

IV.ロードカーブ編

IV.ロードカーブ編

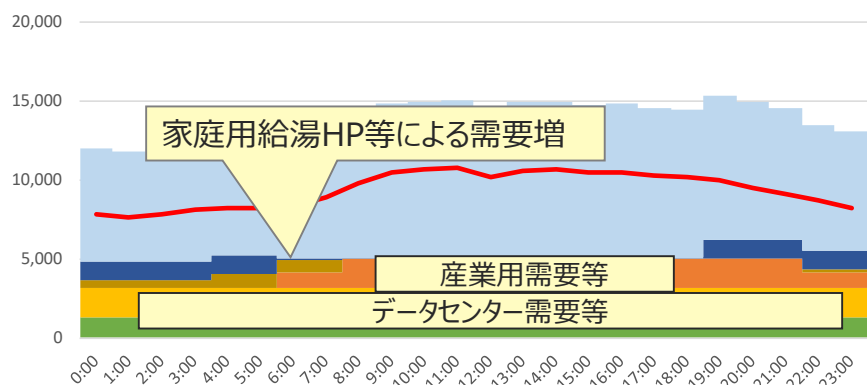
- (1)STEP1 ベースカーブの想定
 - (2)STEP2 DRの想定
 - (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
 - (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認
 - (5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）
 - (6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）
 - (7)デューレーションカーブ
- 参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年
- 参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

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。

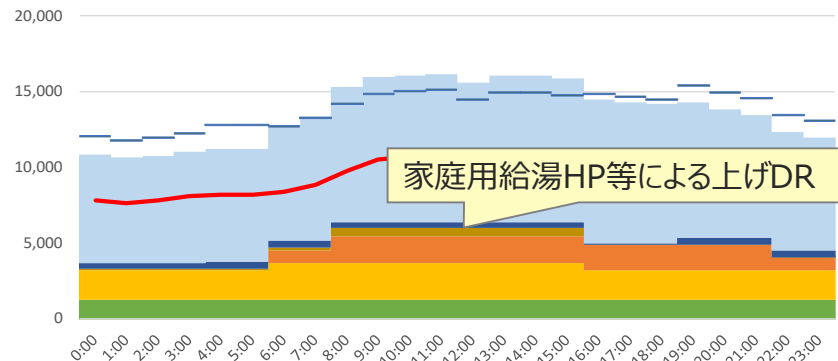
STEP 1 ベースカーブの想定

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



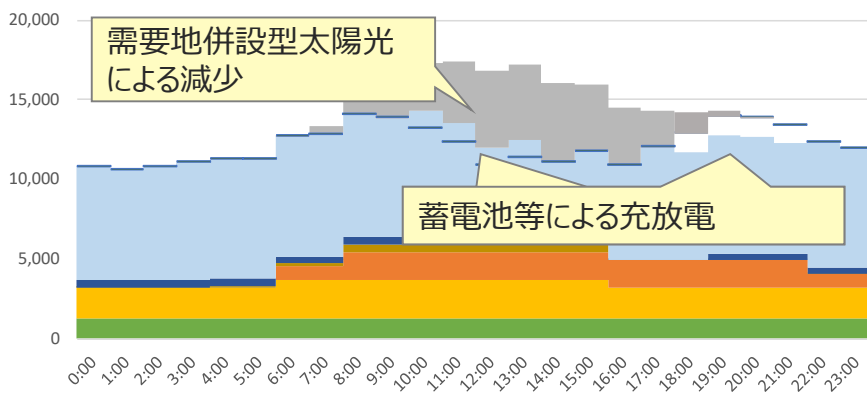
STEP 2 DRの想定

再エネの有効活用を目的とした上げDR等を想定



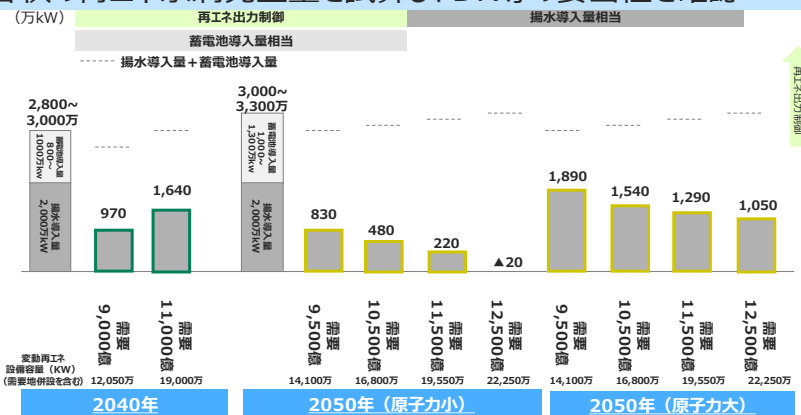
STEP 3 需要地併設型太陽光等の考慮

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



- 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	「下げDR量 (a) / 下げDR前の需要量 (b)」により算出される比率

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

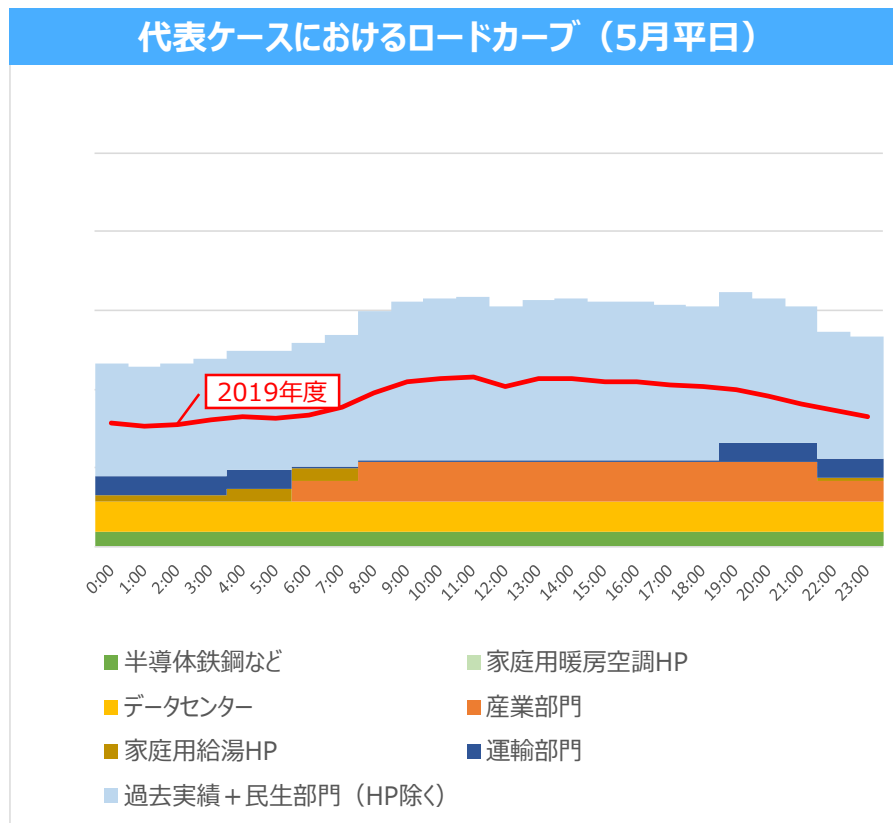
参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

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

要素ごとのロードカーブの想定方法 ①.民生部門（家庭用ヒートポンプ除く）

7

- 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

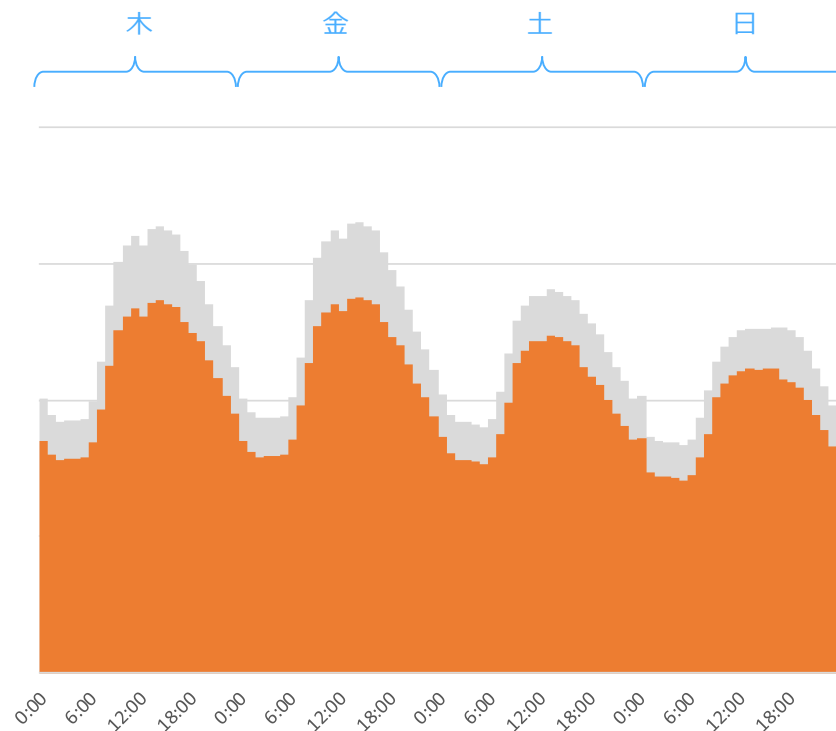
- 基礎的需要（家庭・業務）
- 省エネ（家庭・業務）
- 電化（民生）※

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



要素ごとのロードカーブの想定方法 ②.家庭用ヒートポンプ（給湯）

- 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。

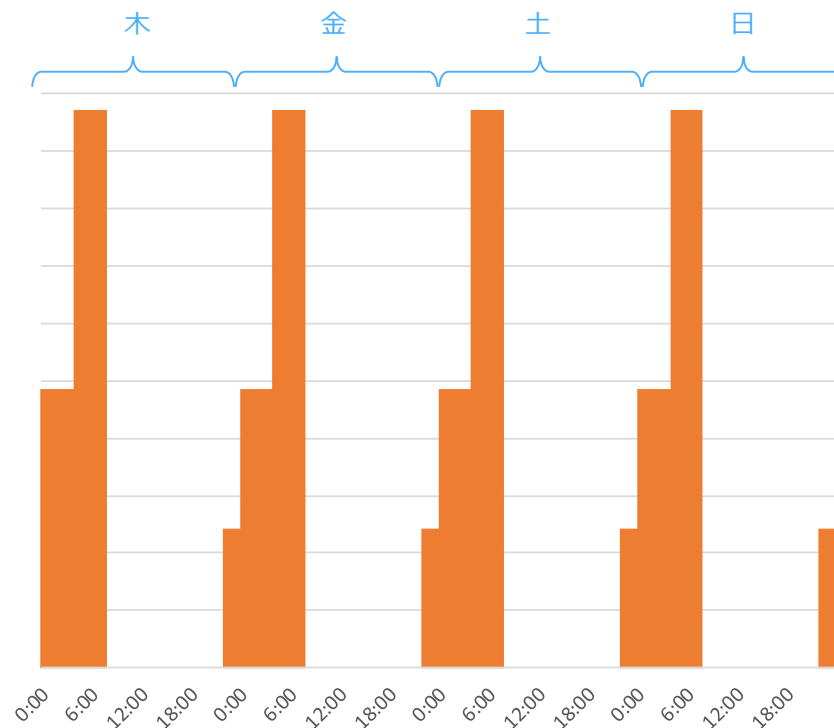
対象要素

- 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。

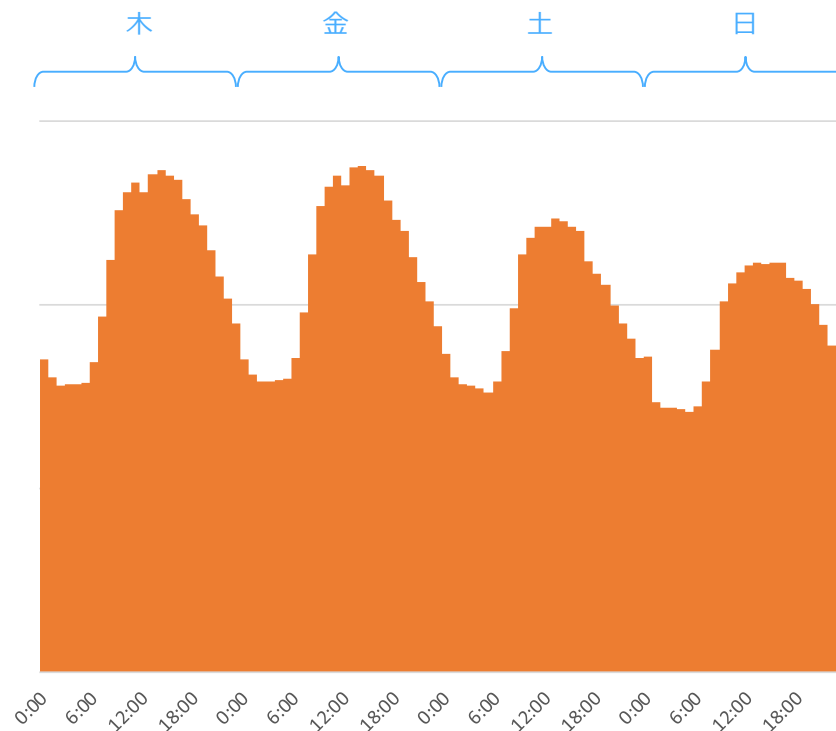
対象要素

- 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）。

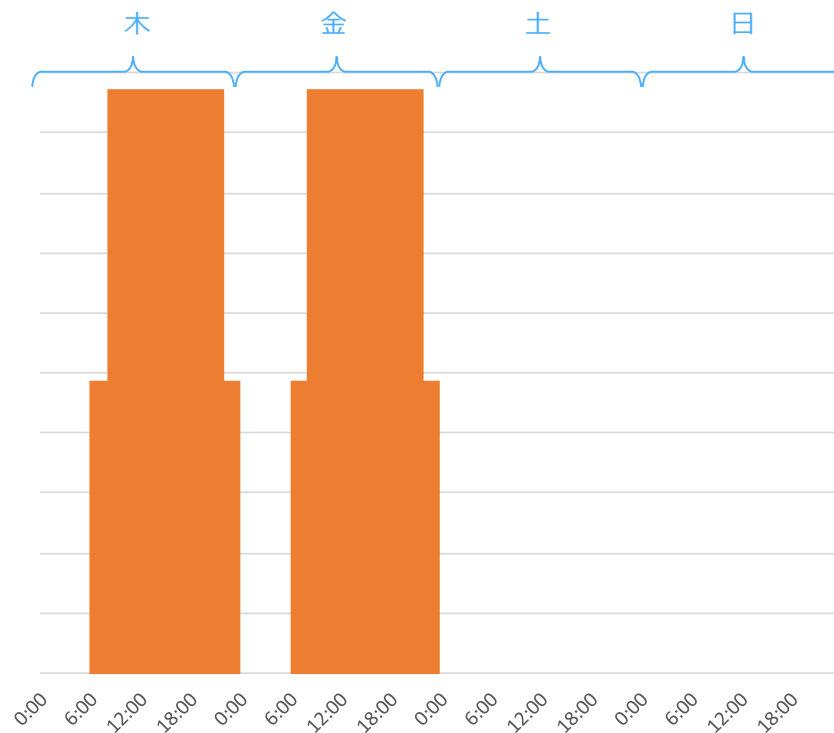
対象要素

- 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。

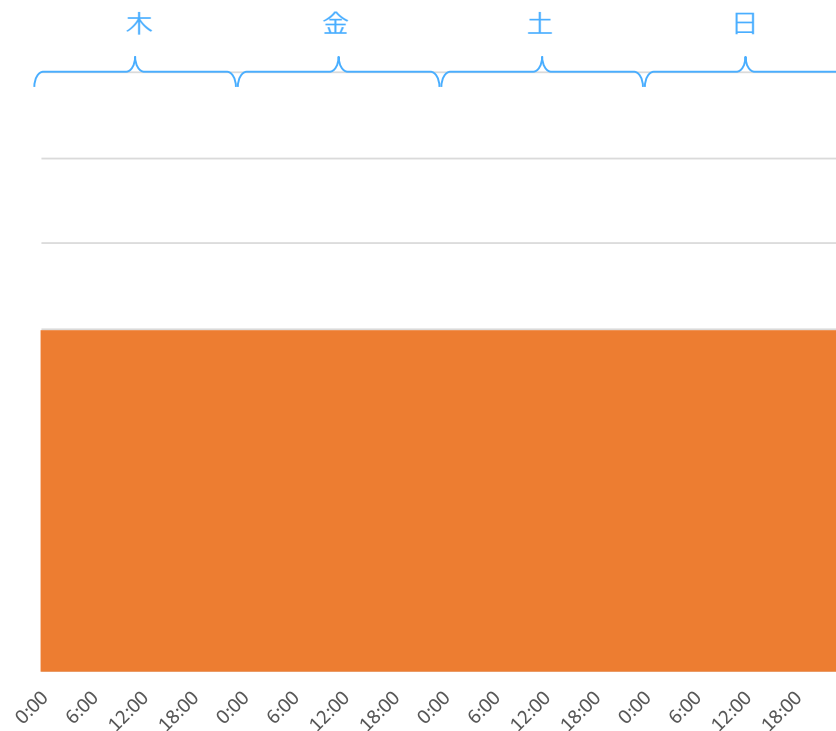
対象要素

- 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

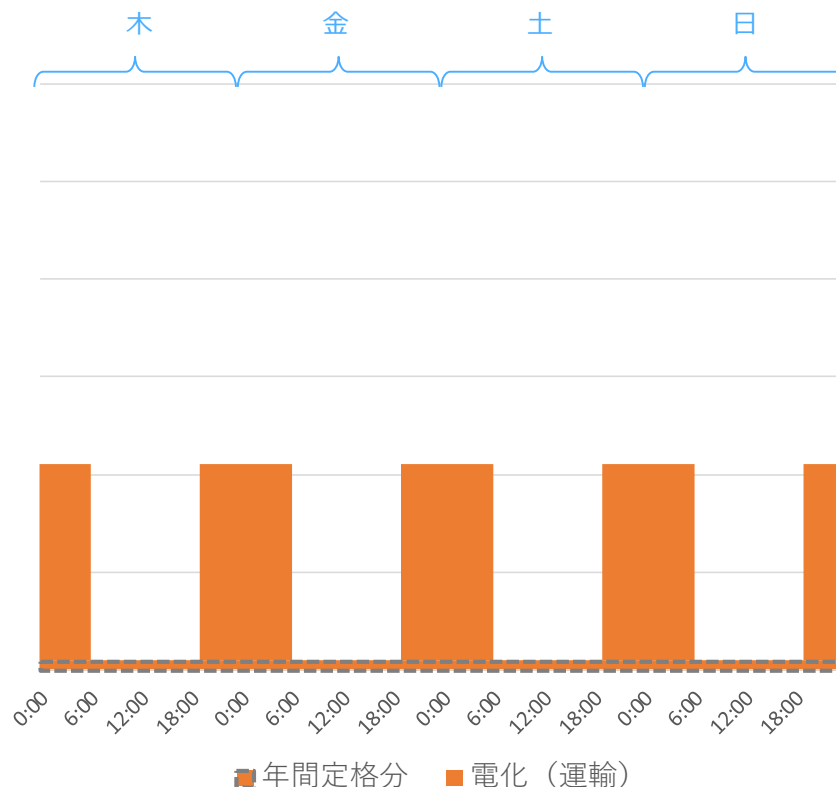
- 19:00~6:00に一定の電力需要が生じる。
- また、一部は年間一定での需要があると想定した。
- ただし、季節間での消費電力量の差を考慮する。

※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

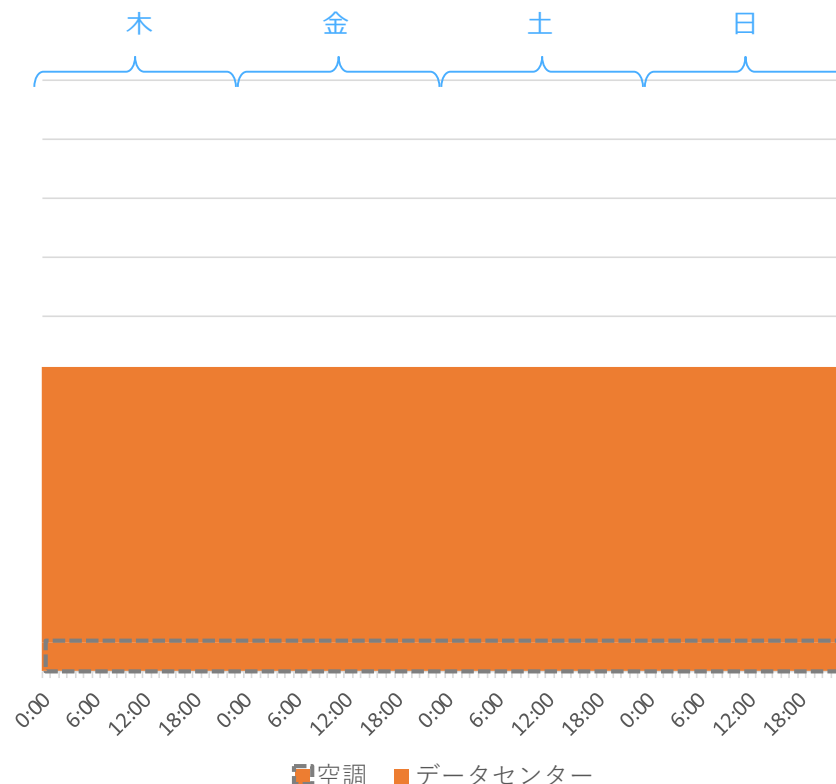
- データセンター

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

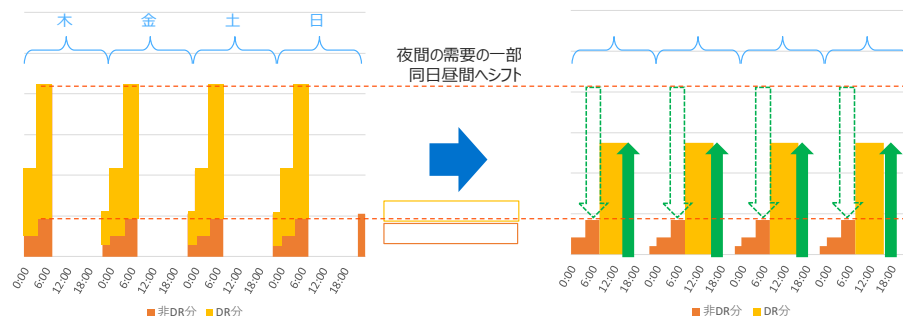
参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

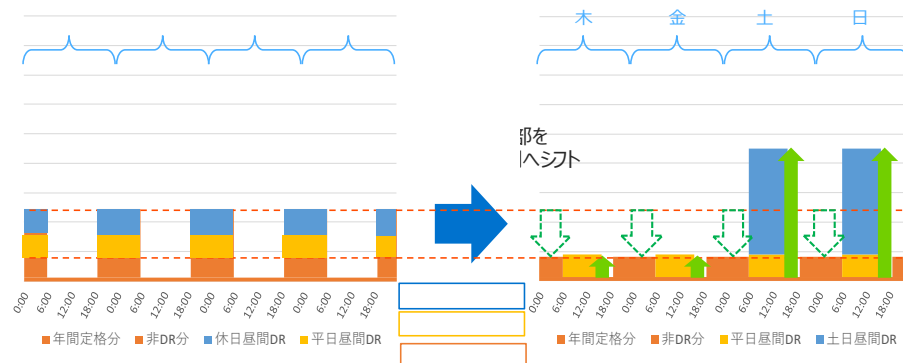
- 民生・運輸部門の電化、産業部門、データセンター需要について、DRによるロードカーブの変化を想定する。

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）



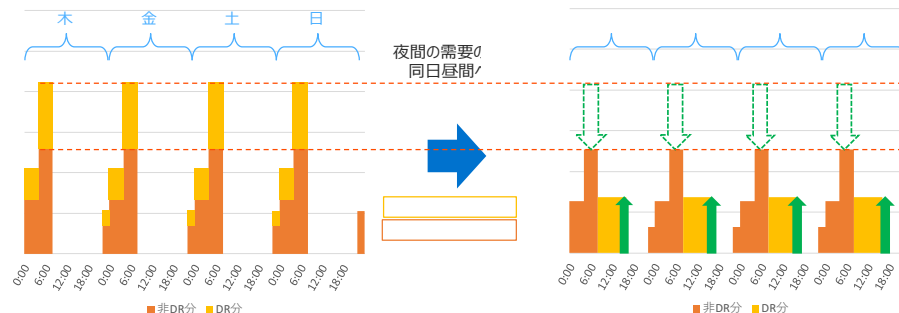
運輸部門のDRイメージ（春秋）



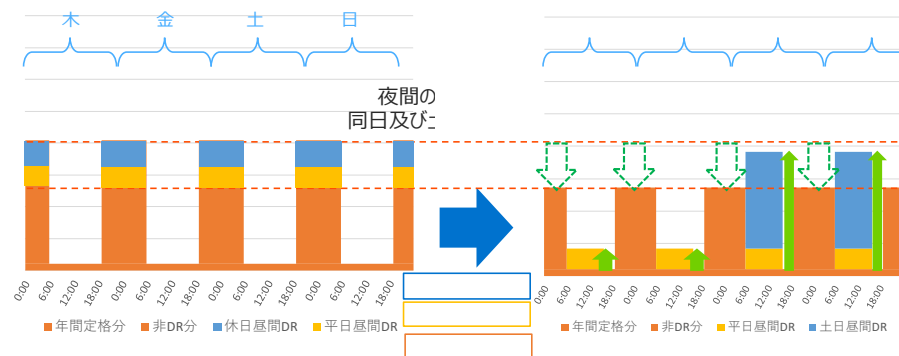
- 2040年のDR率については、2050年ほどは実現していない可能性が高いため、2050年と比べて半量と想定する。

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）

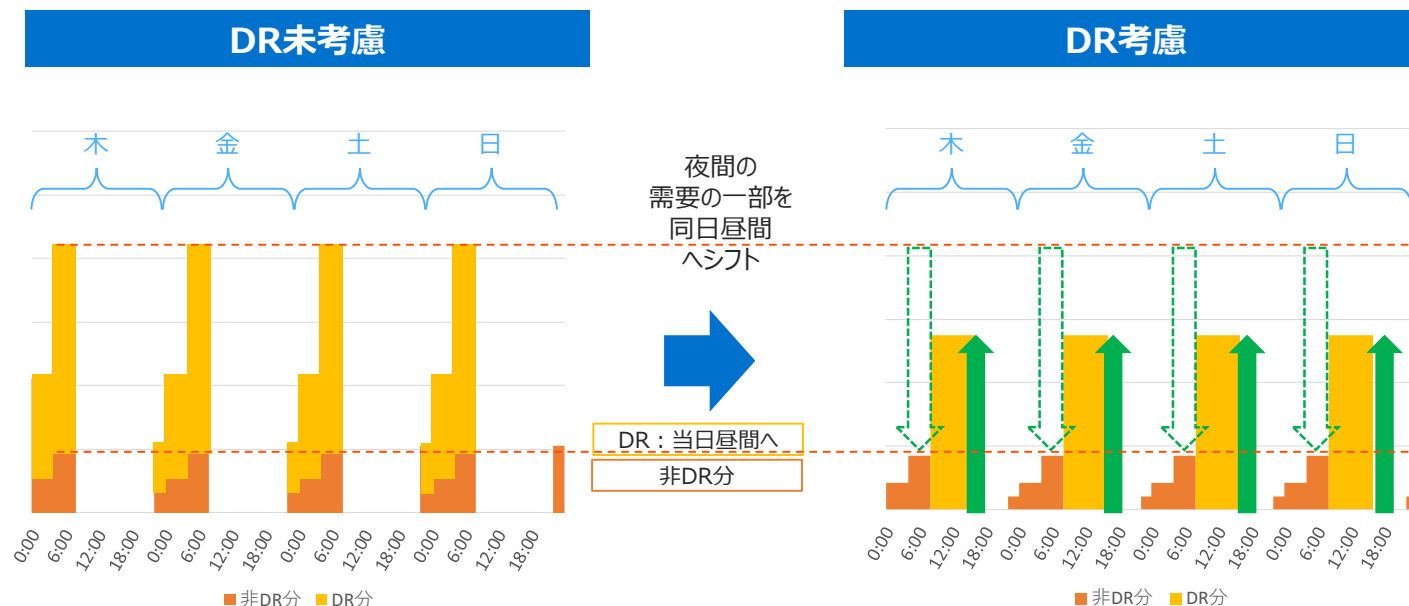


運輸部門のDRイメージ（春秋）



※：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。

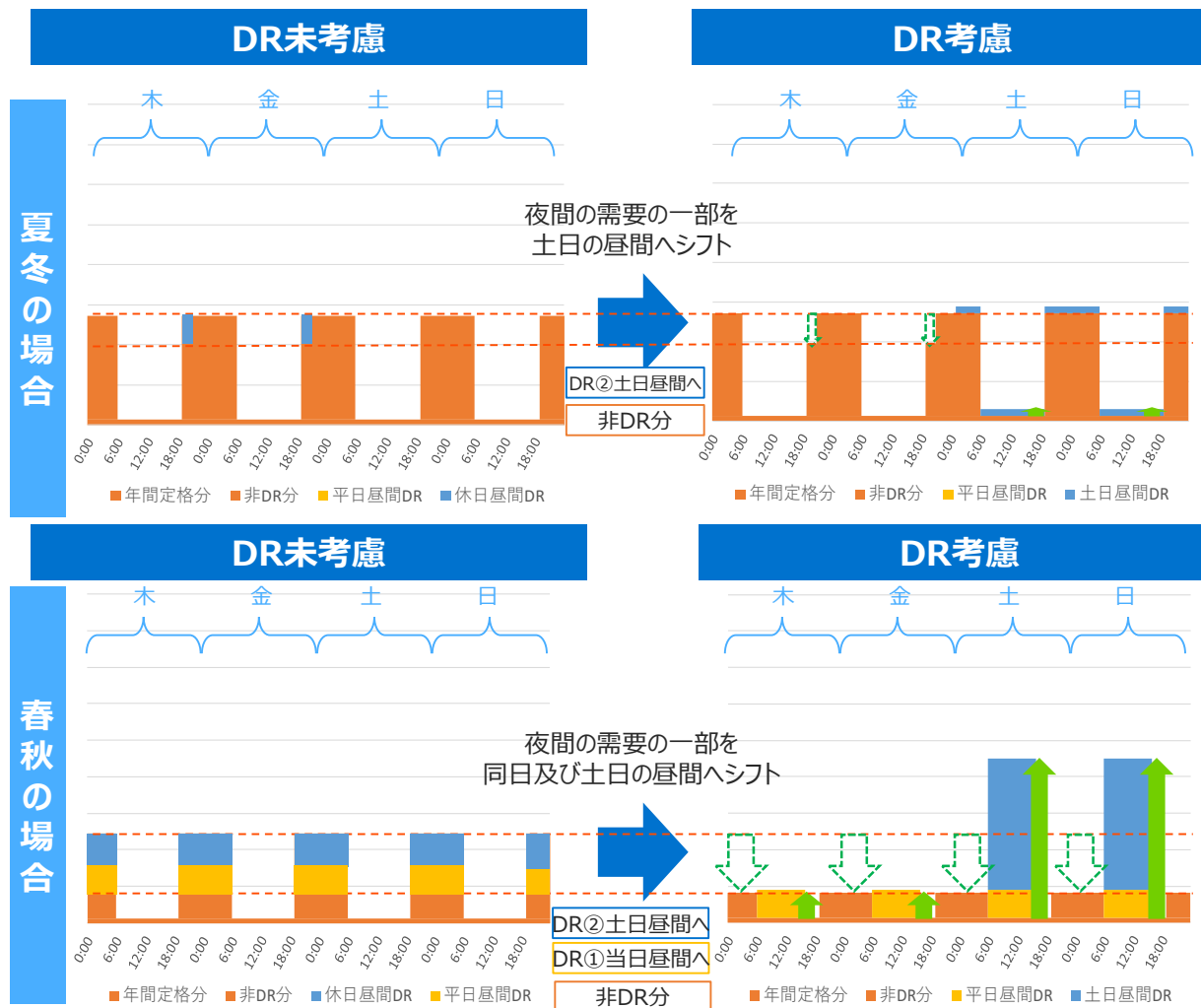
- 再エネの有効活用などを目的として、ヒートポンプ給湯機の稼働時間が夜間から昼間へシフトすると想定する。（夜間は下げDR、昼間は上げDR）



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）

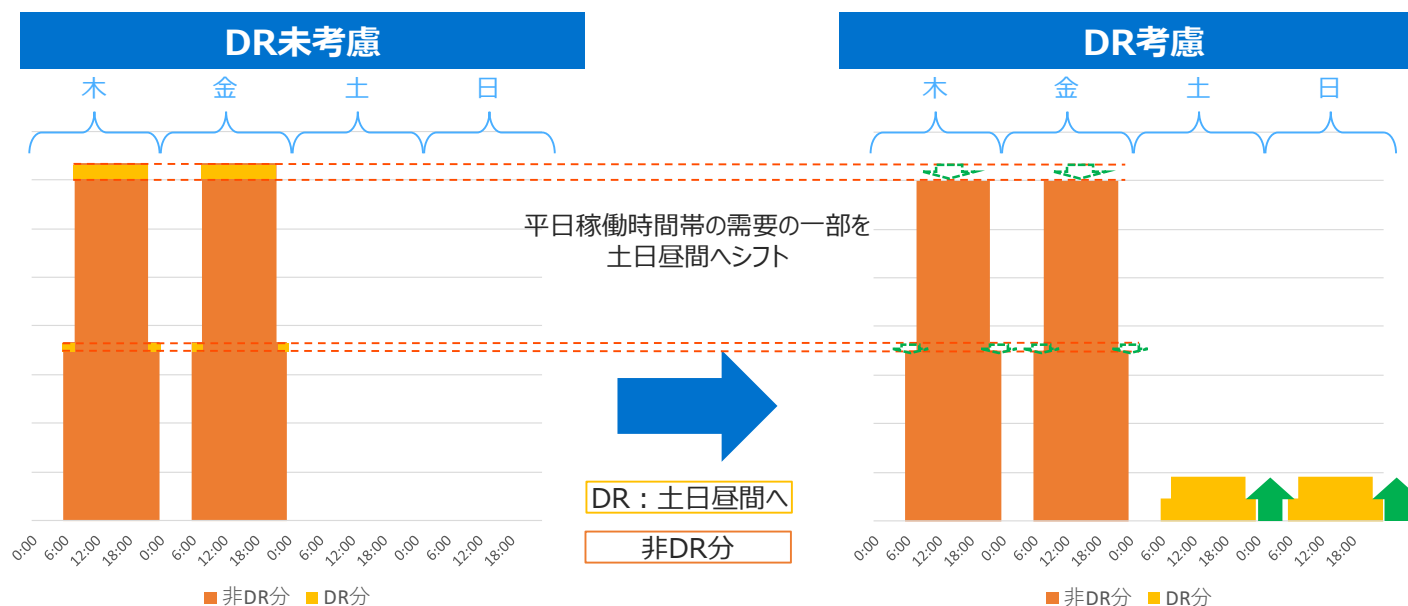


DRの想定方法

- 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）

DRの想定方法③産業用需要の移行（平日→土日）

- 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）

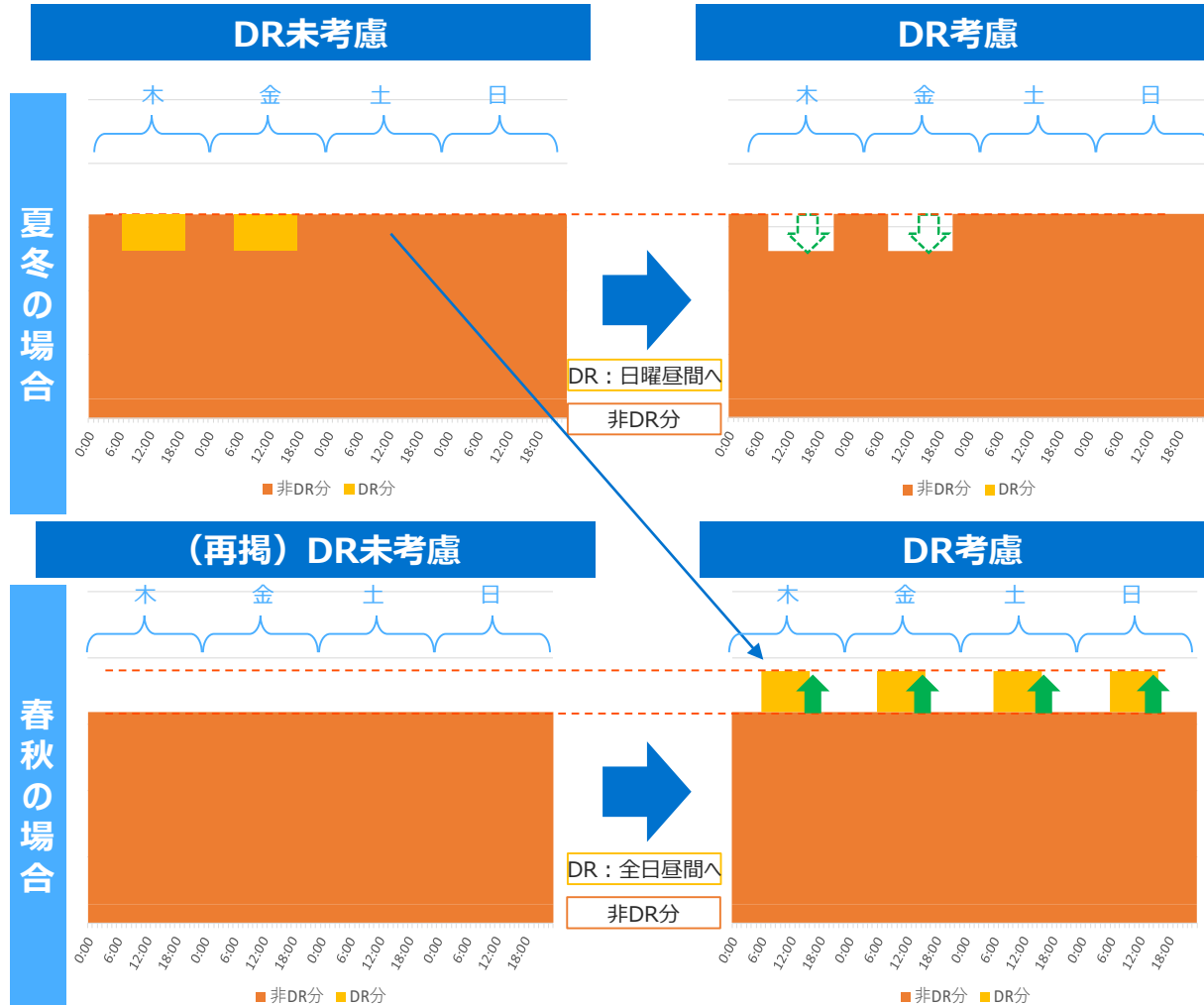


DR の想定方法

- 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

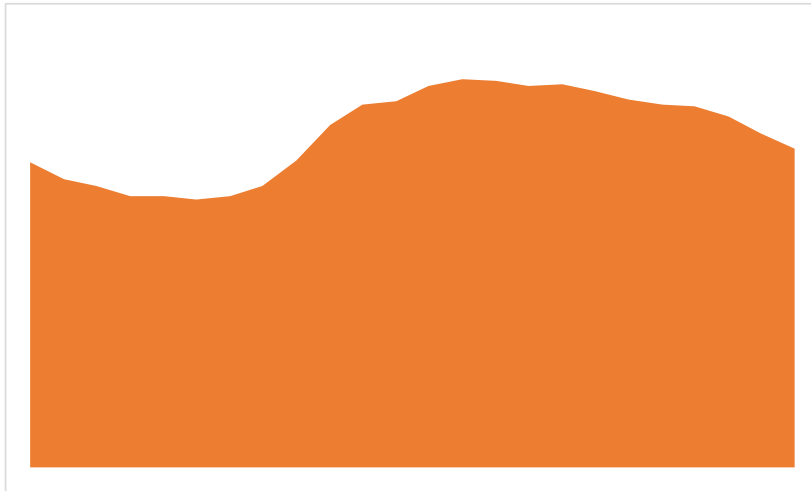
(5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）

(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

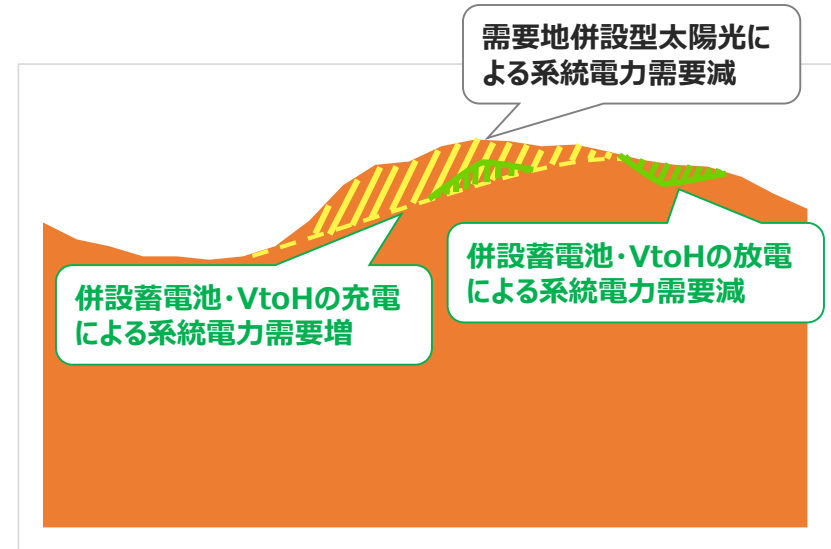
- DR考慮後のロードカーブから需要地併設型太陽光および併設蓄電池（VtoH含む）の影響を考慮することにより系統からみた電力のロードカーブを想定する。

