	650	71%	570	71%	570
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%
	LNG（CCS）	1,500	74%	1,110	74%	1,280	85%	1,280	85%
	LNG（CCS以外）	2,930	82%	2,400	82%	2,730	93%	2,730	93%
	LNG（専焼）	4,330	82%	3,550	82%	4,030	93%	4,030	93%
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%
	石油（専焼）	830	91%	760	91%	760	91%	760	91%
	共同火力（CCS）	0	82%	0	82%	0	82%	0	82%
	共同火力（CCSなし）	220	90%	200	90%	200	90%	200	90%
予備率		—	29.0%	—	17.8%	—	34.6%	—	35.1%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	2,200	—	600	—	2,900	—	2,900

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2040 夏季 昼間ケース		2040 夏季 夜間ケース		2040 冬季 昼間ケース		2040 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	17,300	点灯	17,600	午前	16,900	夜間	17,100
供給力	設備容量	—	17,350	—	15,480	—	16,660	—	16,400
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,500	10%	350	10%	350	31%	1,090	31%	1,090
一般水力	2,500	44%	1,100	44%	1,100	29%	730	29%	730
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,300	76%	2,510	76%	2,510	76%	2,510	76%	2,510
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力	石炭（CCS）	2,210	82%	1,810	82%	1,810	82%	1,810	82%
	石炭（CCS以外）	680	90%	610	90%	610	90%	610	90%
	LNG（CCS）	1,500	74%	1,110	74%	1,280	85%	1,280	85%
	LNG（CCS以外）	720	82%	590	82%	670	93%	670	93%
	LNG（専焼）	4,330	82%	3,550	82%	4,030	93%	4,030	93%
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%
	石油（専焼）	30	91%	30	91%	30	91%	30	91%
	共同火力（CCS）	0	82%	0	82%	0	82%	0	82%
	共同火力（CCSなし）	220	90%	200	90%	200	90%	200	90%
予備率		—	0.3%	—	▲ 12.0%	—	▲ 1.4%	—	▲ 4.1%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 2,400	—	▲ 4,600	—	▲ 2,600	—	▲ 3,100

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2040 夏季 昼間ケース		2040 夏季 夜間ケース		2040 冬季 昼間ケース		2040 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	17,300	点灯	17,600	午前	16,900	夜間	17,100
供給力	設備容量	—	20,630	—	18,760	—	20,190	—	19,930
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,500	10%	350	10%	350	31%	1,090	31%	1,090
一般水力	2,500	44%	1,100	44%	1,100	29%	730	29%	730
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,300	76%	2,510	76%	2,510	76%	2,510	76%	2,510
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力	石炭（CCS）	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480
	石炭（CCS以外）	90%	680	90%	680	90%	680	90%	680
	LNG（CCS）	74%	1,110	74%	1,110	85%	1,280	85%	1,280
	LNG（CCS以外）	82%	2,400	82%	2,400	93%	2,730	93%	2,730
	LNG（専焼）	82%	3,550	82%	3,550	93%	4,030	93%	4,030
	石油（CCS）	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
	石油（専焼）	91%	760	91%	760	91%	760	91%	760
	共同火力（CCS）	82%	0	82%	0	82%	0	82%	0
	共同火力（CCSなし）	90%	200	90%	200	90%	200	90%	200
予備率		—	19.2%	—	6.6%	—	19.5%	—	16.5%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	900	—	▲ 1,300	—	900	—	500

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	14,600	点灯	14,800	午前	14,100	早朝	13,900
供給力	設備容量	—	13,060	—	11,410	—	12,100	—	11,870
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	22%	1,650	0%	0	3%	230	0%	0
風力	2,100	10%	210	10%	210	31%	650	31%	650
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%
	石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	▲ 10.5%	—	▲ 22.9%	—	▲ 14.2%	—	▲ 14.6%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 3,600	—	▲ 5,400	—	▲ 4,000	—	▲ 4,000

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	14,600	点灯	14,800	午前	14,100	早朝	13,900
供給力	設備容量	—	18,640	—	16,990	—	18,110	—	17,880
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	22%	1,650	0%	0	3%	230	0%	0
風力	2,100	10%	210	10%	210	31%	650	31%	650
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	27.7%	—	14.8%	—	28.4%	—	28.6%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	2,000	—	100	—	2,100	—	2,000

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	14,600	点灯	14,800	午前	14,100	早朝	13,900
供給力	設備容量	—	14,120	—	12,470	—	13,160	—	12,930
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	22%	1,650	0%	0	3%	230	0%	0
風力	2,100	10%	210	10%	210	31%	650	31%	650
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%
	石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	▲ 3.3%	—	▲ 15.7%	—	▲ 6.7%	—	▲ 7.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 2,500	—	▲ 4,400	—	▲ 2,900	—	▲ 2,900

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	14,600	点灯	14,800	午前	14,100	早朝	13,900
供給力	設備容量	—	19,700	—	18,050	—	19,170	—	18,940
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	22%	1,650	0%	0	3%	230	0%	0
風力	2,100	10%	210	10%	210	31%	650	31%	650
一般水力	2,250	44%	990	44%	990	29%	650	29%	650
バイオマス	600	80%	480	80%	480	80%	480	80%	480
地熱	50	85%	40	85%	40	85%	40	85%	40
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,000	81%	810	81%	810	71%	710	71%	710
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	3,780	93%	4,290	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	34.9%	—	22.0%	—	36.0%	—	36.3%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	3,100	—	1,200	—	3,100	—	3,100

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	15,800	点灯	16,100	午前	15,600	早朝	15,400
供給力	設備容量	—	13,520	—	11,760	—	12,580	—	12,340
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	22%	1,760	0%	0	3%	240	0%	0
風力	2,800	10%	280	10%	280	31%	870	31%	870
一般水力	2,400	44%	1,060	44%	1,060	29%	700	29%	700
バイオマス	700	80%	560	80%	560	80%	560	80%	560
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,100	81%	890	81%	890	71%	780	71%	780
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%
	石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	▲ 14.4%	—	▲ 27.0%	—	▲ 19.4%	—	▲ 19.9%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 4,500	—	▲ 6,600	—	▲ 5,200	—	▲ 5,200

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	15,800	点灯	16,100	午前	15,600	早朝	15,400
供給力	設備容量	—	19,100	—	17,340	—	18,590	—	18,350
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	22%	1,760	0%	0	3%	240	0%	0
風力	2,800	10%	280	10%	280	31%	870	31%	870
一般水力	2,400	44%	1,060	44%	1,060	29%	700	29%	700
バイオマス	700	80%	560	80%	560	80%	560	80%	560
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,100	81%	890	81%	890	71%	780	71%	780
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,530	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	4,290	93%	4,290	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	20.9%	—	7.7%	—	19.2%	—	19.2%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	1,100	—	▲ 1,000	—	800	—	800

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	15,800	点灯	16,100	午前	15,600	早朝	15,400
供給力	設備容量	—	14,580	—	12,820	—	13,640	—	13,400
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	22%	1,760	0%	0	3%	240	0%	0
風力	2,800	10%	280	10%	280	31%	870	31%	870
一般水力	2,400	44%	1,060	44%	1,060	29%	700	29%	700
バイオマス	700	80%	560	80%	560	80%	560	80%	560
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,100	81%	890	81%	890	71%	780	71%	780
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%
	石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	▲ 7.7%	—	▲ 20.4%	—	▲ 12.6%	—	▲ 13.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 3,400	—	▲ 5,500	—	▲ 4,100	—	▲ 4,100

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	15,800	点灯	16,100	午前	15,600	早朝	15,400
供給力	設備容量	—	20,160	—	18,400	—	19,650	—	19,410
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	22%	1,760	0%	0	3%	240	0%	0
風力	2,800	10%	280	10%	280	31%	870	31%	870
一般水力	2,400	44%	1,060	44%	1,060	29%	700	29%	700
バイオマス	700	80%	560	80%	560	80%	560	80%	560
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,100	81%	890	81%	890	71%	780	71%	780
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,530	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	4,290	93%	4,290	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	27.6%	—	14.3%	—	26.0%	—	26.0%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	2,200	—	100	—	1,900	—	1,900

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	17,000	点灯	17,400	午前	16,500	夜間	17,200
供給力	設備容量	—	13,930	—	12,060	—	13,020	—	12,760
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,550	10%	360	10%	360	31%	1,100	31%	1,100
一般水力	2,550	44%	1,120	44%	1,120	29%	740	29%	740
バイオマス	800	80%	640	80%	640	80%	640	80%	640
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,200	81%	970	81%	970	71%	850	71%	850
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%
	石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,530	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	620	93%	620	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	▲ 18.1%	—	▲ 30.7%	—	▲ 21.1%	—	▲ 25.8%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 5,400	—	▲ 7,800	—	▲ 5,800	—	▲ 6,800

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	17,000	点灯	17,400	午前	16,500	夜間	17,200
供給力	設備容量	—	19,510	—	17,640	—	19,030	—	18,770
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,550	10%	360	10%	360	31%	1,100	31%	1,100
一般水力	2,550	44%	1,120	44%	1,120	29%	740	29%	740
バイオマス	800	80%	640	80%	640	80%	640	80%	640
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,200	81%	970	81%	970	71%	850	71%	850
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,530	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	4,290	93%	4,290	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	14.8%	—	1.4%	—	15.3%	—	9.1%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	100	—	▲ 2,200	—	200	—	▲ 800

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	17,000	点灯	17,400	午前	16,500	夜間	17,200
供給力	設備容量	—	14,990	—	13,120	—	14,080	—	13,820
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,550	10%	360	10%	360	31%	1,100	31%	1,100
一般水力	2,550	44%	1,120	44%	1,120	29%	740	29%	740
バイオマス	800	80%	640	80%	640	80%	640	80%	640
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,200	81%	970	81%	970	71%	850	71%	850
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%
	石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,530	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	620	93%	620	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	▲ 11.8%	—	▲ 24.6%	—	▲ 14.7%	—	▲ 19.7%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 4,400	—	▲ 6,700	—	▲ 4,700	—	▲ 5,800

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	17,000	点灯	17,400	午前	16,500	夜間	17,200
供給力	設備容量	—	20,570	—	18,700	—	20,090	—	19,830
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	22%	1,870	0%	0	3%	260	0%	0
風力	3,550	10%	360	10%	360	31%	1,100	31%	1,100
一般水力	2,550	44%	1,120	44%	1,120	29%	740	29%	740
バイオマス	800	80%	640	80%	640	80%	640	80%	640
地熱	100	85%	90	85%	90	85%	90	85%	90
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,200	81%	970	81%	970	71%	850	71%	850
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,530	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	4,290	93%	4,290	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	21.0%	—	7.5%	—	21.8%	—	15.3%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	1,200	—	▲ 1,100	—	1,300	—	200

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季	
需要		午後	18,100	点灯	18,700	午前	17,900	夜間	18,700	
供給力	設備容量	—	14,380	—	12,400	—	13,480	—	13,210	
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	22%	1,980	0%	0	3%	270	0%	0	
風力	4,250	10%	430	10%	430	31%	1,320	31%	1,320	
一般水力	2,700	44%	1,190	44%	1,190	29%	780	29%	780	
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720	
地熱	150	85%	130	85%	130	85%	130	85%	130	
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920	
蓄電池	1,300	81%	1,050	81%	1,050	71%	920	71%	920	
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180
	石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%	330
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,070	85%	3,530	85%	3,530
	LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	540	93%	620	93%	620
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%	0
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%	0
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%	10
共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%	0	
予備率		—	▲ 20.6%	—	▲ 33.7%	—	▲ 24.7%	—	▲ 29.4%	
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 6,200	—	▲ 8,900	—	▲ 6,900	—	▲ 8,100	

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	18,100	点灯	18,700	午前	17,900	夜間	18,700
供給力	設備容量	—	19,960	—	17,980	—	19,490	—	19,220
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	22%	1,980	0%	0	3%	270	0%	0
風力	4,250	10%	430	10%	430	31%	1,320	31%	1,320
一般水力	2,700	44%	1,190	44%	1,190	29%	780	29%	780
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	150	85%	130	85%	130	85%	130	85%	130
原子力	2,300	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750	76%	1,750
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,300	81%	1,050	81%	1,050	71%	920	71%	920
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,530	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	4,290	93%	4,290	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	10.3%	—	▲ 3.9%	—	8.9%	—	2.8%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 700	—	▲ 3,300	—	▲ 900	—	▲ 2,100