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。

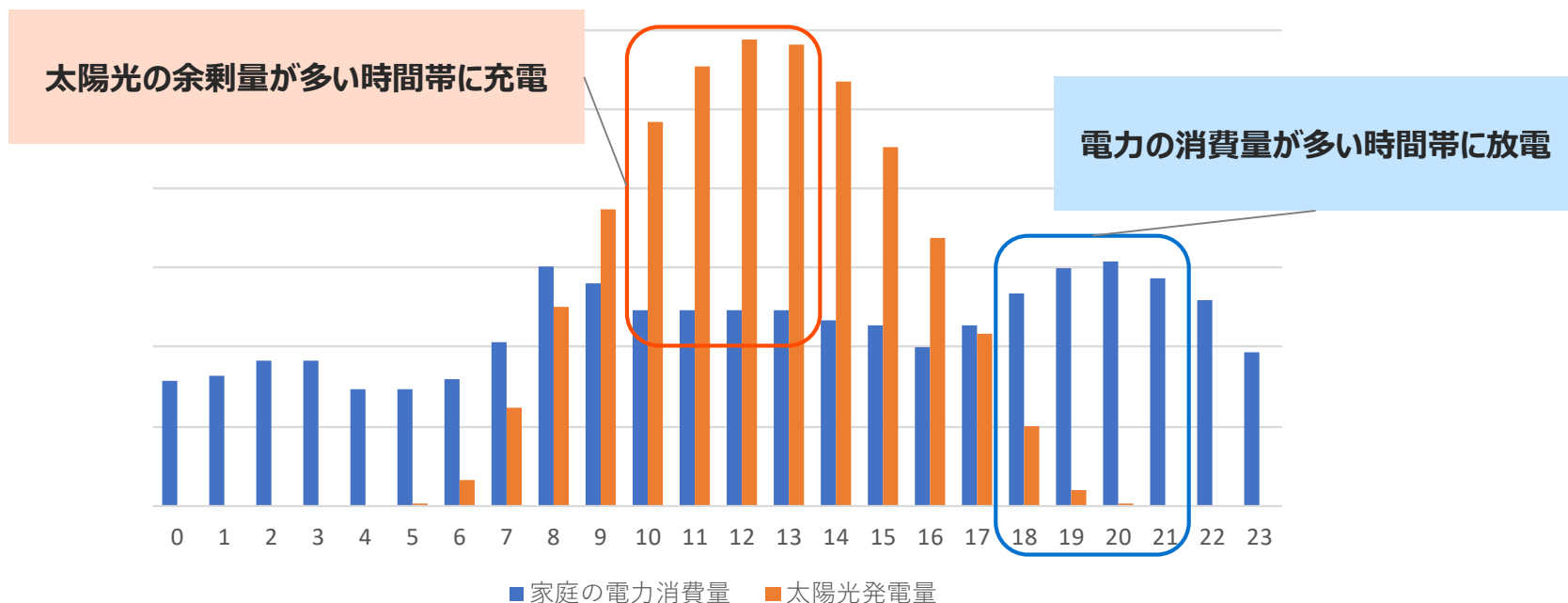
電力系統からみたロードカーブ
（需要地併設型設備の影響を控除）



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

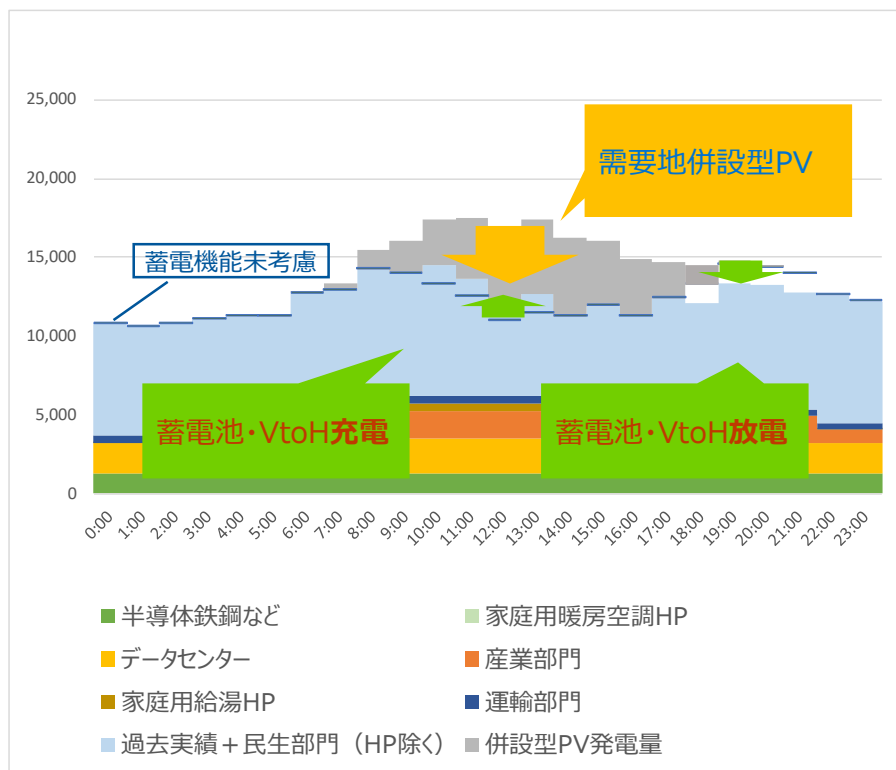
- 需要が軽く太陽光が余剰となる春秋期においては、太陽光発電量のうち、家庭内で使用されなかった分が充放電に利用、昼間に充電、夕方以降に放電されることを想定する。

蓄電池の充放電タイミング

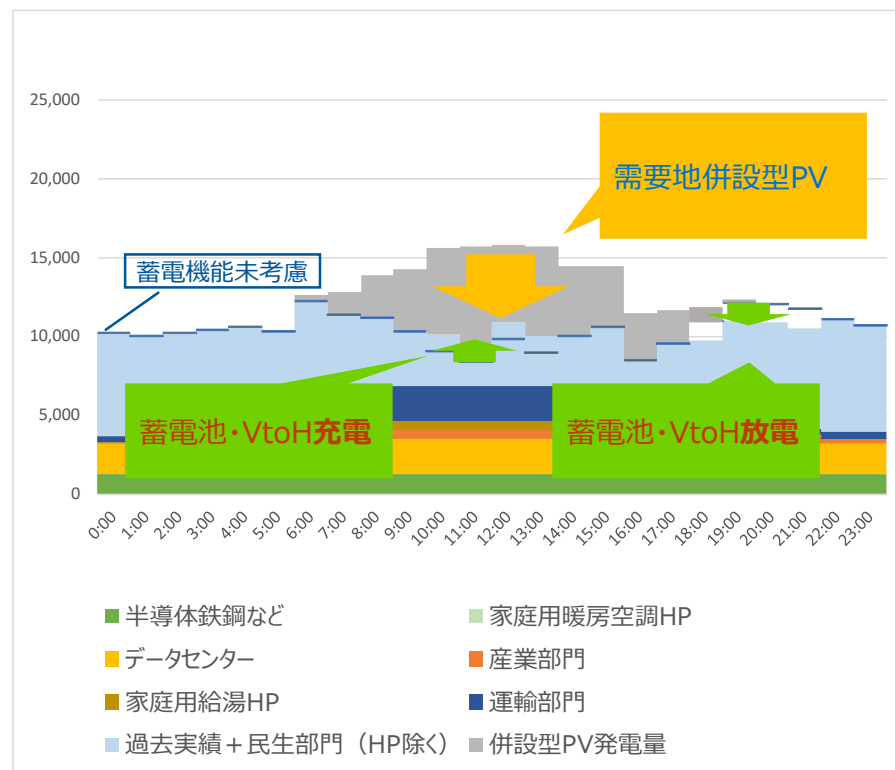


- 需要地併設型のPVおよび併設蓄電池（VtoH含む）の影響を考慮したロードカーブは下記のとおり。

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）

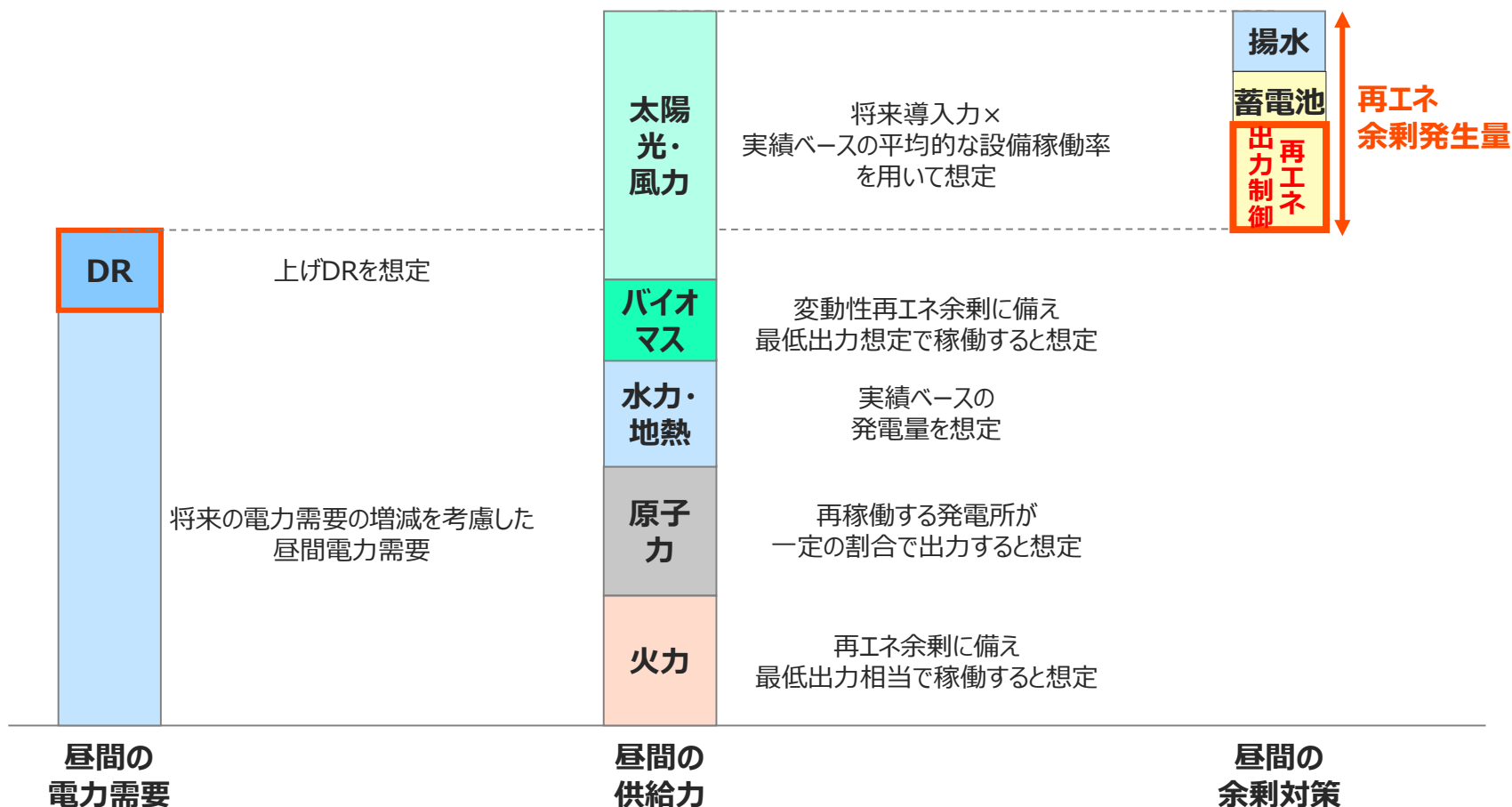
(6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）

(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

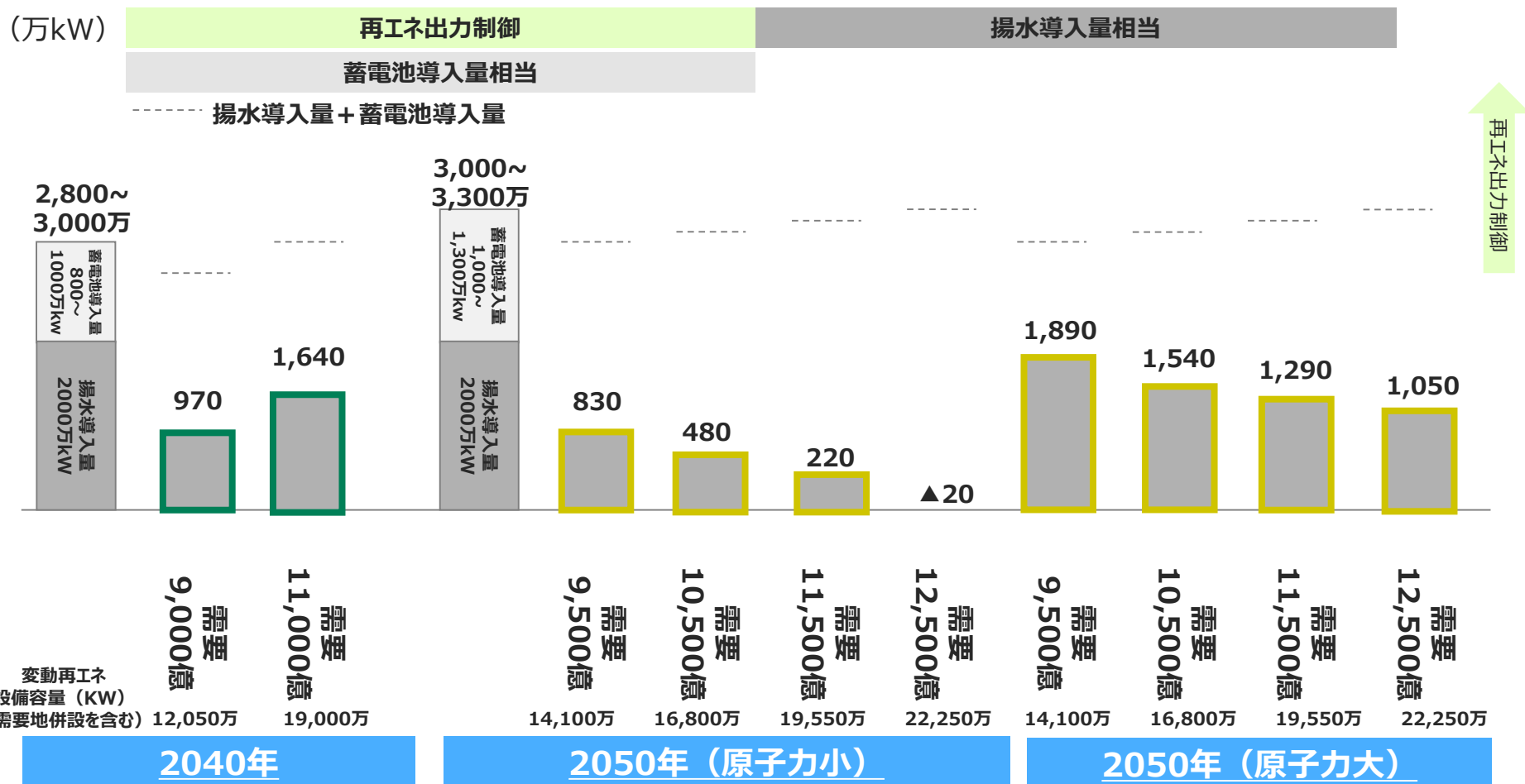
- 再エネ余剰が発生しやすい春秋の昼間を対象に、需給バランスを確認し、全体の再エネ余剰発生量を計算する。



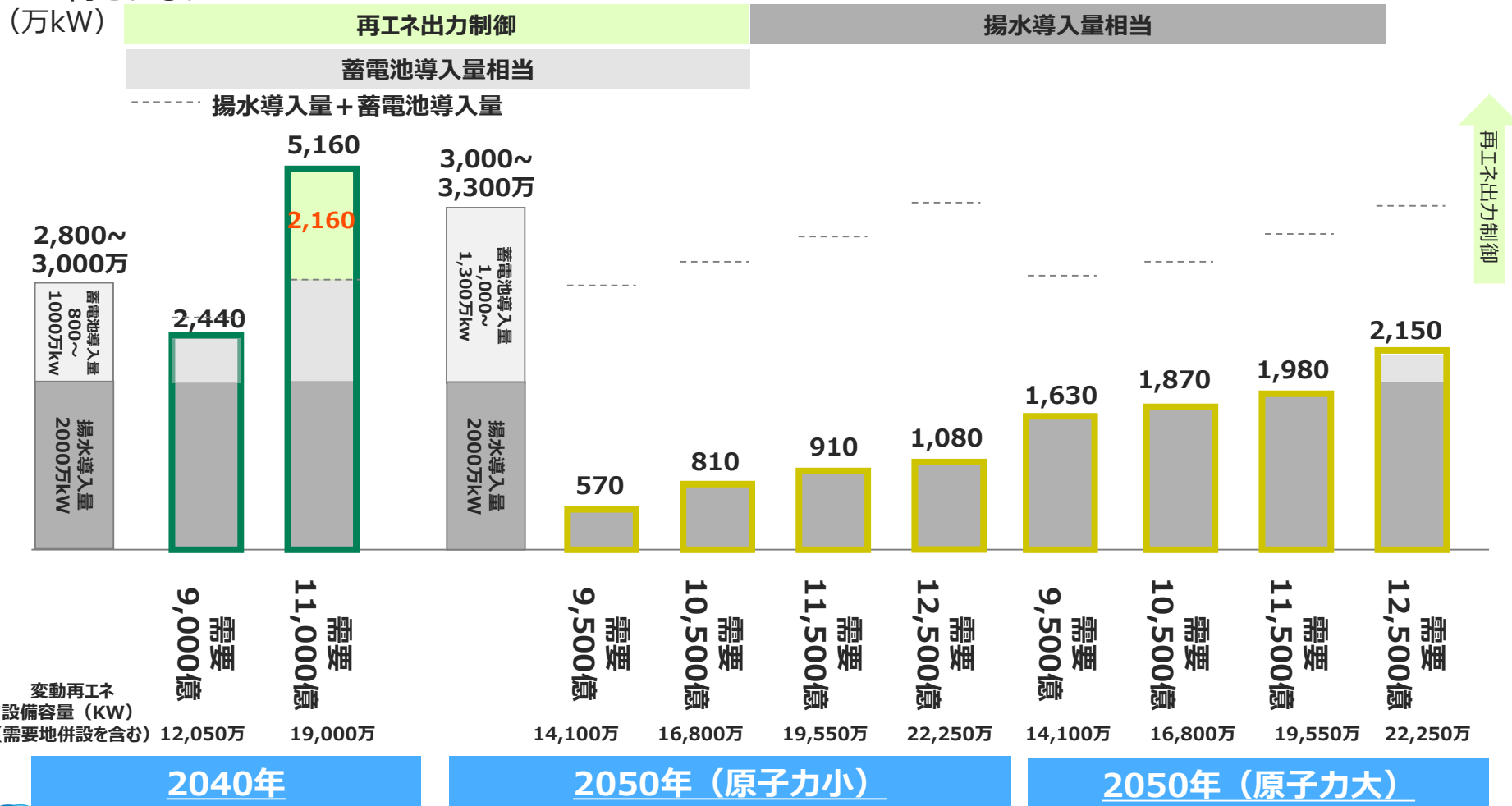
- 需要12,500億kWhケースの想定は下記のとおり。

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	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	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	原子力モデルに基づき設定
		想定出力		76%	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	再エネモデルに基づき導入量を設定
		想定出力		36%	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	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%	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	再エネモデルに基づき、導入量を設定
		想定出力		44%	系統WGで報告された設備保安上等問題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	再エネモデルに基づき、導入量を設定
		想定出力		61%	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。

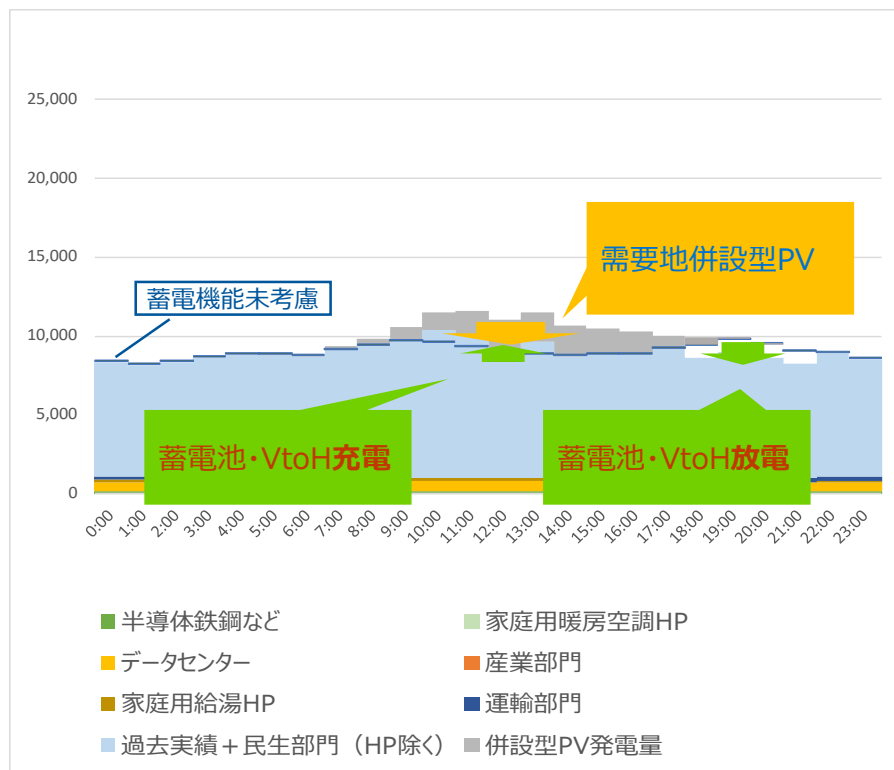


IV.ロードカーブ編

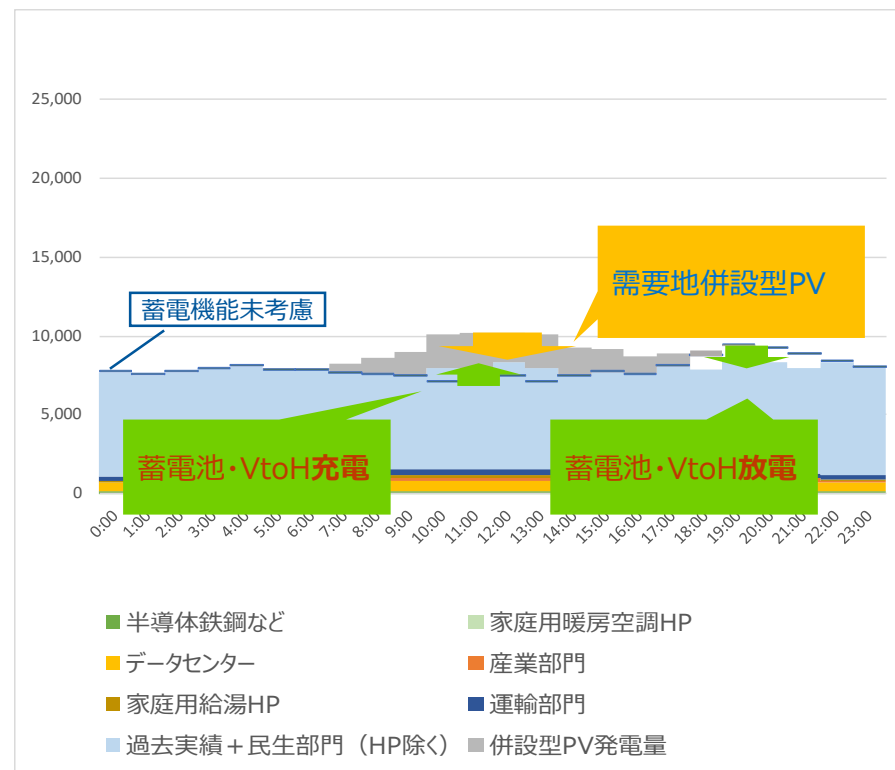
- (1)STEP1 ベースカーブの想定
 - (2)STEP2 DRの想定
 - (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
 - (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認
 - (5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）
 - (6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）
 - (7)デューレーションカーブ
- 参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年
- 参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