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

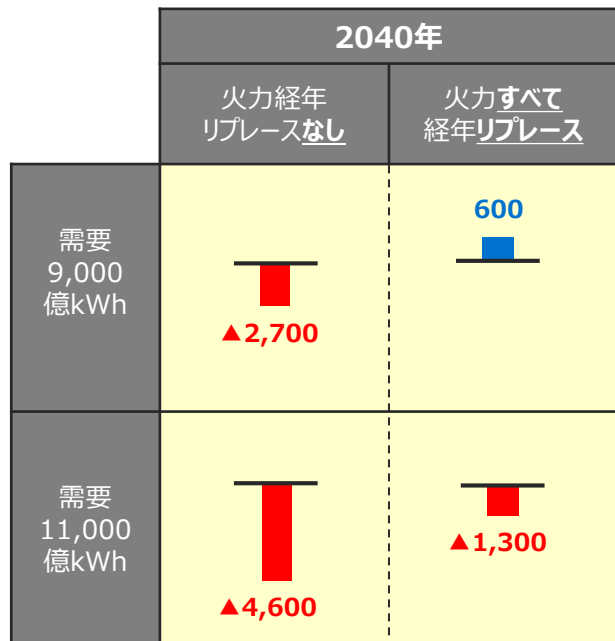
		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	18,100	点灯	18,700	午前	17,900	夜間	18,700
供給力	設備容量	—	15,440	—	13,460	—	14,540	—	14,270
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	22%	1,980	0%	0	3%	270	0%	0
風力	4,250	10%	430	10%	430	31%	1,320	31%	1,320
一般水力	2,700	44%	1,190	44%	1,190	29%	780	29%	780
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	150	85%	130	85%	130	85%	130	85%	130
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,300	81%	1,050	81%	1,050	71%	920	71%	920
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180	82%	1,180	82%	1,180	82%
	石炭（CCS以外）	370	90%	330	90%	330	90%	330	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,530	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	660	82%	540	82%	620	93%	620	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	0	83%	0	83%	0	83%	0	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	▲ 14.7%	—	▲ 28.0%	—	▲ 18.8%	—	▲ 23.7%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 5,200	—	▲ 7,800	—	▲ 5,800	—	▲ 7,000

kWバランス（夏季昼間、夏季夜間、冬季昼間、冬季夜間）

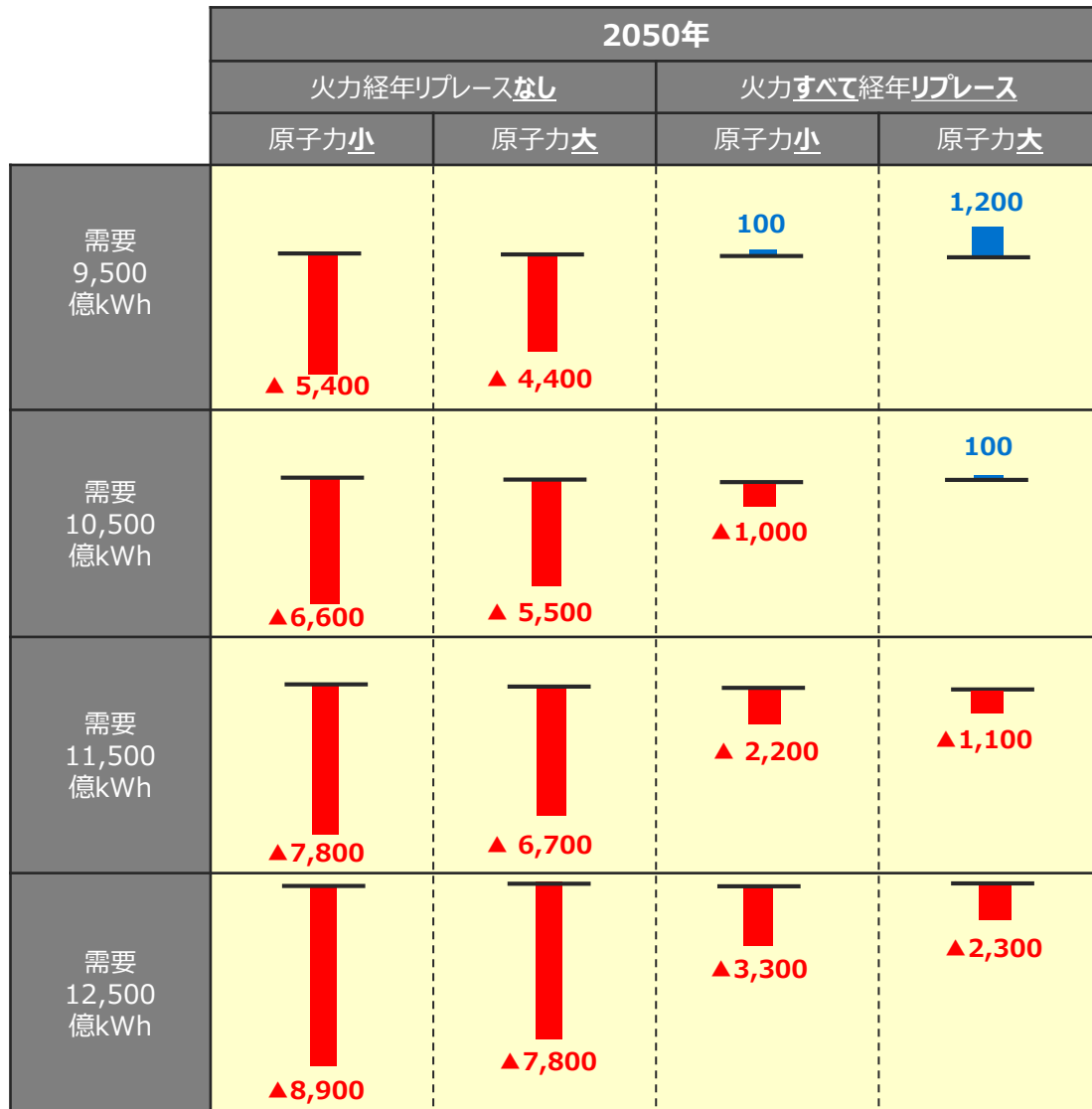
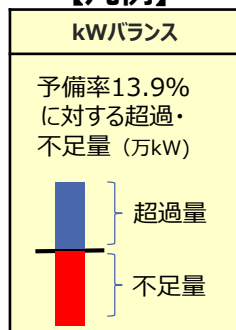
		2050 夏季 昼間ケース		2050 夏季 夜間ケース		2050 冬季 昼間ケース		2050 冬季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季	調整係数等	夏季	調整係数等	冬季	調整係数等	冬季
需要		午後	18,100	点灯	18,700	午前	17,900	夜間	18,700
供給力	設備容量	—	21,020	—	19,040	—	20,550	—	20,280
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	22%	1,980	0%	0	3%	270	0%	0
風力	4,250	10%	430	10%	430	31%	1,320	31%	1,320
一般水力	2,700	44%	1,190	44%	1,190	29%	780	29%	780
バイオマス	900	80%	720	80%	720	80%	720	80%	720
地熱	150	85%	130	85%	130	85%	130	85%	130
原子力	3,700	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810	76%	2,810
揚水	2,000	100%	2,000	100%	2,000	96%	1,920	96%	1,920
蓄電池	1,300	81%	1,050	81%	1,050	71%	920	71%	920
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480	82%	2,480	82%	2,480	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%	680	90%	680	90%	680	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070	74%	3,530	85%	3,530	85%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780	82%	4,290	93%	4,290	93%
	LNG（専焼）	0	82%	0	82%	0	93%	0	93%
	石油（CCS）	830	83%	690	83%	690	83%	690	83%
	石油（専焼）	0	91%	0	91%	0	91%	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%	10	82%	10	82%	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0	90%	0	90%	0	90%
予備率		—	16.1%	—	1.8%	—	14.8%	—	8.4%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	400	—	▲ 2,300	—	200	—	▲ 1,000