- 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）

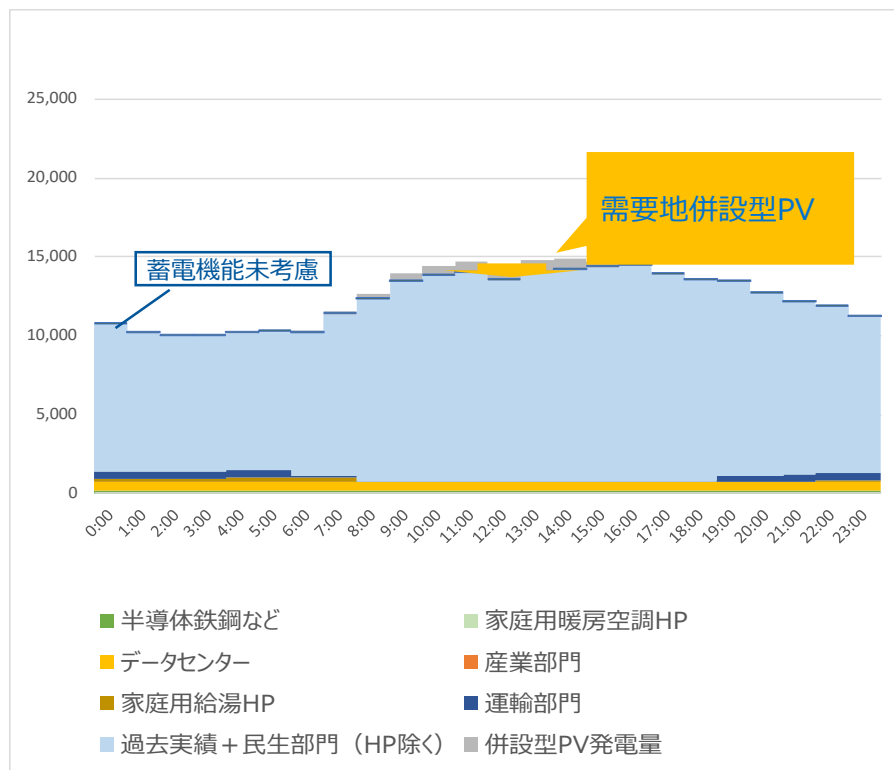


5月日曜日（併設型PV控除後）

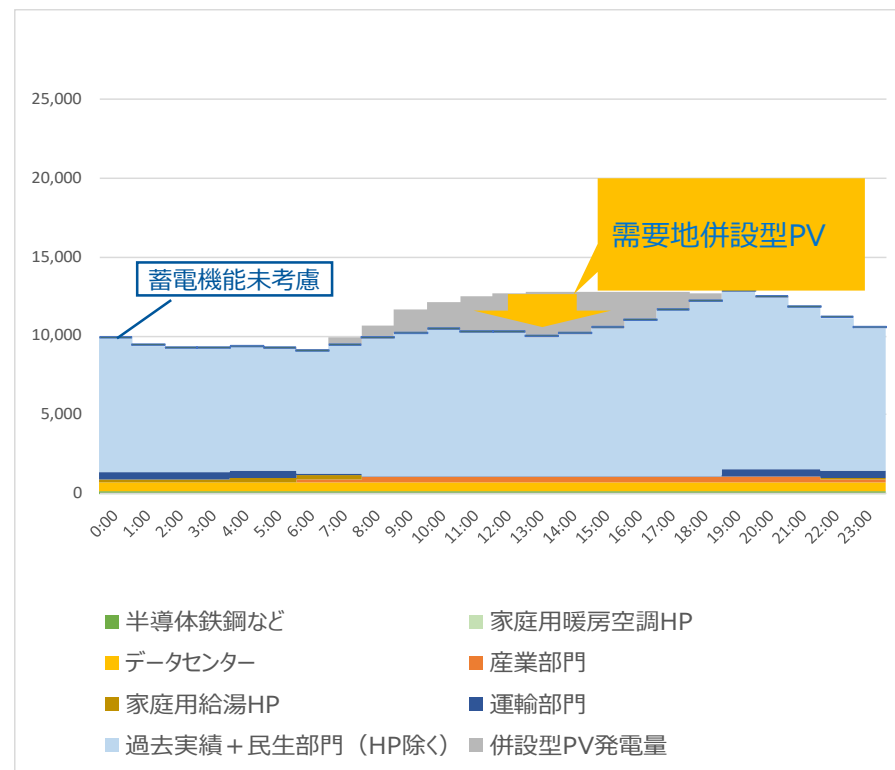


- 9,000億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）



8月日曜日（併設型PV控除後）

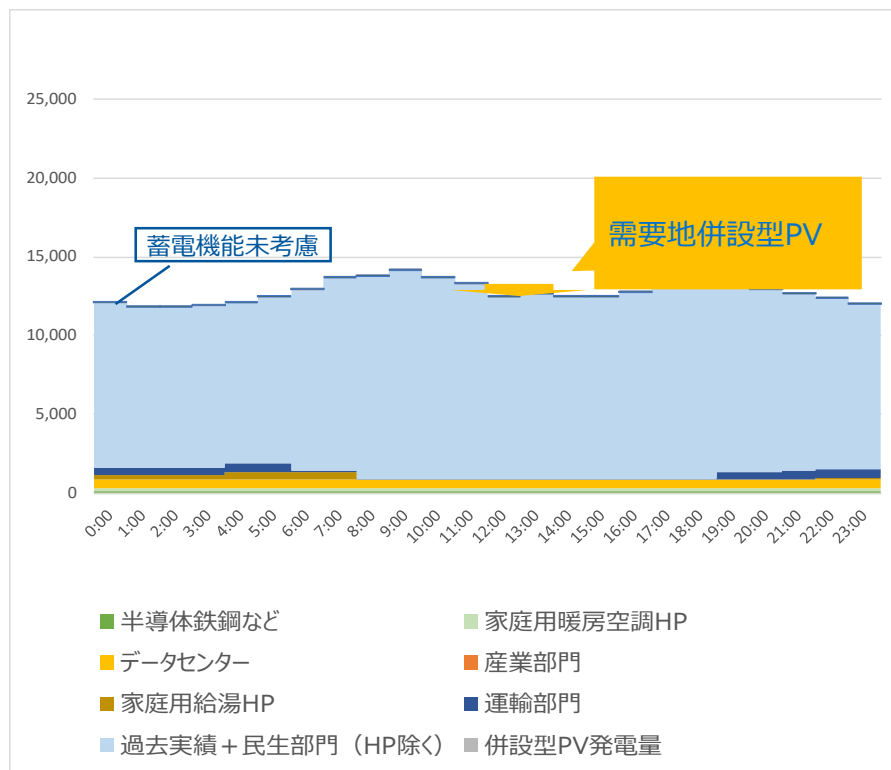


電力系統から見たロードカーブイメージ（1月） 9,000億kWhケース

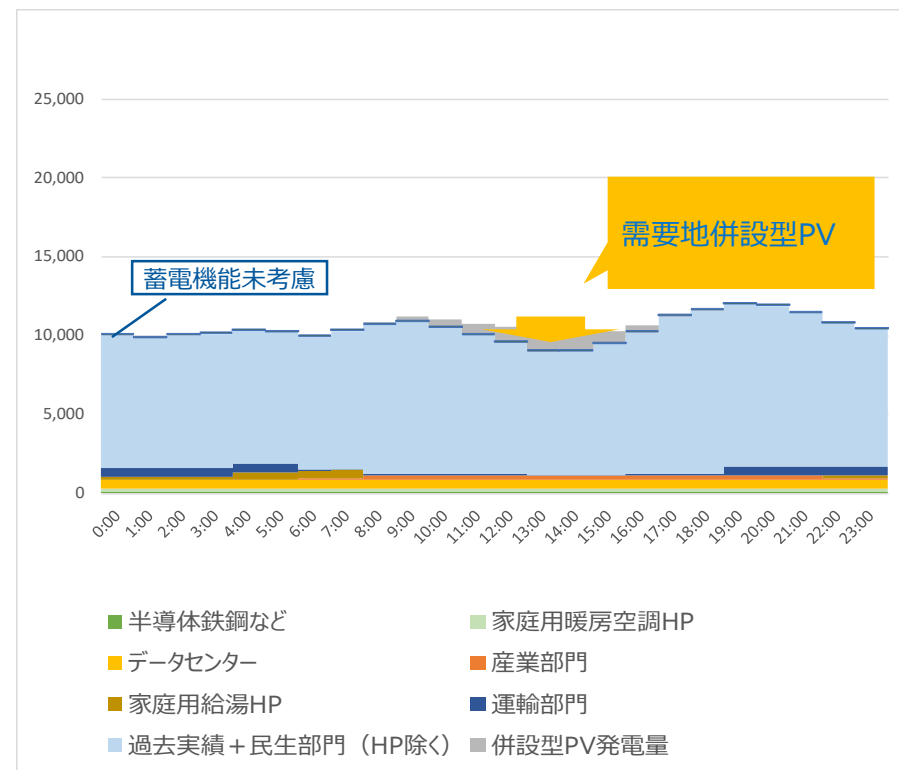
33

- 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）

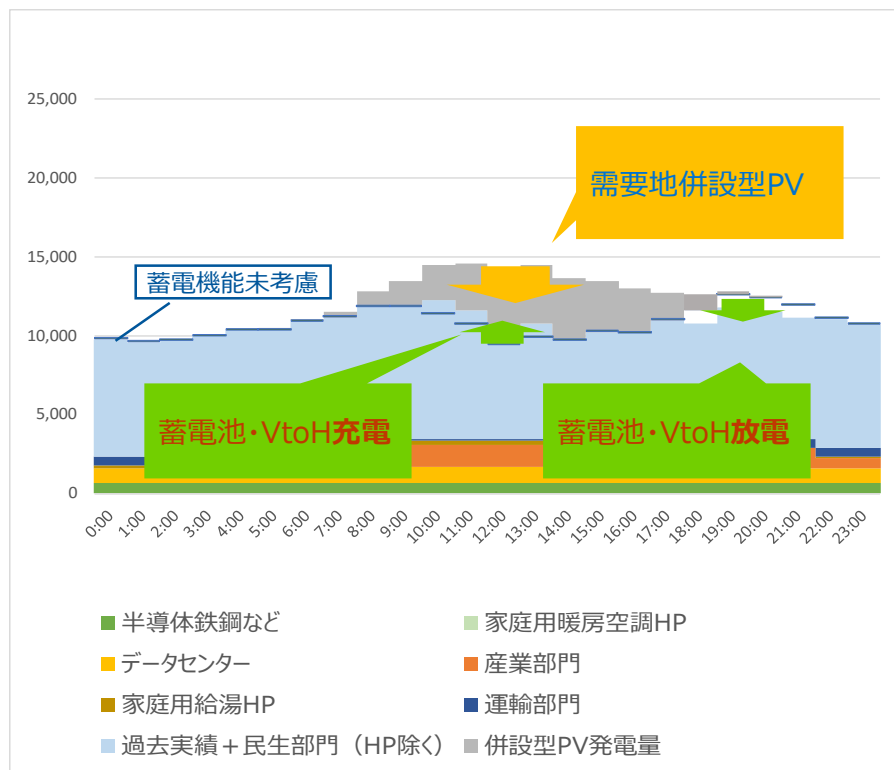


1月日曜日（併設型PV控除後）

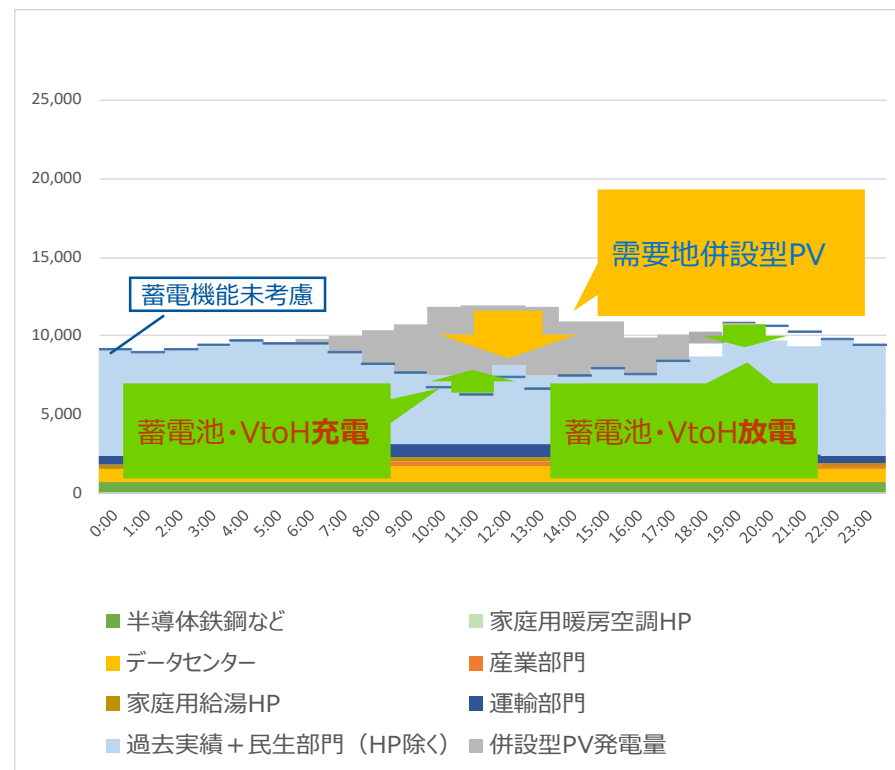


- 11,000億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

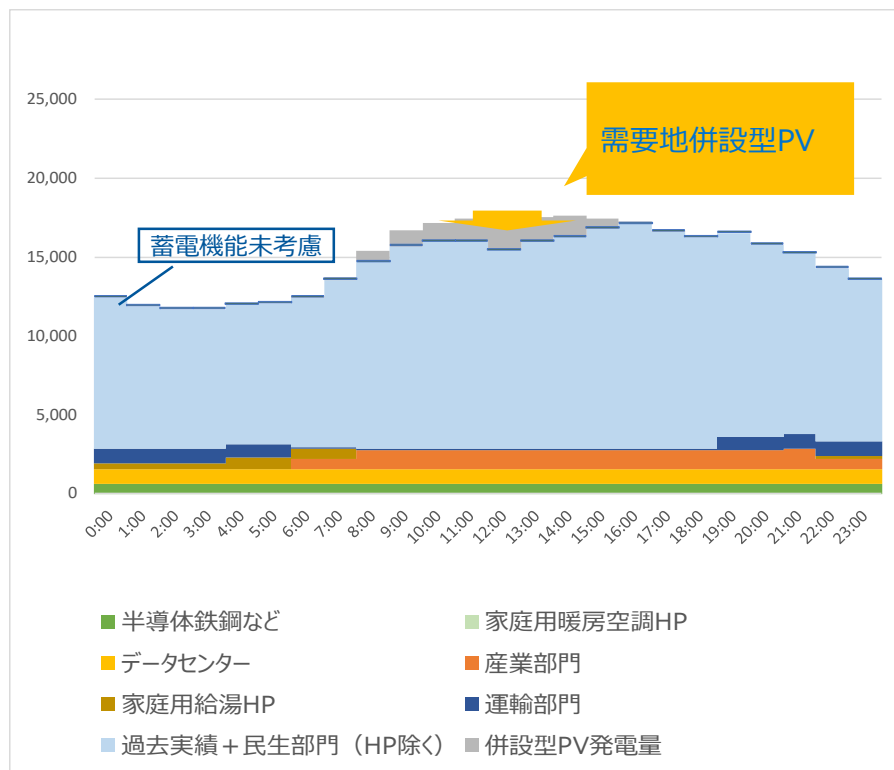


5月日曜日（併設型PV控除後）

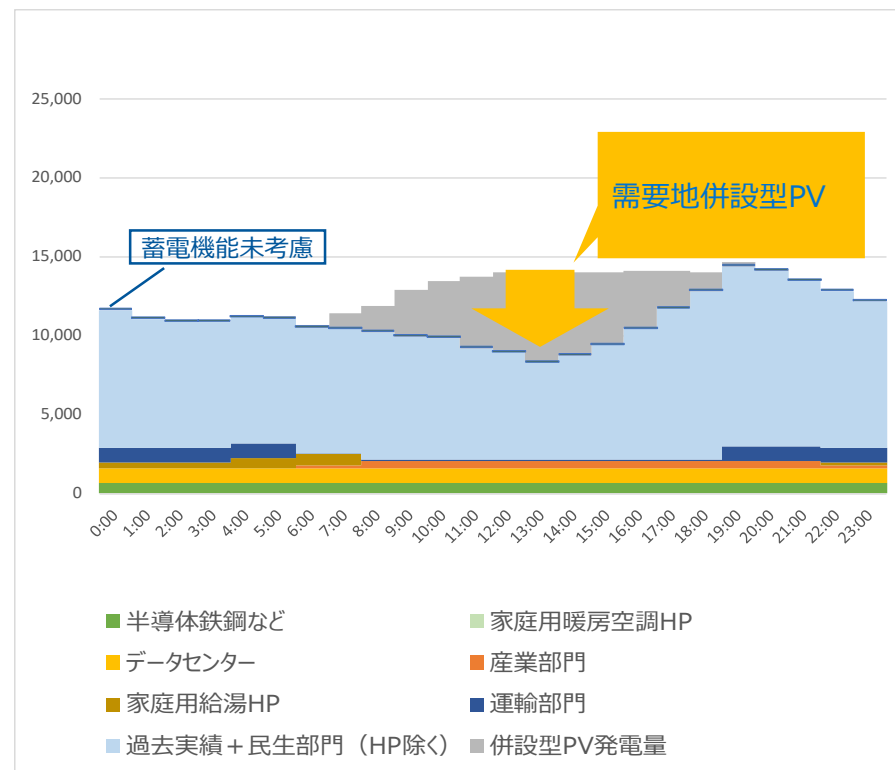


- 11,000億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

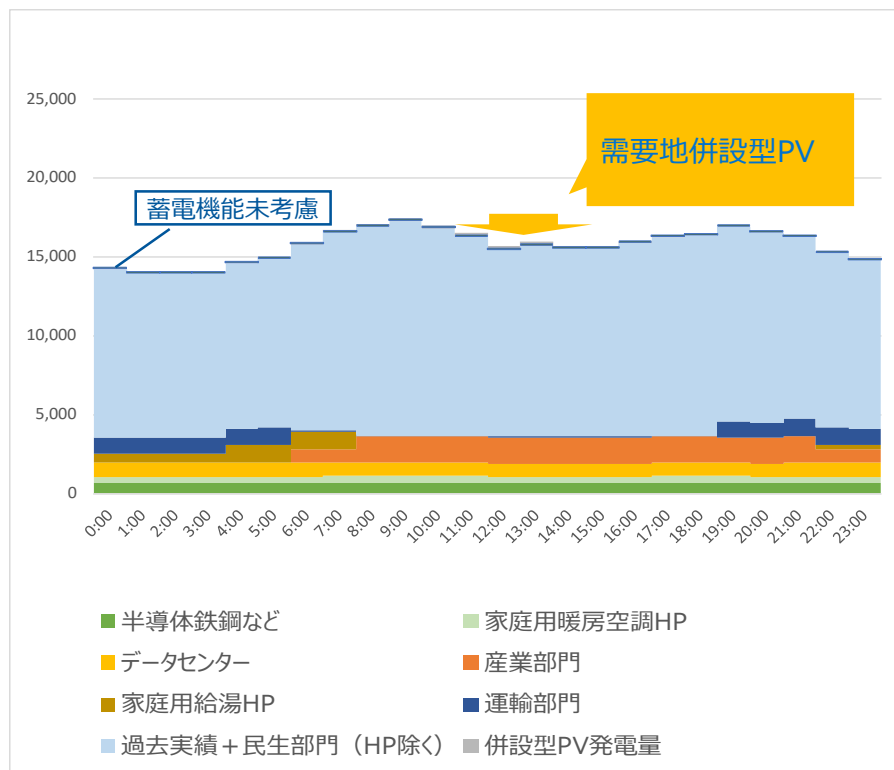


8月日曜日（併設型PV控除後）

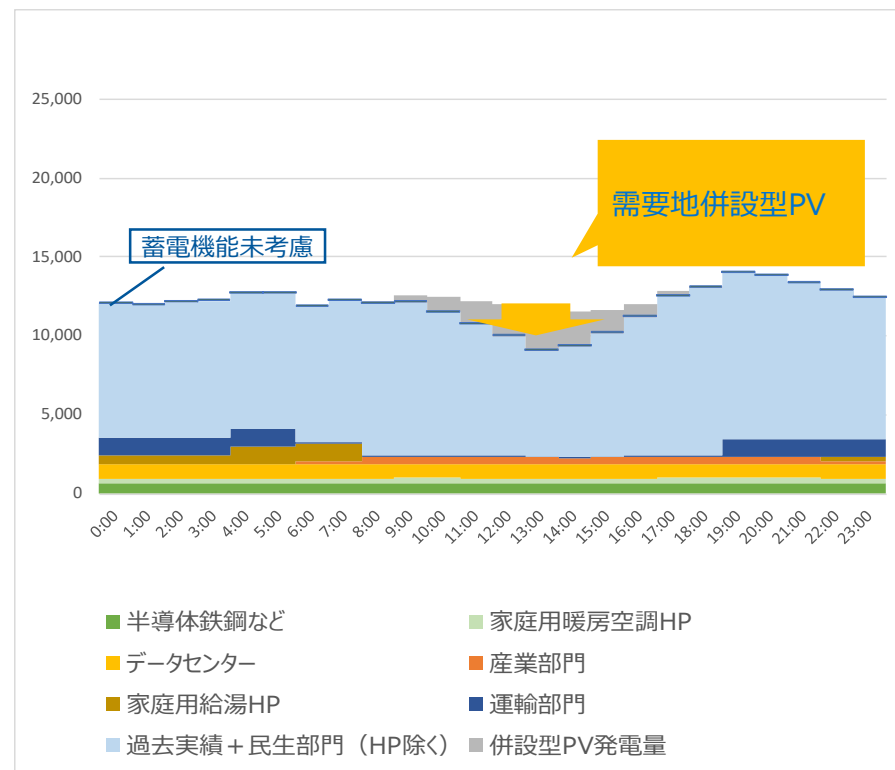


- 11,000億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

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

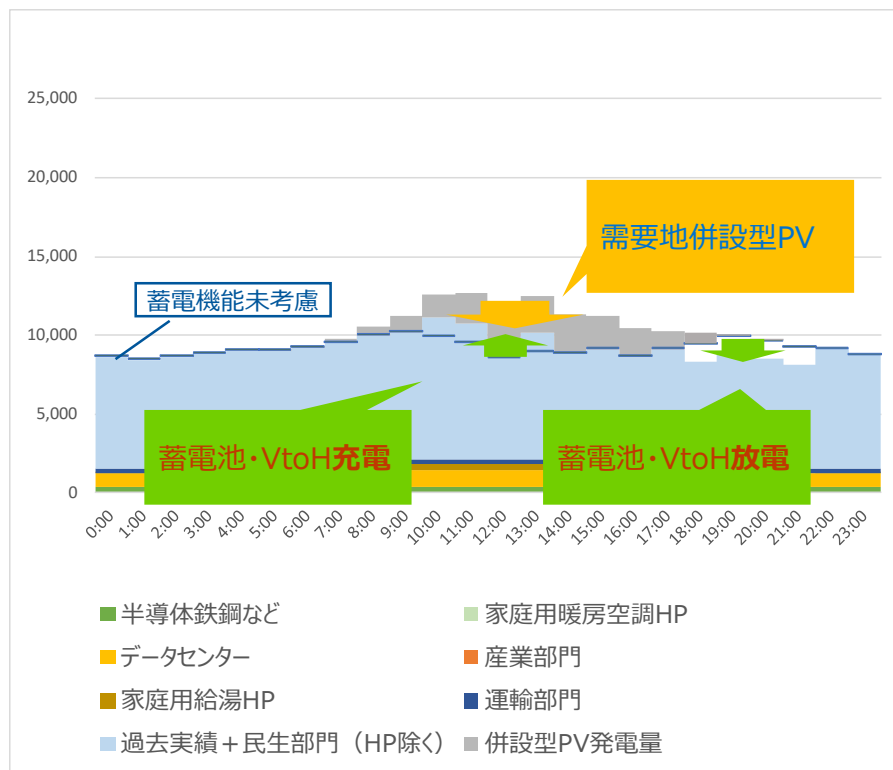
- (1)STEP1 ベースカーブの想定
- (2)STEP2 DRの想定
- (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
- (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認
- (5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）
- (6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）
- (7)デューレーションカーブ

参考1. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2040年

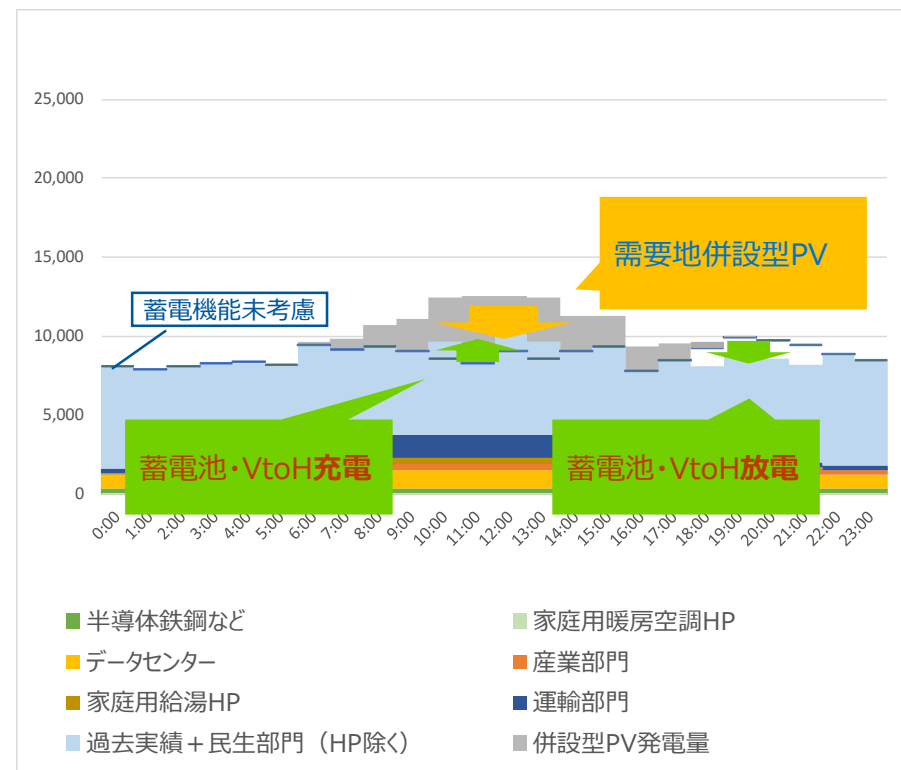
参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

- 9,500億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）

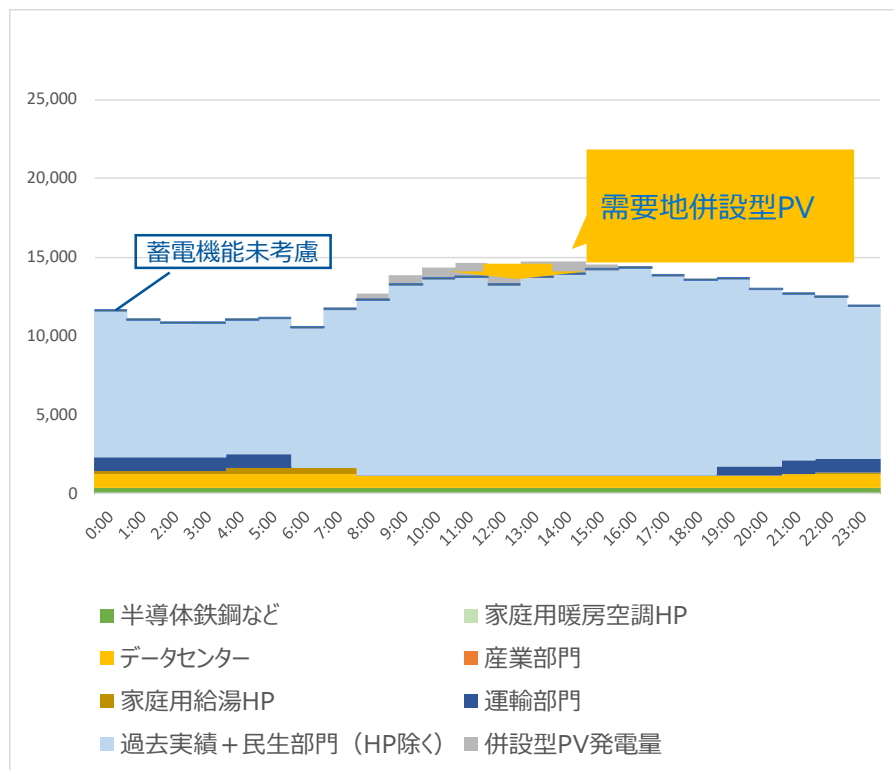


電力系統から見たロードカーブイメージ（8月） 9,500億kWhケース

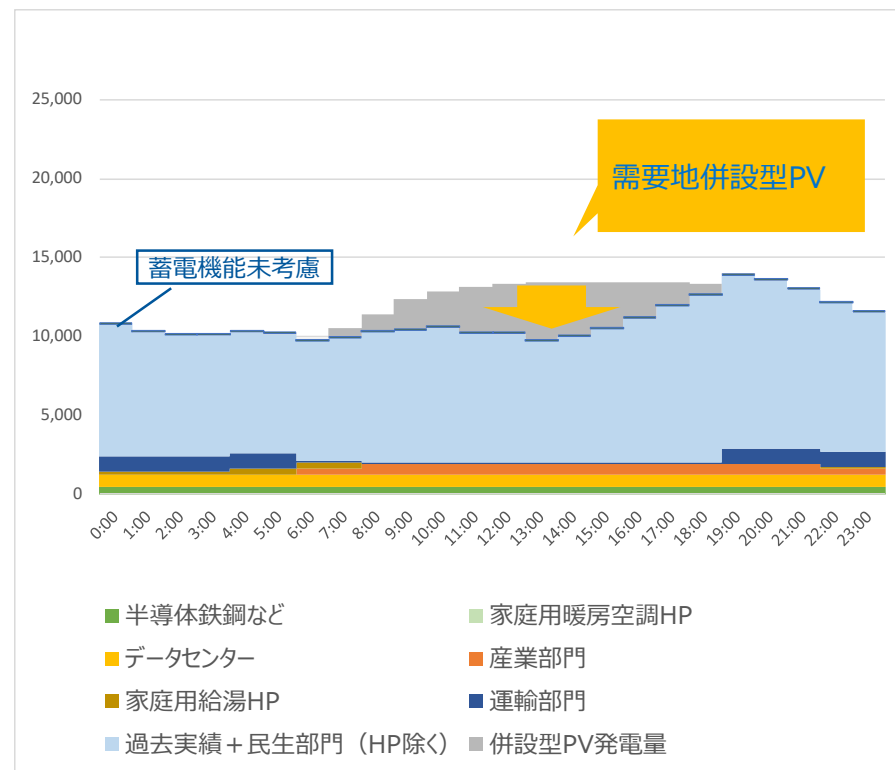
39

- 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）

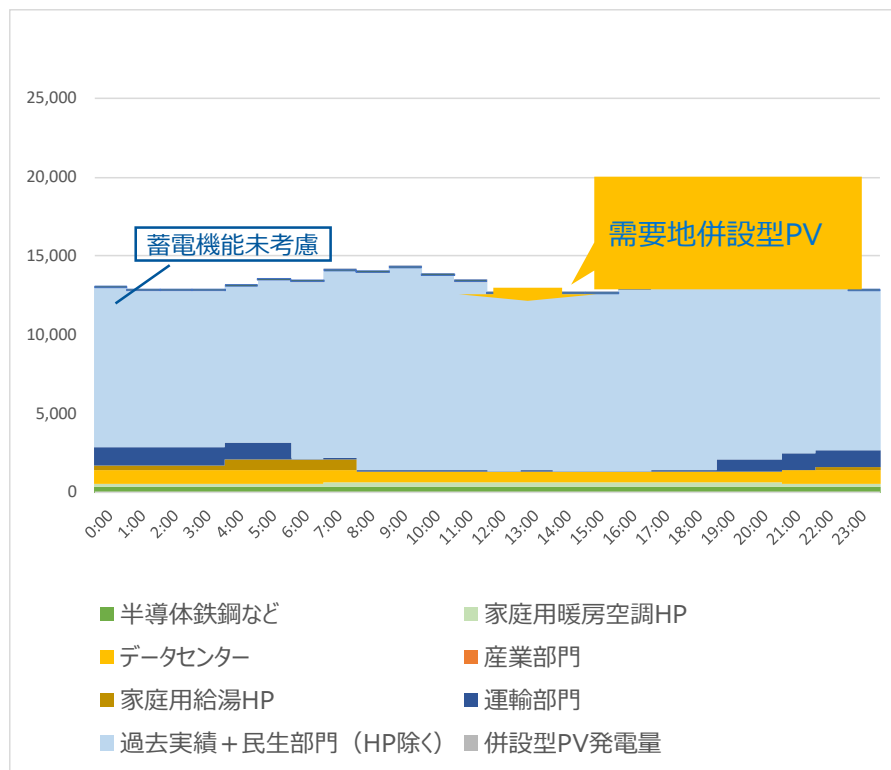


8月日曜日（併設型PV控除後）

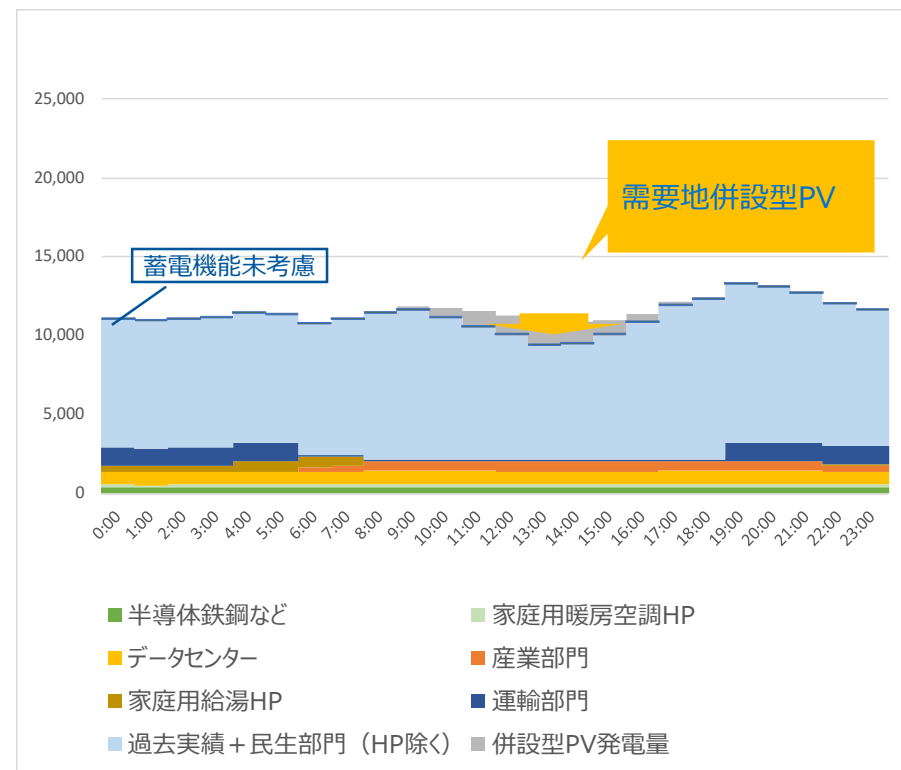


- 9,500億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

1月平日（併設型PV控除後）

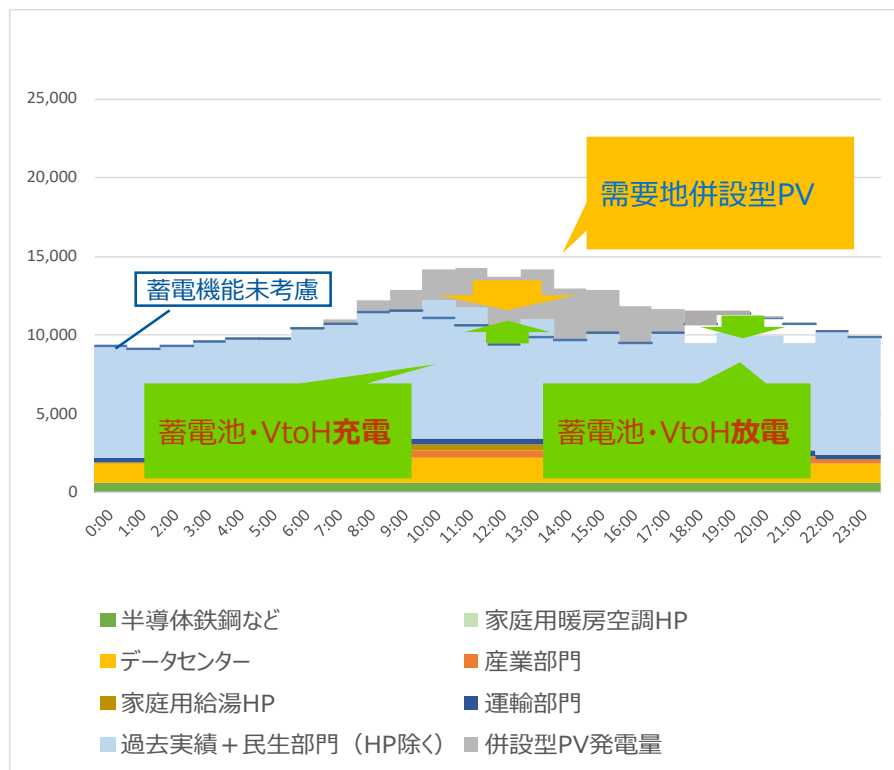


1月日曜日（併設型PV控除後）

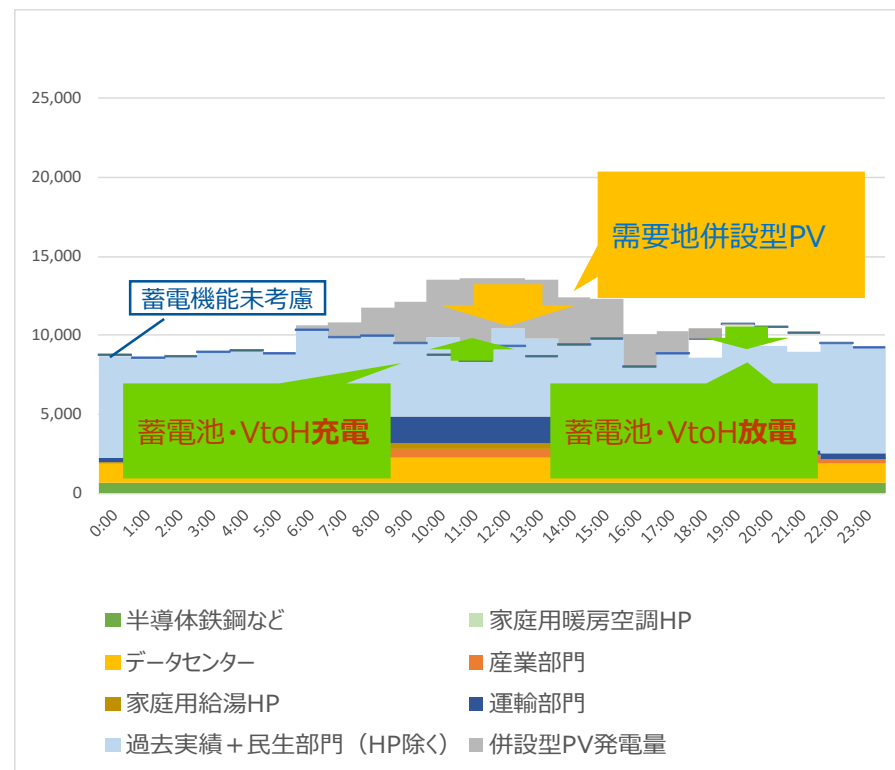


- 10,500億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

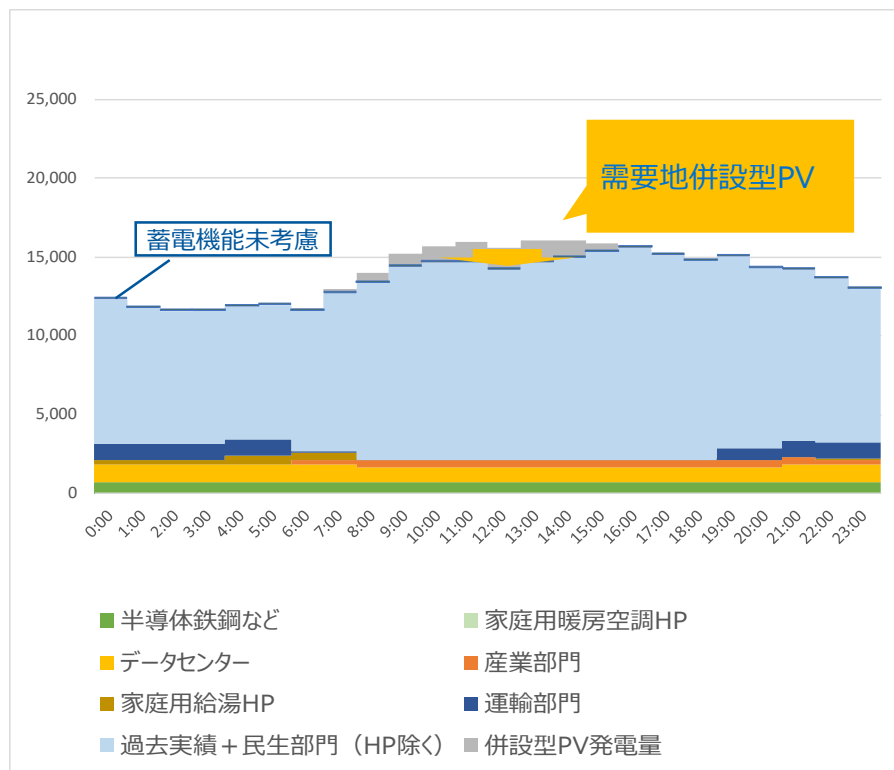


5月日曜日（併設型PV控除後）

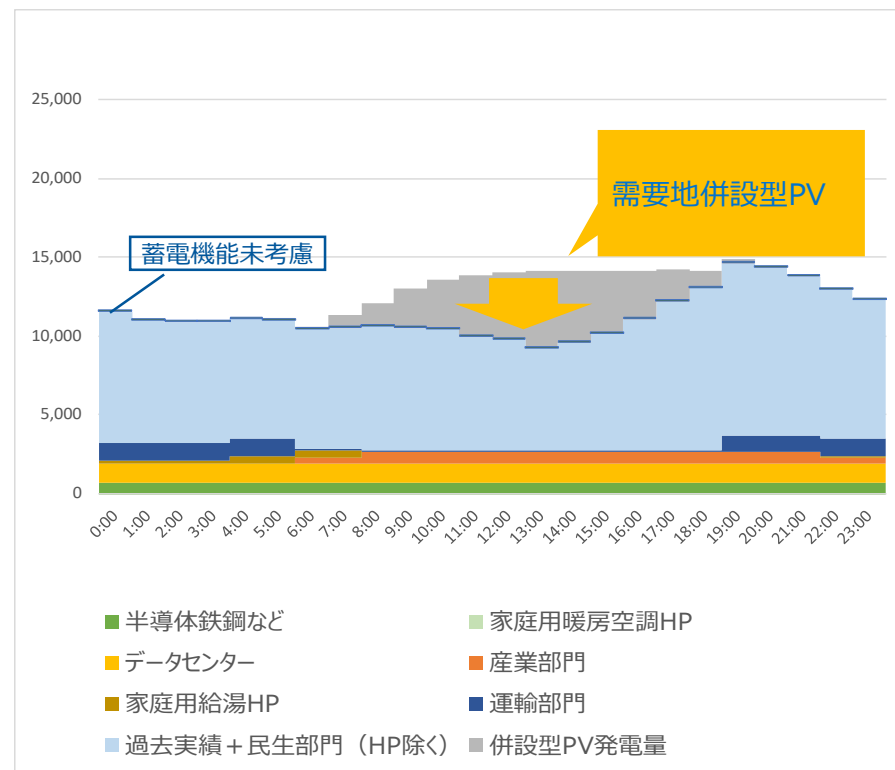


- 10,500億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

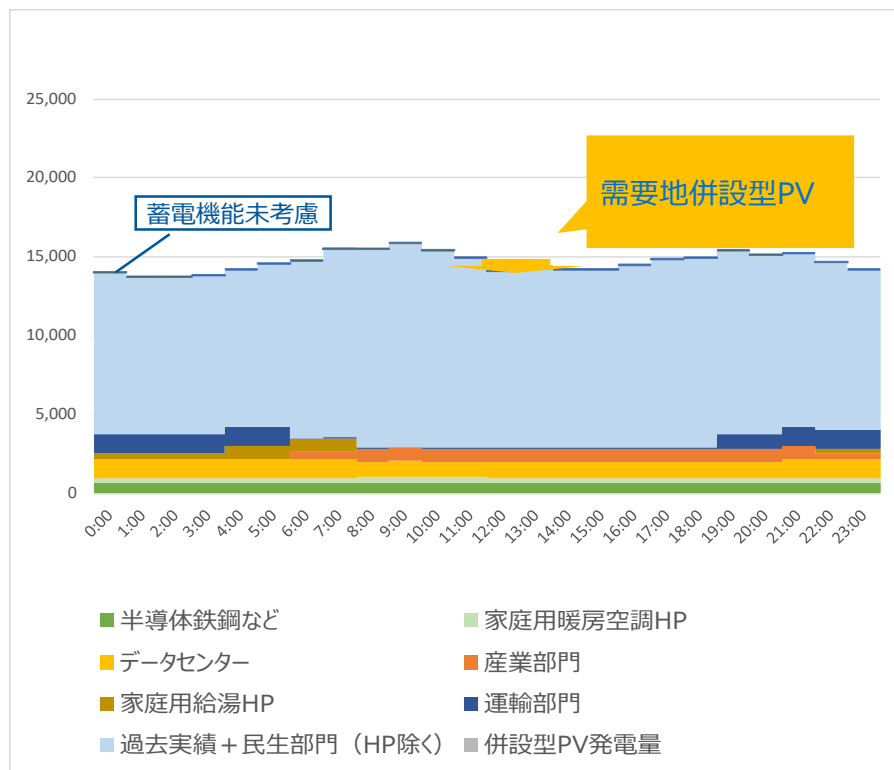


8月日曜日（併設型PV控除後）

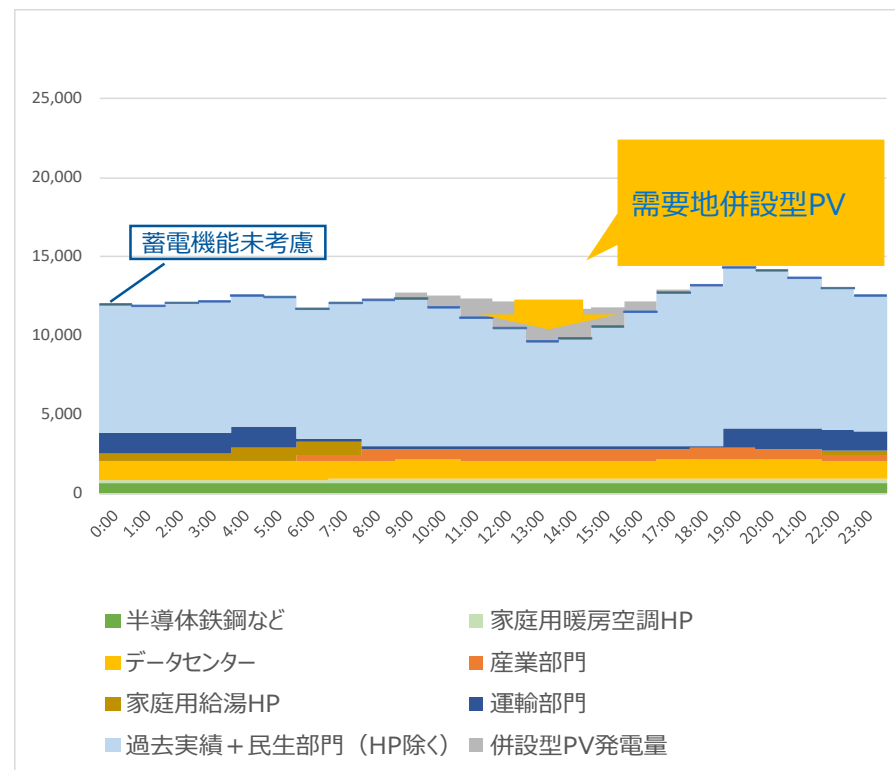


- 10,500億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

1月平日（併設型PV控除後）

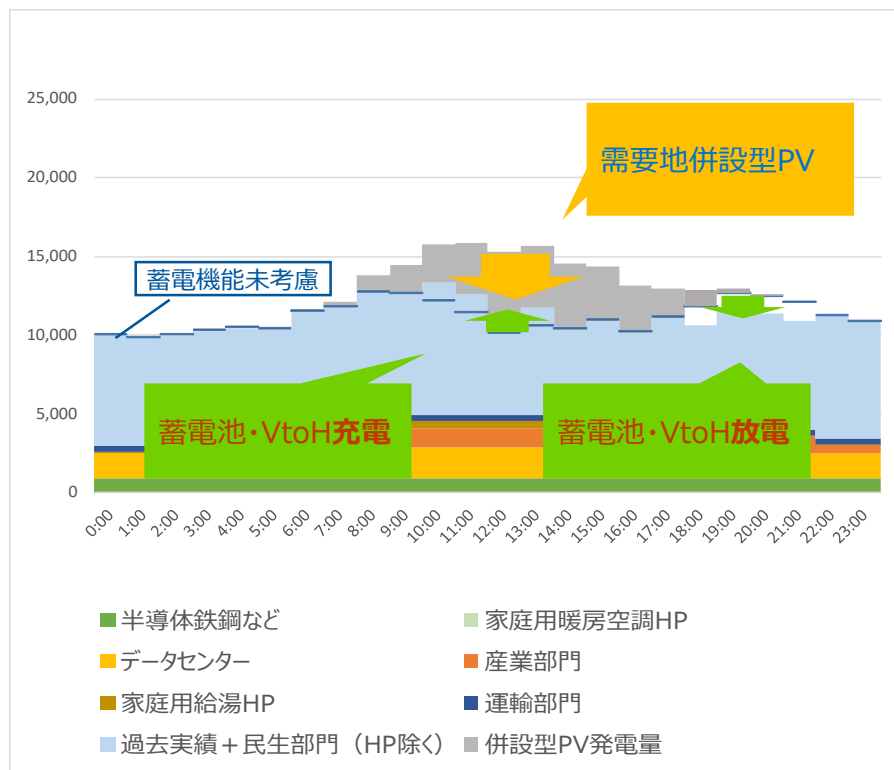


1月日曜日（併設型PV控除後）

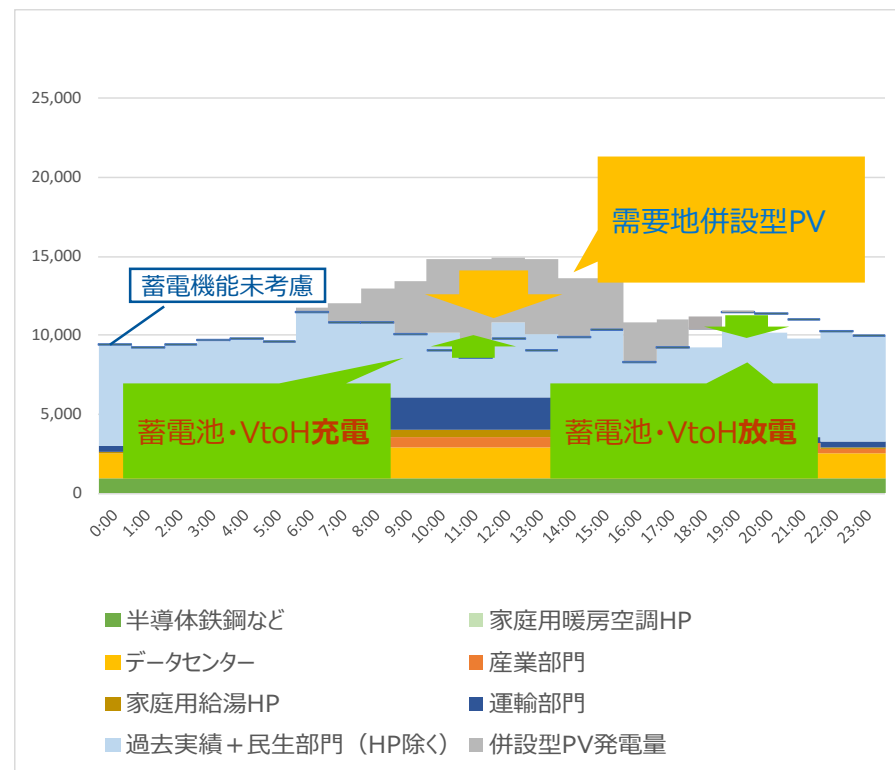


- 11,500億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

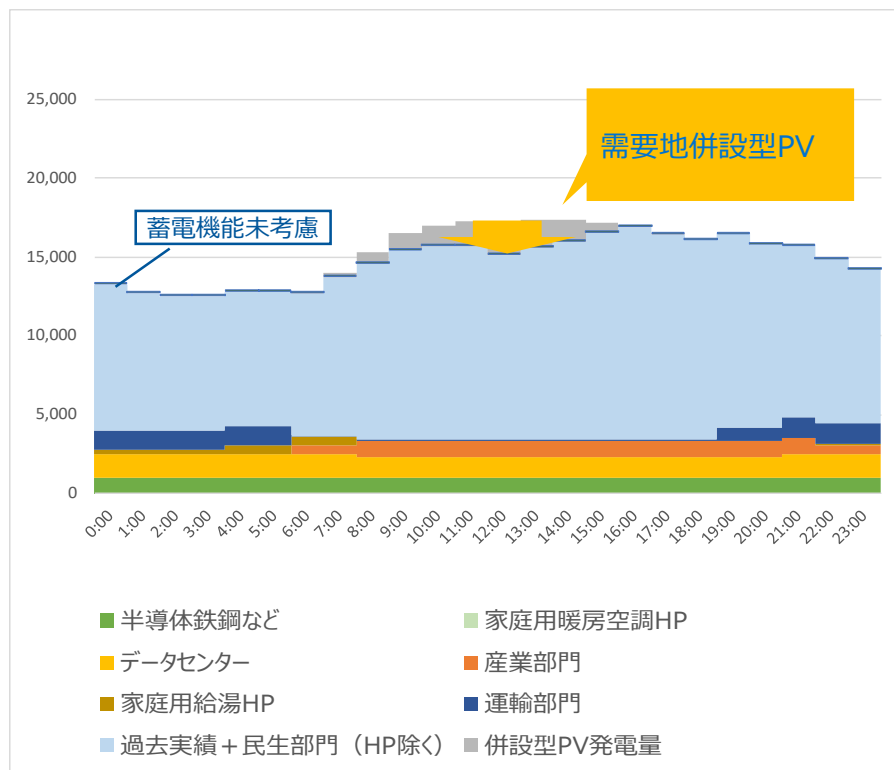


5月日曜日（併設型PV控除後）

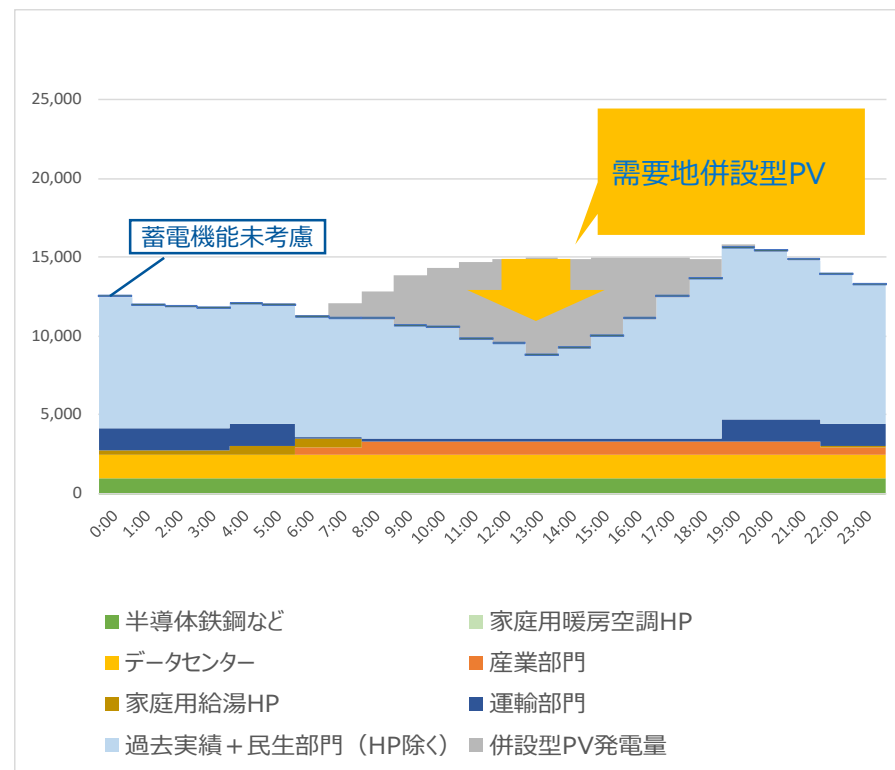


- 11,500億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

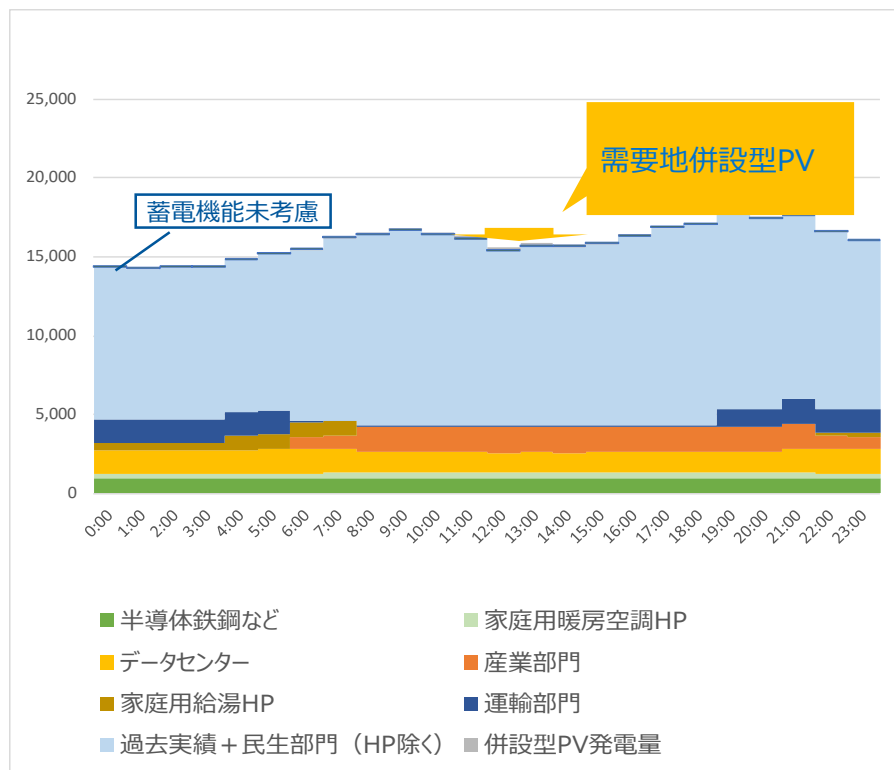


8月日曜日（併設型PV控除後）

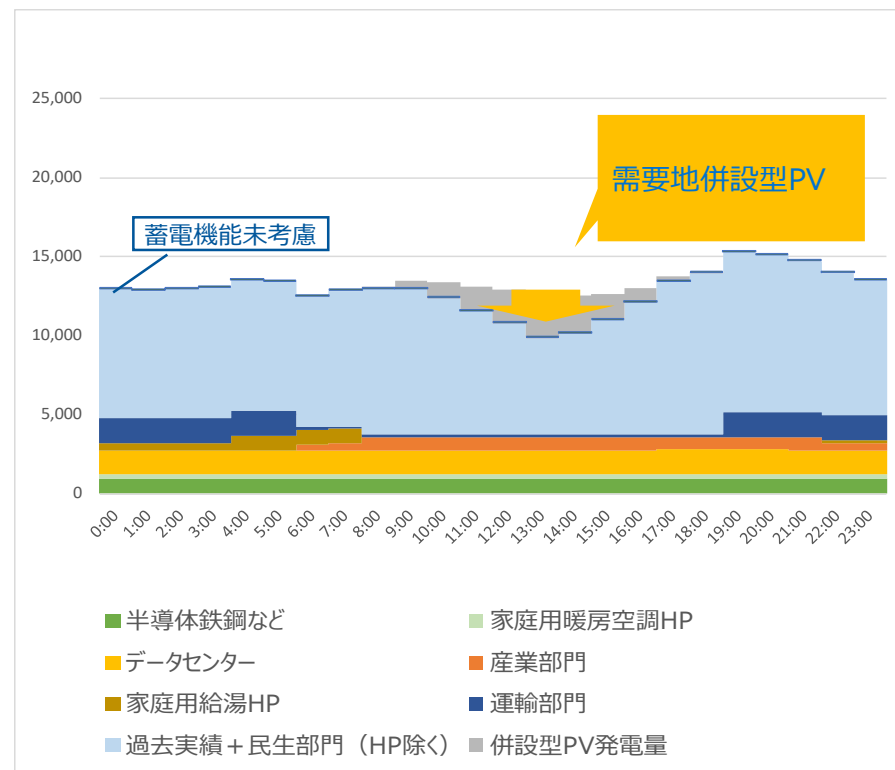


- 11,500億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

1月平日（併設型PV控除後）

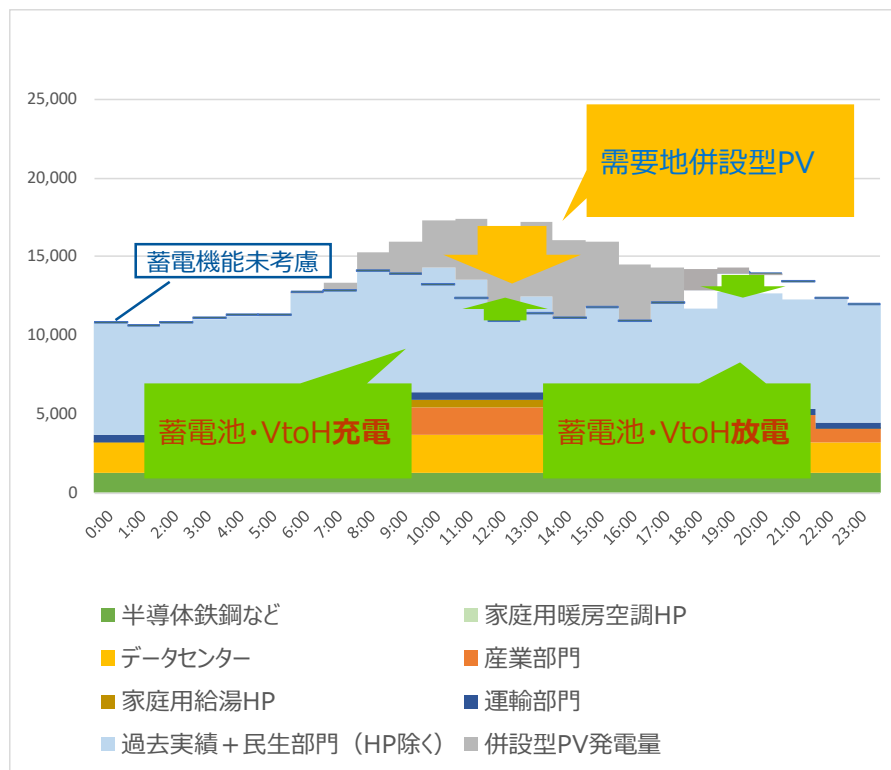


1月日曜日（併設型PV控除後）

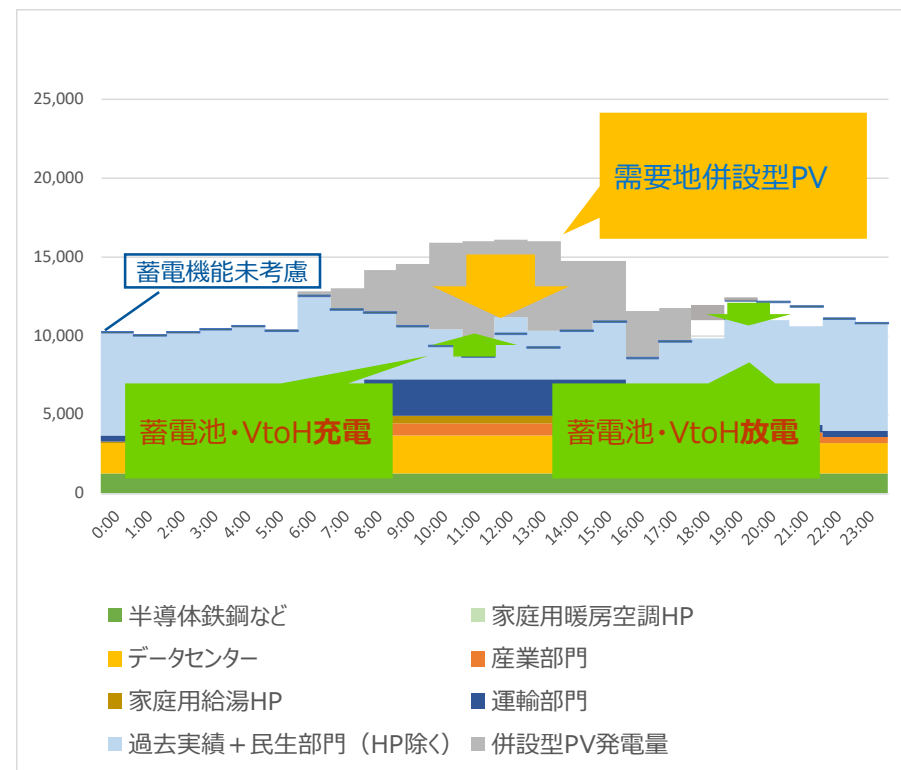


- 12,500億kWhケースの5月におけるロードカーブは下記のとおり。

5月平日（併設型PV控除後）

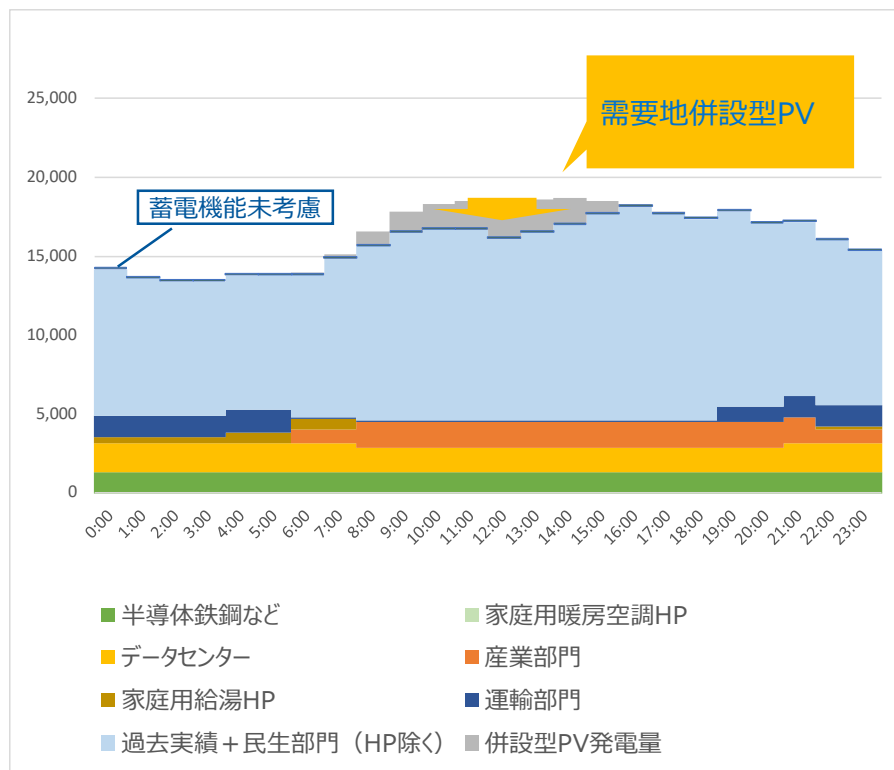


5月日曜日（併設型PV控除後）

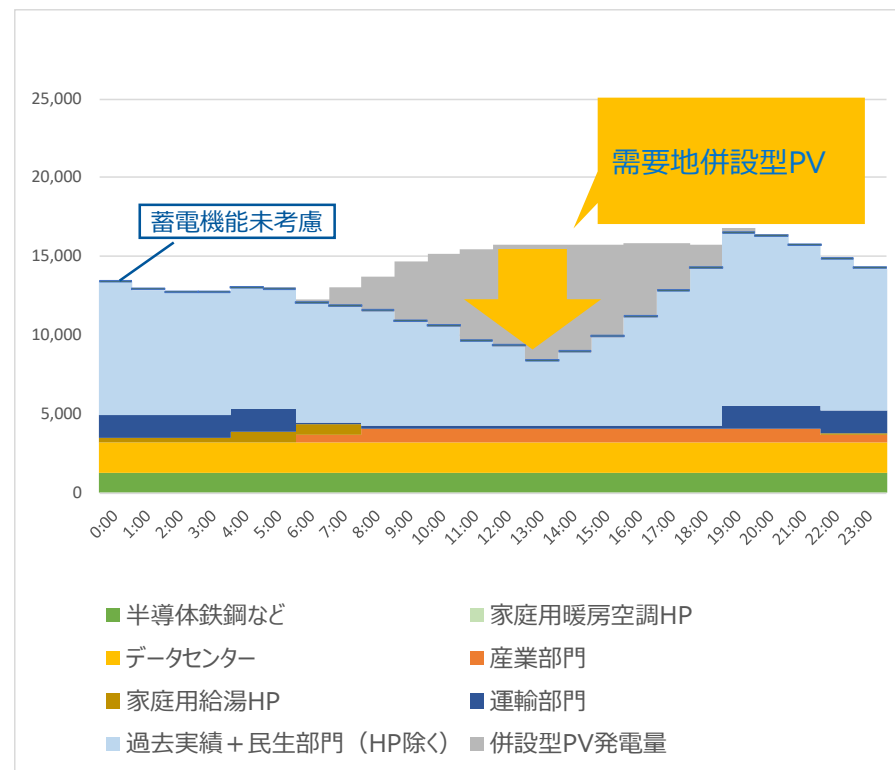


- 12,500億kWhケースの8月におけるロードカーブは下記のとおり。

8月平日（併設型PV控除後）

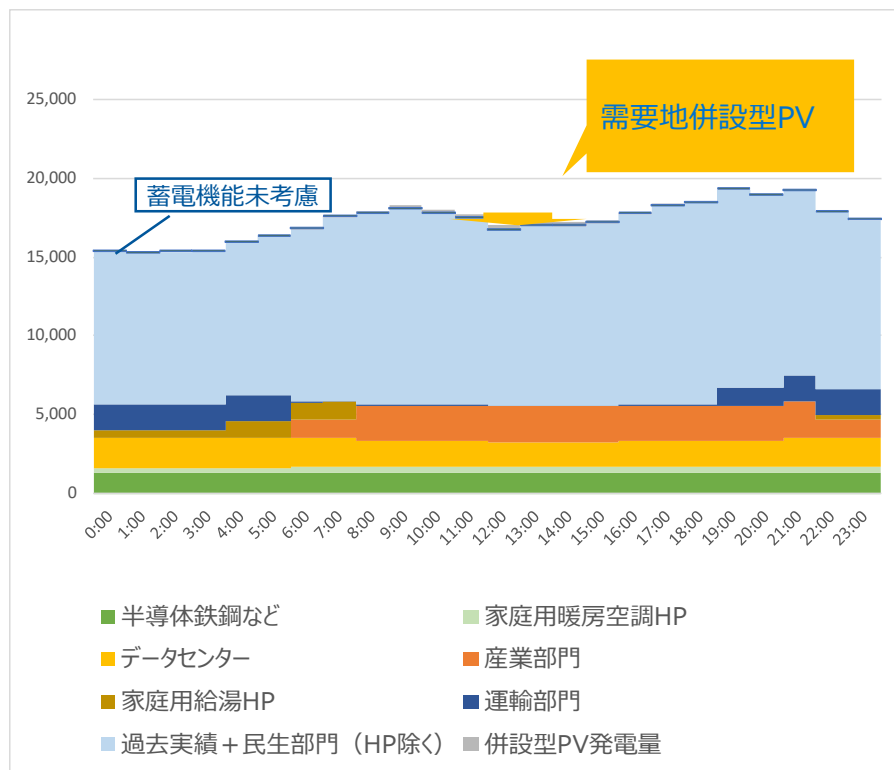


8月日曜日（併設型PV控除後）

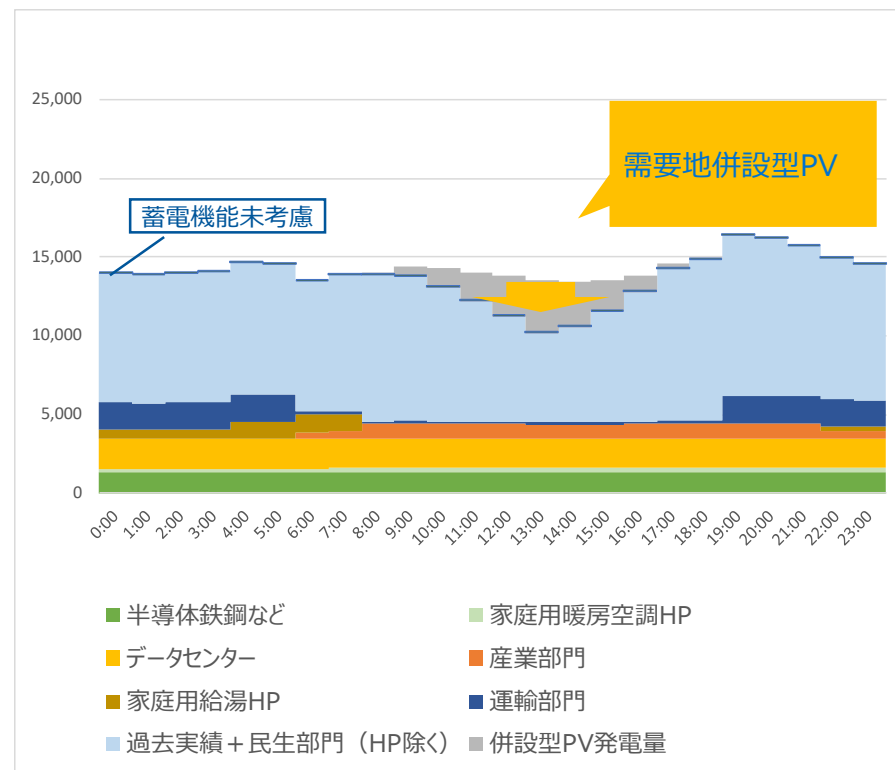


- 12,500億kWhケースの1月におけるロードカーブは下記のとおり。

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

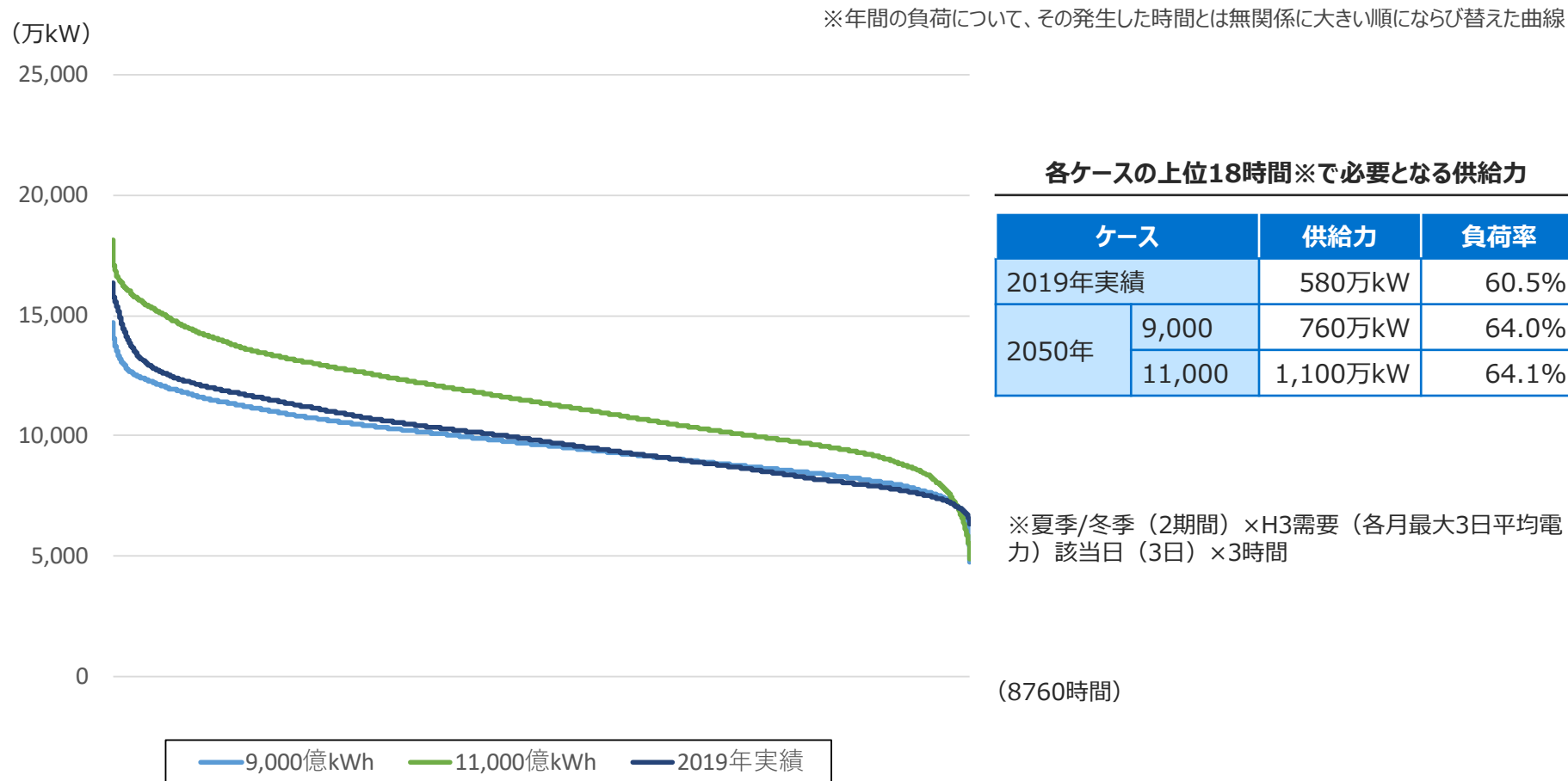
- (1)STEP1 ベースカーブの想定
- (2)STEP2 DRの想定
- (3)STEP3 併設型PVなどの考慮
- (4)STEP4 再エネ余剰発生量の確認
- (5)各モデルケースのロードカーブ（2040年）
- (6)各モデルケースのロードカーブ（2050年）
- (7)デュレーションカーブ

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

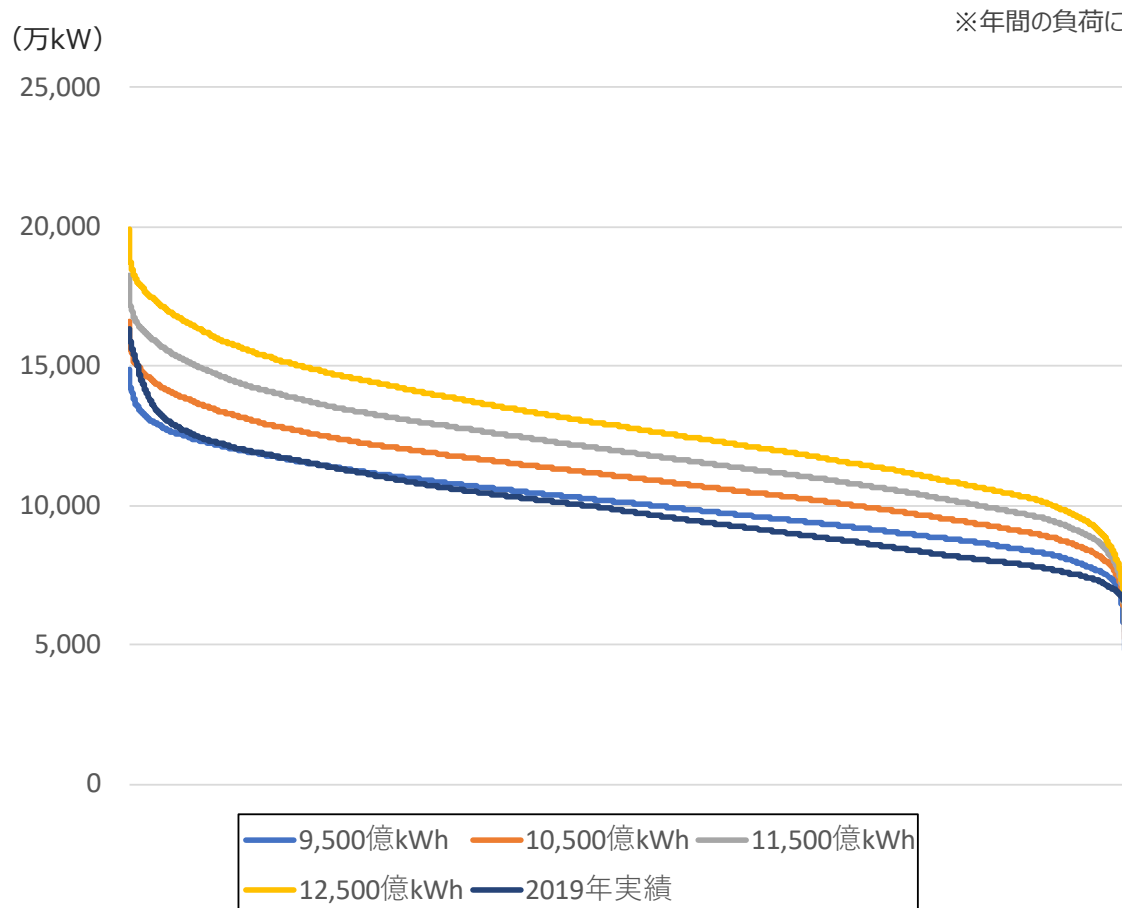
デューションカーブ（2040年）

- 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

(8760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

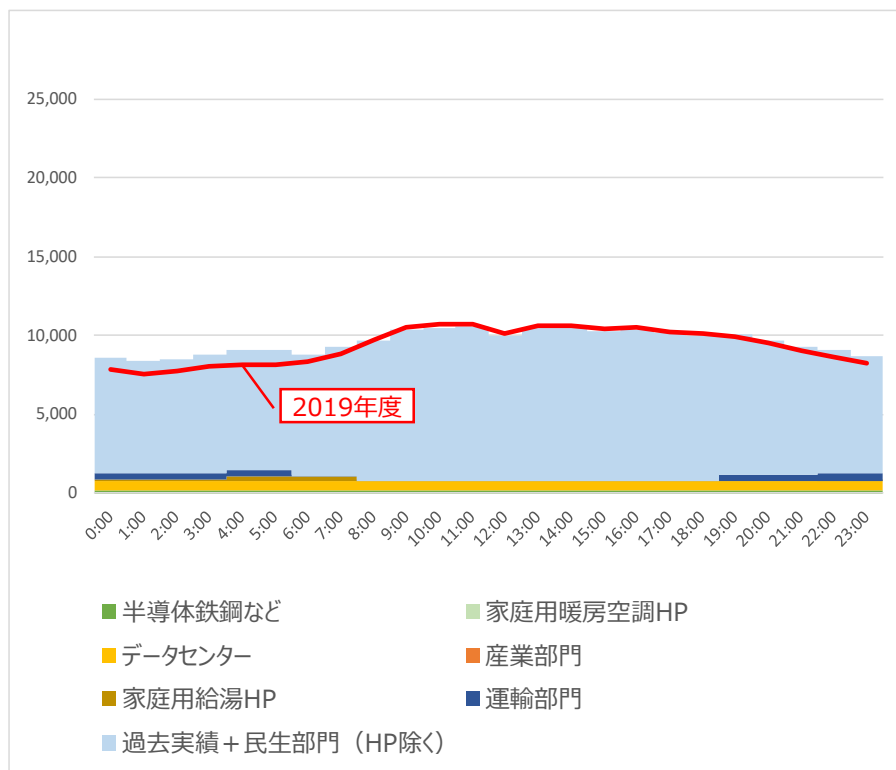
参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 9,000億kWhケース

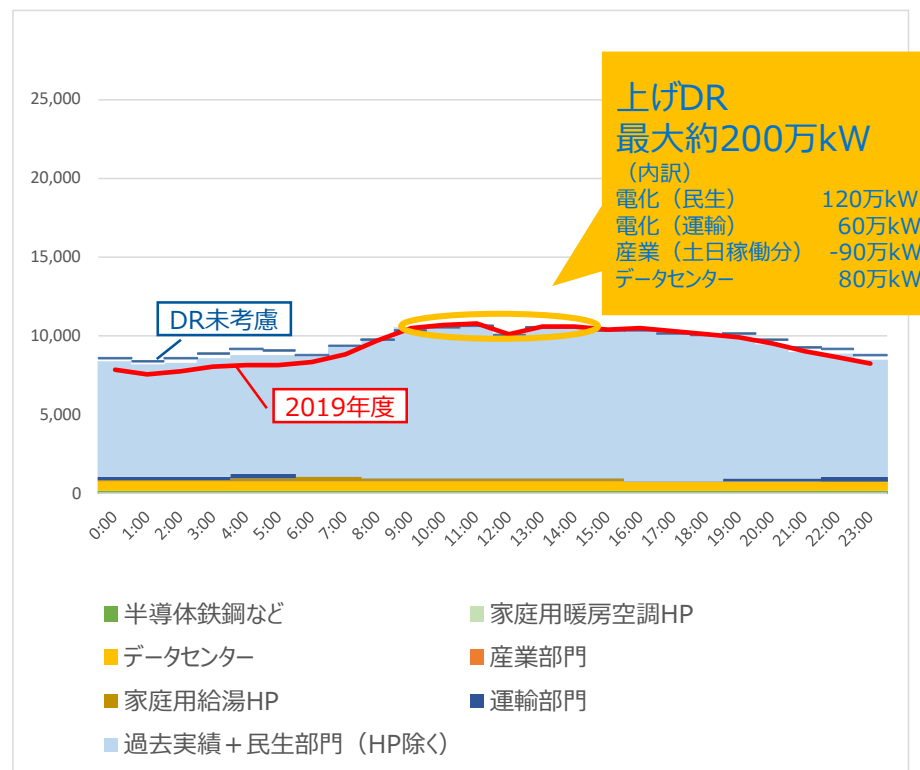
54

- 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）



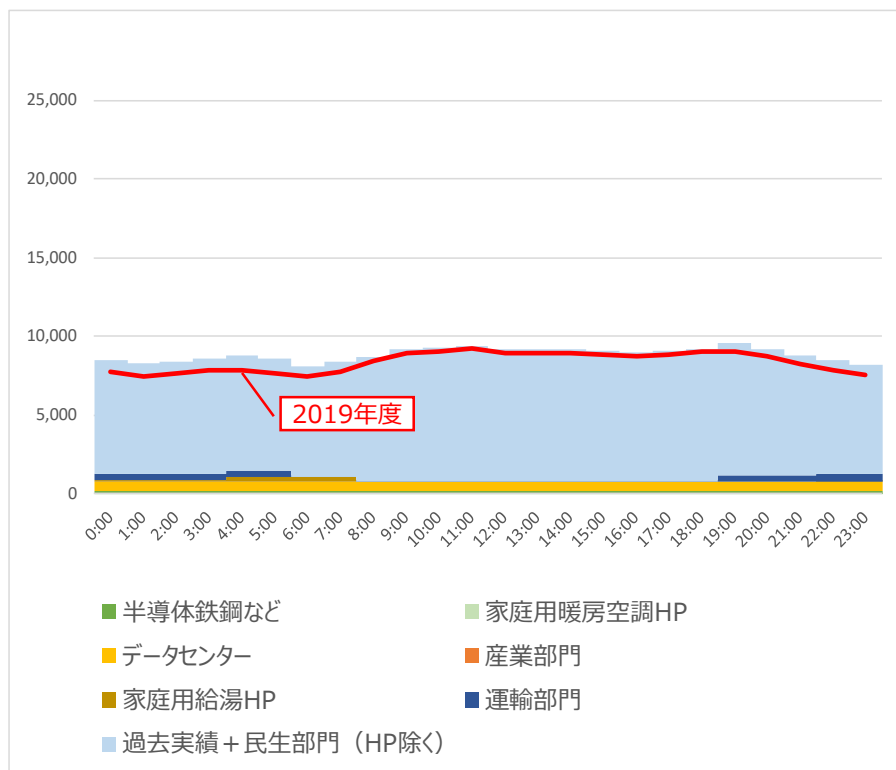
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

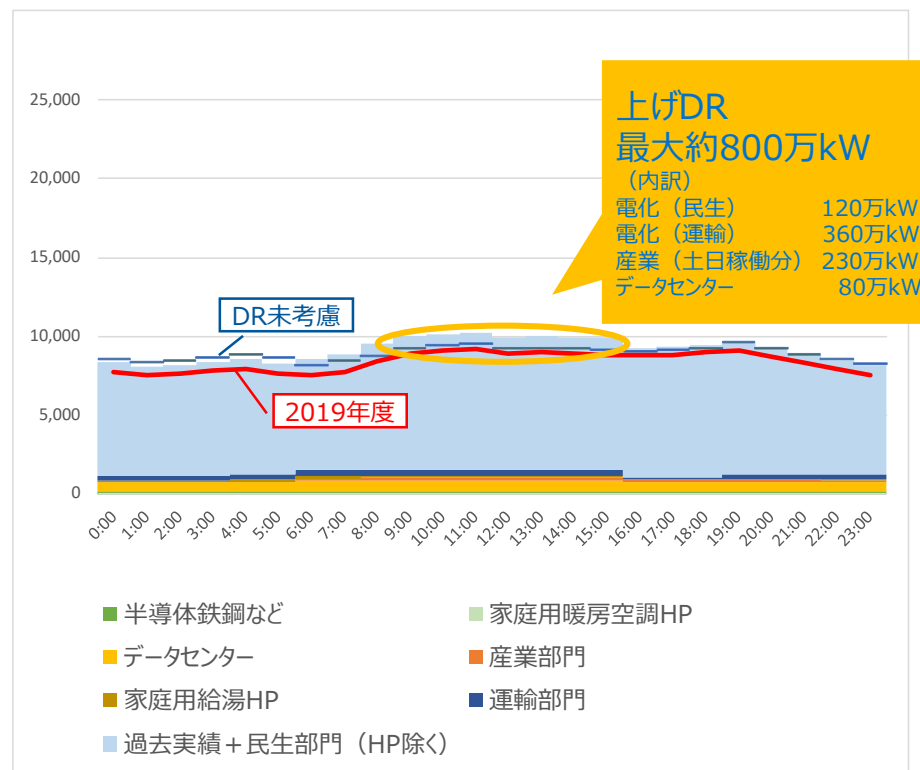
55

- 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）



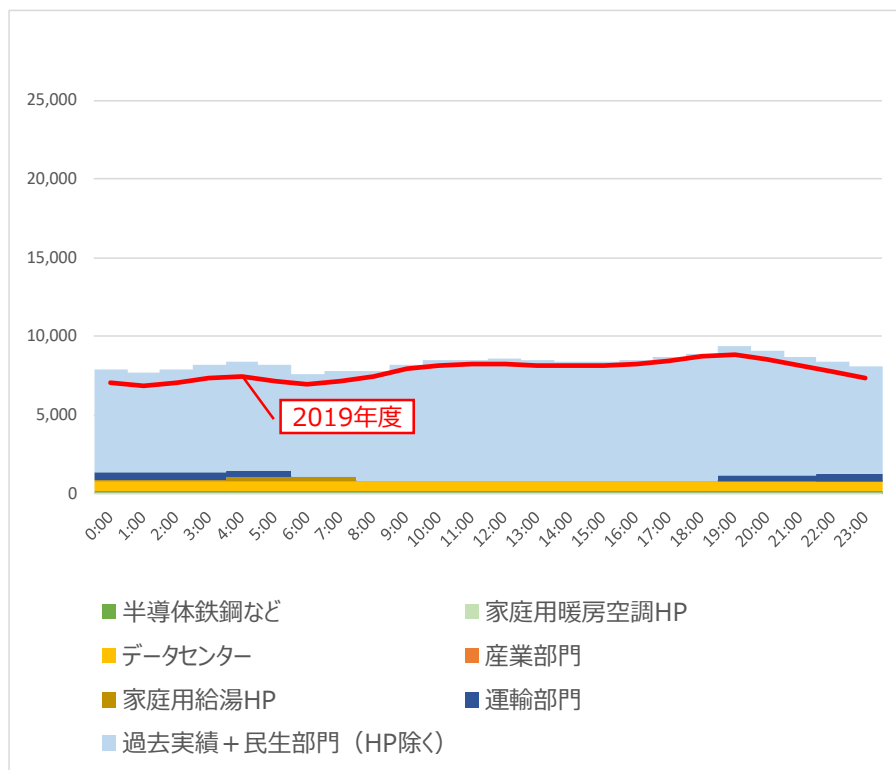
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

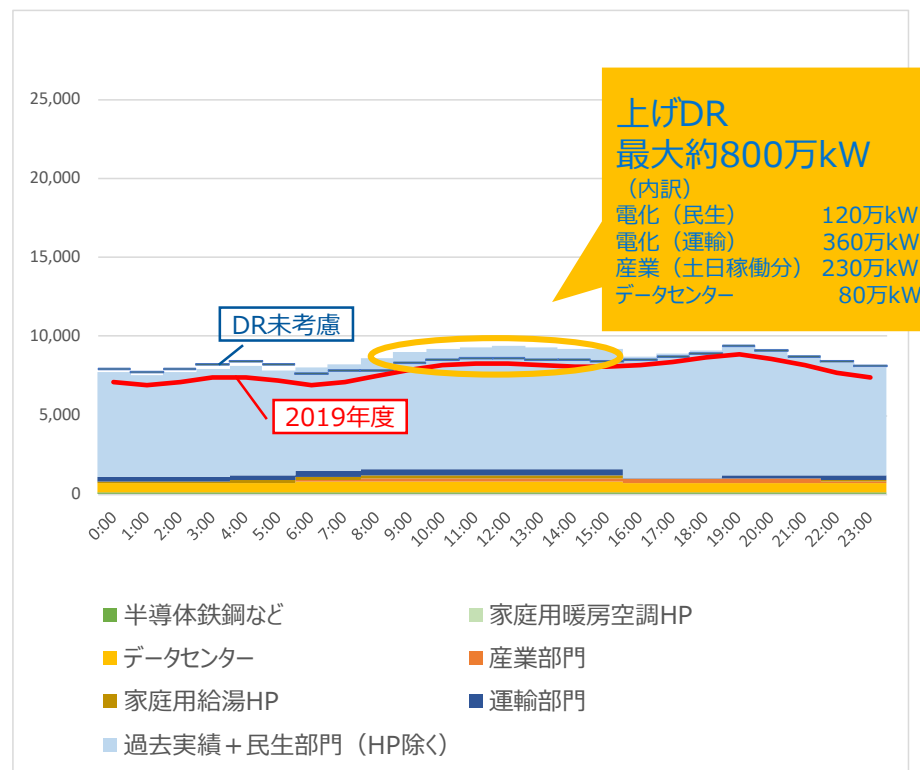
56

- 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）



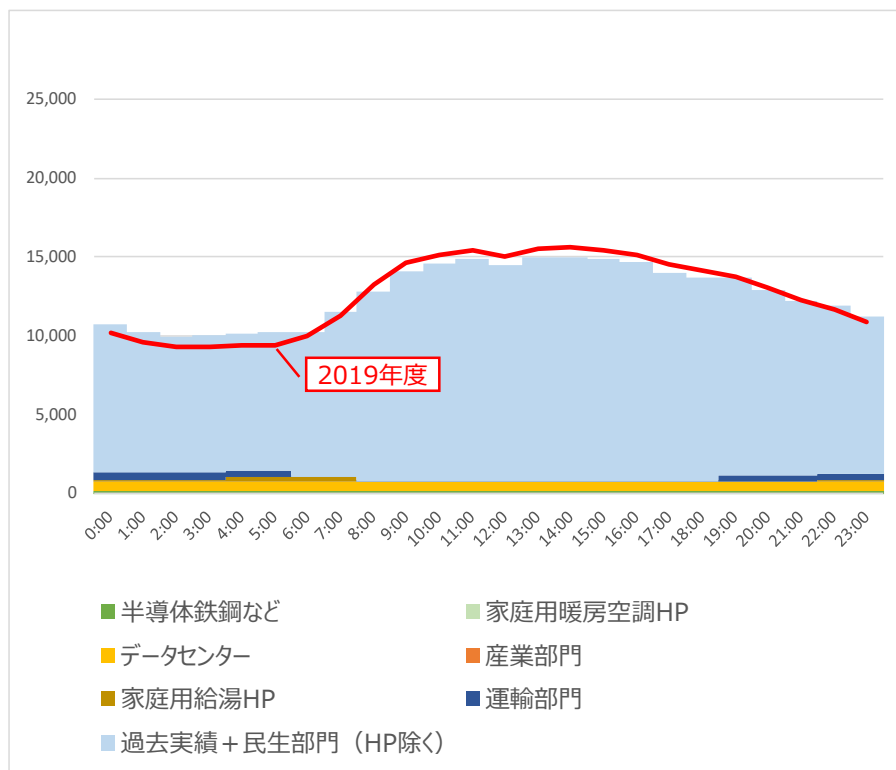
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月平日） 9,000億kWhケース