モデルシナリオ比較

- 2040年の4シナリオ、2050年の16シナリオの予備率に対する不足分（万kW）について、最も需給が厳しい 夏季・夜間で比較すると下記のとおり。

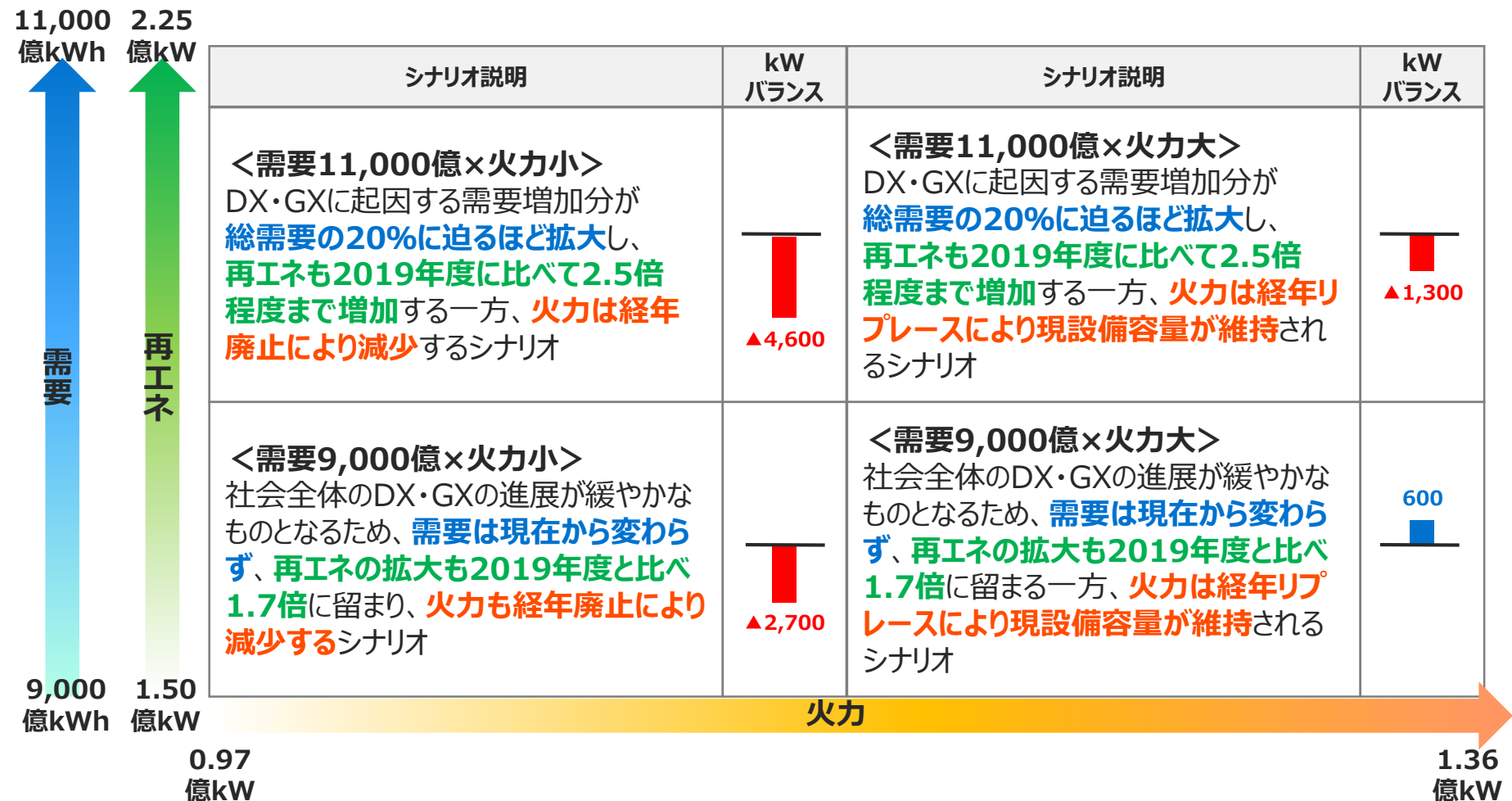


【凡例】



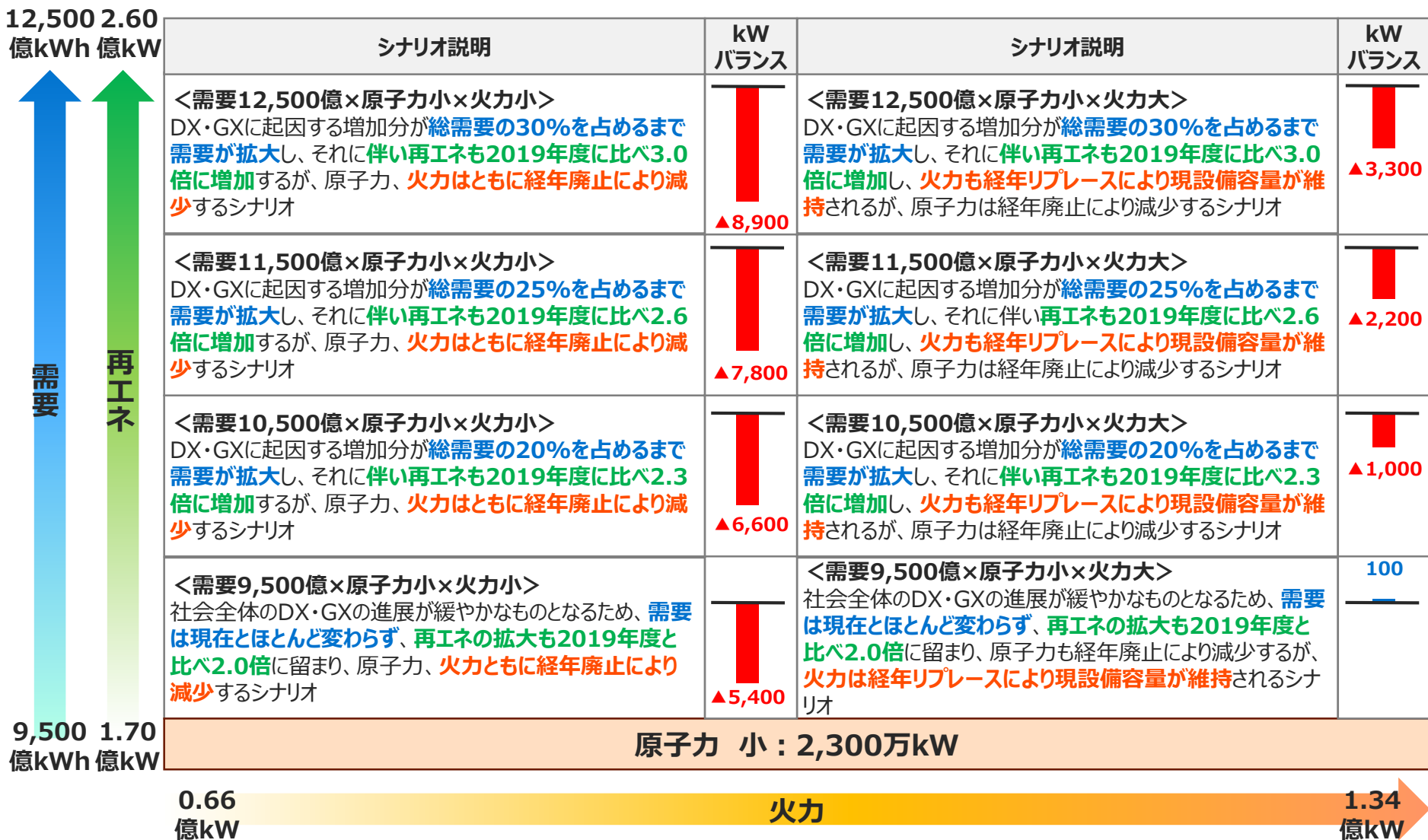
モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果（2040年）

- モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果は以下のとおり。



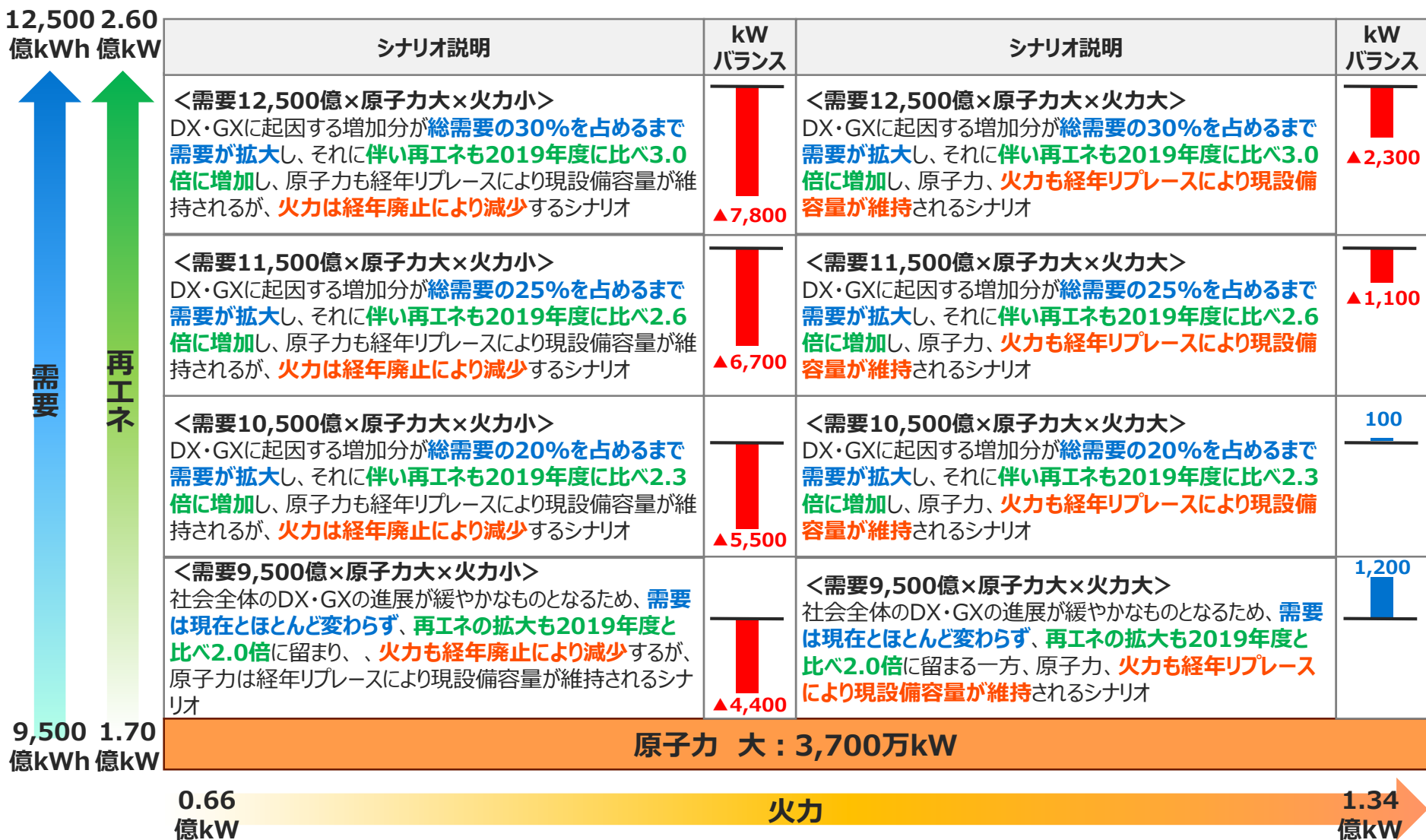
モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果（2050年①原子力小）

- モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果は以下のとおり。



モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果（2050年②原子力大）

- モデルシナリオ毎のkWバランス評価結果は以下のとおり。



V.概算バランス（モデルシナリオ編）

(1)モデルシナリオの定性的説明

(2)kWバランス算定結果

(3)kWhバランス算定結果

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2040 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	14,900	
供給力	設備容量	－	14,270	
太陽光（需要地併設型除く）	7,000	0%	0	
風力	1,600	10%	160	
一般水力	2,250	44%	990	
バイオマス	600	80%	480	
地熱	50	85%	40	
原子力	2,700	76%	2,050	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	800	81%	650	
火力	石炭（CCS）	2,210	82%	1,810
	石炭（CCS以外）	680	90%	610
	LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
	LNG（CCS以外）	720	82%	590
	LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	30	91%	30
	共同火力（CCS）	0	82%	0
共同火力（CCSなし）	220	90%	200	
予備率		－	▲ 4.2%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 2,700	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	3,300	

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

2040			
設備容量	利用率	kWhバランス	
需要	—	—	9,000
供給力	30,700	—	9,000
太陽光 （需要地併設型含む）	10,500	17%	1,560
風力	1,600	30%	420
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	66%	30
原子力	2,700	76%	1,800
火力	12,990	38%	3,750

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2040 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	14,900	
供給力	設備容量	－	17,550	
太陽光（需要地併設型除く）	7,000	0%	0	
風力	1,600	10%	160	
一般水力	2,250	44%	990	
バイオマス	600	80%	480	
地熱	50	85%	40	
原子力	2,700	76%	2,050	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	800	81%	650	
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
	石炭（CCS以外）	750	90%	680
	LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
	LNG（CCS以外）	2,930	82%	2,400
	LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	830	91%	760
	共同火力（CCS）	0	82%	0
共同火力（CCSなし）		220	90%	200
予備率		－	17.8%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	600	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	▲ 700	

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2040	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 9,000
供給力	30,600	—	9,000
太陽光 （需要地併設型含む）	10,500	17%	1,560
風力	1,600	30%	420
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	66%	30
原子力	2,700	76%	1,800
火力	12,880	38%	3,750

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2040 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	17,600	
供給力	設備容量	－	15,480	
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0	
風力	3,500	10%	350	
一般水力	2,500	44%	1,100	
バイオマス	900	80%	720	
地熱	100	85%	90	
原子力	3,300	76%	2,510	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,000	81%	810	
火力	石炭（CCS）	2,210	82%	1,810
	石炭（CCS以外）	680	90%	610
	LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
	LNG（CCS以外）	720	82%	590
	LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	30	91%	30
	共同火力（CCS）	0	82%	0
共同火力（CCSなし）	220	90%	200	
予備率		－	▲ 12.0%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 4,600	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	5,700	

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

2040			
設備容量	利用率	kWhバランス	
需要	—	—	11,000
供給力	41,200	—	11,000
太陽光 （需要地併設型含む）	15,500	17%	2,310
風力	3,500	30%	920
一般水力	2,500	54%	1,180
バイオマス	900	73%	580
地熱	100	66%	60
原子力	3,300	76%	2,200
火力	15,390	33%	3,750

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2040 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	17,600	
供給力	設備容量	－	18,760	
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0	
風力	3,500	10%	350	
一般水力	2,500	44%	1,100	
バイオマス	900	80%	720	
地熱	100	85%	90	
原子力	3,300	76%	2,510	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,000	81%	810	
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
	石炭（CCS以外）	750	90%	680
	LNG（CCS）	1,500	74%	1,110
	LNG（CCS以外）	2,930	82%	2,400
	LNG（専焼）	4,330	82%	3,550
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	830	91%	760
	共同火力（CCS）	0	82%	0
共同火力（CCSなし）	220	90%	200	
予備率		－	6.6%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 1,300	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	1,600	

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

2040			
設備容量	利用率	kWhバランス	
需要	—	—	11,000
供給力	41,000	—	11,000
太陽光 （需要地併設型含む）	15,500	17%	2,310
風力	3,500	30%	920
一般水力	2,500	54%	1,180
バイオマス	900	73%	580
地熱	100	66%	60
原子力	3,300	76%	2,200
火力	15,180	33%	3,750

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
		需要	点灯 14,800	
供給力	設備容量	－	11,410	
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	0%	0	
風力	2,100	10%	210	
一般水力	2,250	44%	990	
バイオマス	600	80%	480	
地熱	50	85%	40	
原子力	2,300	76%	1,750	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,000	81%	810	
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
	石炭（CCS以外）	370	90%	330
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	660	82%	540
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	▲ 22.9%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 5,400	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	6,600	

(参考)

脱炭素火力小計	12,670	—	10,100
その他火力小計	560	—	430
火力脱炭素化率	—	—	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 9,500
供給力		32,500	— 9,500
太陽光 （需要地併設型含む）	12,000	17%	1,790
風力	2,100	30%	550
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	66%	30
原子力	2,300	76%	1,530
火力	13,230	43%	4,160

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
		需要	点灯	
			14,800	
供給力	設備容量	－	16,990	
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	0%	0	
風力	2,100	10%	210	
一般水力	2,250	44%	990	
バイオマス	600	80%	480	
地熱	50	85%	40	
原子力	2,300	76%	1,750	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,000	81%	810	
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
	石炭（CCS以外）	750	90%	680
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	830	83%	690
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	14.8%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	100	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	▲ 100	

(参考)

脱炭素火力小計	12,470	—	9,990
その他火力小計	800	—	620
火力脱炭素化率	—	—	94%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 9,500
供給力	32,600	—	9,500
太陽光 （需要地併設型含む）	12,000	17%	1,790
風力	2,100	30%	550
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	66%	30
原子力	2,300	76%	1,530
火力	13,270	42%	4,160

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	14,800	
供給力	設備容量	－	12,470	
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	0%	0	
風力	2,100	10%	210	
一般水力	2,250	44%	990	
バイオマス	600	80%	480	
地熱	50	85%	40	
原子力	3,700	76%	2,810	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,000	81%	810	
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
	石炭（CCS以外）	370	90%	330
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	660	82%	540
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	▲ 15.7%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 4,400	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	5,400	

(参考)

脱炭素火力小計	11,470	—	9,100
その他火力小計	560	—	430
火力脱炭素化率	—	—	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 9,500
供給力		32,700	— 9,500
太陽光 （需要地併設型含む）	12,000	17%	1,790
風力	2,100	30%	550
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	66%	30
原子力	3,700	76%	2,460
火力	12,030	37%	3,230

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	14,800	
供給力	設備容量	－	18,050	
太陽光（需要地併設型除く）	7,500	0%	0	
風力	2,100	10%	210	
一般水力	2,250	44%	990	
バイオマス	600	80%	480	
地熱	50	85%	40	
原子力	3,700	76%	2,810	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,000	81%	810	
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
	石炭（CCS以外）	750	90%	680
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	830	83%	690
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	22.0%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	1,200	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	▲ 1,400	

(参考)

脱炭素火力小計	11,170	—	8,890
その他火力小計	800	—	620
火力脱炭素化率	—	—	93%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 9,500
供給力		32,700	— 9,500
太陽光 （需要地併設型含む）	12,000	17%	1,790
風力	2,100	30%	550
一般水力	2,250	54%	1,060
バイオマス	600	73%	380
地熱	50	66%	30
原子力	3,700	76%	2,460
火力	11,970	36%	3,230

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	16,100	
供給力	設備容量	－	11,760	
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	0%	0	
風力	2,800	10%	280	
一般水力	2,400	44%	1,060	
バイオマス	700	80%	560	
地熱	100	85%	90	
原子力	2,300	76%	1,750	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,100	81%	890	
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
	石炭（CCS以外）	370	90%	330
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	660	82%	540
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	▲ 27.0%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 6,600	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	8,100	

(参考)

脱炭素火力小計	14,170	—	11,300
その他火力小計	560	—	430
火力脱炭素化率	—	—	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 10,500
供給力		37,000	— 10,500
太陽光 （需要地併設型含む）	14,000	17%	2,080
風力	2,800	30%	740
一般水力	2,400	54%	1,140
バイオマス	700	73%	450
地熱	100	66%	60
原子力	2,300	76%	1,530
火力	14,730	42%	4,500

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季
単位：万kW			
		需要	点灯
			16,100
供給力		設備容量	—
太陽光（需要地併設型除く）		8,000	0%
風力		2,800	10%
一般水力		2,400	44%
バイオマス		700	80%
地熱		100	85%
原子力		2,300	76%
揚水		2,000	100%
蓄電池		1,100	81%
火力	石炭（CCS）	3,020	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%
	LNG（専焼）	0	82%
	石油（CCS）	830	83%
	石油（専焼）	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%
予備率		—	7.7%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 1,000
同上（火力で補完する場合の設備容量）		—	1,300

(参考)

脱炭素火力小計	13,870	—	11,090
その他火力小計	800	—	620
火力脱炭素化率	—	—	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 10,500
供給力		37,000	— 10,500
太陽光 （需要地併設型含む）	14,000	17%	2,080
風力	2,800	30%	740
一般水力	2,400	54%	1,140
バイオマス	700	73%	450
地熱	100	66%	60
原子力	2,300	76%	1,530
火力	14,670	41%	4,500

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
		需要	点灯 16,100	
供給力	設備容量	－	12,820	
太陽光（需要地併設型除く）	8,000	0%	0	
風力	2,800	10%	280	
一般水力	2,400	44%	1,060	
バイオマス	700	80%	560	
地熱	100	85%	90	
原子力	3,700	76%	2,810	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,100	81%	890	
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
	石炭（CCS以外）	370	90%	330
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	660	82%	540
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	▲ 20.4%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 5,500	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	6,800	

(参考)

脱炭素火力小計	12,870	—	10,200
その他火力小計	560	—	430
火力脱炭素化率	—	—	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 10,500
供給力		37,100	— 10,500
太陽光 （需要地併設型含む）	14,000	17%	2,080
風力	2,800	30%	740
一般水力	2,400	54%	1,140
バイオマス	700	73%	450
地熱	100	66%	60
原子力	3,700	76%	2,460
火力	13,430	37%	3,570

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季
単位：万kW			
		需要	点灯
			16,100
供給力		設備容量	—
太陽光（需要地併設型除く）		8,000	0%
風力		2,800	10%
一般水力		2,400	44%
バイオマス		700	80%
地熱		100	85%
原子力		3,700	76%
揚水		2,000	100%
蓄電池		1,100	81%
火力	石炭（CCS）	3,020	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%
	LNG（専焼）	0	82%
	石油（CCS）	830	83%
	石油（専焼）	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%
予備率		—	14.3%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	100
同上（火力で補完する場合の設備容量）		—	▲ 100

(参考)

脱炭素火力小計	12,470	—	9,990
その他火力小計	800	—	620
火力脱炭素化率	—	—	94%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 10,500
供給力		37,000	— 10,500
太陽光 （需要地併設型含む）	14,000	17%	2,080
風力	2,800	30%	740
一般水力	2,400	54%	1,140
バイオマス	700	73%	450
地熱	100	66%	60
原子力	3,700	76%	2,460
火力	13,270	36%	3,570

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	17,400	
供給力	設備容量	－	12,060	
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0	
風力	3,550	10%	360	
一般水力	2,550	44%	1,120	
バイオマス	800	80%	640	
地熱	100	85%	90	
原子力	2,300	76%	1,750	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,200	81%	970	
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
	石炭（CCS以外）	370	90%	330
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	660	82%	540
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	▲ 30.7%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 7,800	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	9,600	

(参考)

脱炭素火力小計	15,670	—	12,500
その他火力小計	560	—	430
火力脱炭素化率	—	—	97%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 11,500
供給力		41,500	— 11,500
太陽光 （需要地併設型含む）	16,000	17%	2,380
風力	3,550	30%	930
一般水力	2,550	54%	1,210
バイオマス	800	73%	510
地熱	100	66%	60
原子力	2,300	76%	1,530
火力	16,230	42%	4,880

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	17,400	
供給力	設備容量	－	17,640	
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0	
風力	3,550	10%	360	
一般水力	2,550	44%	1,120	
バイオマス	800	80%	640	
地熱	100	85%	90	
原子力	2,300	76%	1,750	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,200	81%	970	
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
	石炭（CCS以外）	750	90%	680
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	830	83%	690
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	1.4%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 2,200	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	2,700	

(参考)

脱炭素火力小計	15,270	—	12,290
その他火力小計	800	—	620
火力脱炭素化率	—	—	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 11,500
供給力		41,400	— 11,500
太陽光 （需要地併設型含む）	16,000	17%	2,380
風力	3,550	30%	930
一般水力	2,550	54%	1,210
バイオマス	800	73%	510
地熱	100	66%	60
原子力	2,300	76%	1,530
火力	16,070	41%	4,880

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	17,400	
供給力	設備容量	－	13,120	
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0	
風力	3,550	10%	360	
一般水力	2,550	44%	1,120	
バイオマス	800	80%	640	
地熱	100	85%	90	
原子力	3,700	76%	2,810	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,200	81%	970	
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
	石炭（CCS以外）	370	90%	330
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	660	82%	540
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	▲ 24.6%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 6,700	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	8,200	

(参考)

脱炭素火力小計	14,270	—	11,400
その他火力小計	560	—	430
火力脱炭素化率	—	—	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 11,500
供給力		41,500	— 11,500
太陽光 （需要地併設型含む）	16,000	17%	2,380
風力	3,550	30%	930
一般水力	2,550	54%	1,210
バイオマス	800	73%	510
地熱	100	66%	60
原子力	3,700	76%	2,460
火力	14,830	37%	3,950

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	17,400	
供給力	設備容量	－	18,700	
太陽光（需要地併設型除く）	8,500	0%	0	
風力	3,550	10%	360	
一般水力	2,550	44%	1,120	
バイオマス	800	80%	640	
地熱	100	85%	90	
原子力	3,700	76%	2,810	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,200	81%	970	
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
	石炭（CCS以外）	750	90%	680
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	830	83%	690
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
共同火力（CCSなし）	0	90%	0	
予備率		－	7.5%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 1,100	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	1,400	

(参考)

脱炭素火力小計	13,970	—	11,190
その他火力小計	800	—	620
火力脱炭素化率	—	—	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 11,500
供給力		41,500	— 11,500
太陽光 （需要地併設型含む）	16,000	17%	2,380
風力	3,550	30%	930
一般水力	2,550	54%	1,210
バイオマス	800	73%	510
地熱	100	66%	60
原子力	3,700	76%	2,460
火力	14,770	36%	3,950

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	18,700	
供給力	設備容量	－	12,400	
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	0%	0	
風力	4,250	10%	430	
一般水力	2,700	44%	1,190	
バイオマス	900	80%	720	
地熱	150	85%	130	
原子力	2,300	76%	1,750	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,300	81%	1,050	
火力	石炭（CCS）	1,440	82%	1,180
	石炭（CCS以外）	370	90%	330
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	660	82%	540
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	0	83%	0
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0

予備率	—	▲ 33.7%
予備率13.9%との差分(万kW)	—	▲ 8,900
同上（火力で補完する場合の設備容量）	—	10,900

(参考)

脱炭素火力小計	16,970	—	13,600
その他火力小計	560	—	430
火力脱炭素化率	—	—	97%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 12,500
供給力		45,800	— 12,500
太陽光 (需要地併設型含む)	18,000	17%	2,680
風力	4,250	30%	1,120
一般水力	2,700	54%	1,280
バイオマス	900	73%	580
地熱	150	66%	90
原子力	2,300	76%	1,530
火力	17,530	41%	5,220

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース	
		調整係数等	夏季
単位：万kW			
		需要	点灯
			18,700
供給力		設備容量	—
太陽光（需要地併設型除く）		9,000	0%
風力		4,250	10%
一般水力		2,700	44%
バイオマス		900	80%
地熱		150	85%
原子力		2,300	76%
揚水		2,000	100%
蓄電池		1,300	81%
火力	石炭（CCS）	3,020	82%
	石炭（CCS以外）	750	90%
	LNG（CCS）	4,150	74%
	LNG（CCS以外）	4,610	82%
	LNG（専焼）	0	82%
	石油（CCS）	830	83%
	石油（専焼）	0	91%
	共同火力（CCS）	10	82%
	共同火力（CCSなし）	0	90%
予備率		—	▲ 3.9%
予備率13.9%との差分(万kW)		—	▲ 3,300
同上（火力で補完する場合の設備容量）		—	4,100

(参考)

脱炭素火力小計	16,670	—	13,390
その他火力小計	800	—	620
火力脱炭素化率	—	—	96%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 12,500
供給力		45,800	— 12,500
太陽光 （需要地併設型含む）	18,000	17%	2,680
風力	4,250	30%	1,120
一般水力	2,700	54%	1,280
バイオマス	900	73%	580
地熱	150	66%	90
原子力	2,300	76%	1,530
火力	17,470	41%	5,220

kWバランス

各モデルシナリオにおいて最も厳しい需給断面のkWバランスを記載

単位：万kW

		2050 夏季 夜間ケース		
		調整係数等	夏季	
単位：万kW				
需要		点灯	18,700	
供給力	設備容量	－	19,040	
太陽光（需要地併設型除く）	9,000	0%	0	
風力	4,250	10%	430	
一般水力	2,700	44%	1,190	
バイオマス	900	80%	720	
地熱	150	85%	130	
原子力	3,700	76%	2,810	
揚水	2,000	100%	2,000	
蓄電池	1,300	81%	1,050	
火力	石炭（CCS）	3,020	82%	2,480
	石炭（CCS以外）	750	90%	680
	LNG（CCS）	4,150	74%	3,070
	LNG（CCS以外）	4,610	82%	3,780
	LNG（専焼）	0	82%	0
	石油（CCS）	830	83%	690
	石油（専焼）	0	91%	0
	共同火力（CCS）	10	82%	10
	共同火力（CCSなし）	0	90%	0
予備率		－	1.8%	
予備率13.9%との差分(万kW)		－	▲ 2,300	
同上（火力で補完する場合の設備容量）		－	2,900	