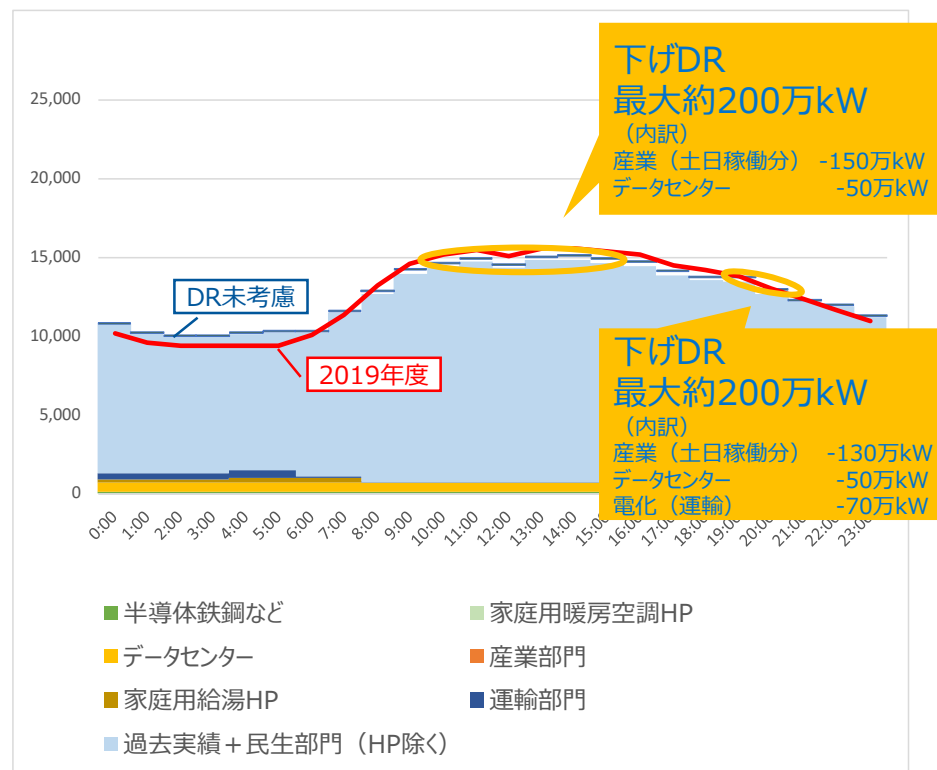
57

- 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）



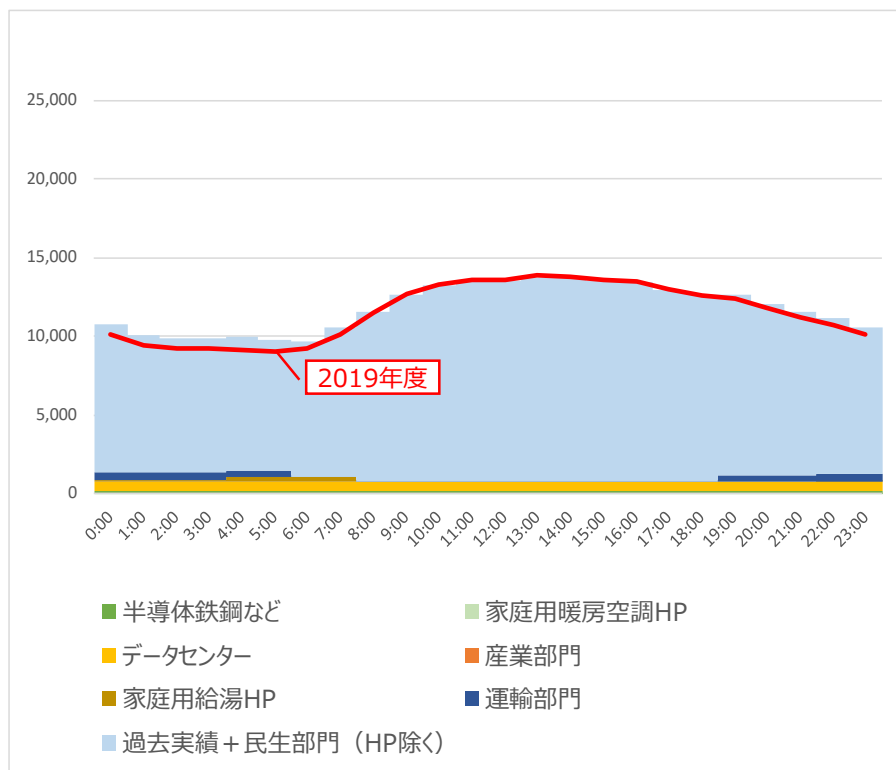
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

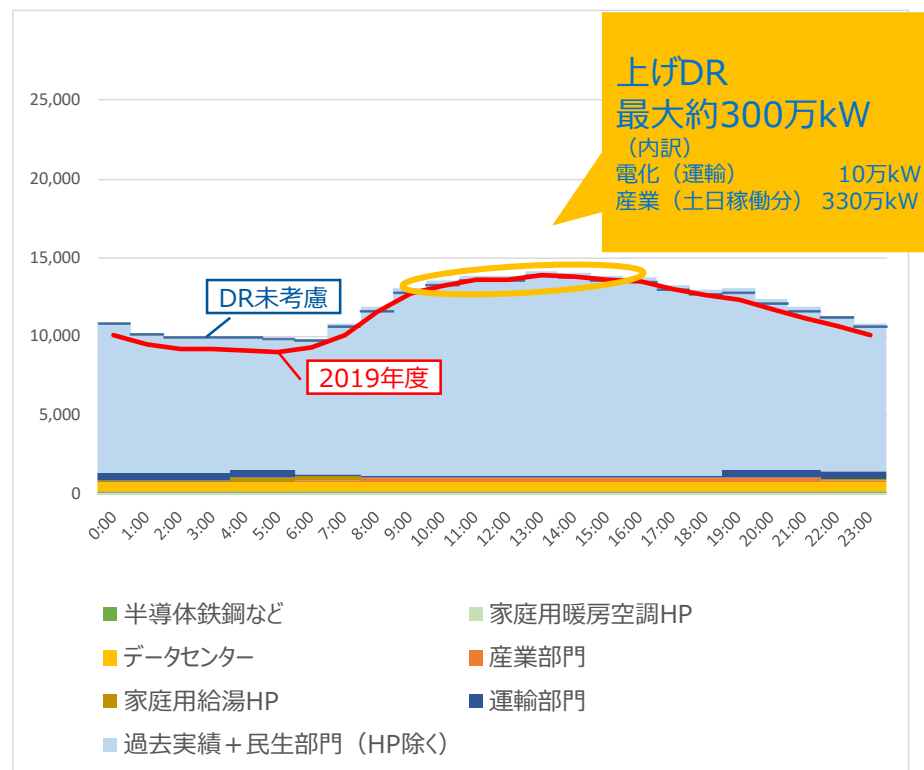
58

- 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）



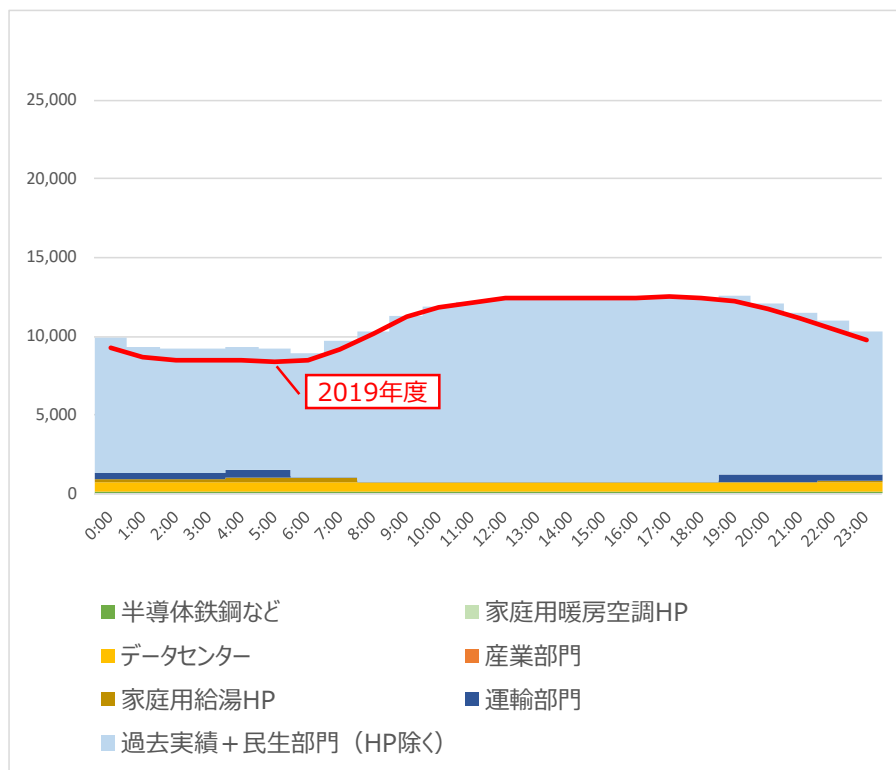
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

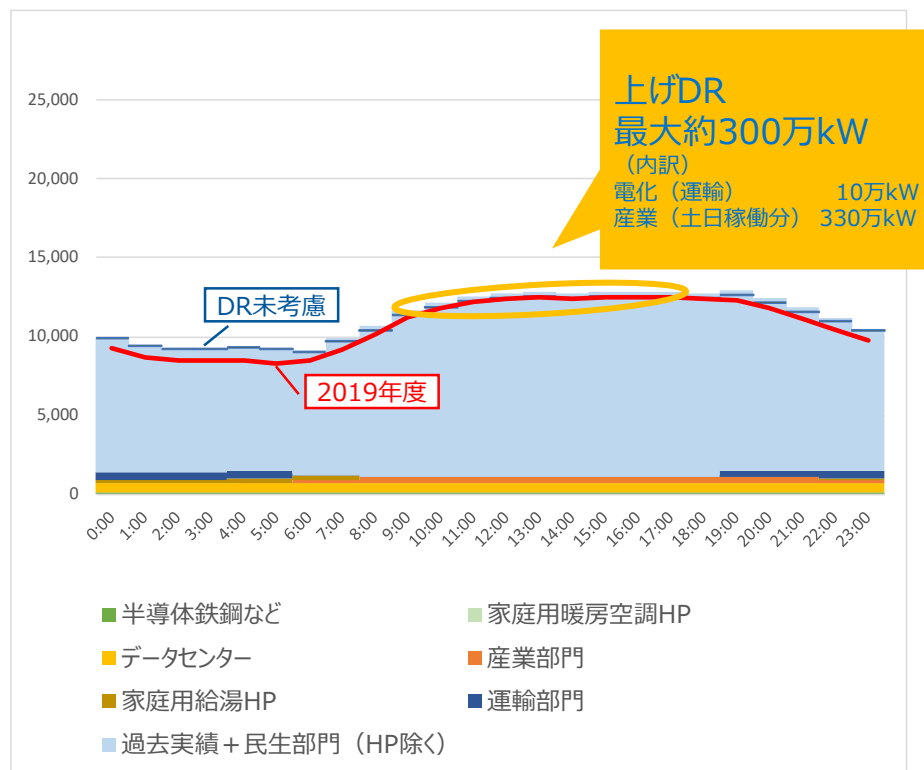
59

- 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）



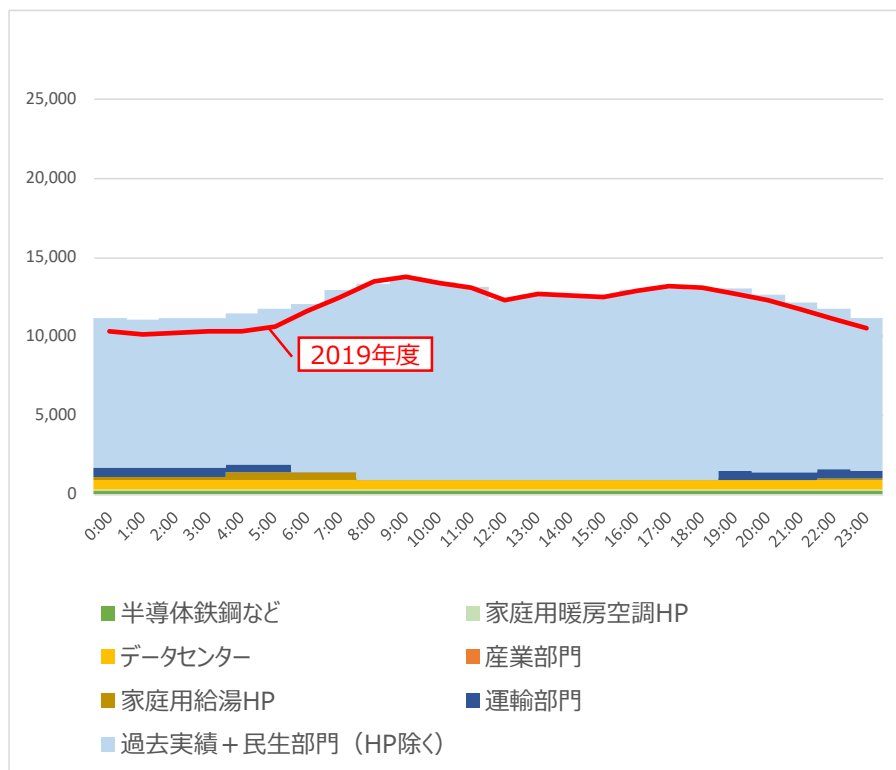
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 9,000億kWhケース

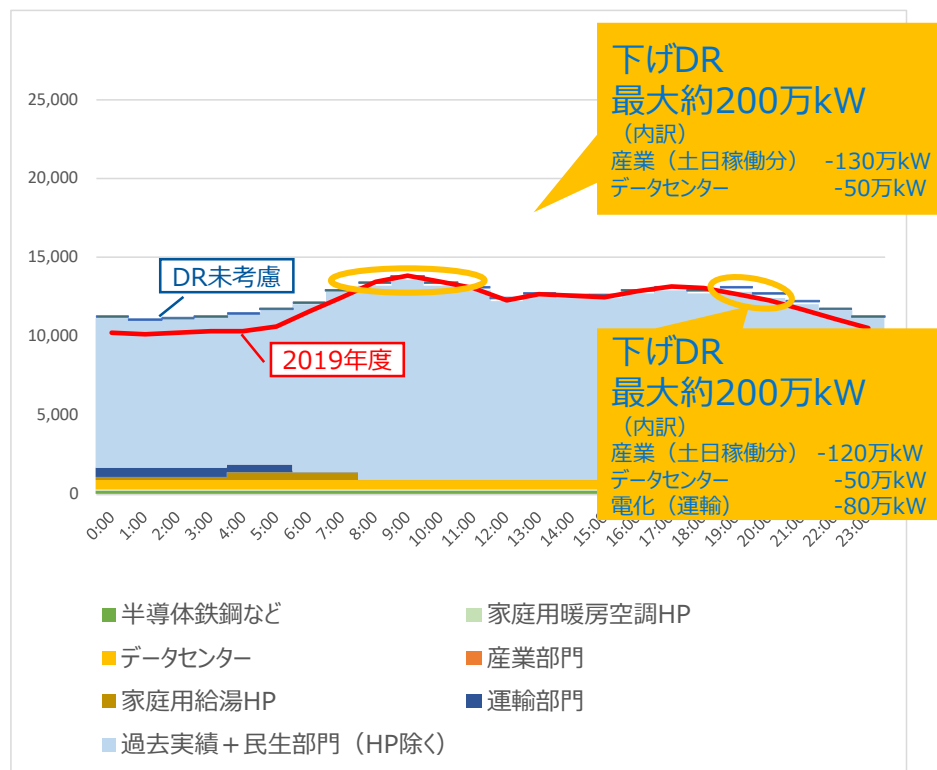
60

- 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）



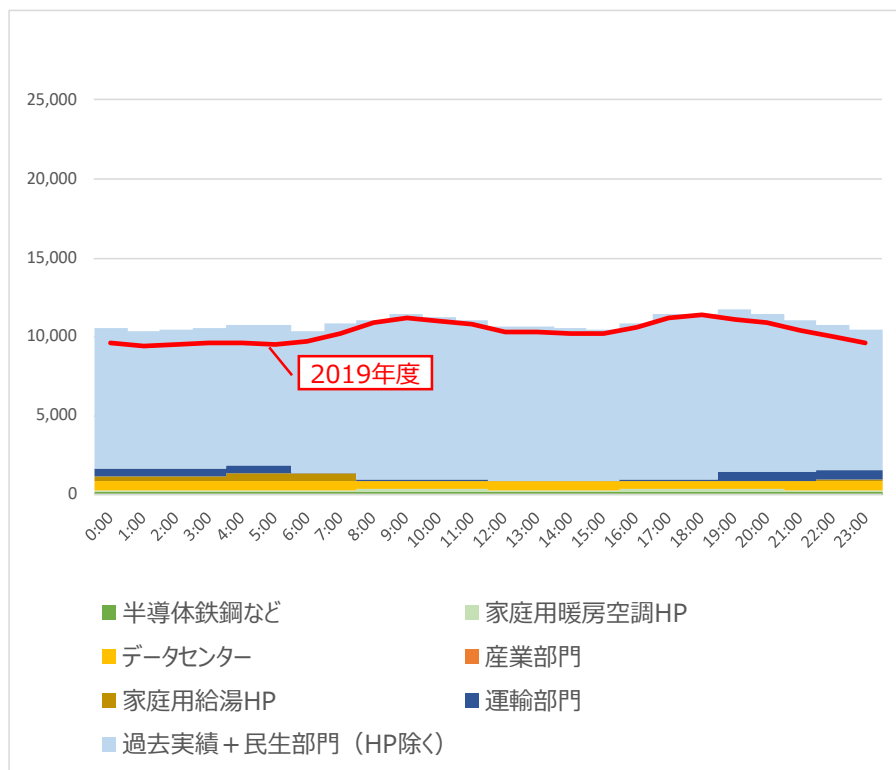
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

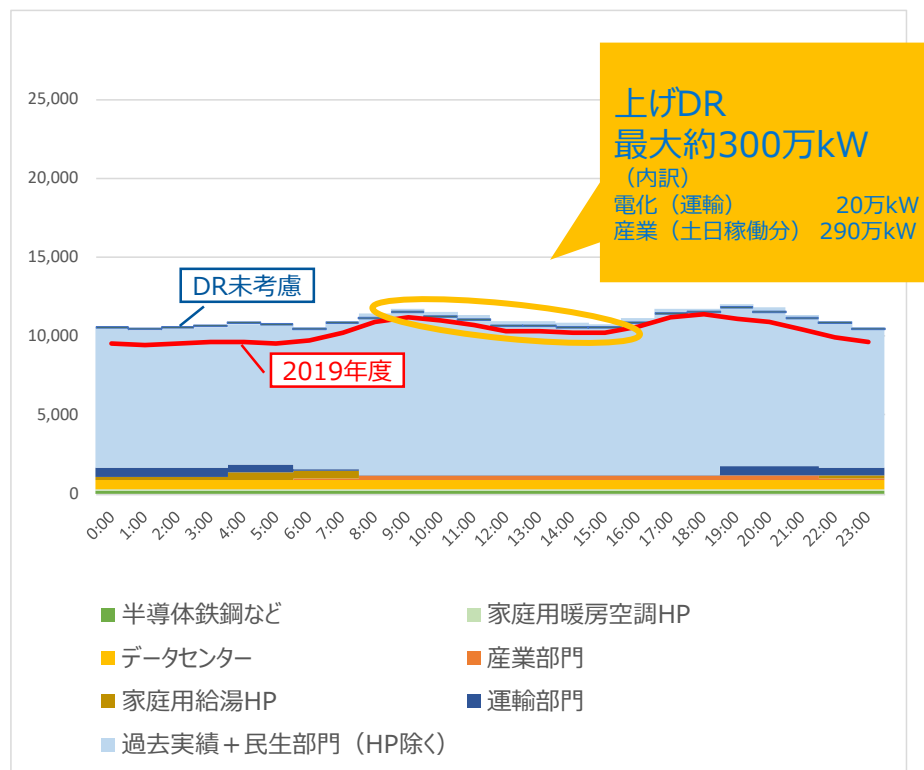
61

- 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）



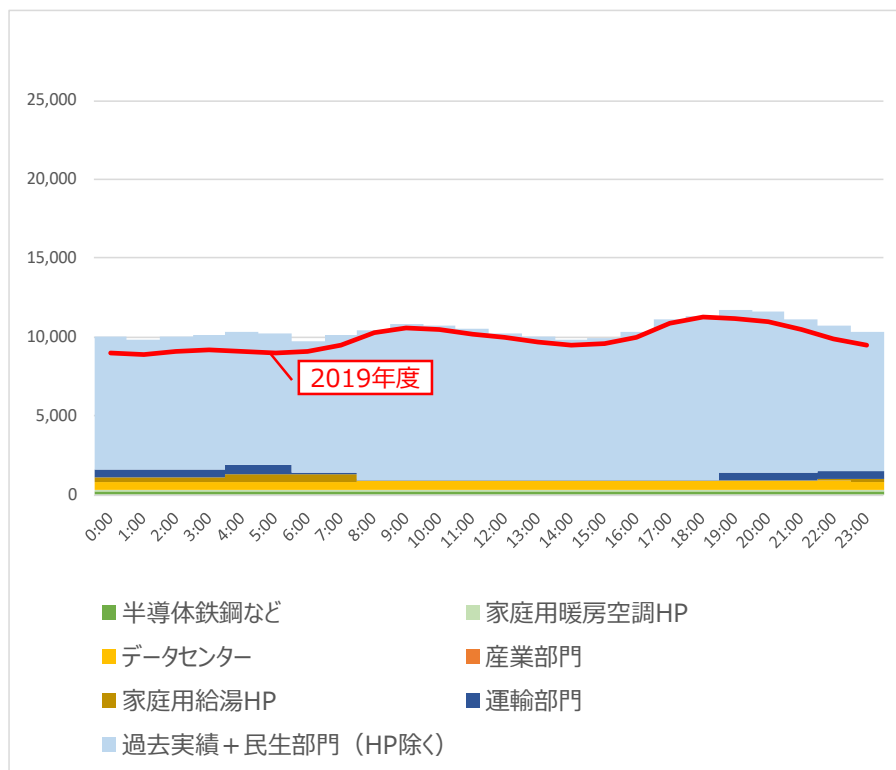
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月日曜日） 9,000億kWhケース

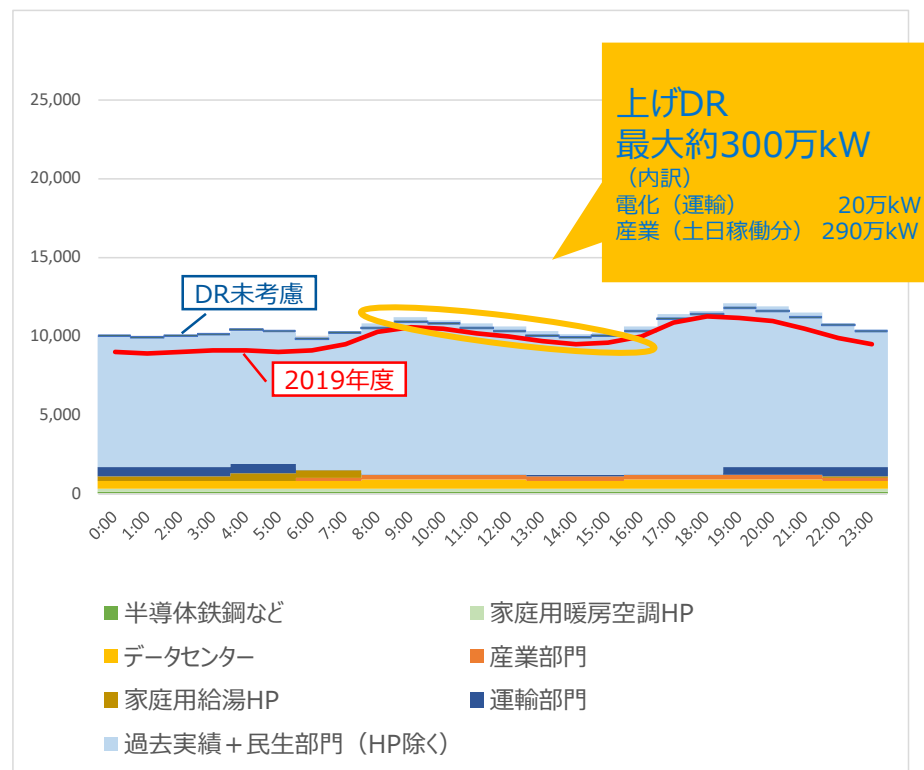
62

- 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）



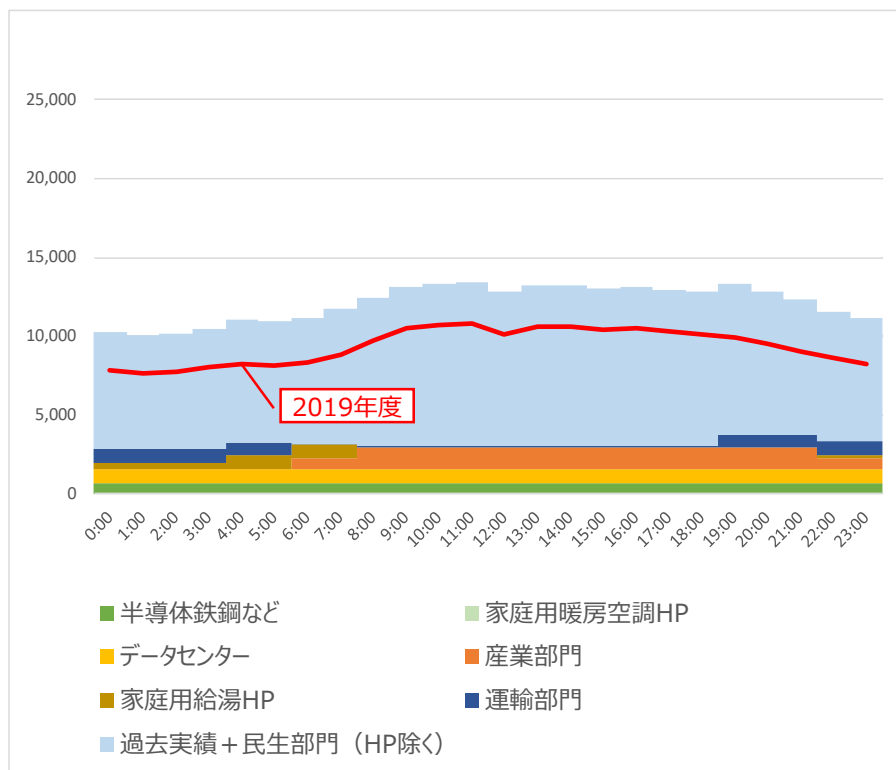
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 11,000億kWhケース

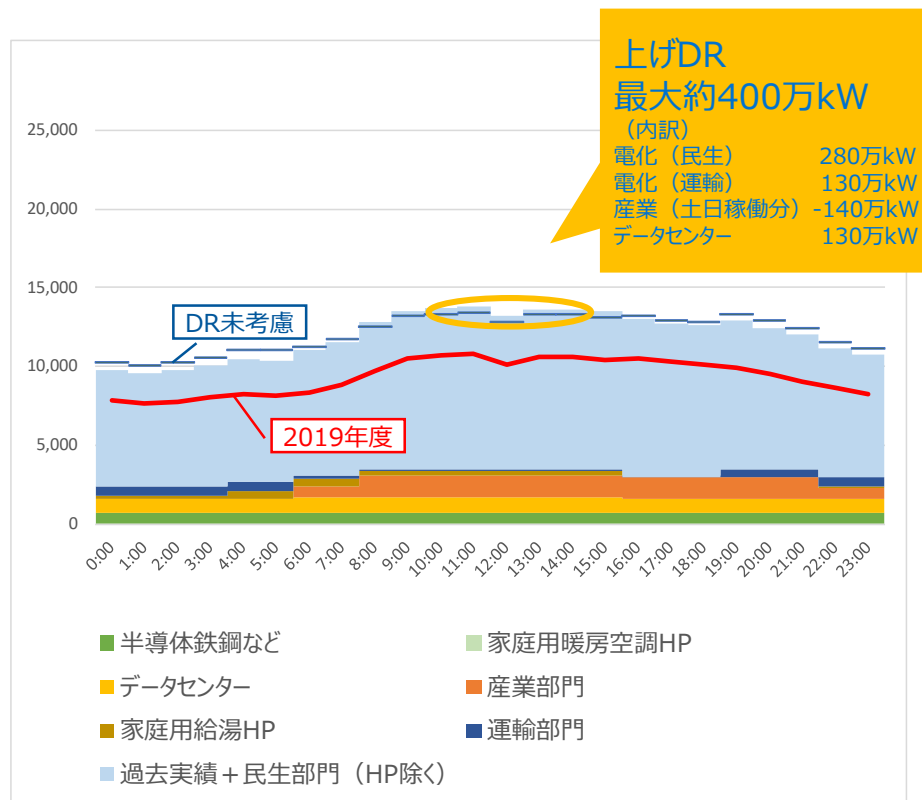
63

- 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）



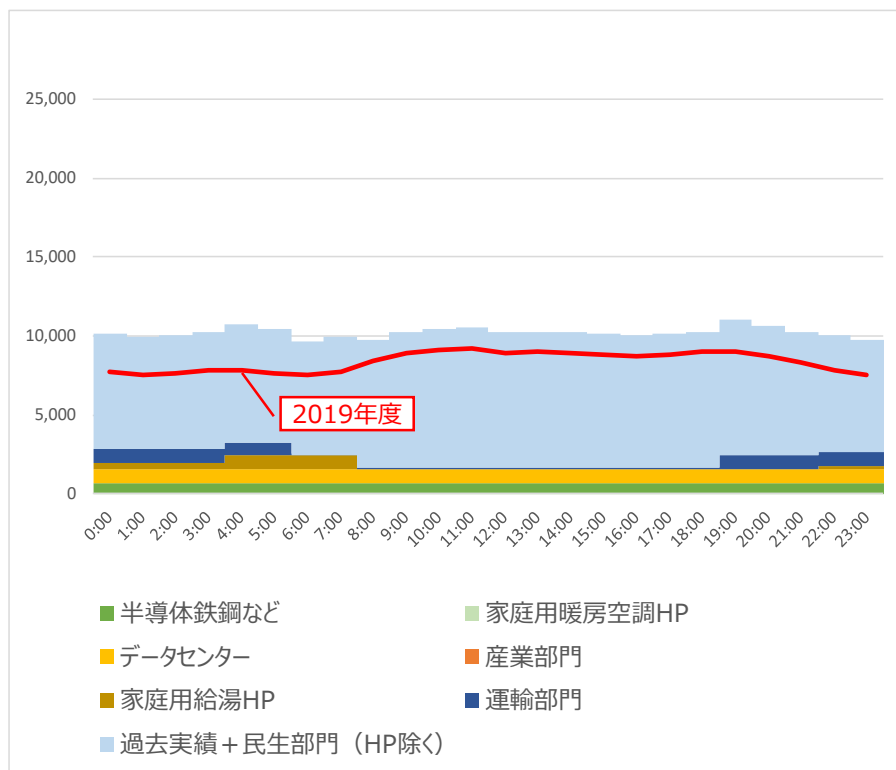
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

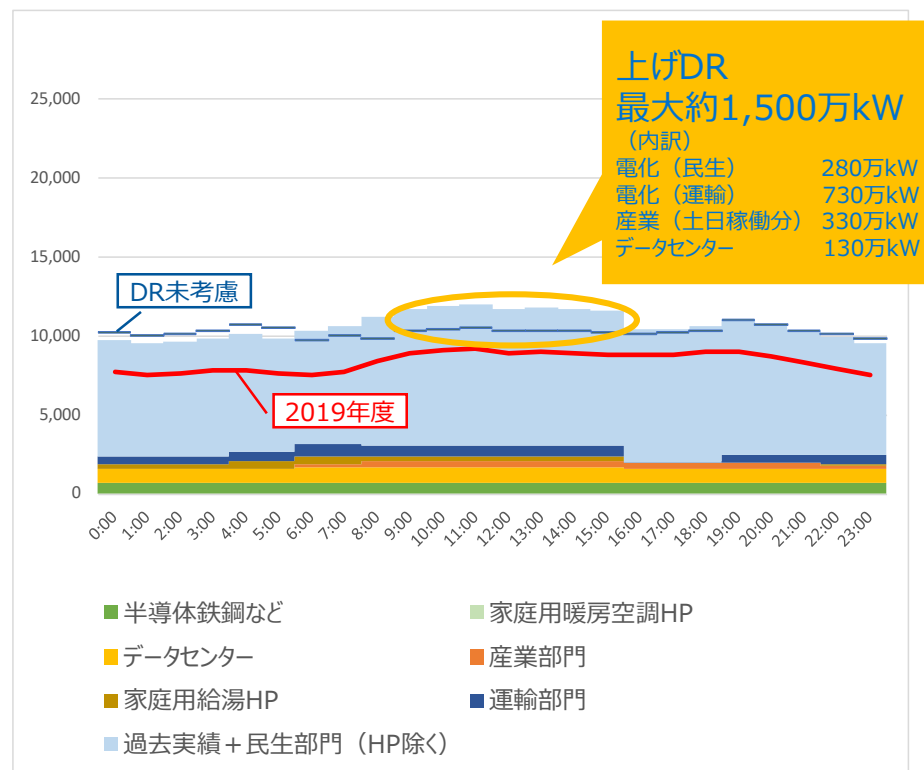
64

- 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）



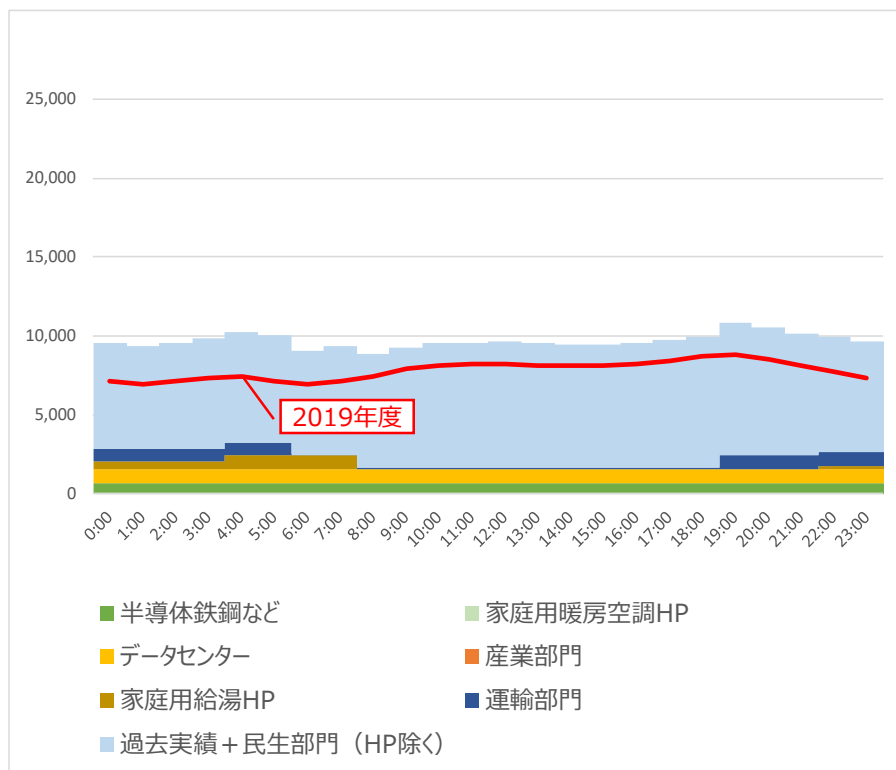
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

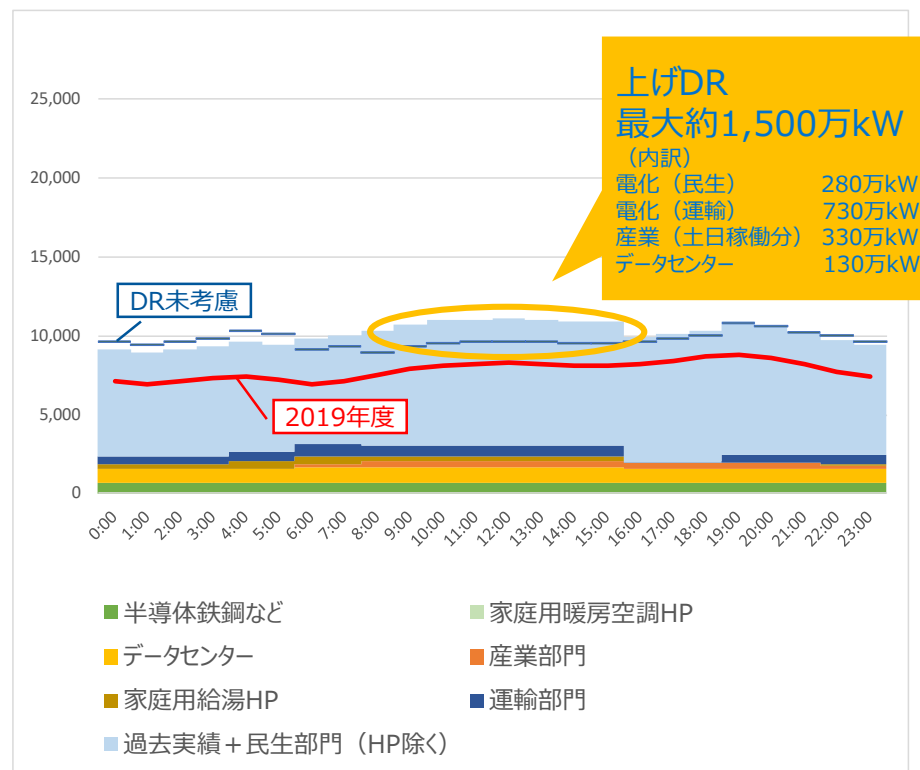
65

- 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）



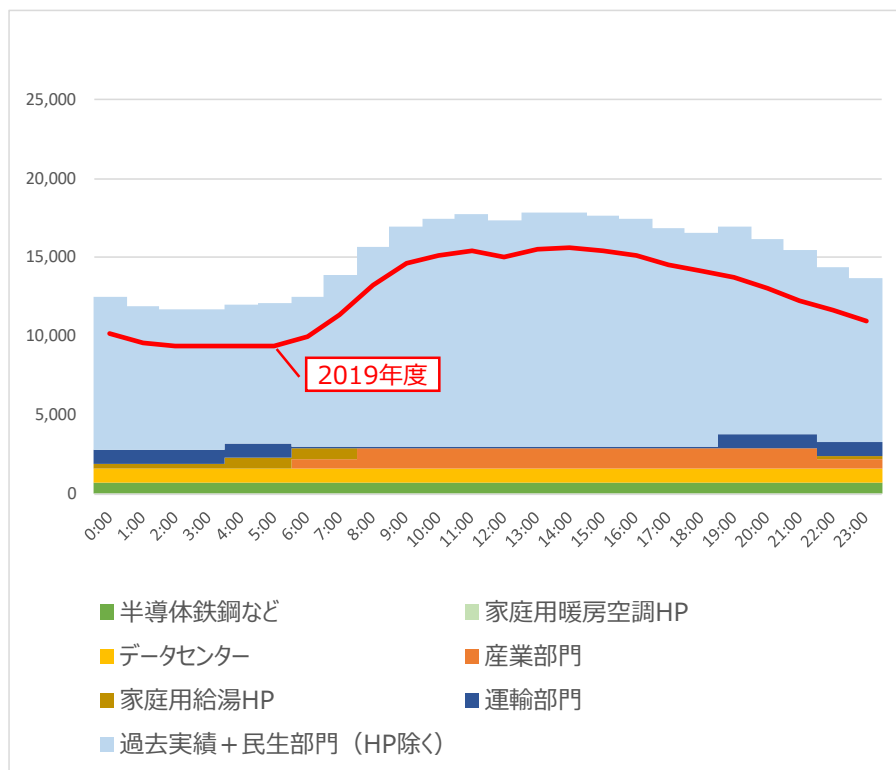
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月平日） 11,000億kWhケース

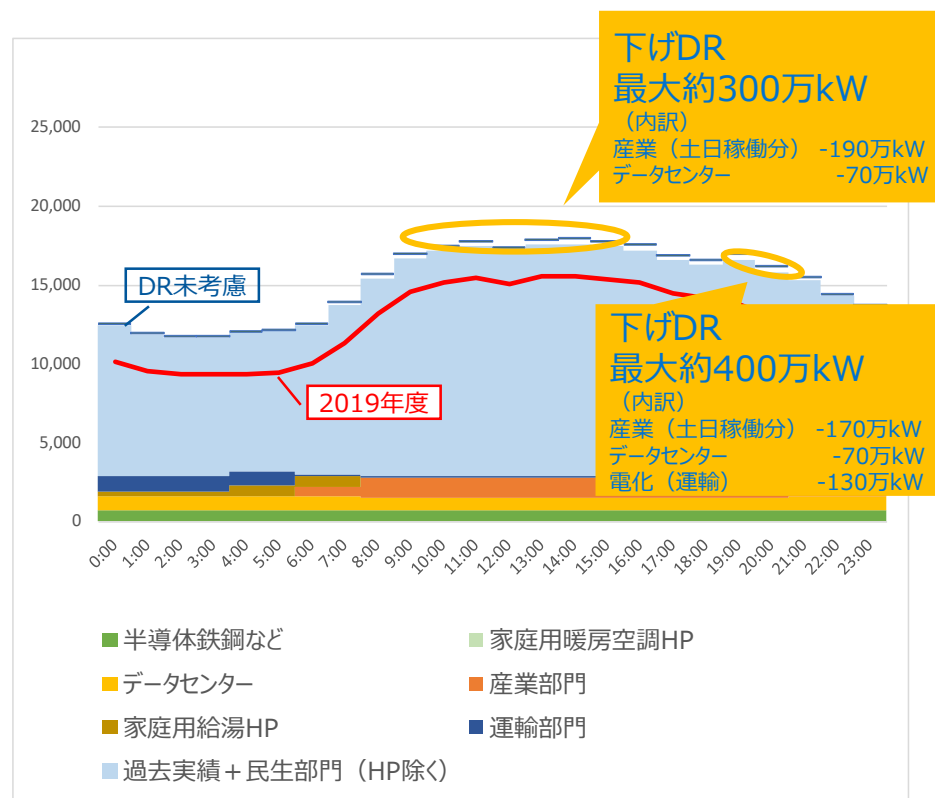
66

- 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）



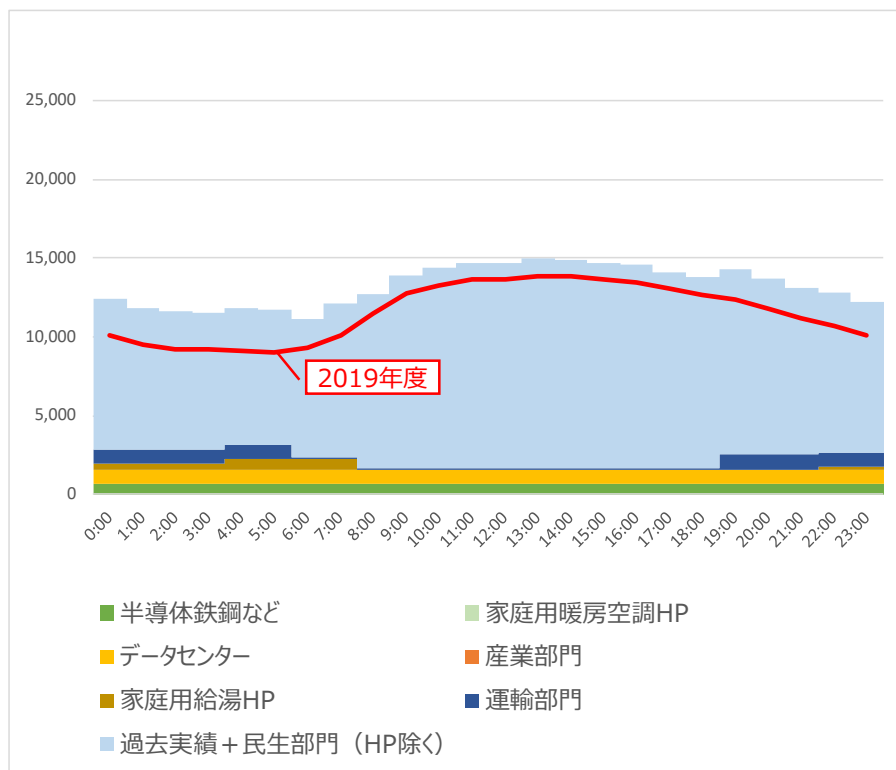
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