(参考)

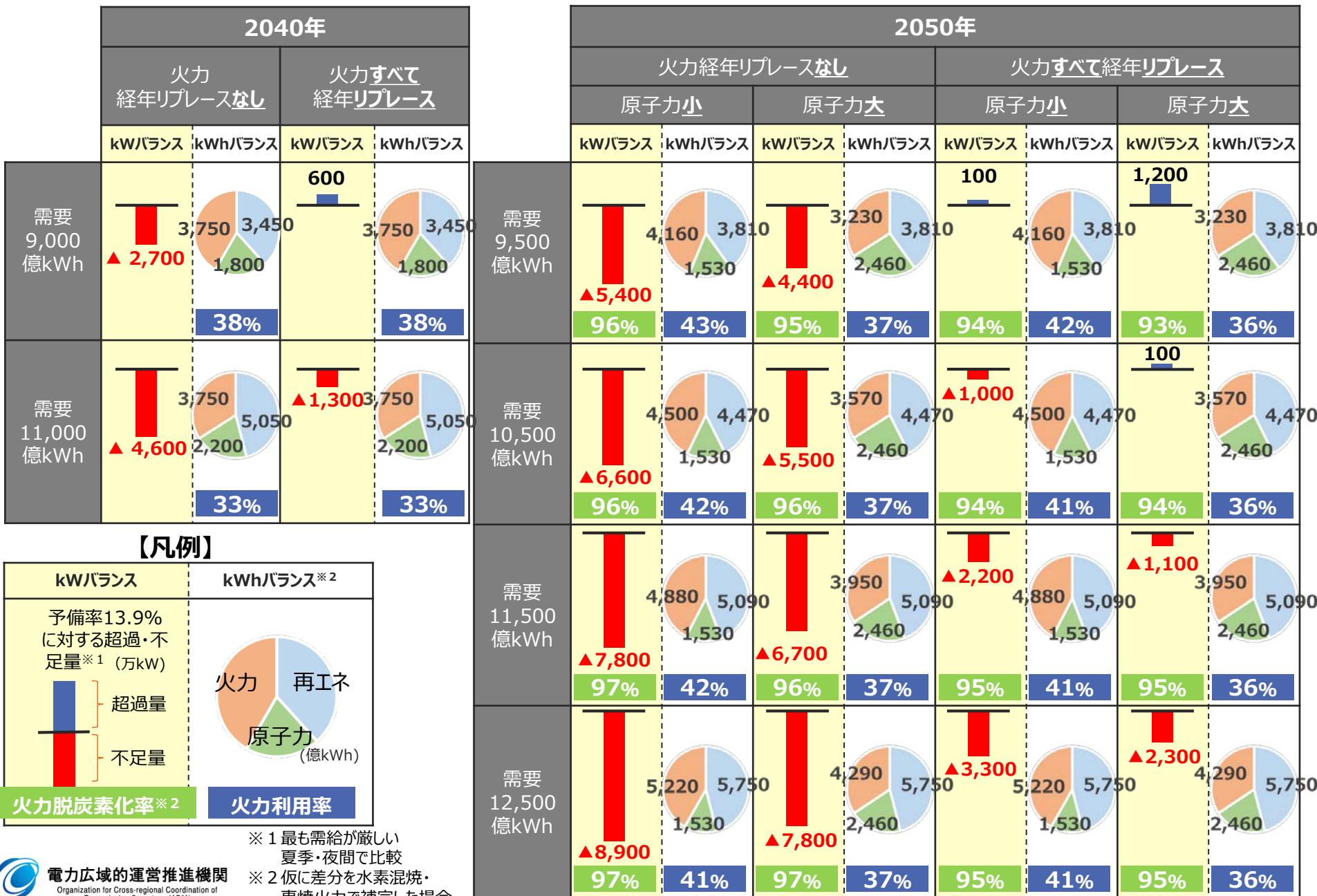
脱炭素火力小計	15,470	—	12,390
その他火力小計	800	—	620
火力脱炭素化率	—	—	95%

kWhバランス

仮に火力で補完した場合のkWhバランスを記載

単位：億kWh

		2050	
		設備容量	利用率 kWhバランス
需要		—	— 12,500
供給力		46,000	— 12,500
太陽光 （需要地併設型含む）	18,000	17%	2,680
風力	4,250	30%	1,120
一般水力	2,700	54%	1,280
バイオマス	900	73%	580
地熱	150	66%	90
原子力	3,700	76%	2,460
火力	16,270	36%	4,290



VI.シナリオの活用方法と今後の見直し

VI. シナリオの活用方法と今後の見直し

(1) シナリオの活用方法と今後の見直し

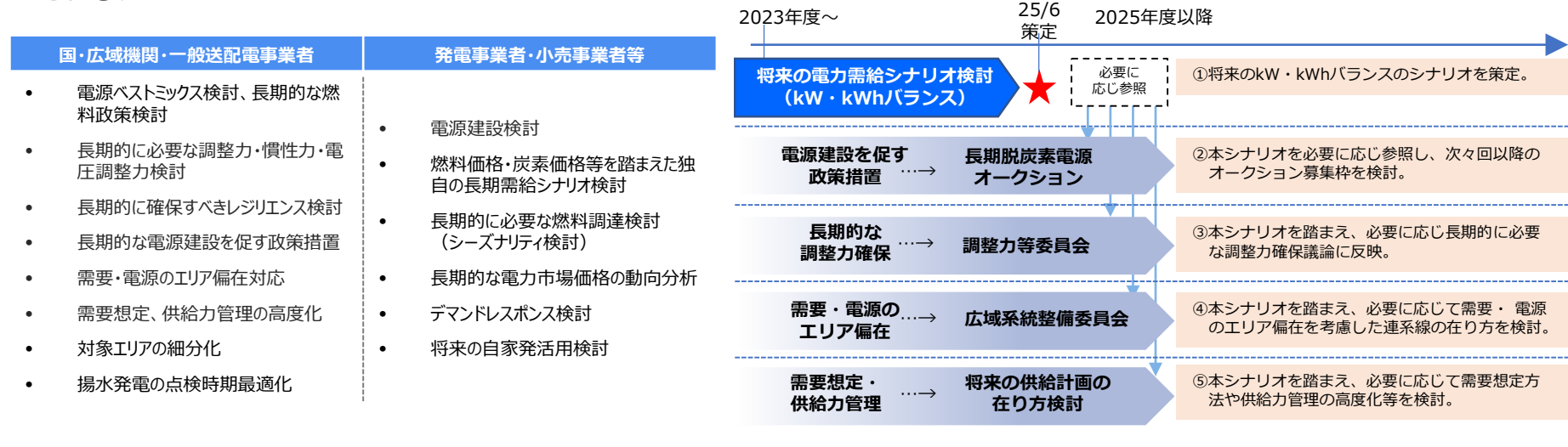
(2) 今後の検討において留意するご意見

シナリオの活用方法と今後の見直し

- 今回策定したシナリオが、様々な主体による検証や更なる検討の材料として活用されることを期待する。
- 今回のシナリオ策定後も、前提条件等の変化を定期的に観測しつつ、3～5年毎に見直すことを基本とし、必要に応じてより早期の見直しを行うこととする。

今後期待される活用方法

- 関係者が今後下記のような課題に取り組むにあたり、将来の電力需給の状況について何らかの想定が必要な場合にも、必要に応じて、本検討による一定の幅を持った複数のシナリオの中から、目的に沿ったシナリオを選定して活用することが期待される。



今後の見直し時期（例）

概ね3～5年後を目途に、例えば右記のような進め方が考えられるが、今後の状況変化に応じて検討する。



VI. シナリオの活用方法と今後の見直し

(1) シナリオの活用方法と今後の見直し

(2) 今後の検討において留意するご意見

今後の検討において留意するご意見【検討プロセス】

- 検討プロセスについては、シナリオ設定方法、検討対象とする時間軸、他計画との関係性について、多様な視点から意見を頂いた。

大項目	項目	概要
検討 プロセス	シナリオ設定 方法	<ul style="list-style-type: none"> 先に定量的な想定幅を決めて、後付けで定性的な考え方を設定するよりも、先に各技術検討会社の考え方を参考に統一した考え方を設定した上で想定幅を決める方が望ましいと考えているので、次回以降、ご検討いただきたい。 総世帯数やIIPなどの基本的な前提条件については一定程度示されているが、CO2の排出削減目標が前提条件として示されていないように見受けられる。CO2排出削減目標は供給側の電源構成だけでなく、需要側における電化の進展度合いや非化石燃料転換による水素製造需要などにも影響を与えらると思われるので、この点についても是非お示しいただきたい。
	時間軸	<ul style="list-style-type: none"> 今回のシナリオでは、2040年あるいは2050年の一断面における需給状況を示したものである点にも留意が必要である。例えば、非効率石炭火力の内、脱炭素化の措置を講じない発電所については、国のフェードアウト政策に則り、原則2030年までに設備を休廃止するものと認識している。他にも、経済性等の観点からも休廃止をする火力が出てくる一方で、これらの電源が退出することで減少する供給力を、今後立ち上がる予定の供給力や脱炭素化のための改修・リプレースによってタイムラグなく補填できるかが課題になると考える。具体的には、古い発電所を同じ場所で脱炭素化をする場合、リプレースの工事中は供給力を提供できない期間が生じる問題がある。そのため、今回の検討のスコップ外であることは理解しているが、今後の検討の課題として、時系列で見た際にシームレスに需給バランスが担保できているかを確認する必要がある。場合によっては需給バランスがより厳しい断面がありうることも認識しておく必要がある。 シーズナリティの考慮が必要となる燃料調達を踏まえると、年単位ではなくより細かい単位での検討をお願いする。
	他計画との 関係性	<ul style="list-style-type: none"> 今回の検討は広域機関で運営される長期 脱炭素電源オークションの円滑な実施、あるいは事業者が計画的に電源開発を進める上で参考になるものにするのが目的である。今回の検討結果がエネルギー基本計画、あるいはエネルギーミックスの検討策定にそのまま反映されるものではない。そのような縛りはないことを理解いただき、活発に議論いただきたいと期待している。 エネルギー基本計画との相互関係については、本検討と目的が違うということは認識しているが、説明が必要ではないか。 本検討会の目的を考えた時に整理しておく必要があるのは、例えばエネ基という言葉が何度も出てきたが、エネ基との整合性を考慮に入れる必要はなく、想定から取り除いて議論するべきだと思う。政府の対外的な公約としてカーボンニュートラルという方針があり、そこから導き出されるものには価値がある。しかし我々が議論すべきは、現実がどうなりそうか、エネ基とのギャップがどうなりそうかであり、それを明らかにしていくことが本検討会の大きな目的だと思う。エネ基や政府目標とは別に、現実がどうなりそうかを追求する点を軸に据えるべきである。 今回の検討会は従来示されてきた経済産業省によるエネルギー基本計画や、OCCTOの供給計画との整合性を前提としない、独立した形で検討会を進めてきた。そのような状況で、先日公表された第7次エネルギー基本計画では、エネルギー需要ではなく、供給力の技術選択に主眼が置かれたシナリオ分析が行われた。対して、本検討会では将来の供給力だけではなく、電力需要の様々な変動要因について一定の幅を持たせて検討しており、本検討会の役割は極めて重要であると実感している。各技術検討会社のモデルの前提や検討方法は異なっており厳密には整合しない部分はあるものの、組み合わせで電力需要を想定することは一定程度の合理性があると思う。ただし、最終的な結果がどのような特徴を持つかについては、第7次エネルギー基本計画との差別化の点や、事業者が本検討会の結果を活用する上でも重要な情報となるため、電力需要の結果にとどまらず、その前提となる指標を示すことが重要と考える。

今後の検討において留意するご意見【需要】

- 需要については、要素間の関係性に加えて、大きな増加が見込まれる一方不確実性があるデータセンター、今後の活用が期待されているDACや水素製造などの新技術に関して多くの意見を頂いた。

大項目	項目	概要
需要	要素間の関係性	<ul style="list-style-type: none"> • 今回整理いただいた要素間の関連性やその度合いは今後変わりえるものであると考えており、今後の見直しの際は、今回の整理に囚われることなく、実態に即した検討・見直しを実施いただけると幸いである。
	データセンター	<ul style="list-style-type: none"> • データセンターの件について、今回、業界団体からのコメントにもあった通り、高い見通しから低い見通しまでかなり幅が大きく、不確実性が非常に大きいと思っている。そして、不確実性はあるという前提の下、さらに確度を高めるために、より詳細にこのデータセンターの電力需要について分析した方が良いのではないかと。特に、省エネによる効率化によって、消費の伸びがかなり鈍化するケースから、あまり効率化が進まず逆に増えるケースの両方がある中で、本質的な問題として、データの処理量に対するニーズをしっかりと把握することも大事である。特に生成AIでかなりのデータ処理が必要になるため、電力消費は相応に上昇すると認識している。そもそも生成AIがなぜ普及するかについて、元をたどって考えれば、各産業界の業務支援、製品開発支援がある。特に、今後はおそらく金融業、製造業、それから、通信業などの産業で生成AIは活用されると思う。生成AI自体の市場の今後の見方を把握することが難しいのは理解するが、もう少し生成AIの需要をしっかりと見ていくことも重要ではないか。 • データセンターと半導体工場の見通しについてコメントする。すでに電力・ガス基本政策小委員会で公表されている通り、最新の広域機関における需要見通しでは、系統接続協議調整状況等を踏まえて、データセンター・半導体工場の需要が、2033年度に全国合計で約+400億kWhとなること、蓋然性の高い見通しとして示されている。一方、今回の想定レンジである2040年、2050年は広域機関の想定時期よりもだいぶ先になるが、それでも400億kWhよりかなり低い水準の数値も見られる。例えばこれがLowケースだったとしても、現時点の見通しとしては低いのではないかと思う。前回からの繰り返しになるが、需要小ケースだとしても過小評価すると、今後の電源開発、ひいては将来の安定供給に悪影響を与えかねない。 • 電中研の想定について、2050年のHigh/Lowケースの幅の大きさが気になる。Highケースでは、報道機関のデータを使用していること、Lowケースでは、光電融合技術等の革新技術を織り込んでいるのが要因かと思われるので、両ケースにおいて、もう少し蓋然性を高める余地はあるのではないかと。 • 2050年の電中研のデータセンターのHighケースの想定では、2040年と比べると1,000億kWh程度増加しているが、これは全国総需要の1割に相当する規模感であり、急激な変化であると感じたため、確認をお願いしたい。

大項目	項目	概要
需要	データセンター	<ul style="list-style-type: none"> データセンターのところだけは、誰もよくわからない。にもかかわらず、相当に振れ幅が大きいということで、1番の難関なのだろうと思っている。電中研が出している電力・ガス基本政策小委員会の、東電PGの見通しや、広域機関の供給計画を見て、足元の計画から延長線上で考えると、電中研のMiddle もしくはデロイトの数字を中心に考えていくのが蓋然性として高いと言えるのだろうと思う。ただ、小宮山委員からもご指摘のあったように、やはり生成AIに絡んで、需要がこれからどう拡大していくかは、恐ろしいほど分からないところだと思う。我々金融機関の周りを見ても、使い始めているというにもまだ至らない状況で、組織的に会社として使用しているというよりは、個人レベルで色々な人が多様な使い方をトライして、こういうことができないか、こういう使い方をしたらいいのではないかということをやっている状況。一つ、これが良いというものが見つければ、大幅に需要が出てくると思うし、これは金融機関だけではなく、色々な産業で波及するだろうということと思うと、やはりその需要がどういうふうに拡大していくのか、またラック当たりの電力需要の拡大がどう起きるのかといったあたりを、データセンター協会自身でも見通じづらいことだと思うが、これから一緒にディスカッションを重ねて、深く探っていくべきではないかと思う。そういう意味では、電中研の High ケースの1,980億kWhという数字を、多少自虐的に、こういうケースがあるかもという言い方はされたが、実はそこを押さえておかなければいけないレンジなのかもしれないと思っている。910億kWhという数字から考えると、たかが倍ぐらいで、2050 年という、20数年のスパンで考えると、考慮する可能性のひとつとして、十分念頭に入れておかなければいけない数字なのではないかと思う。 データセンターの需要が見通しにくいと思っている。今年の1月に出された OCCTOの需要想定は、蓋然性の高いデータセンターと半導体を考慮したのみの需要量と思っている。半導体がここから先も、増え続けるのかというのは諸説あると思うが、データセンターに関しては新設も含め、相当程度データの取り扱いが増えると考えるのが、妥当ではないか。電中研が資料で示したとおり、データセンターの電力需要が上振れ下振れと、かなり幅があるので、その中であまり過度に保守的にならずに、供給体制に遅れがでないためにも、ある程度上振れのところをきちんと意識していくべきである。そうでなければ、十二分に電力供給がされないのではないかと、その課題に対する対応策が取れなくなるのではないかと考えている。 データセンターの電力需要については、電中研で独自に検討したものの、立地動向に加え、技術開発にも左右されるため、見通すことが極めて難しいというのが正直なところである。ただし、できる限り公知情報を織り込んでおり、Highケースについては電気新聞に掲載された東電 PG エリア の需要規模を参考にしている。Mid ケースについては、蓋然性の高いプロジェクトが織り込まれている OCCTO の供給計画を参考にしている。なにをもって蓋然性を高いとするかは事業者によって異なる。そのため、供給計画もある程度の振れ幅を見ておくことが必要である。電中研としてはある程度根拠を持って数字を示すようにしているが、結果として、LowとHighでかなりの幅がある。その中で、データセンターの電力需要に関しては蓋然性を問うというよりも、この電力需要は何であるかということを考えることが、電源開発を行う事業者にとって重要ではないか。例えば、データセンターに関して言えば、老朽化によって20年から30年で閉鎖してしまう可能性もある。一方で、最新のデータセンターに関しては、寿命は短いと言われている。電源の投資回収期間を踏まえると、データセンターの電力需要の増加を見越して、現時点で、電源開発の投資判断を行うことが難しいのではないかと。シナリオプランニングにおいては、発電事業者だけではなく、日本に立地しているデータセンター事業者の行動原理を考えることも重要。現在、データセンターの事業者が何を考えて日本にデータセンターを立地しているのか、将来的にどの条件が変わったときにどういう状況になるのかを整理して不確実性が高く、影響が大きい要因があれば、シナリオに織り込む必要があるだろう。

大項目	項目	概要
需要	データセンター	<ul style="list-style-type: none"> RITEの想定では全体的に低めの想定であり、1つの要因として価格弾力性を考慮していると理解した。作業会では日本データセンター協会から、価格弾力性を単純に考慮できないという指摘もあったようなので、こちらも再考する余地があるのではないかと考える。 データセンターのところでは価格弾力性について意見があった。我々としてはデータセンターといっても、電力価格が非常に高くなると、そもそも日本に誘致するのか、日本で設置するのか、海外でやるのかということも含めて、需要全体に響いてくるものであり、省エネ対策もどういった対策でやるか、再エネを入れて自家消費して使うのかいくつか選択肢がある。そうすると、省エネ・省電力している結果になるわけなので、やはり価格が非常に効いてくると理解をしているので、価格弾力性を織り込んだ形で考慮して分析すべきだと考えている。ただ、その上でどの程度の水準なのかに関しては、委員の皆様のコメントにもあるとおり、我々もよくわからないところ。どの程度の幅で見るとするのかに関しては、引き続き調整しながら検討していきたい。
	新技術	<ul style="list-style-type: none"> DACについて、国内でのDACの実証は始まっているが、作業会での専門的な議論やコメントを踏まえても、国内導入には様々な課題が残っており、現時点においては、将来の需要想定に織り込む必要性は低いと考えている。今回のシナリオは、数年に一度見直しすると認識しており、仮にDACの需要を織り込むとしても、もう少し国内で実施することの蓋然性が高まってからのタイミングでもよいのではないかと考えている。 二次利用や技術革新等の要因で今後増えていく可能性もあるかと思うので、足元では控えめな値とし、今後定期的にシナリオを見直していく際、その都度、国内水素製造についてアップデートするやり方が良いと考える。 今回の報告では、現時点で不確定要素が多いことから中長期的な見通しが立て難く、経済性の面から考えると国内水素製造は限定的になると整理したものと理解した。一方、作業会のコメントにもあり、また本日もご指摘があったが、政策や技術動向などに応じて、内陸でのオンサイト利用、余剰電力対応などが現実的となり、今後見立てが大きく変わる可能性はあると思う。このような要素は、今後具体的な議論や動きが出てくるかと考える。今後の見直しの際には、水素の利用動向や電力の需給状況などに留意いただいた上で、引き続き検討いただければ幸いである 高温水蒸気電解が利用可能であれば、その熱を利用することで投入する電気量を省エネできる可能性もある。長期を考えれば、高温ガス炉による水素製造や他の水素製造オプションもあると考えられる。水電解以外の技術発展によって水素製造が可能になる、もしくは水素製造技術における競争環境が活性化する場合は存在し、またそのようなケースにおいては、水電解に投入する電気量、すなわち電力需要も減少する可能性があるのではないかと考える。これら不確実性についても、念頭に入れる必要があるのではないかと考える。 出力抑制される太陽光をはじめとする再エネ由来の電力の有効活用の視点で、これらの電力を水素製造に活用することは効果が非常に大きいと考えられる。今後の検討において、考慮していただきたい。

今後の検討において留意するご意見【再エネ】

- 再エネについては、適地制約などを考慮すれば2019年度から最大3倍程度まで拡大するというのは野心的な見通しではないかとの意見もあれば、再エネのポテンシャルを考慮すれば保守的な見通しとなっているのではないかという双方の意見があった一方で、そのような不確実性が高い中でも想定幅自体を広げすぎると事業者として活用しにくいものになるという意見もあった。

大項目	項目	概要
供給力	再エネ全般	<ul style="list-style-type: none"> これまでの作業会・検討会等で個別に議論してきた内容を一通り聞いてみると、今後の示し方、整理の仕方、それに關する留意点などがクリアになってきたように感じた。技術的な要素について作業会等で様々な意見があり、それらを踏まえてこのような設定にしていることには特段異議はない。 再エネの想定幅についてである。今回お示しいただいた再エネの想定幅は、2050年時点で下限が1.7億kW、上限が2.6億kWと、想定幅が多少大きい印象を受けた。不確実性が高いことは理解しているが、事業者の実務での活用を考えると、扱いづらいという印象を受けた。今回の検討結果自体は支持させていただくが、蓋然性と不確実性のバランスになるかと思うが、今後の検討では事業者実務面での活用のしやすさについても留意していただきたい。 再エネ見通しの水準については、2050年時点で2.6億kWとなっており、2019年度からほぼ3倍程度で、野心的な見通しだと受け止めている。カーボンニュートラルに向けてはこのような水準が必要であるという示唆として受け止めている。事業者としても、カーボンニュートラルの達成に向けて出来る限りの対応をしていきたい。一方、資料にもあるとおり、適地制約等の課題が顕在化しているため、安定供給確保の面から、見通しの蓋然性については今後のモニタリングで確認していただきたい。 再エネの導入ポテンシャルについてコメントしたい。将来の再エネの導入量を検討するにあたって、まずは導入ポテンシャルを検討することは一つの方法論ではあるものの、導入ポテンシャルは、様々な制約要因による設定の可否を考慮したエネルギー導入量となるため、分析者によって制約要因の前提が異なり、導入ポテンシャル自体も大きく異なってくる。例えば、屋根設置型PVについて考えると、住宅全てにPVを設置することが導入ポテンシャルと捉えることもできるが、新築時に合せてPVを導入することが多いため、住宅設置型PVの導入には相当の時間を要する。同様に、先ほどEEZの話もあったが、水深などの制約を踏まえると、EEZすべての地域に風力発電を立てられるわけではない。 再エネに関して、我々の見立ては再エネのポテンシャルをもう少し高く評価している。太陽光に関しては、価格が下がることが前提だが、需給の可能性ということも含めて考えると、ペロブスカイトの導入をポジティブに見ている部分があり、浮体式風力の導入もコストが下がることを想定し、ポジティブに捉えている。我々の見立てとは多少異なると理解した。再エネが増えていくとなると、蓄電池も増えていくと思われ、系統用や需要地併設型も導入量は増えるであろうと考える。我々の見ている世界とは蓄電池の量も異なると理解した。 今後も同種の検討を数年にわたって続けるならば、再エネに関してはモデルからのアプローチのみではなく、積み上げによって検討できないかを模索する必要がある。エネ基でも議論されているように、「政策の強度がどの程度か」、「足元での増え方はこの程度だが、追加で何万kW増えそうであるか」、「ペロブスカイトが一定の要件をクリアしたときにはどれだけの普及が進むか」、といったように、モノや技術ごとに、トップダウンではなく積み上げによるアプローチで、わかりやすく表現することが、今回は間に合わないにしても、今後は必要になるのではないか。