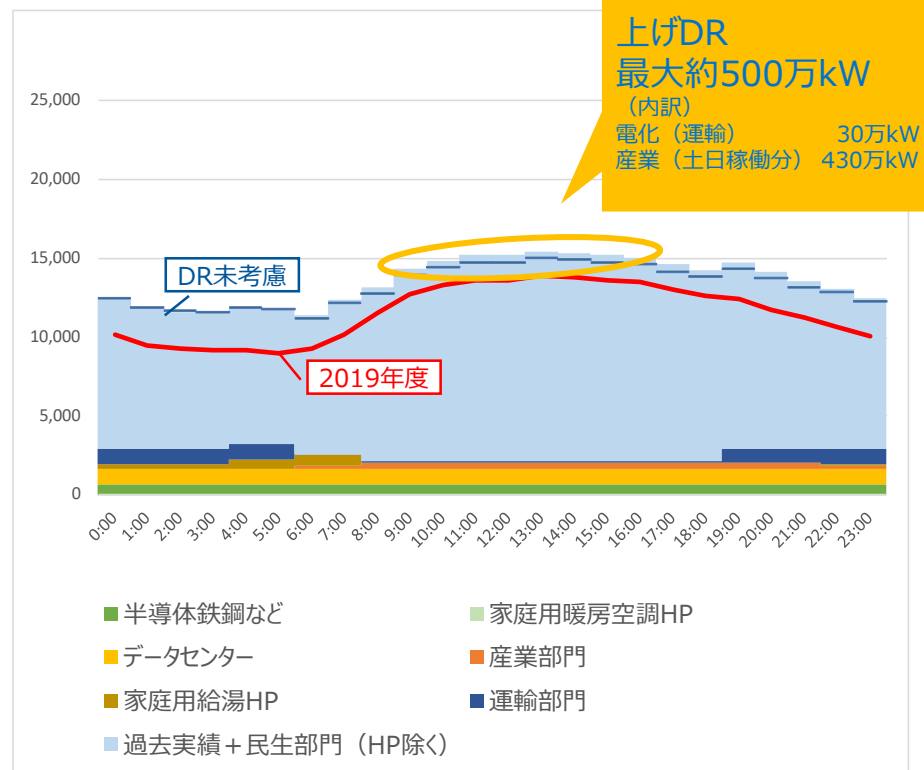
67

- 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）



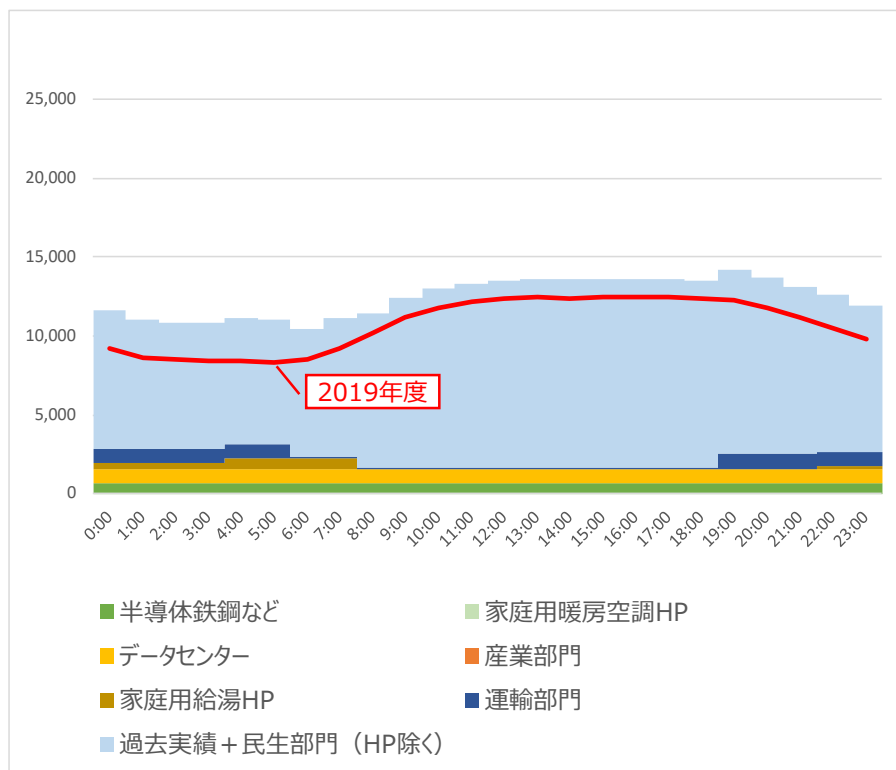
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

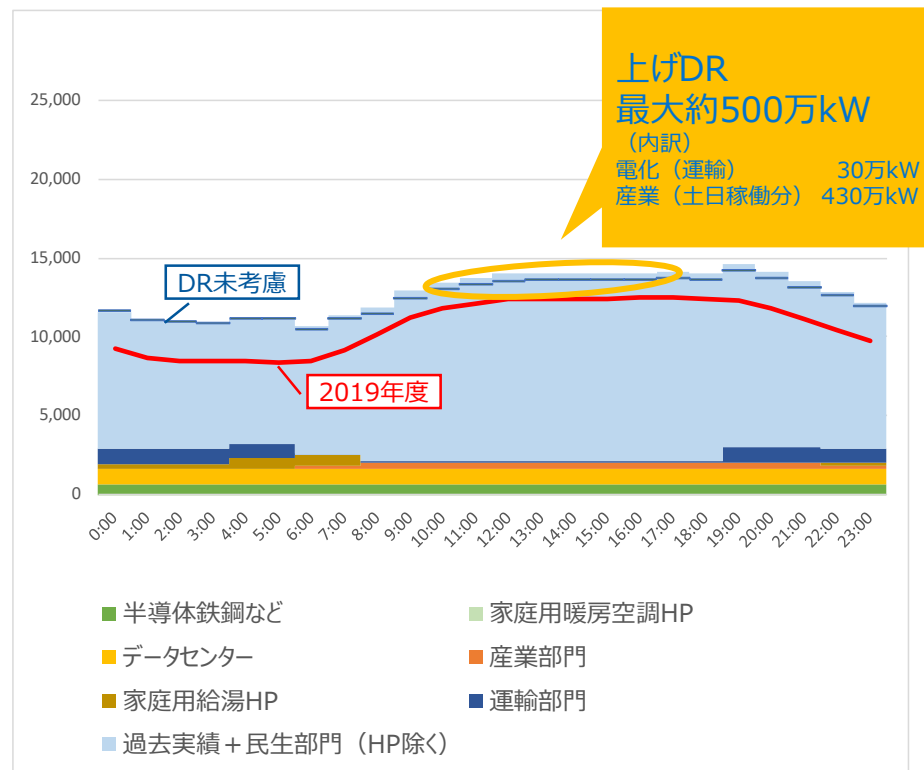
68

- 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）



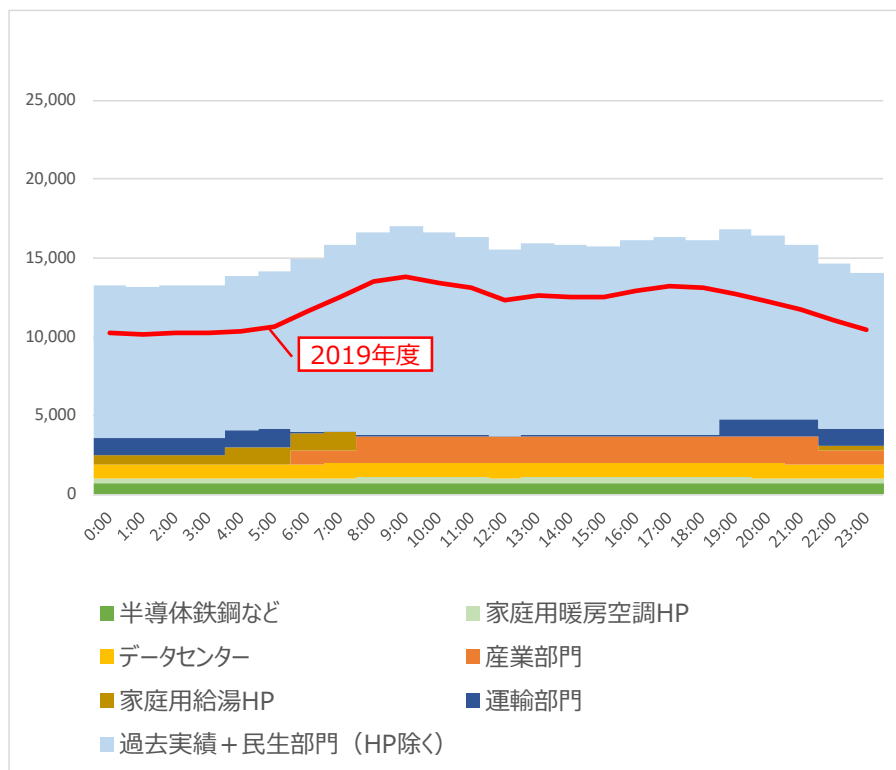
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 11,000億kWhケース

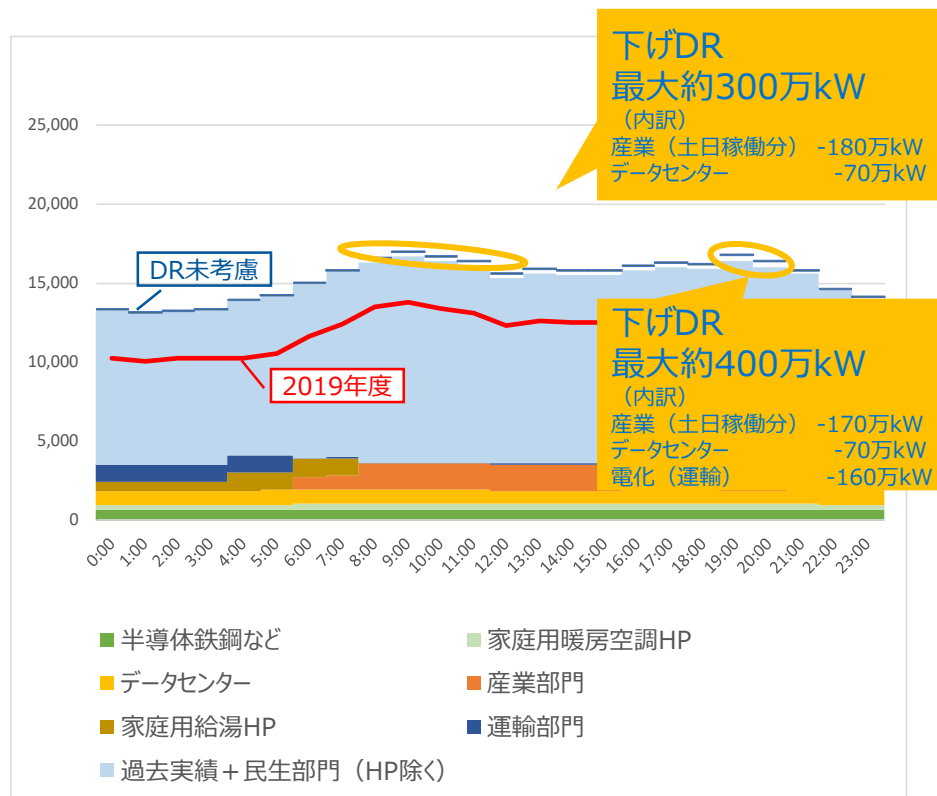
69

- 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）



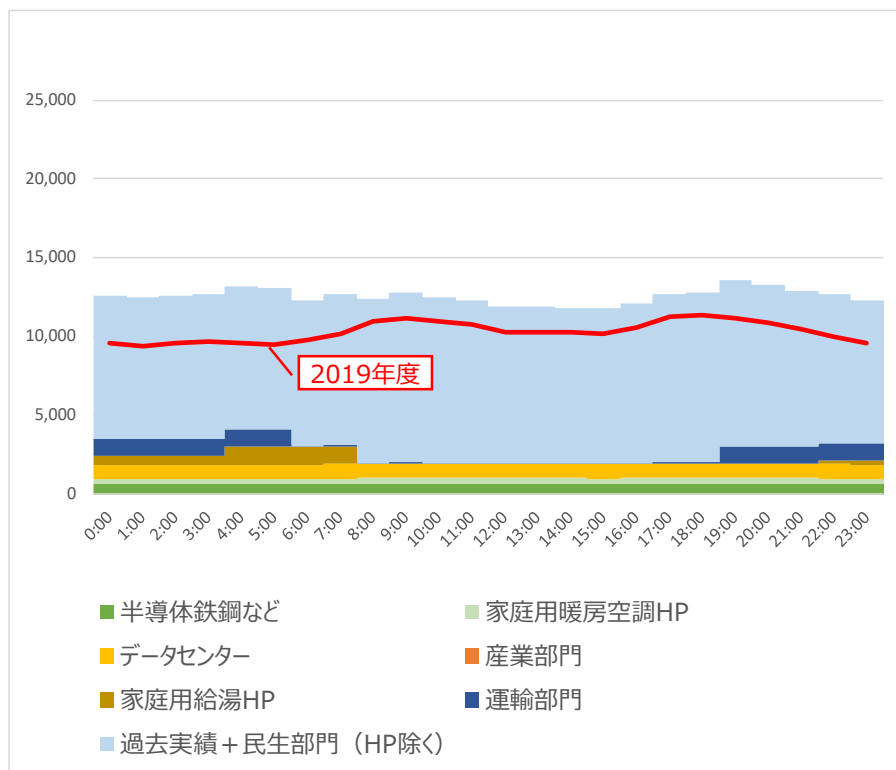
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

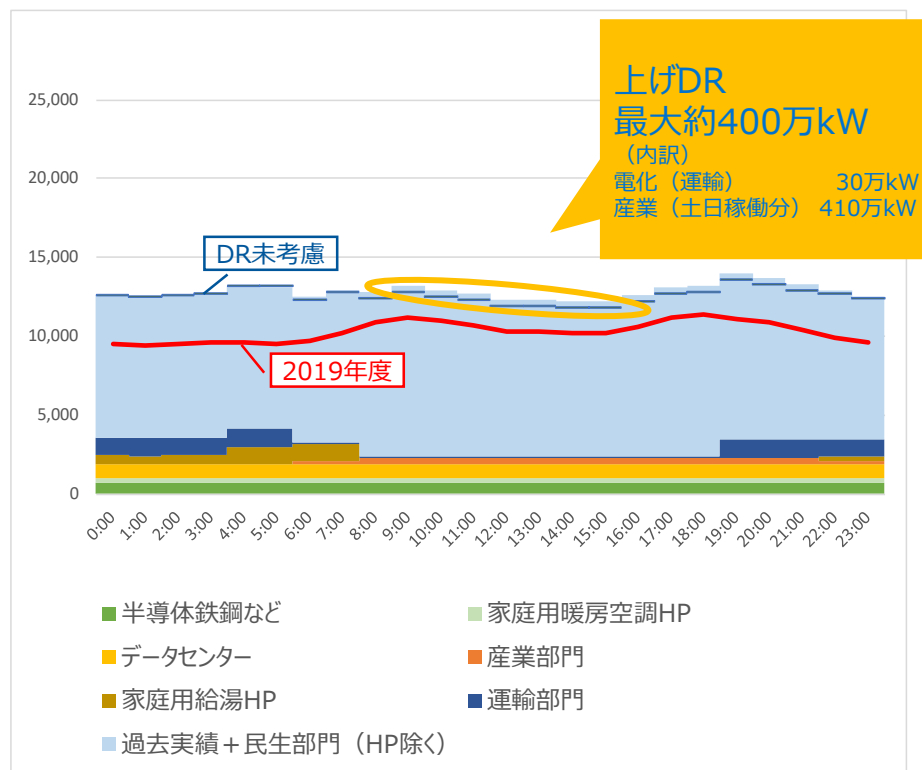
70

- 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）



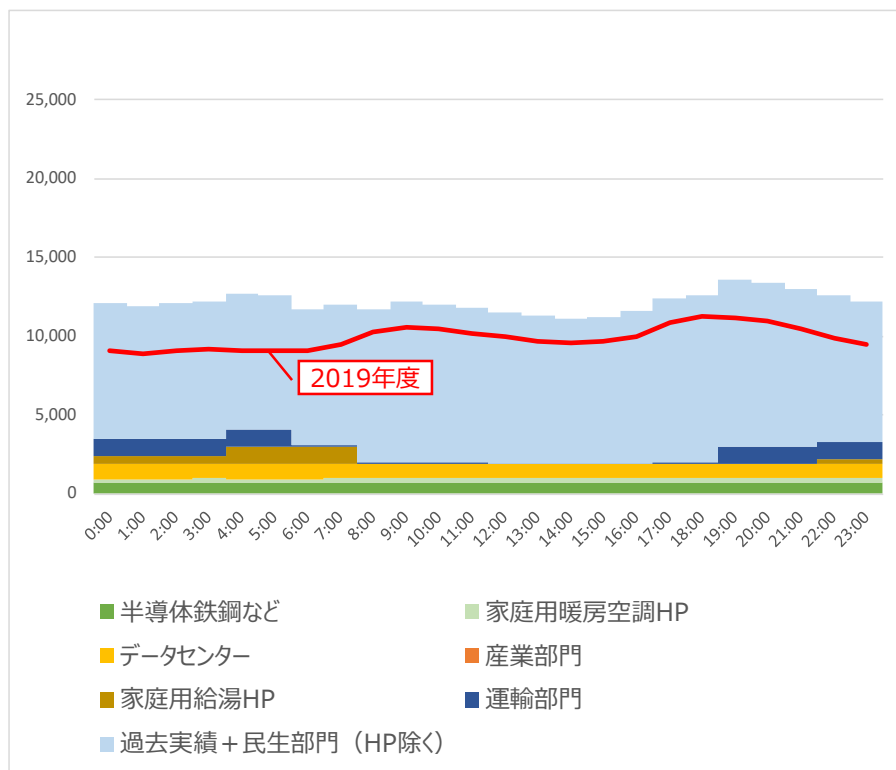
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

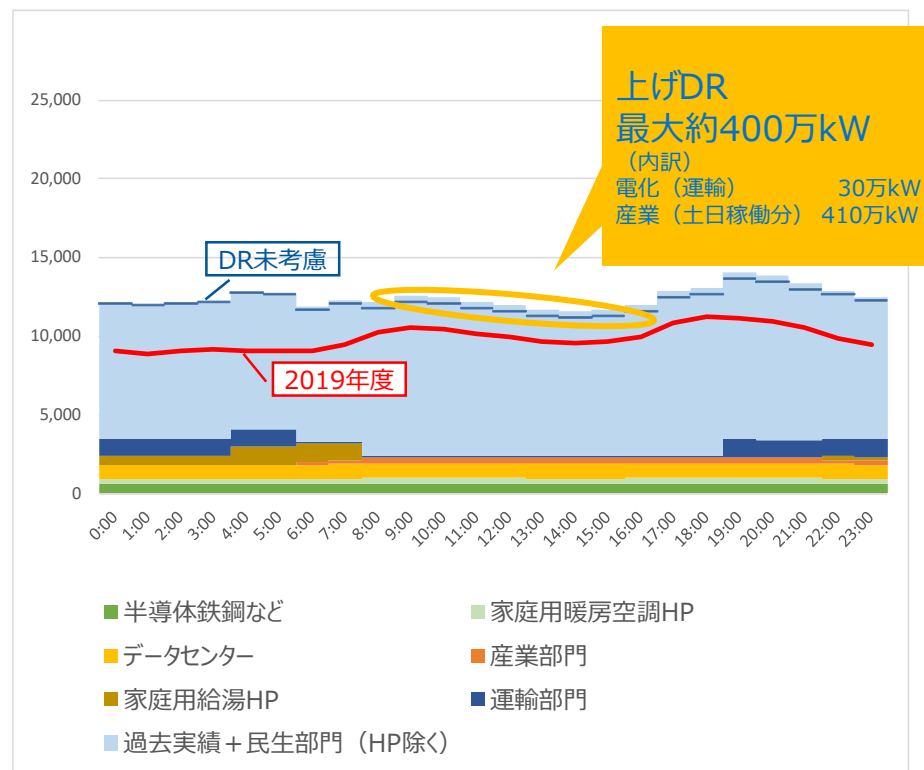
71

- 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

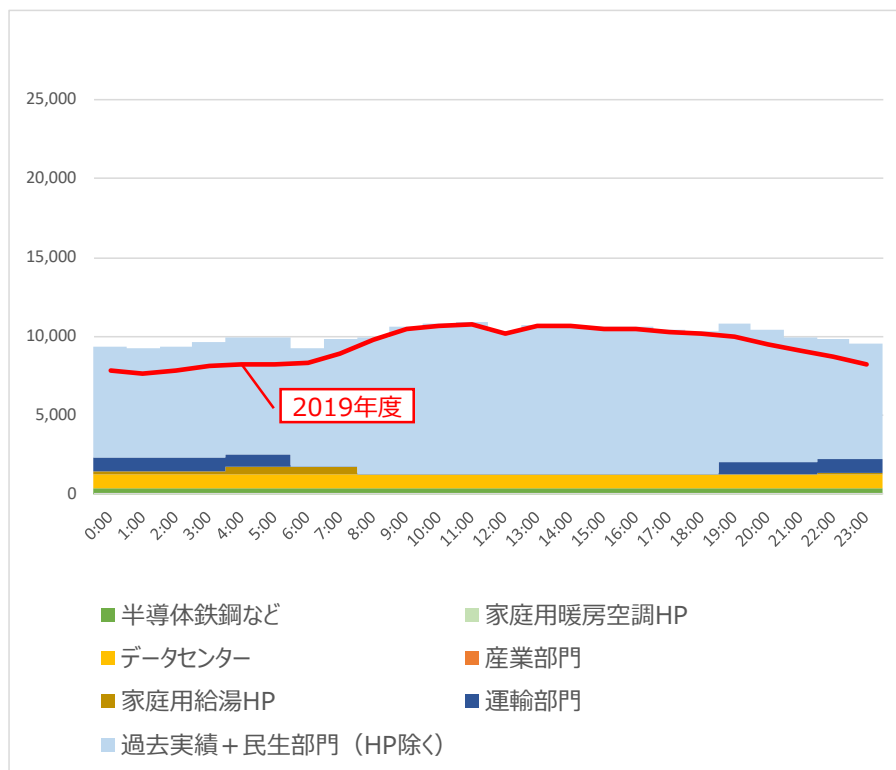
参考2. DR考慮前・考慮後のロードカーブ・2050年

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 9,500億kWhケース

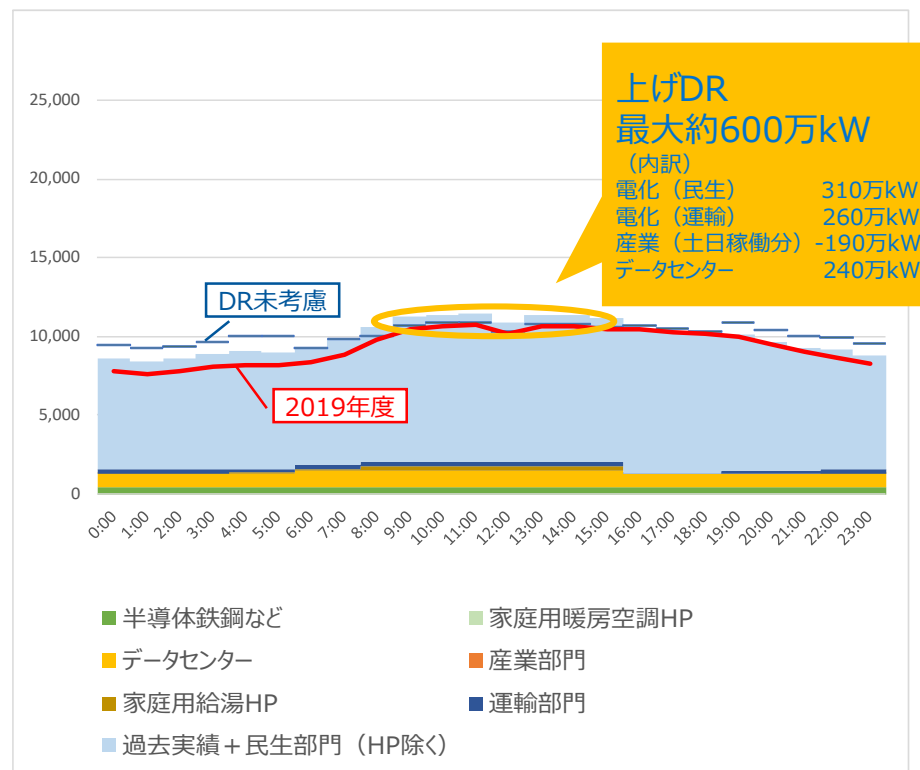
73

- 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）



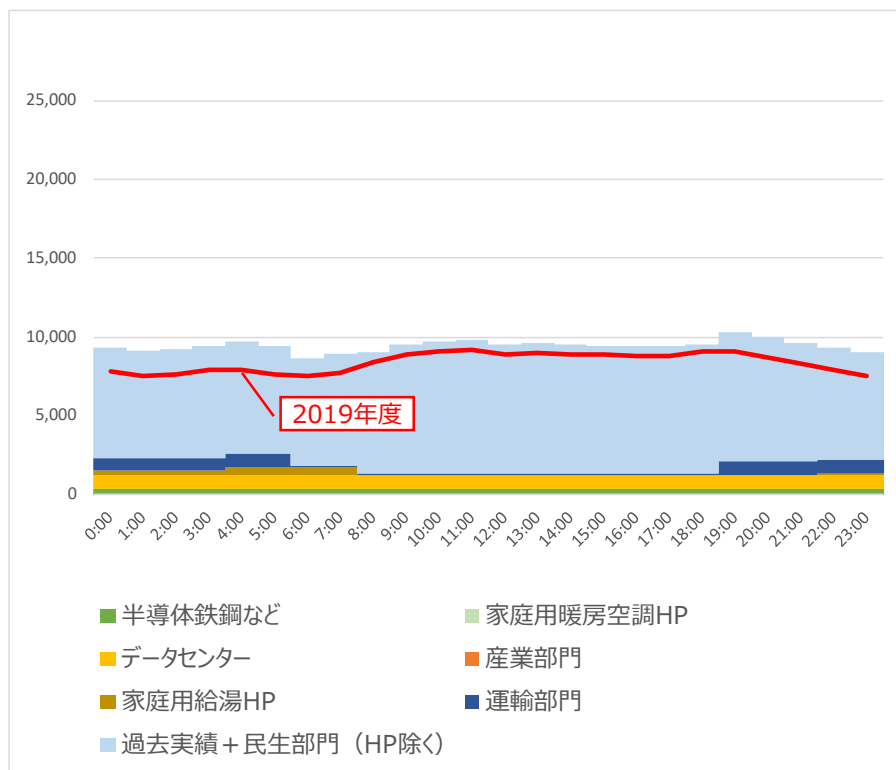
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

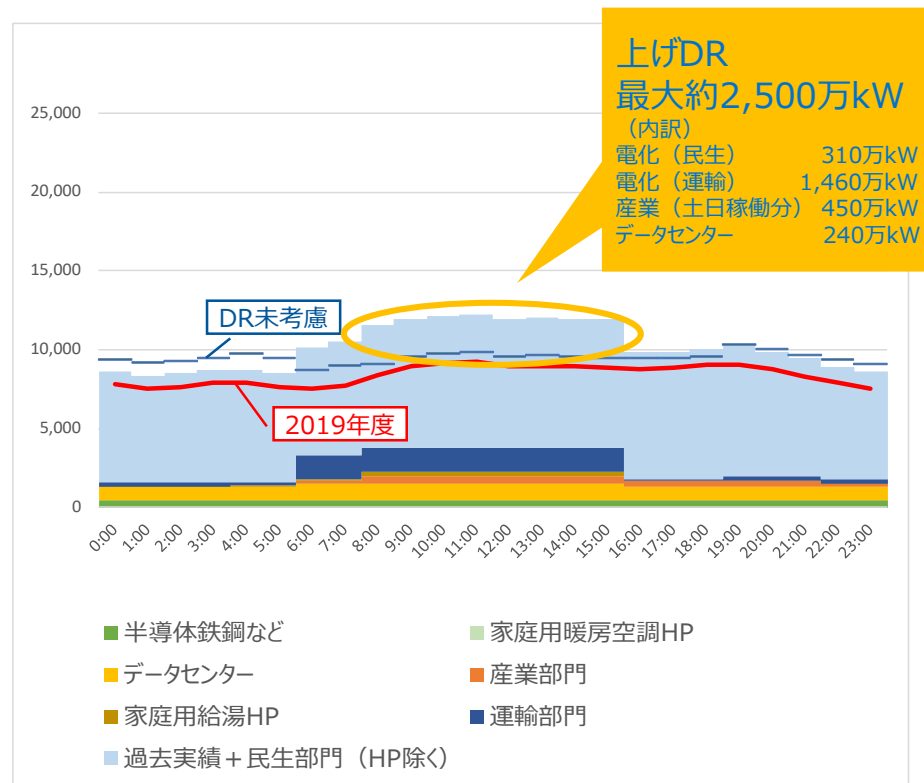
74

- 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）



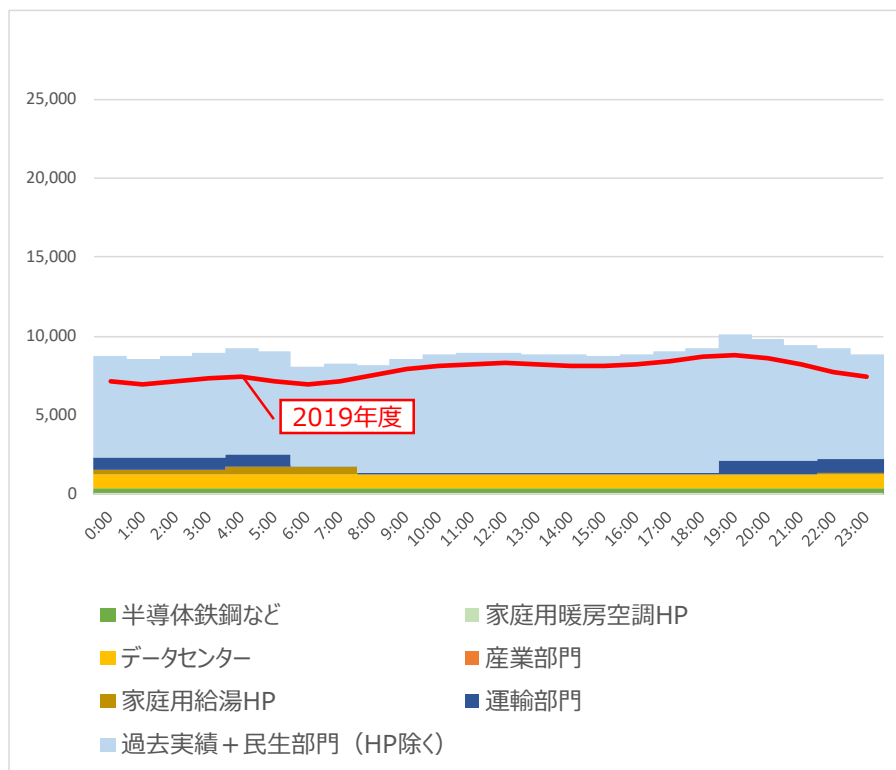
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

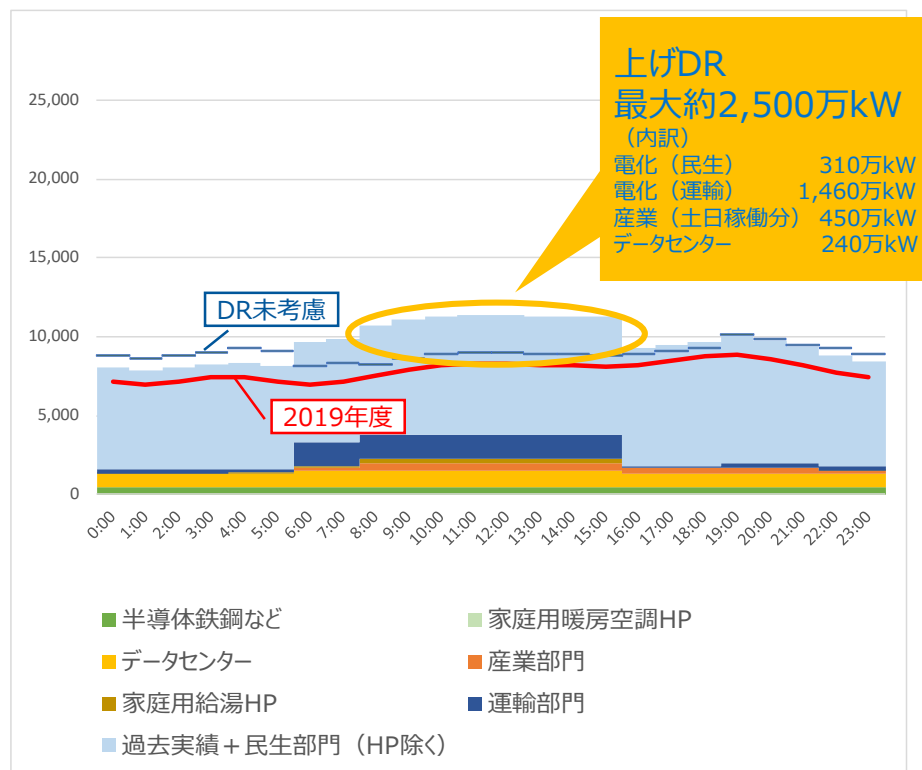
75

- 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）



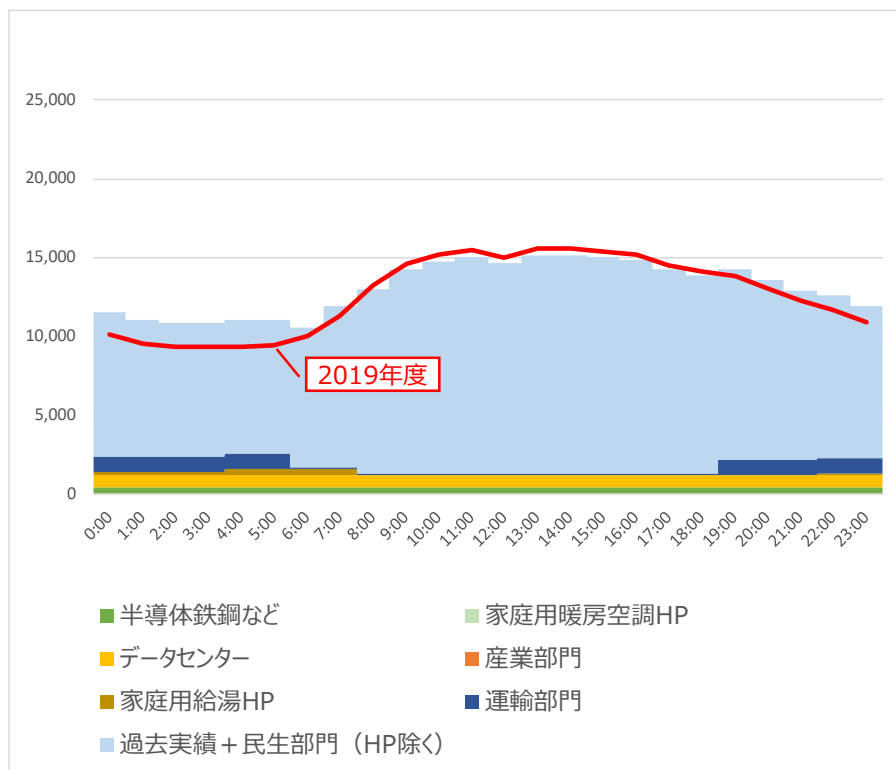
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月平日） 9,500億kWhケース

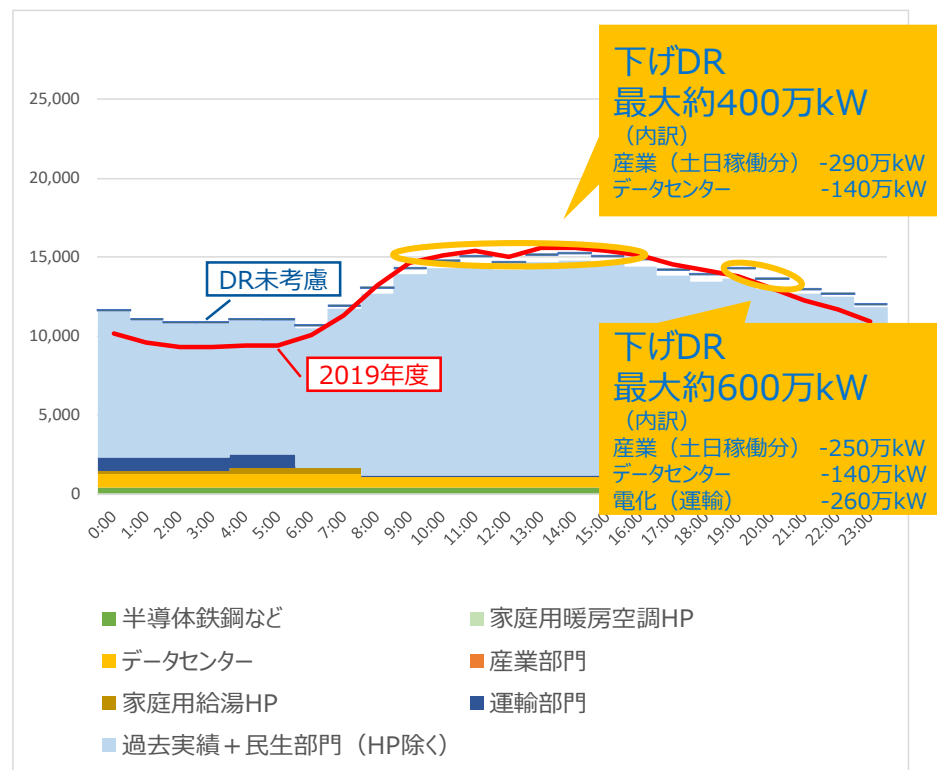
76

- 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）



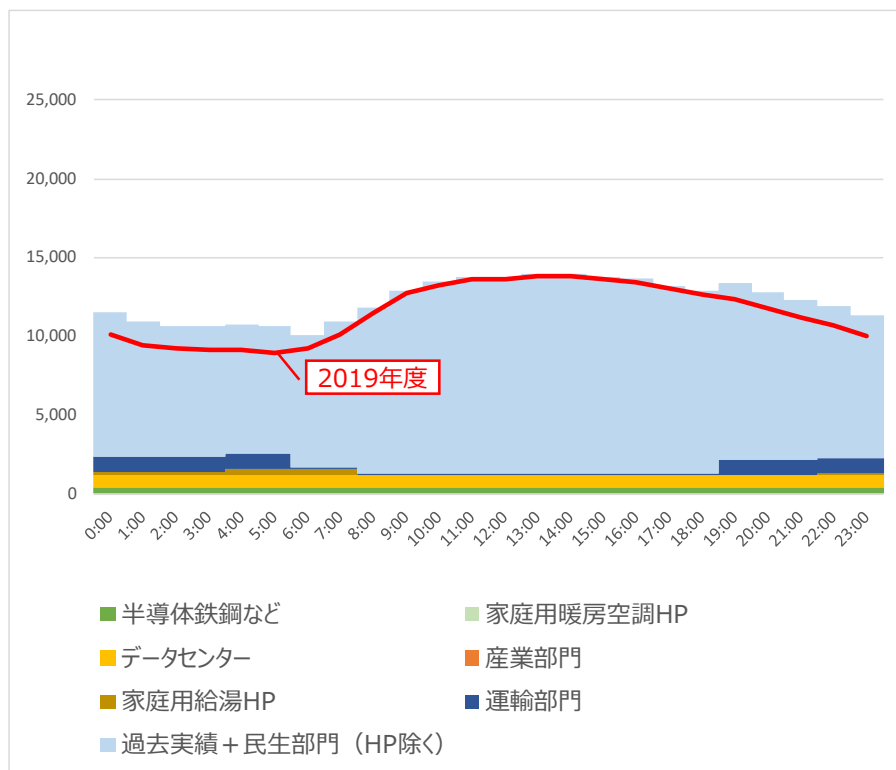
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月土曜日） 9,500億kWhケース

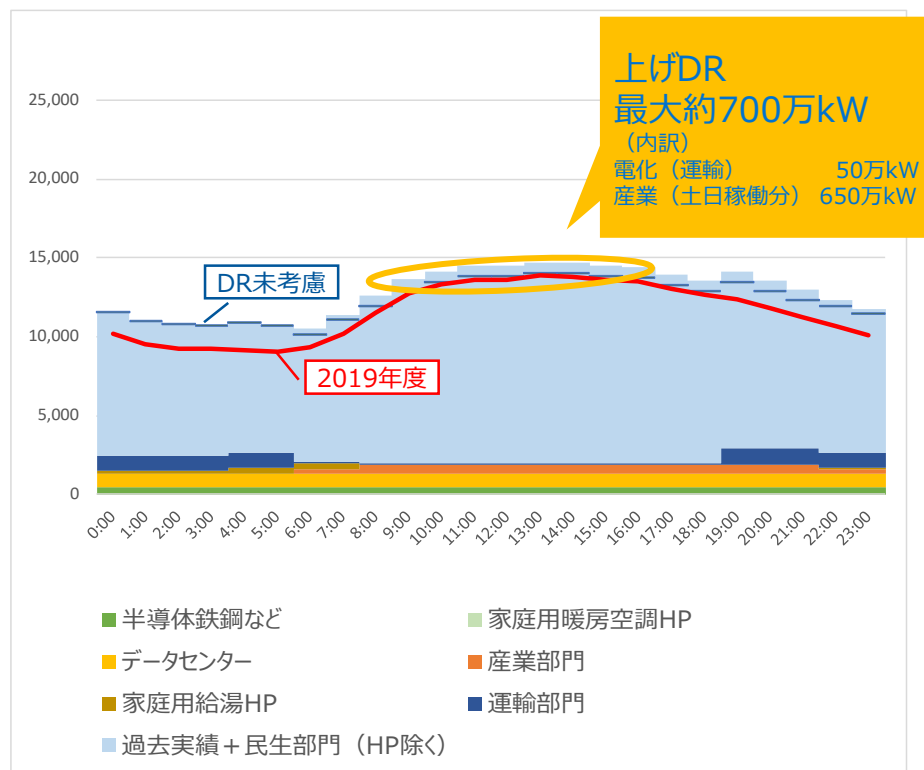
77

- 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）



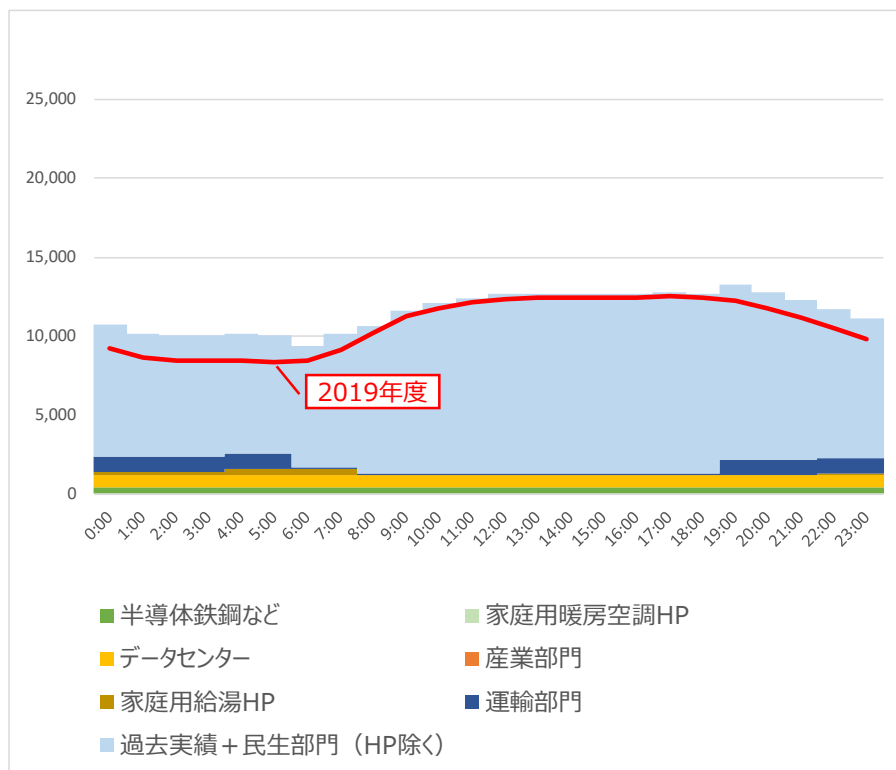
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

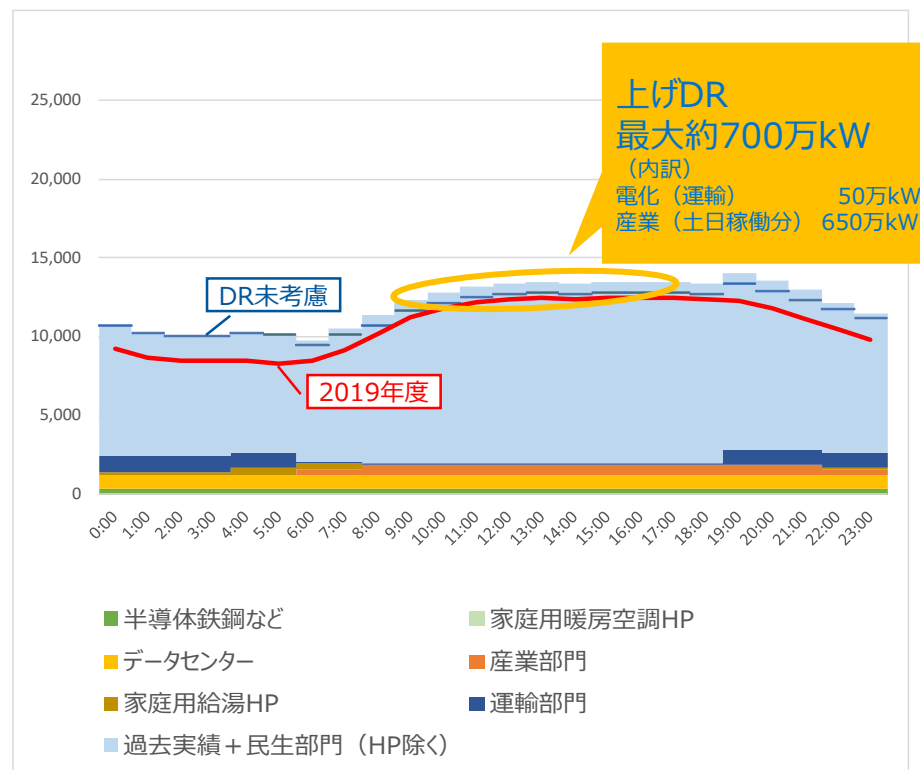
78

- 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）



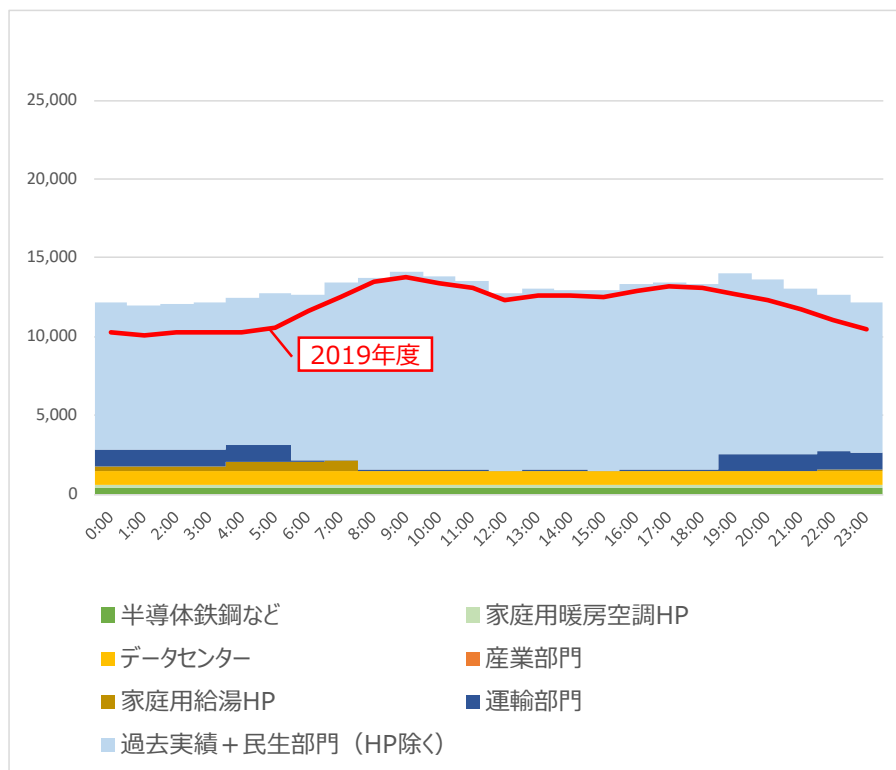
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 9,500億kWhケース

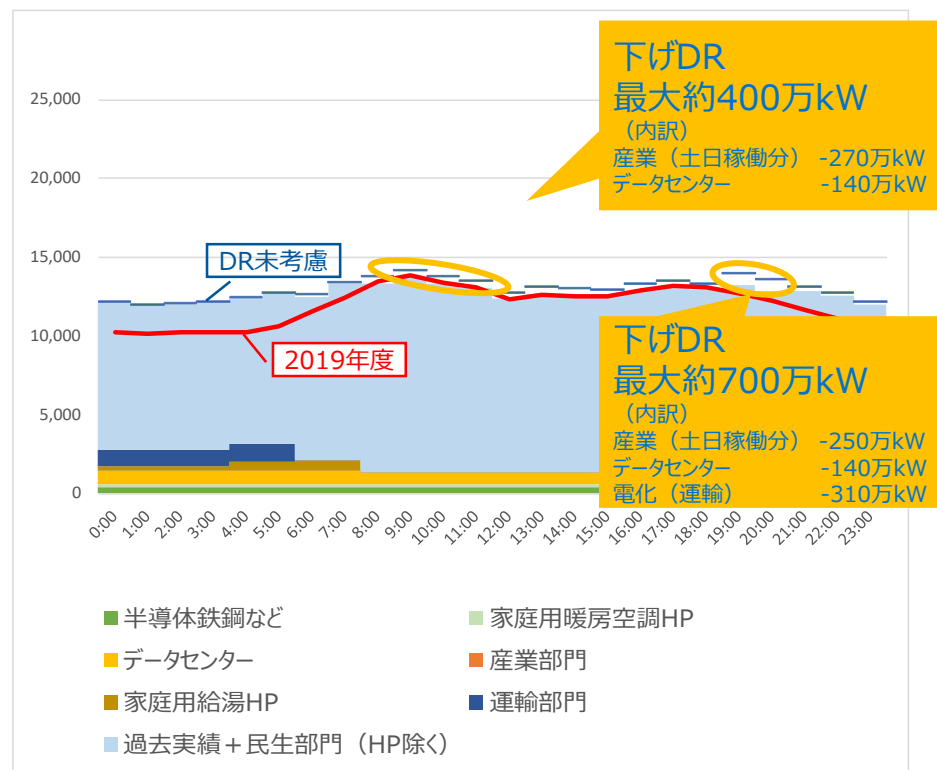
79

- 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）



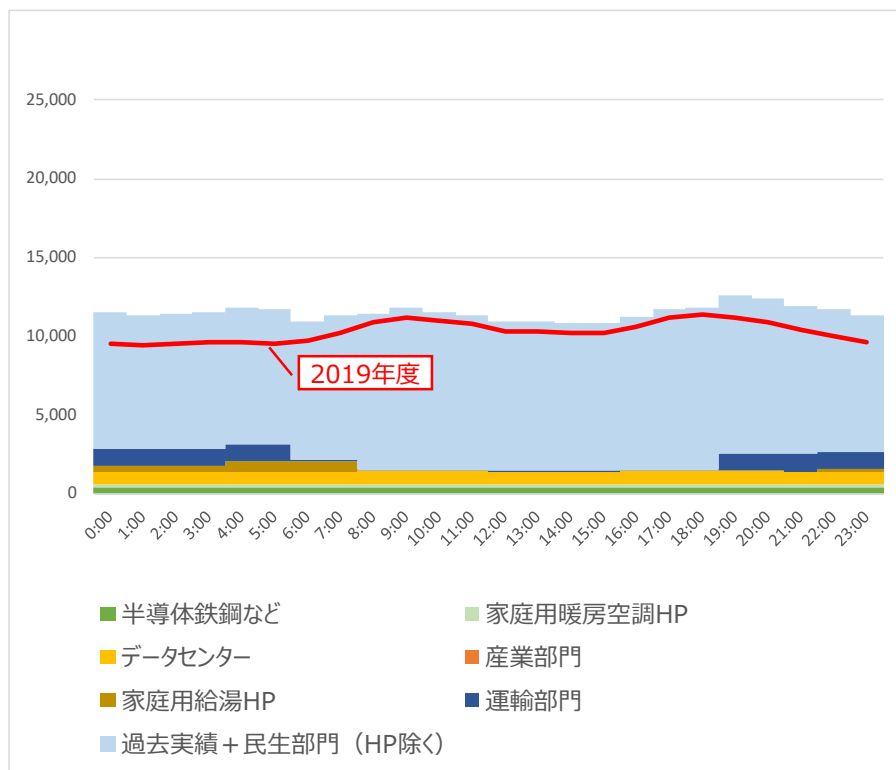
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

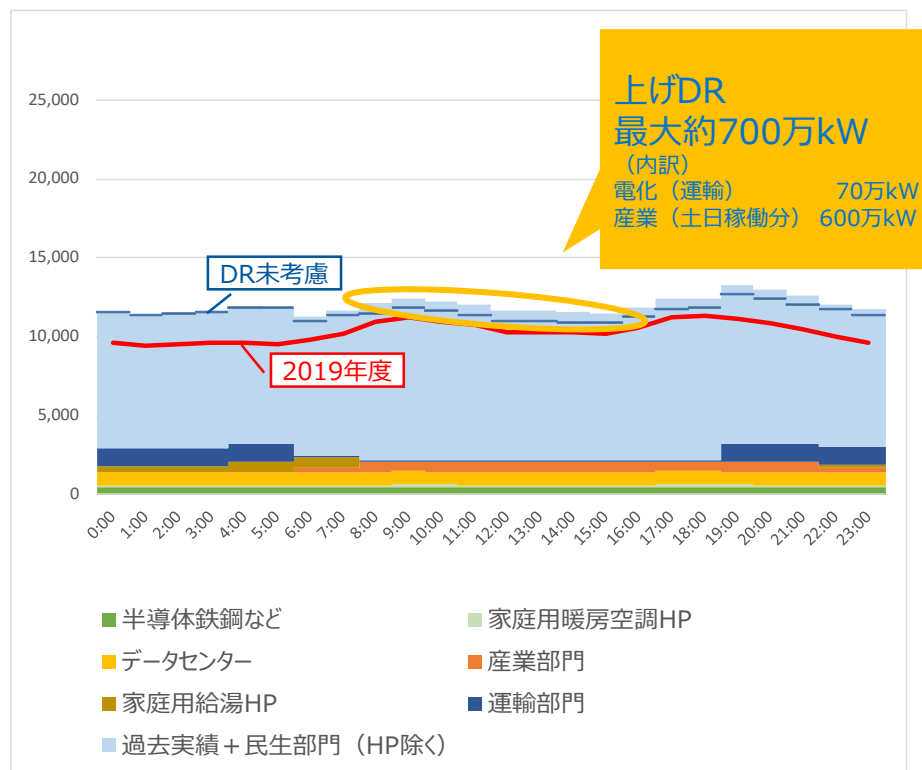
80

- 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）



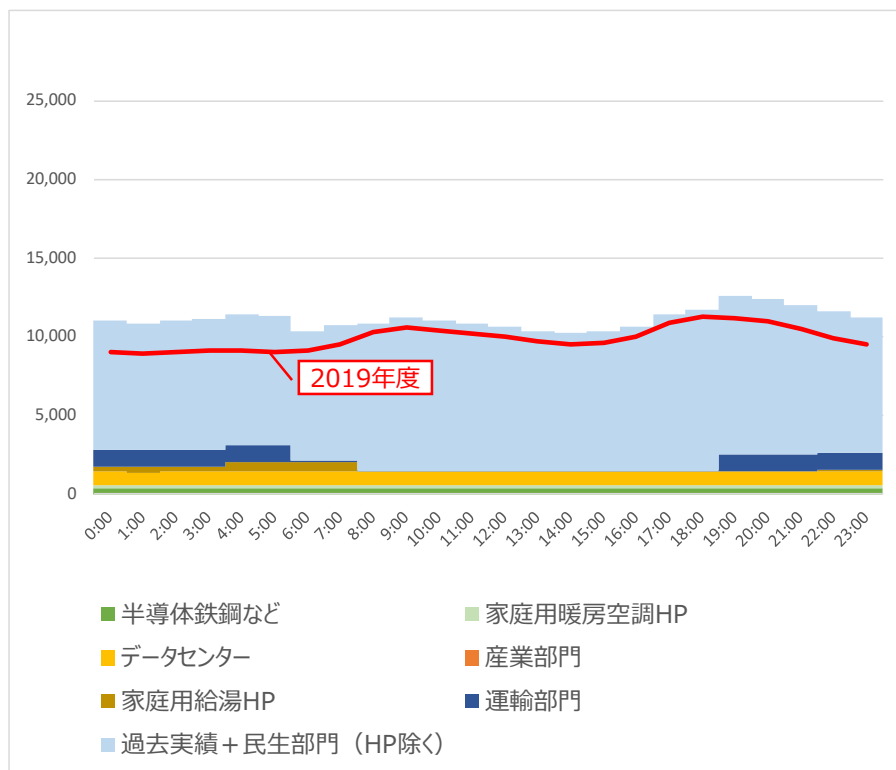
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月日曜日） 9,500億kWhケース

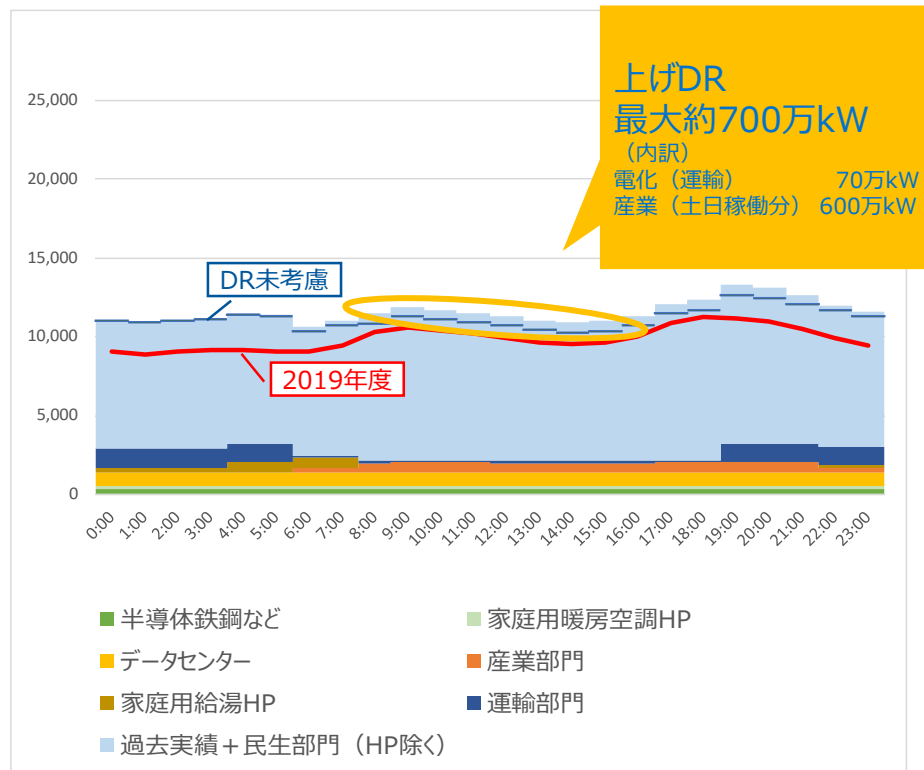
81

- 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）



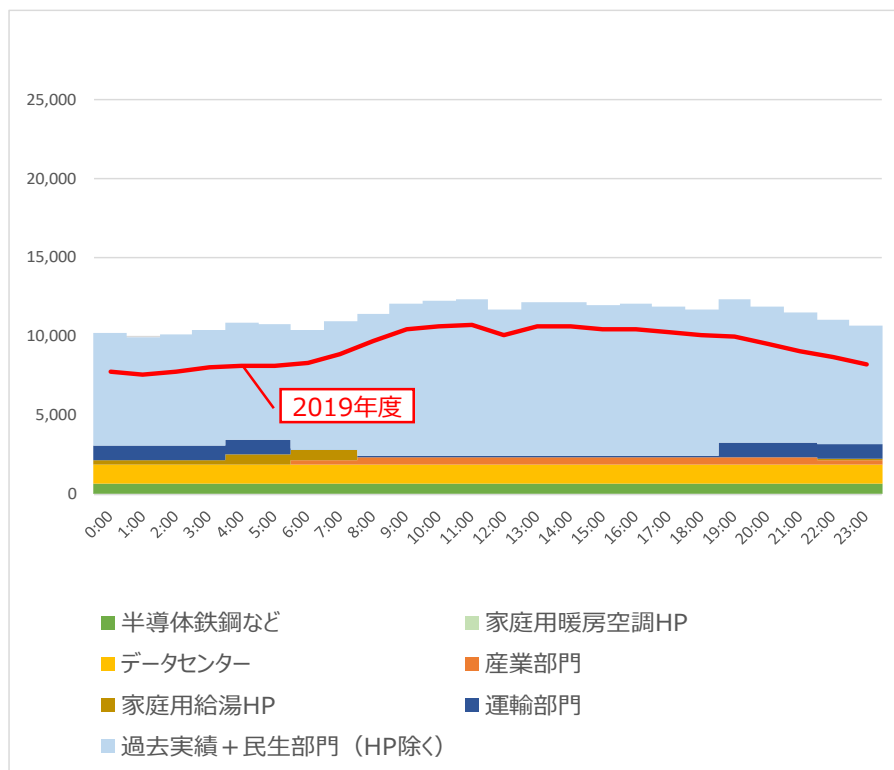
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 10,500億kWhケース

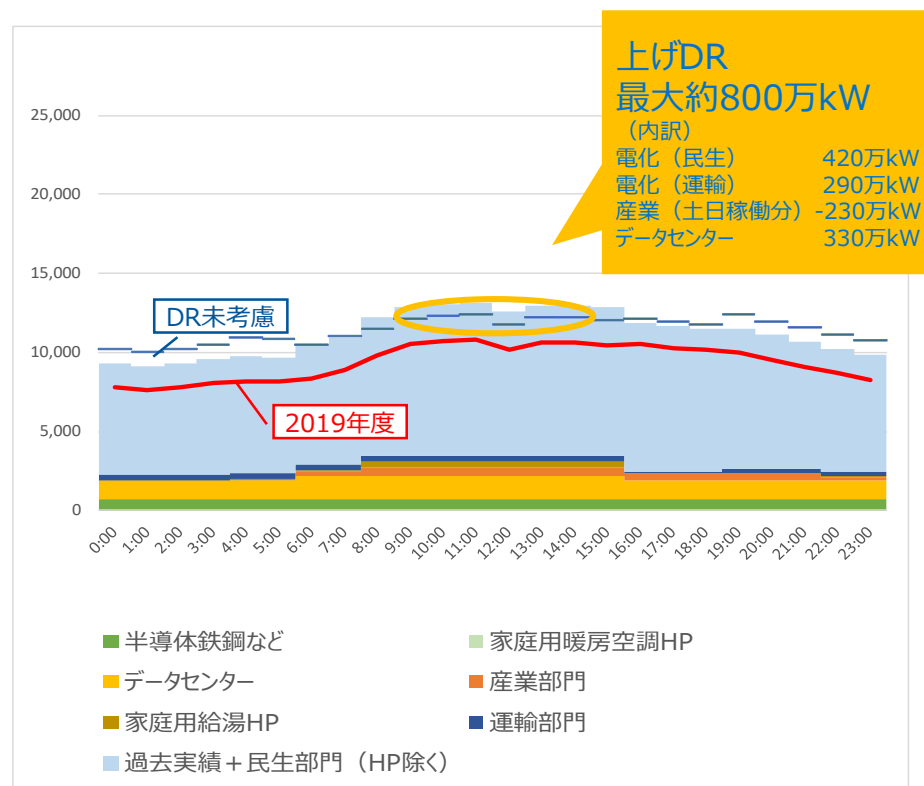
82

- 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）



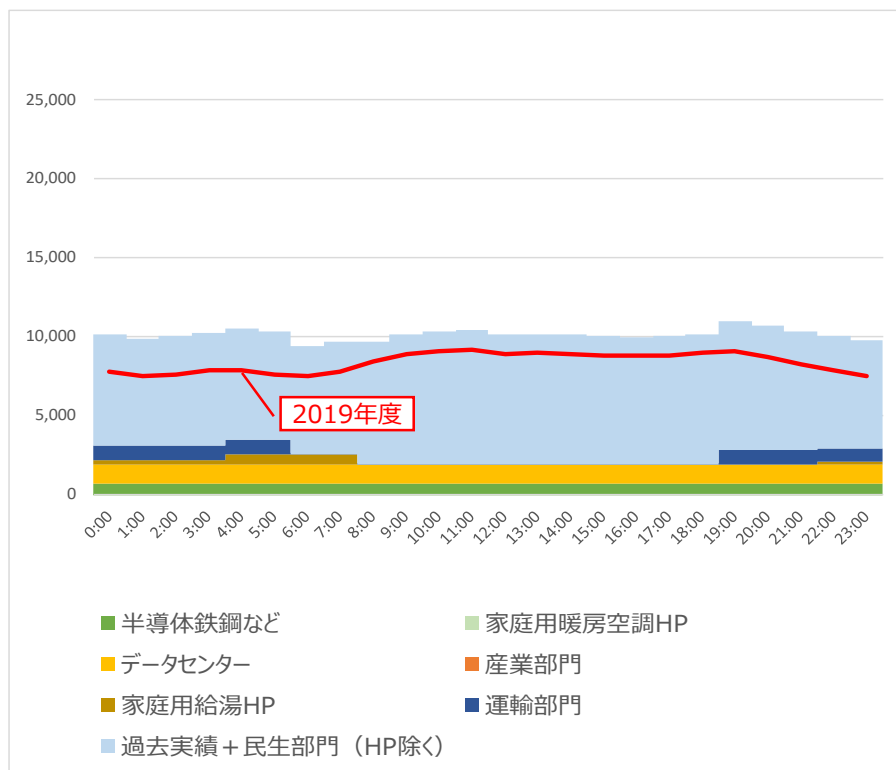
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

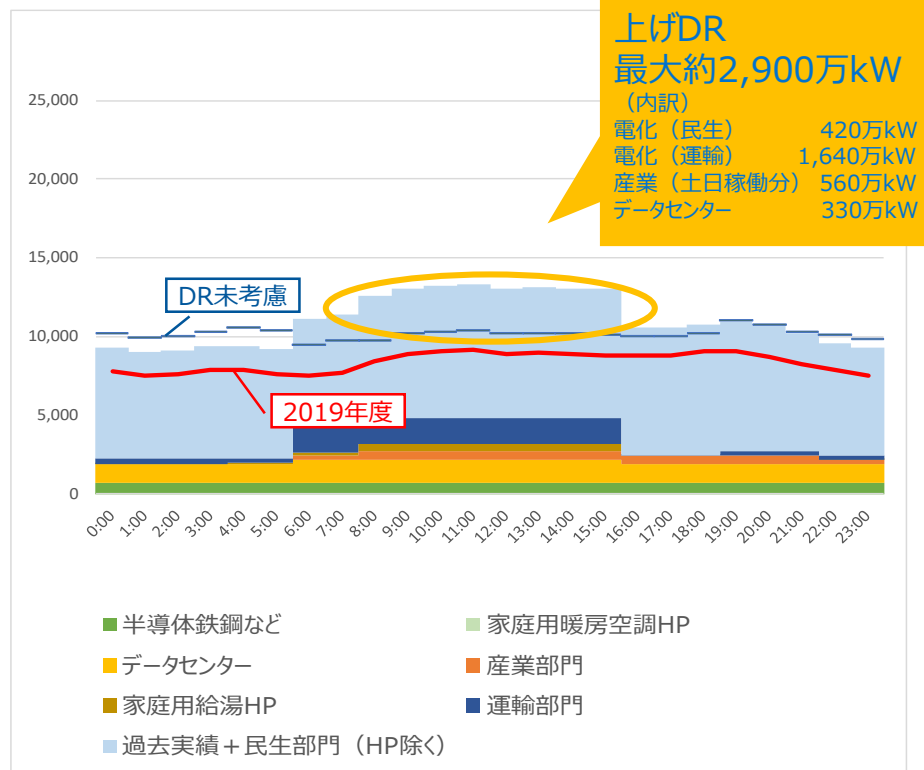
83

- 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）



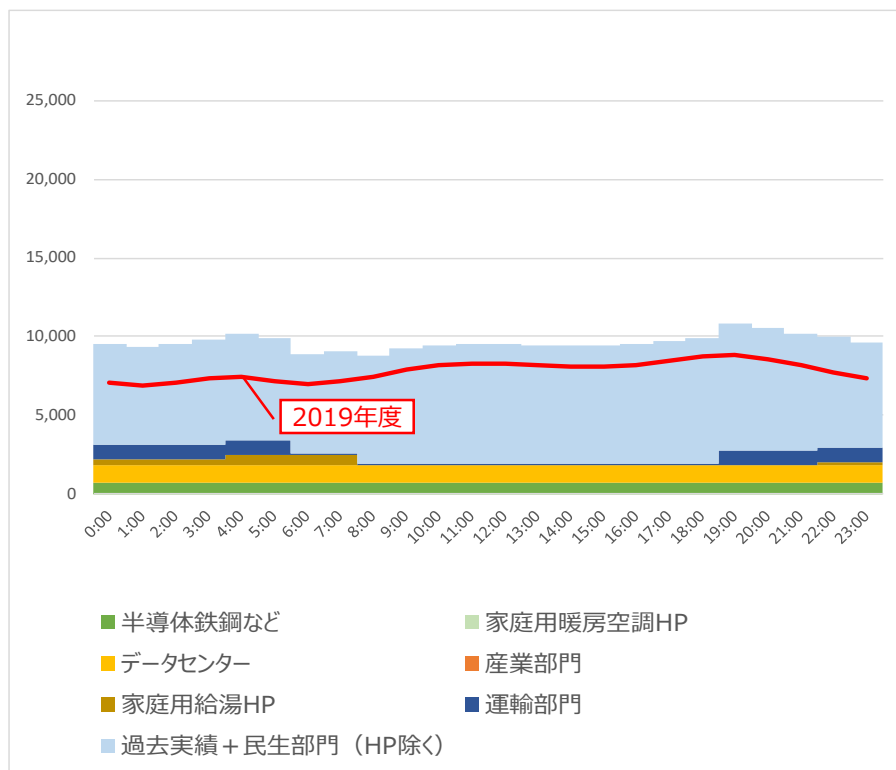
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

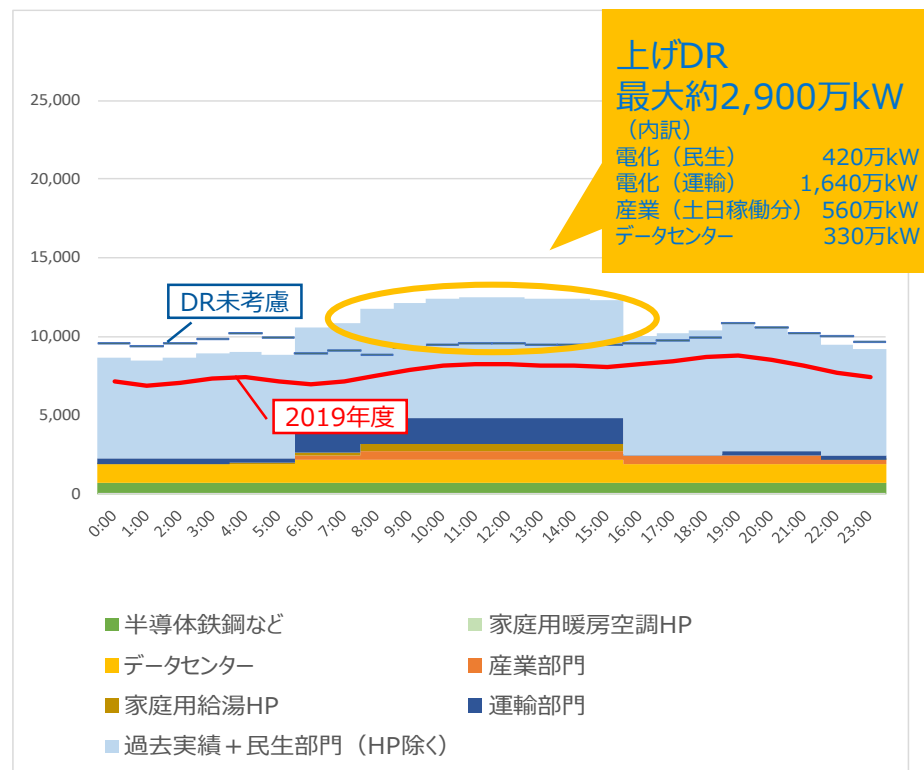
84

- 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）



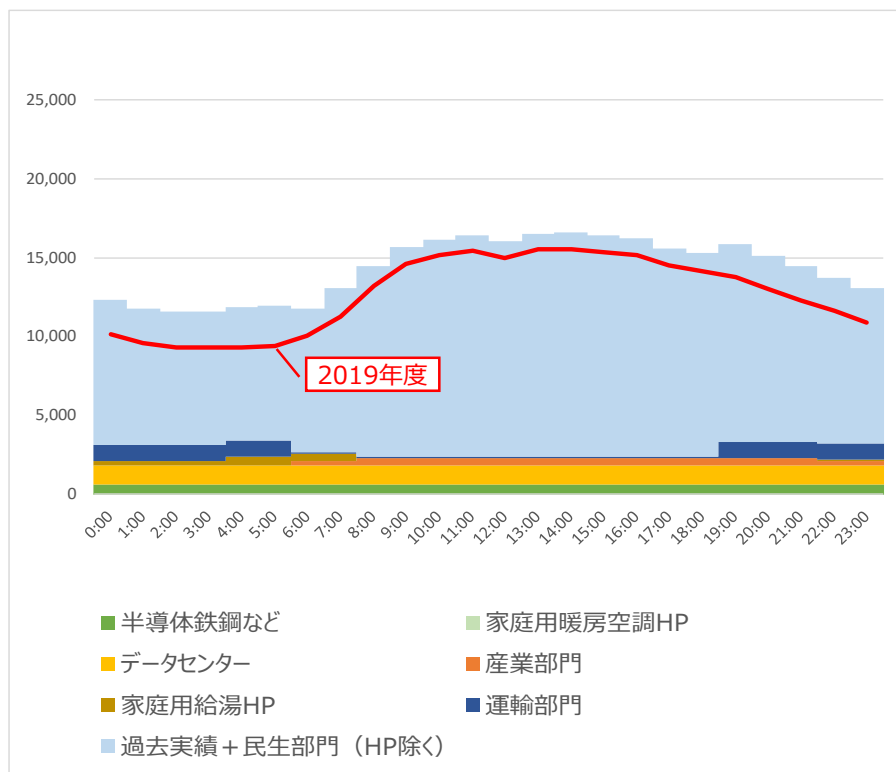
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月平日） 10,500億kWhケース

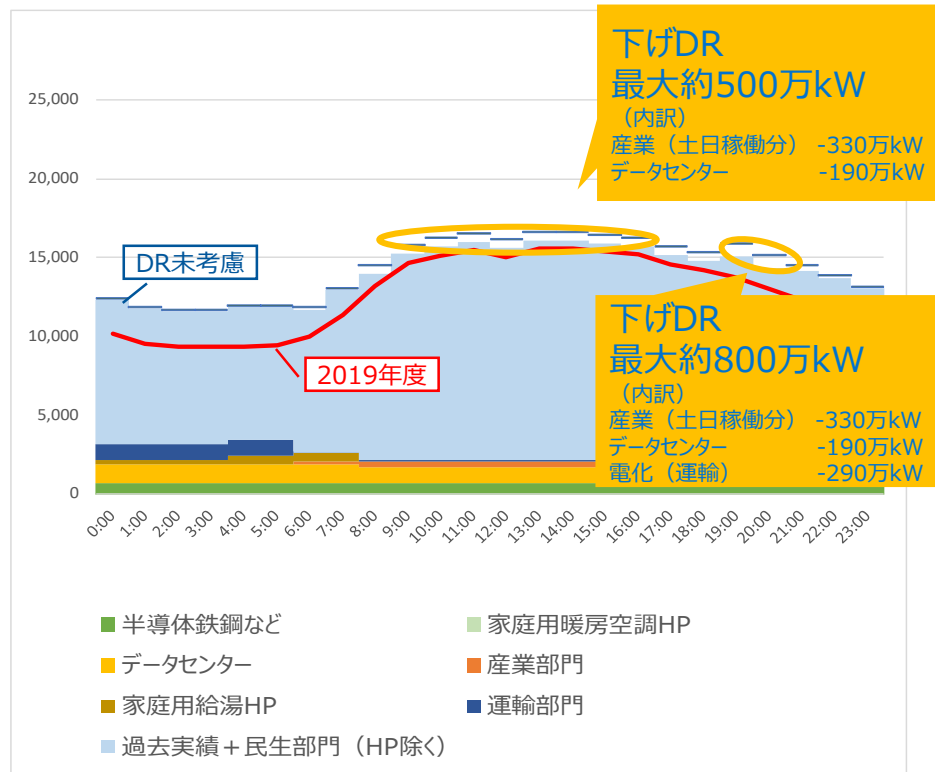
85

- 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）



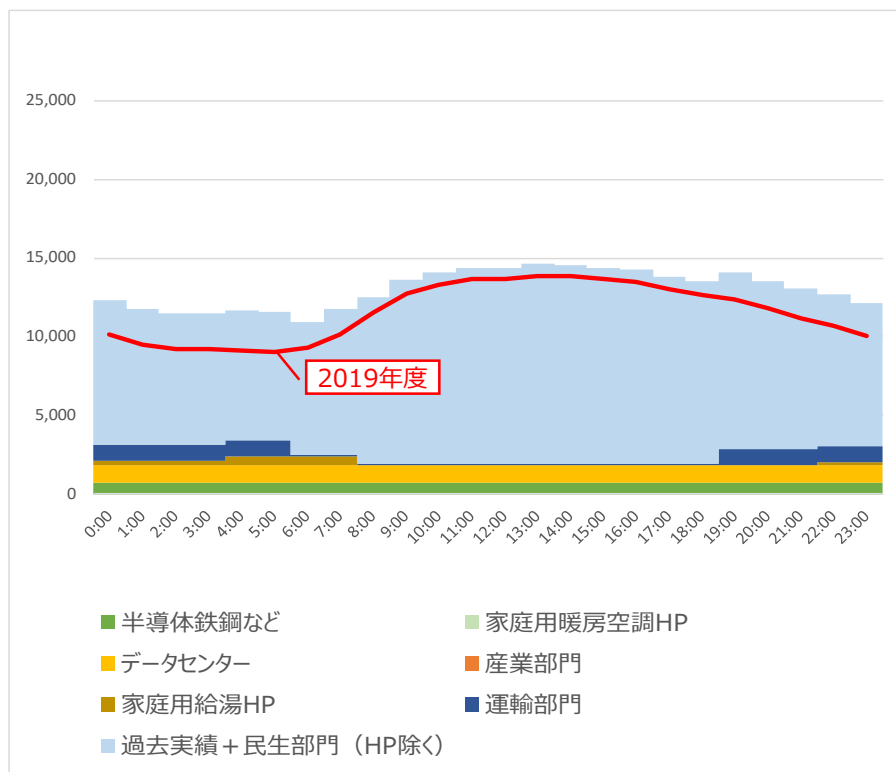
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