大項目	項目	概要
供給力	再エネモデル	<ul style="list-style-type: none"> 再エネのモデルケースの設定についてである。今後の需要増加の大きな要因となるデータセンター事業者が、追加性を持つ脱炭素電源を求めている事実を踏まえると、今後DX・GXの進展度合いと再エネの普及の見通しが関連して連動するという考え方について大きな違和感はない DX・GXの関連需要と再エネ導入量は一定程度連動するという想定に違和感はない。需要想定に応じて電源が開発されていくことが、安定供給、社会コスト低減の観点では重要であると思う。その点を踏まえた前提が置かれていると理解している 供給力のモデル設定にあたり、需要側との整合性を考えていただき、感謝申し上げます。需給全体として整合したシナリオになっていることが重要だと考えるので、引き続き検討をお願いしたい。再エネ導入拡大に伴う余剰電力の活用という観点で、需要が増えることもあると認識しているので、大きな方向性として整合していると思う。 PPAがあるので連動させるという書きぶりに見えるが、PPAの要素はそれほど大きくない。RITEの資料では電力費用の分析もあったが、電力費用とそれに対する需要の観点から、例えば需要が大で再生可能エネルギーが小というシナリオはあまり起こりえないのではないか。先程のRITEの説明ではそのようになっていると理解した。需要と供給を個別に検討しつつも、最終的には需給の均衡から相関を持ったシナリオを考えるのがよいのではないか。 電力需要に応じて導入量が増える点に違和感がある。ある程度の相関関係はあると思うが、どちらかというと社会受容性や統合コストの影響を受けるのではないか。導入量が増えれば統合コストが高くなるのは当然であるが、導入量が増えても統合コストを安くすることができれば需要（の大小に影響されず）より多く導入されるという結果になることもありうると思う。モデルケースの中で再エネだけが需要に比例している点に違和感がある。
	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電について過小評価をされている懸念がある。 例えば、営農型太陽光を除外されているが、営農型はポテンシャルだけで1,000GWを超えている。実際、既に営農型で地域に歓迎され、農業を主体として荒廃した農地を再耕作するなど模範的な取り組みも始まっており、相当増えていく可能性があると考えている。 住宅用についても、現状年間1GW程度だが東京都のように義務化する自治体が増えている。国交省も新築住宅で30%から60%に搭載率を高めることを目指す政策が示されていることなどを踏まえると、2030年には住宅用だけで2GWに達するのではないか。 野心的と捉える方もいるかもしれないが、我々としては過小評価であると感じており、見方の差があるという点をご認識いただきたい。 太陽光発電のポテンシャルは技術的には742TWh/年になっており、コスト曲線として見ると非常に安く設定していると考えている。例えば2050年断面では、ポテンシャルの高さに対して非常に安い単価で供給する想定になっており、決して保守的に見ているわけではない。ただ、太陽光発電の量が増えれば系統統合費用が増大していくため、結果として最適解として導入量が抑制されてくる面はある。限界削減費用は確かに非常に高いが、その中で最適解として太陽光発電の量も決まっている。 営農型についても明示的に表記してはいないが、GIS上でコスト-ポテンシャル曲線を出しているため、営農型の一部はモデルに含まれている形でポテンシャルを評価している。浮体式洋上風力と同様であるが、太陽光発電のポテンシャルは技術的には742TWh/年になっており、コスト曲線として見ると非常に安く設定していると考えている。例えば2050年断面では、ポテンシャルの高さに対して非常に安い単価で供給する想定になっており、決して保守的に見ているわけではない。

大項目	項目	概要
供給力	風力	<ul style="list-style-type: none"> 適地制約をはじめとした様々な要因があって、現在の導入ペースで風力のkWが積み上がらない可能性は十分あり得るというのが事業者の実感である。風力のリブレースに目を向けてみても、例えば昨今世界的に風車の大型化が進んでいる。大型化した風車を使う前提で再設計をしたときの景観等への影響や、山間地では風車が大きすぎて既存の輸送路ではサイトまで運べないという問題も生じている。このため、今後も陸上風力のkWを維持してさらに導入量を拡大していくためには、制度的な措置も含めてそれぞれの課題に応じた適切な対応施策の実施が必要であると考え。また、風力開発を進めていくために、国だけではなく自治体レベルの理解や協力も必要になると考える。 適地の減少もあるが、2040年までには15年程あり、今後も開発が進められていくことを踏まえると、ミドルケース・ハイケースで900万kWは小さいのではないかと感じる。 洋上風力についても事業者の立場からすると、コントロールが難しいコンストラクターやサプライヤーの制約で、足元の計画通りに導入が進まないことも十分あり得ると感じている。 洋上風力について、政府は2040年に30～45GW導入する目標を掲げており、それに対して2040年の想定が小さすぎるのではないかと考える。EEZにも拡大していく前提で政府が設定している目標なので、その点ももう少し勘案してほしい。 洋上風力のうち着床式の容量が少ないのではないかと指摘があった。RITEの資料において、着床式を三つ合計すると21TWh/年程度で、それをGWに換算すると7GWとなり、現状で5～6GWが導入されていることを踏まえると容量が少ないのではというご指摘であった。RITEとしては、他の技術も含めてすべて世界全体で、GISデータ等を用いながらポテンシャルを評価している。洋上風力に関しては、資料のとおり、IEAの推計を基にポテンシャル推計を行っている。考え方も資料に記載したとおりで、着床式と浮体式の切り分けをしているため、着床式／浮体式のポテンシャルの振り分けに偏りが出る可能性はある。結果としては、浮体式までを含めると非常に大きなポテンシャルを取っている。両方の想定を合わせて考えると、過小評価はしていないといえる。年間拡大制約の内容は正しいのかという指摘については、年間拡大制約に書かれた数値に置き換えて制約をかけて分析を行っており、モデルの整合性は取れている。

大項目	項目	概要
供給力	水力	<ul style="list-style-type: none"> 事務局にて、3万kW以上の一般水力のリパワリングの実績について、まとめていただいていることに感謝申し上げます。一方で、実績に加えて、今後の計画ベースでのkW増の可能性がどの程度あるのかを調査・反映いただくのも一案であると思う。弊社の佐久間発電所（35万kW）は来年度以降にリパワリング工事を計画しており、出力を5万kW程度増やす計画である。一定規模以上の水力を保有している事業者はさほど多くないと思うため、先般、火力についてプラント毎の更新計画を調査いただいたのと同じように、水力についても更新計画を調査いただく方法もあるのではないかと思います。
	地熱	<ul style="list-style-type: none"> 地熱発電は100～150万kWというのも一つの目安であるが、現在60万kW程度が存在している。2050年、2040年の断面では、例えば先端技術としてカナダのスタートアップ企業が取り組んでいるクローズドループのような技術が進化を遂げる可能性がある。カナダのスタートアップ企業はドイツで実証をしており、そのレポートを拝読した。日本のような火山大国では、極論を言うところでも発電所が作れる潜在能力があり、日本でも中部電力が出資して進めている。従って、現在60万kWあることを踏まえると、2025年に100～150万kWという想定は控えめであるように感じる。
	揚水	<ul style="list-style-type: none"> 揚水は電気の価格が安い時間帯に汲み上げ、価格が高い時間に発電するのが基本であると考え、今後再エネが増えた世界のロードカーブにおいて、十分に活用できるものなのか、さらなる導入が望ましいのか、といった経済合理性を踏まえた評価も必要であると考え。これについては蓄電池も同様であり、どのように運用されるかによるが、導入量に影響を与えようとする。
	蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池による余剰の吸収をkWベースで実施しているが、蓄電池の容量ベースで8760時間の余剰を評価するほうが実態に即しているのではないかと。 今回、ある断面で再エネ余剰 発生量を評価していただいているが、実需給においては、天候による再エネ発電量の増減や、補修等に伴う揚水・蓄電池導入量の増減もあると考えられるので、その影響にも留意しつつ検討するとより良いと思う。 調整力という幅広い視点で見た場合に、揚水・蓄電池・DRで調整しきれないしわ取り部分は、今後も火力が担うことになると思う。2050年のカーボンニュートラルの世界では、CCS付き火力や水素・アンモニア火力がその役割を担うことになると思うが、技術的あるいは経済的な観点で、どこまで調整力として柔軟に対応できるのか、不透明な部分もあるため、場合によっては系統用蓄電池がさらに必要になる可能性もあると考える。

今後の検討において留意するご意見【ロードカーブ（DR）】

- DRについては、作業会メンバーの専門的な知見が反映されており異論がないという意見に加えて、再エネ導入拡大を踏まえ今後より一層重要な施策になるという意見やDR活用促進のためのインセンティブの開発整備が必要というようなDRに期待する意見を頂いた一方で、EV需要の昼間時間帯へのシフトや工場稼働の休日シフトなどの想定については不確実性が高く定期的な進捗確認が必要など、幅広い意見を頂いた。

大項目	項目	概要
ロードカーブ	DR率の想定	<ul style="list-style-type: none"> ロードカーブについて、要素毎のロードカーブやDRの想定方法については、本日様々なご意見がありつつも、作業会メンバーの専門的な知見が一定程度反映されており、おおむね異論はない。 DR効果により電気料金の安定化、再エネ活用が期待できる。特に再エネの導入拡大等を踏まえ、DRの活用は今後より一層重要な施策になると考えるので、電力業界としても関係者の皆様のご協力、ご知見をいただきながら取り組んでいきたいと考えている。 今回示されたDRの実現には、経済価値の形成や自動化など、DR活用促進の仕組みやインセンティブの開発・整備が必要であり、本検討がその必要性のメッセージになればよいと考えている。 民生用DRのヒートポンプの活用について、資料にもあるとおり、足元で「DRready勉強会」が発足し、機器一台一台を自在に稼働させるプロトコルも確立されていることもあり、これから市場を創成する機器やシステムと比べて蓋然性の高い効果が期待されると思っている。事務局想定で織り込んでいただいたDR率の拡大見込みについて違和感はない。 データセンターについて、今後の需要増加の主な要因になるため、その動向は我々も非常に重要であると考えている。ベースとして電力の一定の使用が想定されるが、データセンターを運用する事業者のGXに対する意識が高い中で、資料にもあったとおり、運用実態を踏まえた一定のDR効果を期待したい。 産業のDR率で参考としている出典が2011年と若干古いものが含まれているのが気になる。作業会で実務者から意見を聞いた上で見直しを検討していると理解しているが、この見直しにも不確実性があると思うので、需要と同様にDRの動向についても定期的に確認していくべきである。 至近での拡大が見込まれているヒートポンプは政策面での影響を大きく受けるため、最新のエネルギー政策の動向も考慮した上で最終的な取りまとめをお願いしたい。ヒートポンプの普及率に関しては、定期的な進捗確認なども含めて確認が必要である。 DR率を2040年のデータセンター10%、家庭用HPの40%と設定している点、2050年はさらに倍に設定している点はアグリゲーター目線では野心的だ。 DR率の想定について、民生は最大で春秋80%、運輸については春秋70%と想定しており、この数値については将来的なポテンシャル、期待値を込めた野心的な数値と理解している。現在、世界的なEV進展の鈍化や、今後の合成燃料などの次世代液体燃料の普及が想定されるため、EVの導入ポテンシャルについては留意が必要と考える。

大項目	項目	概要
ロードカーブ	DR率の想定	<ul style="list-style-type: none"> • 運輸のDR想定について、昼間の安価な時間に合わせたEV充電をシフトする想定だが、業務用の車両は平日昼間、家庭用は休日昼間に車を走らせるニーズがあるのではないかと考える。今回の想定が、本当に現実的なシフト量の想定になっているかどうかは確認が必要ではないかと考える。 • EVの需要シフトについては、家庭のEVというのはそもそもお昼に家にいるのか、通勤等でオフィスにいるのではないと思うが、その中でどこまで充電シフトできるのか。また、EVの中でも業務用で使われているものは性質上、昼間に稼働しているため、実際に昼間充電にどこまでシフトできるのか。または、MaaSなどのようにEVを共用する場合、本当に昼間にシフトできるかどうか懸念される。 • 産業用需要に関して、2050年断面ではあるものの、我々の実務と照らし合わせて鑑みると、平日稼働のみのお客様が休日稼働にシフトするケースはあまりない。つまり、週7日操業のお客様の稼働率調整でないとシフトするのは困難であると感じた。また、産業用の伸び代はあまり大きくないという前提とのことだが、その前提に関しては同意見である。しかしながら、歴史を紐解くと、2011年の東日本大震災の際の電事法27条に基づく電力使用制限令において、当時15%の削減義務化であった。当時は、強制力を伴うシフトで休日シフトも出来たが、さすがに2050年で強制力もない状況で本当にDR率は5%が現実的かどうかという点は、更なる議論が必要であると思う。 • 産業のDR率で参考としている出典が2011年と若干古いものが含まれているのが気になる。作業会で実務者から意見を聞いた上で見直しを検討していると理解しているが、この見直しにも不確実性があると思うので、需要と同様にDRの動向についても定期的に確認していくべきである。また、至近での拡大が見込まれているヒートポンプは政策面での影響を大きく受けるため、最新のエネルギー政策の動向も考慮した上で最終的な取りまとめをお願いしたい。ヒートポンプの普及率に関しては、定期的な進捗確認なども含めて確認が必要である。 • 産業のDR需要について、土日への稼働シフトでDR率5%とあるが、作業会コメントでもあり、専門家の皆様から、従業員の環境変化や現場実態から、上げDRの実現自体が難しいという見方もある。いずれにしても、DRの想定は、将来のミドル電源やピーク電源の必要量に大きな影響を与える可能性があるため、全体的にDRの見込みはもう少し慎重に専門家の意見も反映して判断すべきではないかと思う。 • 産業需要の休日シフトは見通しにくい、2050年の働き方もわからないので、週休3日制度等が受け入れられれば、土日勤務の可能性もあるという点で否定できないが、実際はどうなるのか見通しにくいと感じた。 • 送電線の増強を、社会インフラとして国民全体で負担するのか、または需要家が負担するのかにより、インフラ整備費用の負担者が変わる。需要家が送電線整備費用の負担をするならDRの活性化は望めないと思うので、出来る限り社会インフラとして整備していただく事が大前提になると思う。送電インフラができることにより、上げ下げDRが対応できると考える。 • 現時点で、電力需給契約はデマンド契約であり、下げDRは電力購入契約のデマンド以下になり現行契約でもできるが、上げDRをやる際は、今までの契約デマンドを超える場合を想定しないと活性化につながらない。上げDRを想定したデマンドでは基本料金が上がってしまうという課題がある。DRに関わる部分の電力需給契約がどのような特別メニューとなり、それによって上げDRの経済的なインセンティブが発生するかが重要である。それにより需要家の工場の稼働形態も変わってくるのではないかと思う。

大項目	項目	概要
ロードカーブ	DR率の想定	<ul style="list-style-type: none"> DRは需要家の全面的な協力がないと成立しないビジネスである。本資料では、一定程度の需要を休みの日にシフトする想定のもので理解している。しかし、我々のような実業を担う立場からすると、「言うは易く行うは難し」であり、DRがどの程度実現するかはわからないため、いくつかのバリエーションをもって想定すべきではないか。DRの実現性はインセンティブによるが、インセンティブを高めても、社会コストとのバランスや制約もある。ただし、ケミカル工場等の連続稼働をする工場において、稼働率を変更・調整する余地がある場合には十分可能であると思う。しかしそれ以外の需要家においては、働き方改革のような大きなねりもある中で、休日に需要をシフトするのは容易ではない。2050年においてもその前提は変わらないように思うので、冷静な分析も必要ではないか。 データセンター需要を使った、いわゆる季節またぎのDRだが、我々もこの季節またぎのDRが戦略上の柱になってくるとは思う。事実、生成AI部分がそこに該当するというのは現場感覚で持っている。2050年の世界であり、非連続の発想ではあるが、夏と冬の平日を休日に移すことはできると思うが、夏冬を季節またいで春秋にシフトするというのはどれだけできるかも、正直インセンティブ次第であると思う。GAFAMと呼ばれる事業者様は、環境適合性を配慮されている事業者様ではあるが、先立つものがあるかないかで動くかどうかが決まるというのが我々の現場感覚である。 水素製造においては、貯蔵と運搬サプライチェーンとのシームレスなつながりが基本になっている。タンクが満タンになると水素生産を止め、タンクから搬出され戻ってきてタンクにリフィルする。つまり、稼働と停止を繰り返すのが前提であり、年間を通じて一定となることはまずない。2050年の姿であり、現状と異なることは承知しているが、例えば、我々のお客様で水素を製造しているお客様は、JEPXの状況をにらみながら稼働状況を判断しており、その場合、年間8,760時間のうち実際の稼働時間は1,000時間にも満たないのが実態である。 水素製造に関しては、常に一定の需要とするのは違和感がある。再エネの出力制御対策パッケージにも示されているとおり、余剰時のような市場価格の安い時間帯でより効率的に水素を製造するという考え方も否定はしきれないと思う。 今回、水電解装置による水の電気分解を前提に試算いただいているが、水電解装置は機動性を有する。この機動性を活用した需給調整市場、特に一次調整力への市場供出の潜在能力も是非考慮いただきたい。

今後の検討において留意するご意見【火力・概算バランス】

- 火力については、今後どのように脱炭素化されていくのか不確実性があるという意見、概算バランスについては、kWhバランスの内訳も記載して欲しいなど事業者として本検討結果を今後活用していくという視点から意見を頂いた。

大項目	項目	概要
火力・概算バランス	火力	<ul style="list-style-type: none"> 2040年の石炭火力へのCCS導入が先行し、残りの貯留量に応じてLNG火力へもCCSが導入されるという考え方については理解できる。一方で、実際にCCSを導入しようとするのは難しいのではないか。CCSの導入においては、設備を実際に置くための敷地面積等の制約があると思う。それは水素、アンモニアについても同じである。考え方の整理としては非常に理解できるが、実際に導入を進めるには課題があるのだろうと感じた。本検討は、考え方の整理と一定の前提を置いた定量化を目指すものなので、考え方として理解はできた。また、価格の面では、先々の価格を見通すのは非常に難しいと思うので、現段階においてはこのような考え方で整理しつつ、今後も定期的な見直しが必要ではないか。また、石炭、LNG、水素、アンモニアのいずれの燃料についても、燃料調達が問題なくできるのかという点は、現実には難しい部分もあるのではないか。石炭が2040年以降も調達できているのであれば、石炭火力へのCCS導入も現実的なものではないかと考えている。 今回の火力の想定は、経年で全てリプレースされるか、あるいはすべて廃止するかというかなり割り切った考え方により導き出されたものであることは、改めて認識しておく必要がある。単に電力需要から再エネ・原子力等の火力以外の供給力を差し引いた分を今後必要な火力の供給力として示す方法もあると思われるため、次回の見直しに向けて検討いただきたい。 特にCCSは、現状期待値が大きく膨らんでいる一方で、今後の技術動向に加え、貯留先や法整備の課題など不透明性な部分も多いため、引き続き動向を注視する必要がある。
	kWhバランス	<ul style="list-style-type: none"> kWhバランスについて、事業者の投資判断に役立てるため、kWバランスと同様にkWhの表においても火力の燃料別の値を記載いただきたい。 kWhの内訳は事業者が今後の事業環境の変化を理解し、投資を検討する場合に有用な情報であると思うので、最終的なとりまとめの際には、kWh内訳についても検討いただきたい。

- 本検討結果を踏まえて必要に応じて他の委員会などでの検討を想定している「調整力・広域系統整備・供給計画の在り方」に関する課題についても意見を頂いたほか、発電事業環境整備の必要性・重要性などについても意見を頂いた。

大項目	項目	概要
課題提起	調整力	<ul style="list-style-type: none"> 調整力については変動性再エネの増加を考えると、需給シナリオを考える上で大きな要素の一つになると考えられる。また、シナリオの目的にも「計画的に電源開発を進める上での参考とする」と記載があり、実際に電源投資の予見性確保の観点でも大変重要な情報であると考え。このような観点から、調整力の必要量の想定については今後の検討にぜひ加えていただきたい。 火力も含めて設備容量（kW, kWh）のバランスを試算していたが、変動性のある再エネの比率が高まる中で、調整力の必要量と供給量のバランスを見る視点が大切なのではないか。調整力の概算については、例えば平滑化効果や出力抑制の頻度等の様々な要素があり難しいと思うが、可能であれば調整力の必要量と供給量、全体の充足率についても数字があると、事業者にとって大変有益な情報になるのではないかな。 以前、調整係数の考え方について伺った際には、蓄電池等の場合、導入量によって変わりうると理解したが、今回もそれに該当するのか。今回の試算においては、いずれのモデルケースにおいても調整係数は全て同じ値を採用していると認識している。調整係数は導入量により変わりうるのか、もし変わりうる場合、誤差等がどのような形で作用するのかを教えてもらいたい。
	エリア/広域系統整備	<ul style="list-style-type: none"> エリア別のシナリオ策定については、将来的な課題とされているが、すでに足元でデータセンターや半導体工場の新設を伴う需要について、地域的な偏在性が生じつつある。地域間連系線等の検討にあたってはエリア別の需要想定は重要であるため、今後念頭に入れて検討いただきたい。 今回のシナリオは、全国の需給バランスの概算結果を示しているが、発電事業者として電源開発の投資判断や既存設備にかかる方向性を検討するうえでは、エリア別の需要想定シナリオも重要な要素になる。また、時系列での需給バランスという観点でも、火力のリプレースを実施するユニット数やリプレースを実施する時期がエリア別に異なり、それらが需給バランスに与えるインパクトにも差が生じる可能性がある。すると、より厳しい需給バランスになるエリアが出てくるのではないかと懸念している。エリア別のシナリオ想定は今後の課題と考えているが、検討していく必要があるのではないかな。 再エネの導入量想定については、広域系統のマスタープランを検討した際のシナリオと大きな乖離がある状況だと思う。本検討会の検討外ではあるが、系統整備に関する費用便益評価も再度確認いただく必要があると思う。
	供給計画の在り方	<ul style="list-style-type: none"> 本検討会の2040年シナリオと、次回の供給計画の最終年次は5年ほどの幅しかなく、いずれも電源投資において重要な指標であるため、一定程度整合した見通しを示すことが、計画的な電源開発の促進や安定供給の観点からは望ましい。記載されているとおり、供給計画とは策定の目的が異なる事情は承知しているが、広域機関において関連する検討との整合をどのようにするか、改めて検討をお願いしたい。

大項目	項目	概要
課題提起	発電事業 環境整備	<ul style="list-style-type: none"> 経済優位性の観点から石炭火力、LNG火力へのCCSの導入が先行して進むと理解した。その結果から、まずは、CCSに投資することが火力を脱炭素化させていくために合理的であると思う。逆に言えば、全員が同じ行動をとった場合、我が国としてCCSへの一本足となり、リスクもあるのではないかと。手段を分散させ、リスクを避けるためには、水素アンモニア発電へのさらなる政策支援を通じて、コスト低減・技術開発を行っていく事が重要になる。 需要が少ない場合においても、火力がリプレースされなければ供給力が不足するというのは、非常に重要なメッセージであると思う。事業者としても適切な電源投資を行う必要があると思うが、資料中に記載のような非常に大きな需給ギャップを埋めていくためには待った無しの状況である。エネルギー基本計画で示された事業環境整備やファイナンス環境整備について早急に具体化が必要だと感じた。 kWhバランスを見ると、火力の利用率は約40%程度と低い水準が見込まれるということが併せて示されている。概算バランスとして全体的な世界観が示されたものと認識しているが、長期的な需要水準は不確実性を伴うものであり、稼働もあまり見込めないとなると、事業者としては投資判断を躊躇し、電源の新陳代謝が順調に進むのかを懸念している。長期的な電源開発に必要な政策措置の在り方についても本検討の検討項目とされていたと認識しているので、その検討も進めていただきたい。 今後すべての火力電源がリプレースをされたとしても、予備率が基準を満たさないケースがある。また、利用率が現行よりも大きく下がることから、kWhで収益を上げるのが今よりもかなり難しくなると想定される。その中で少しでも多くのリプレースを促す必要があるという、非常に難しい状況であると理解した。火力電源の新規開発やリプレースを促進する政策として長期脱炭素電源オークションがあるが、それだけで全てのリプレースを賄うのは非現実的だと考える。それらを踏まえると、市場原理を活用した電源が必要になるのではないかと。火力電源の新設・リプレースへの投資予見性を高めるためには、kWhで収益を上げるのが今よりも難しいという想定をすると、調整力（ΔkW）の価値も含めて事業性を確保できるような市場設計が必要になるのではないかと受け止めている。