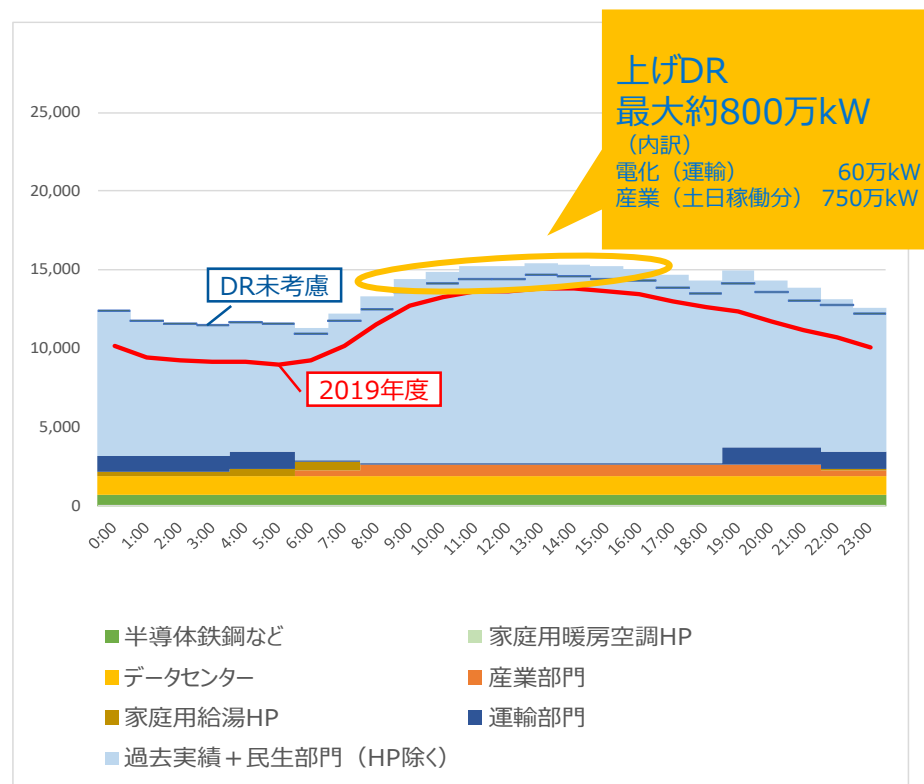
86

- 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）



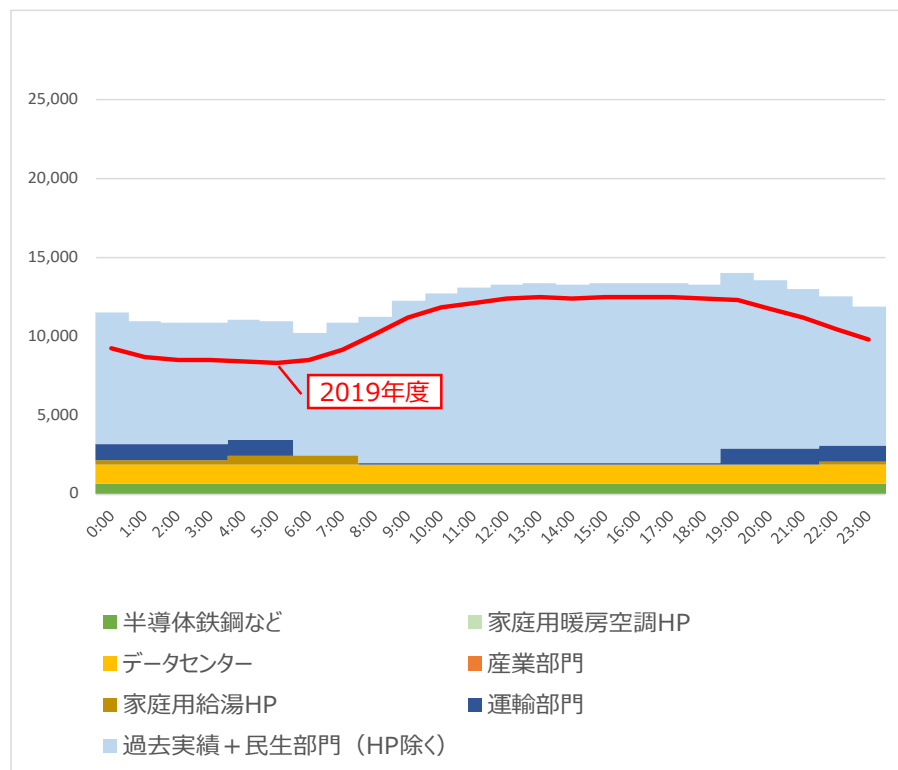
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

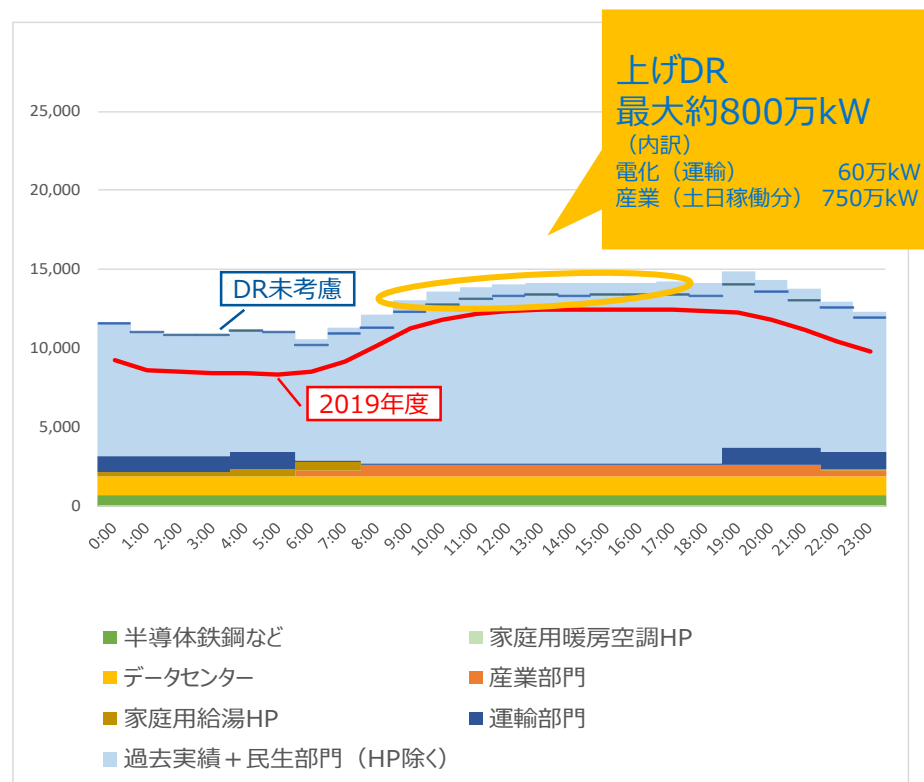
87

- 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）



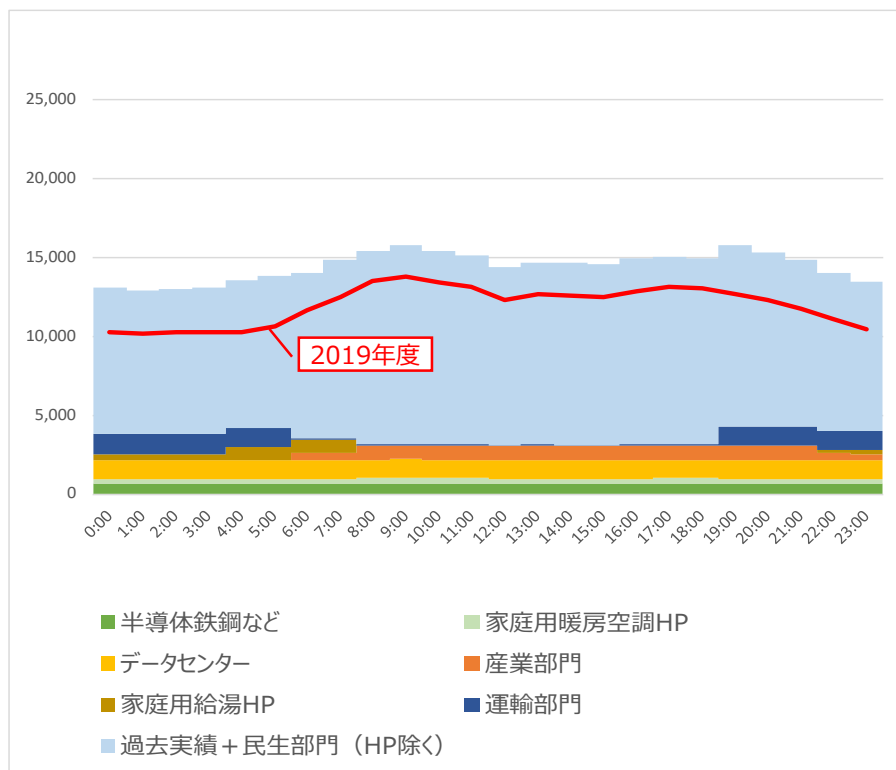
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 10,500億kWhケース

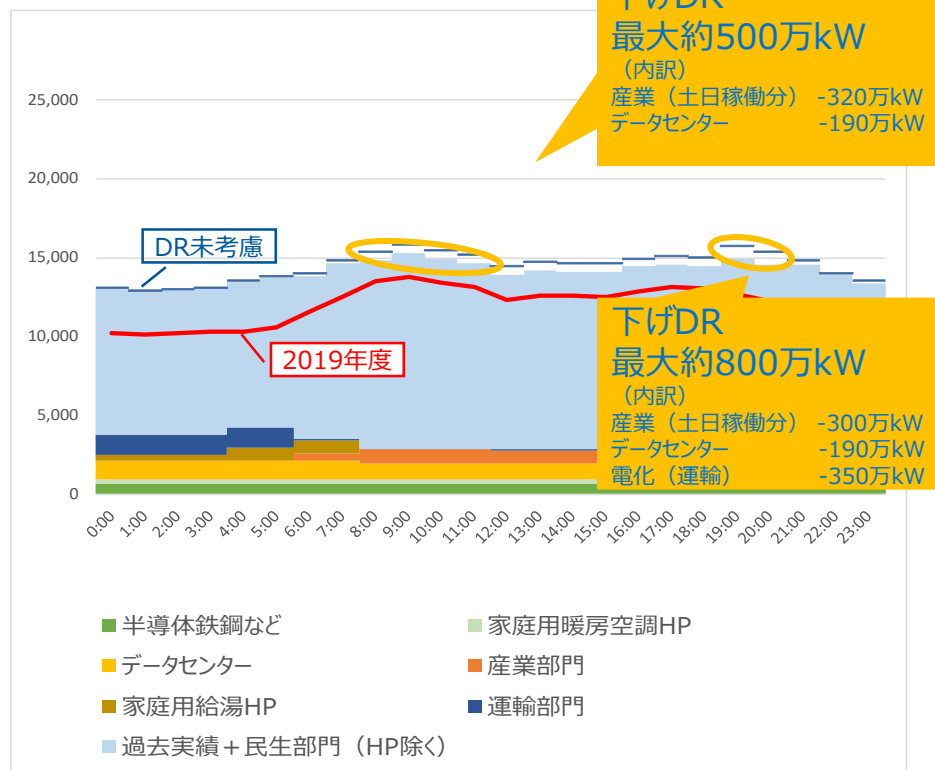
88

- 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）



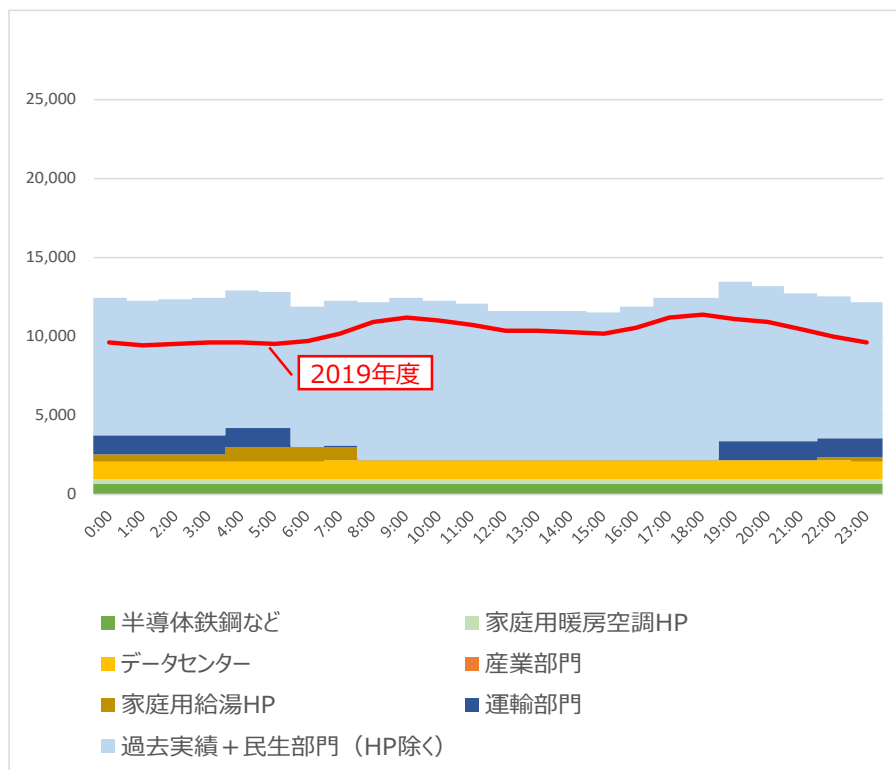
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

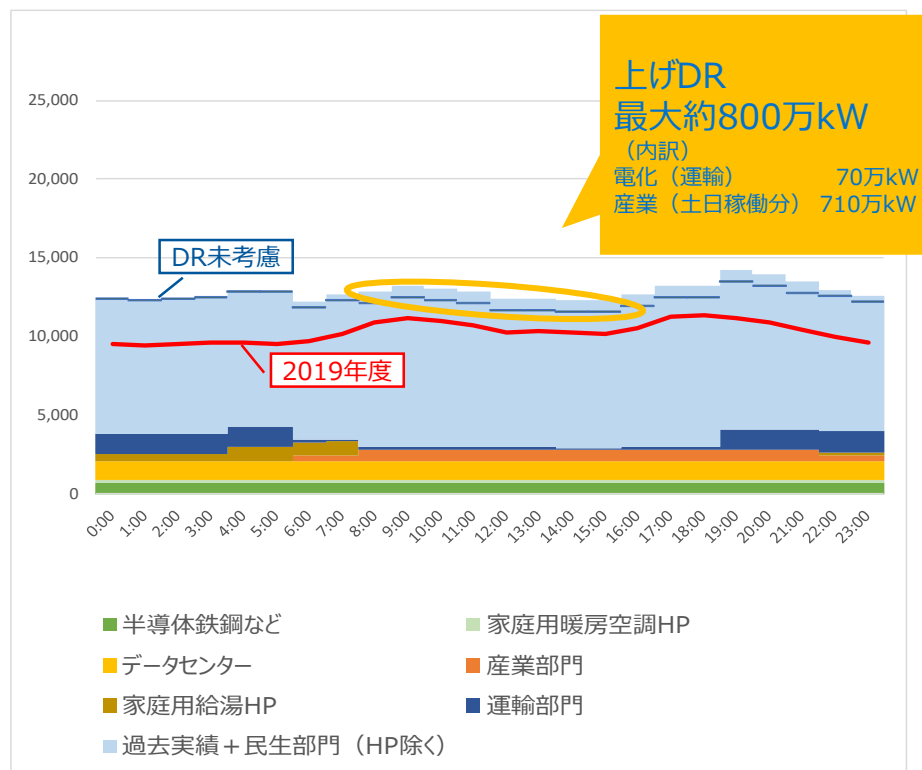
89

- 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）



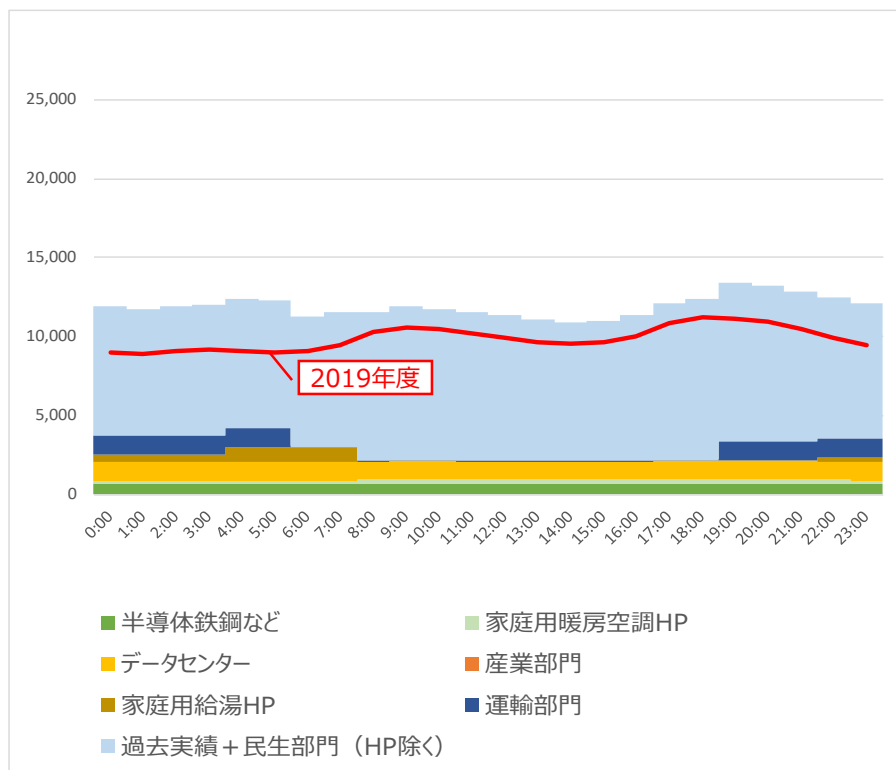
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月日曜日） 10,500億kWhケース

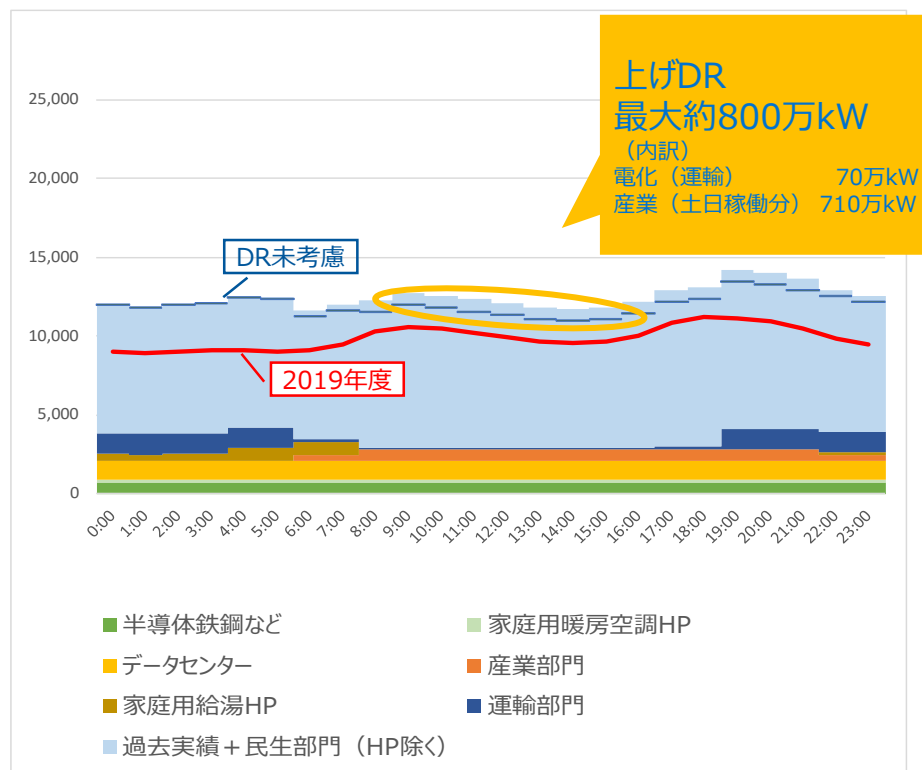
90

- 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）



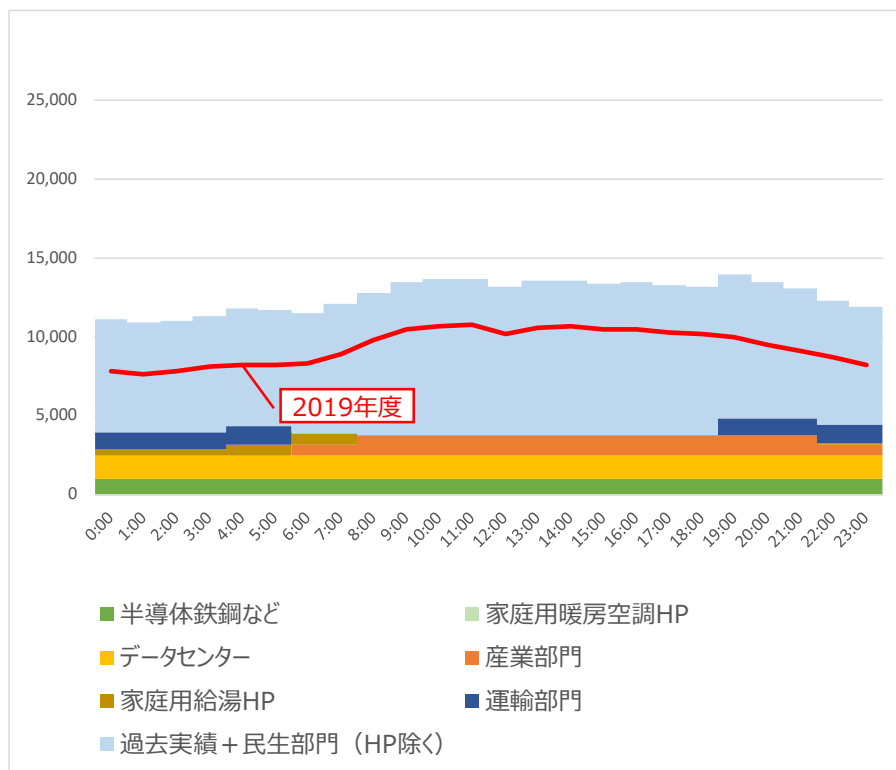
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 11,500億kWhケース

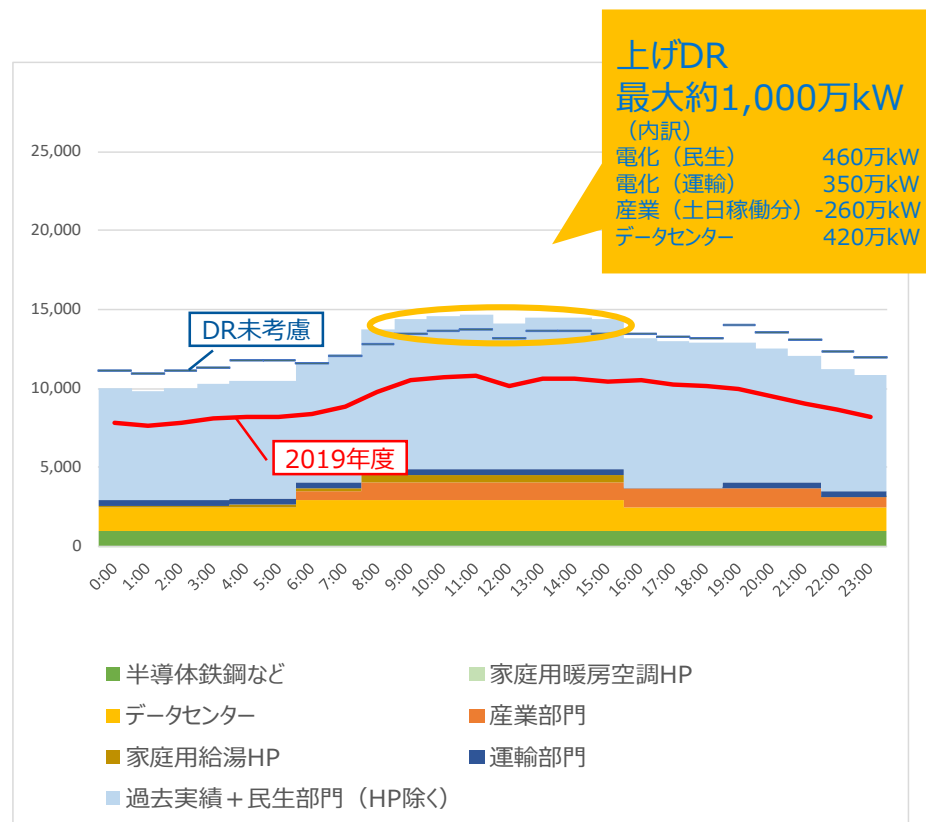
91

- 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）



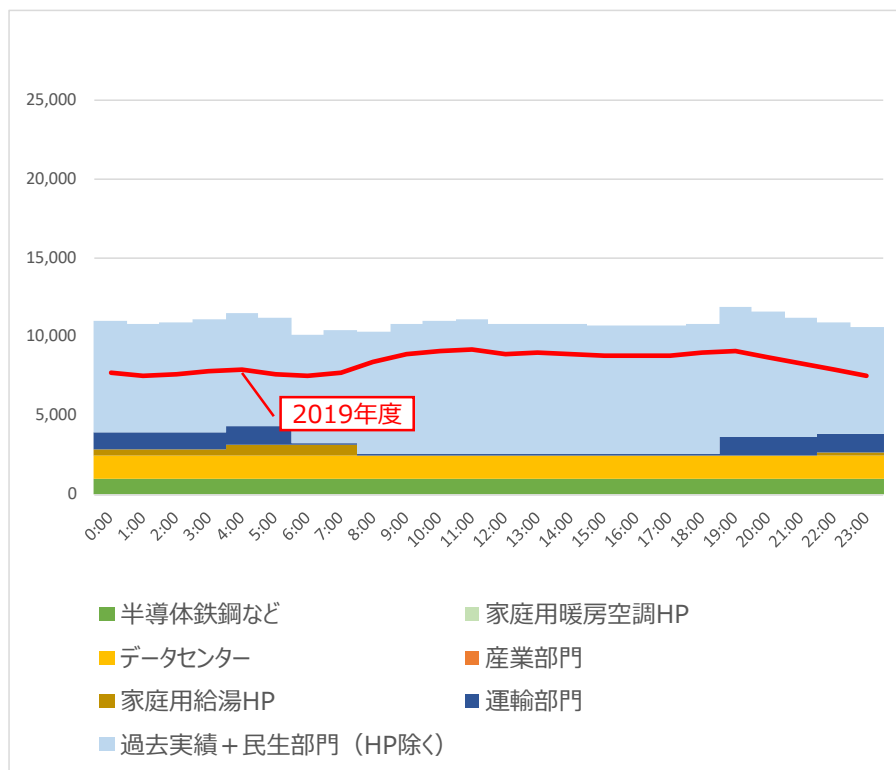
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

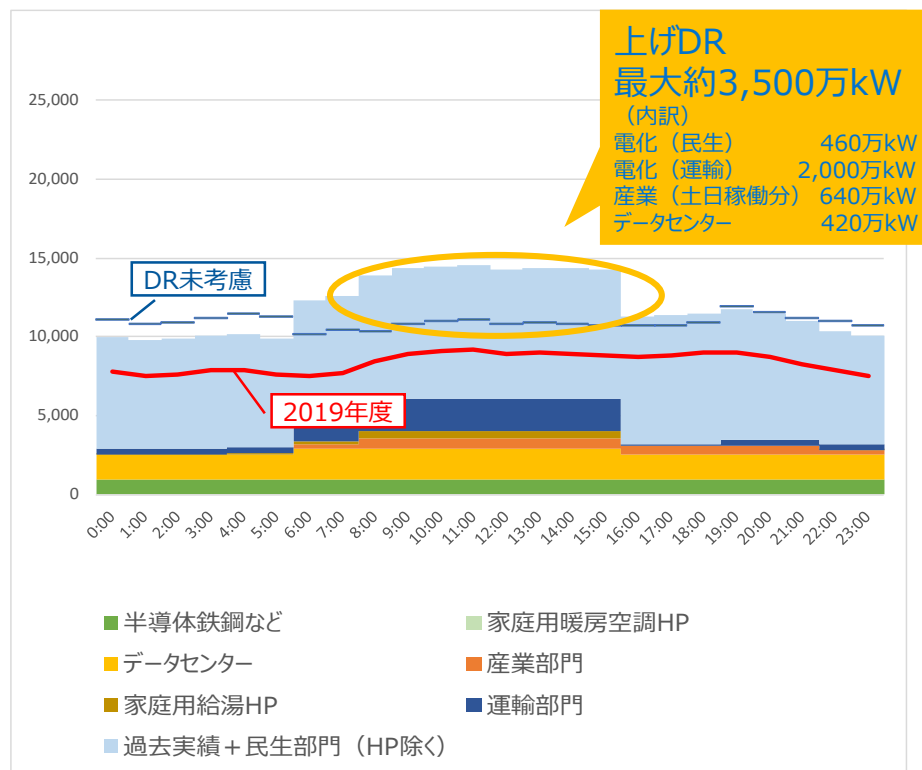
92

- 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）



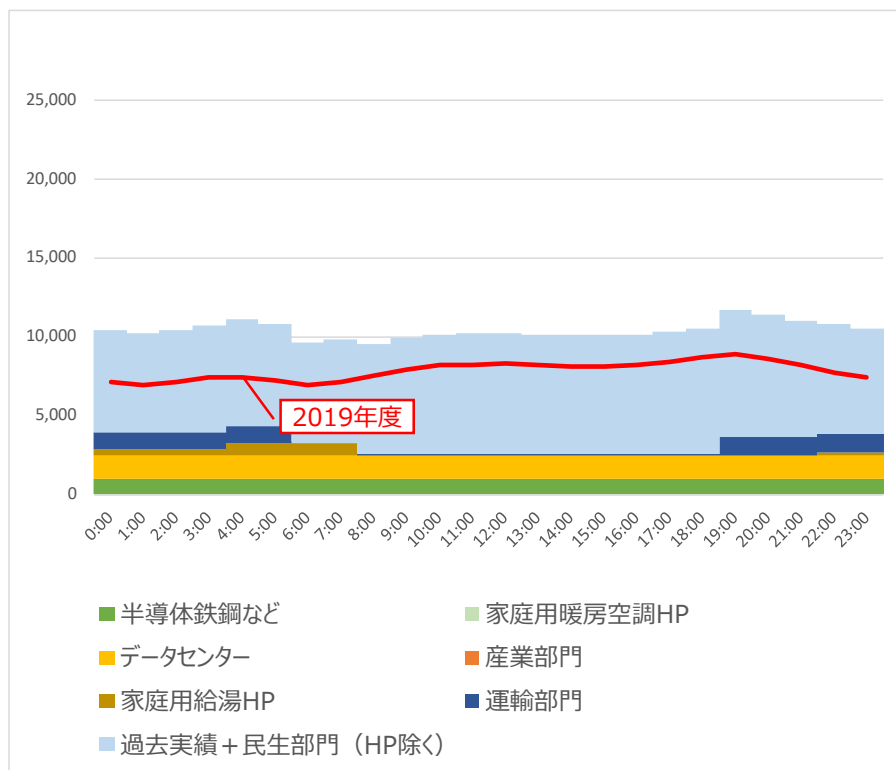
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

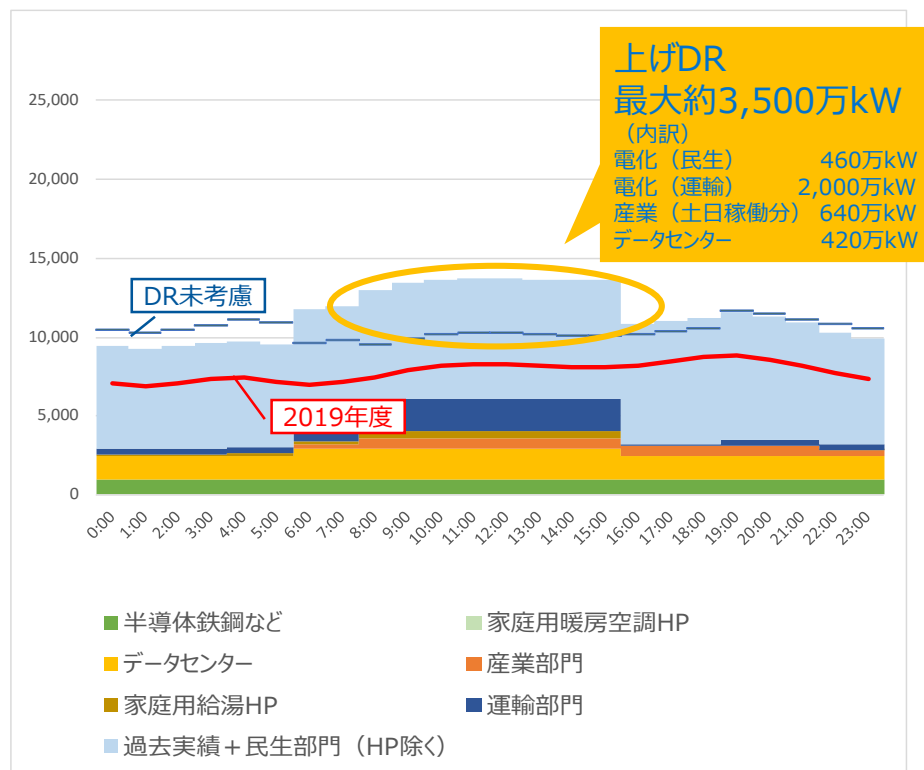
93

- 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）



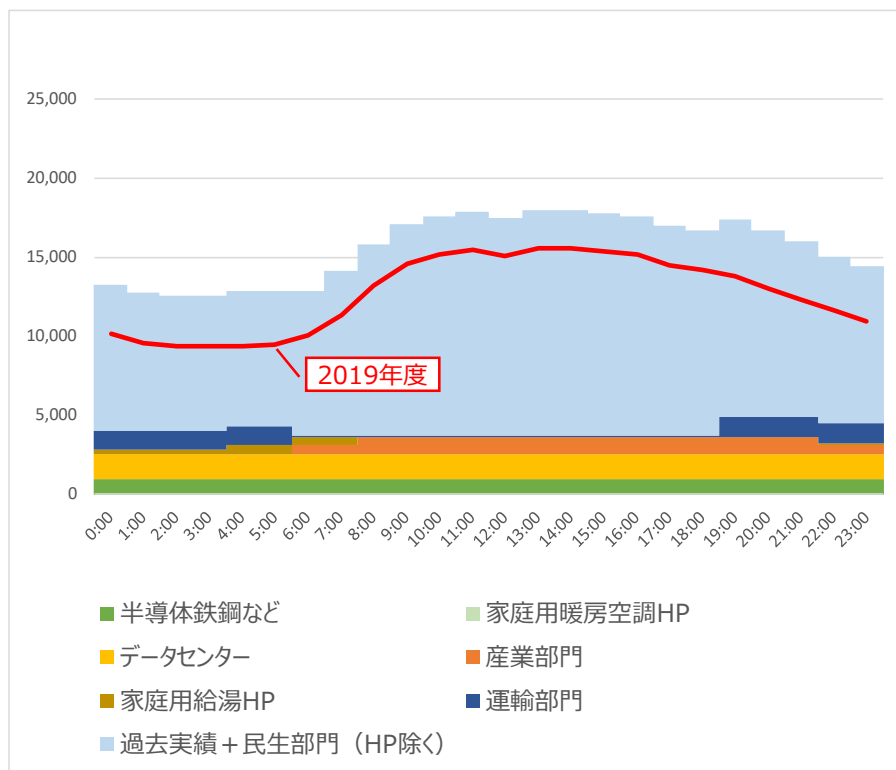
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（8月平日） 11,500億kWhケース

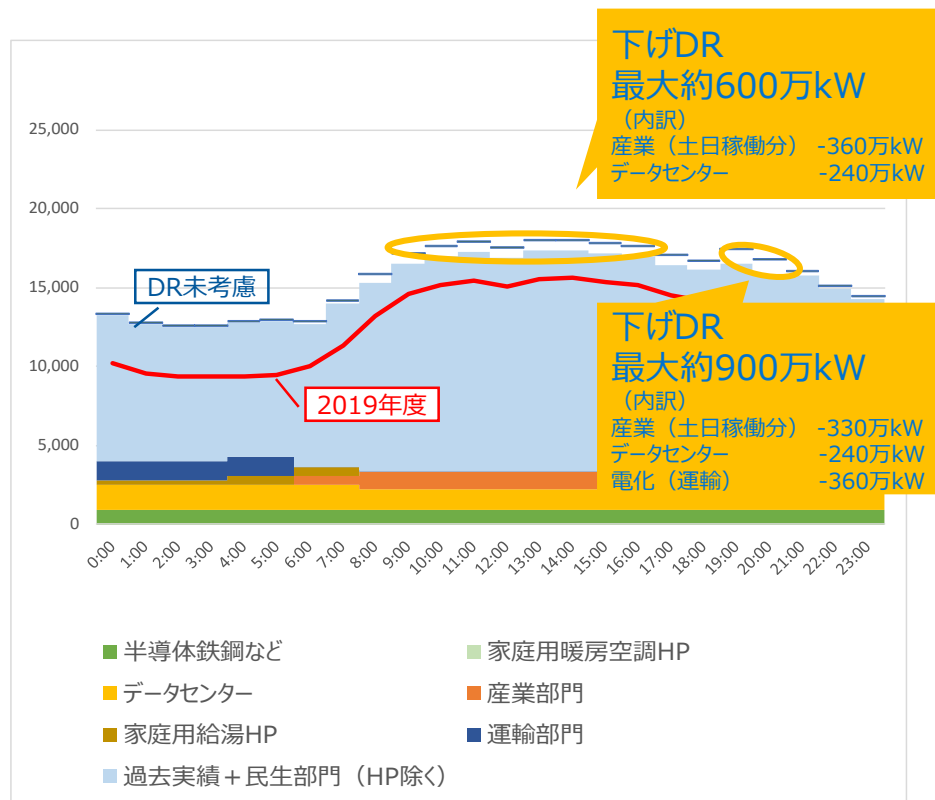
94

- 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）



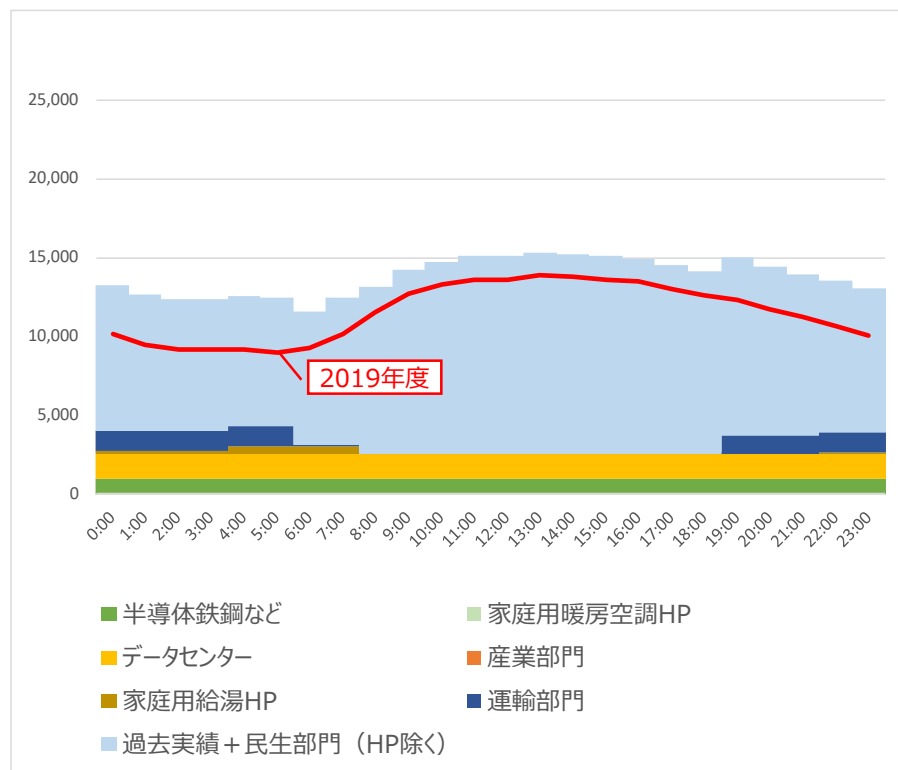
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

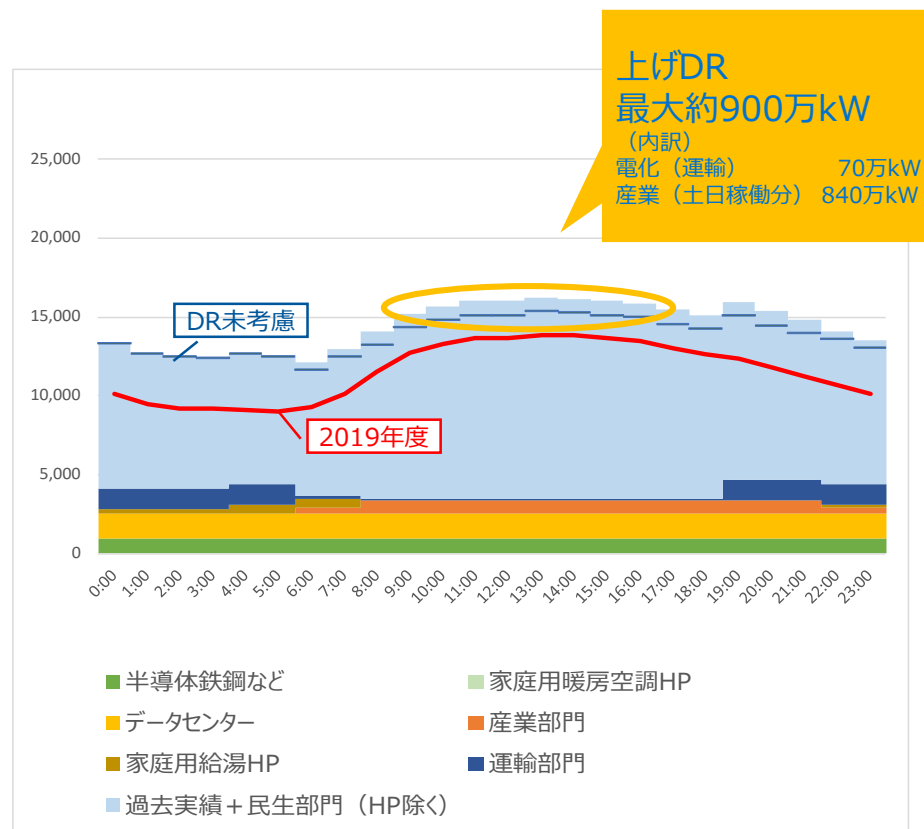
95

- 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）



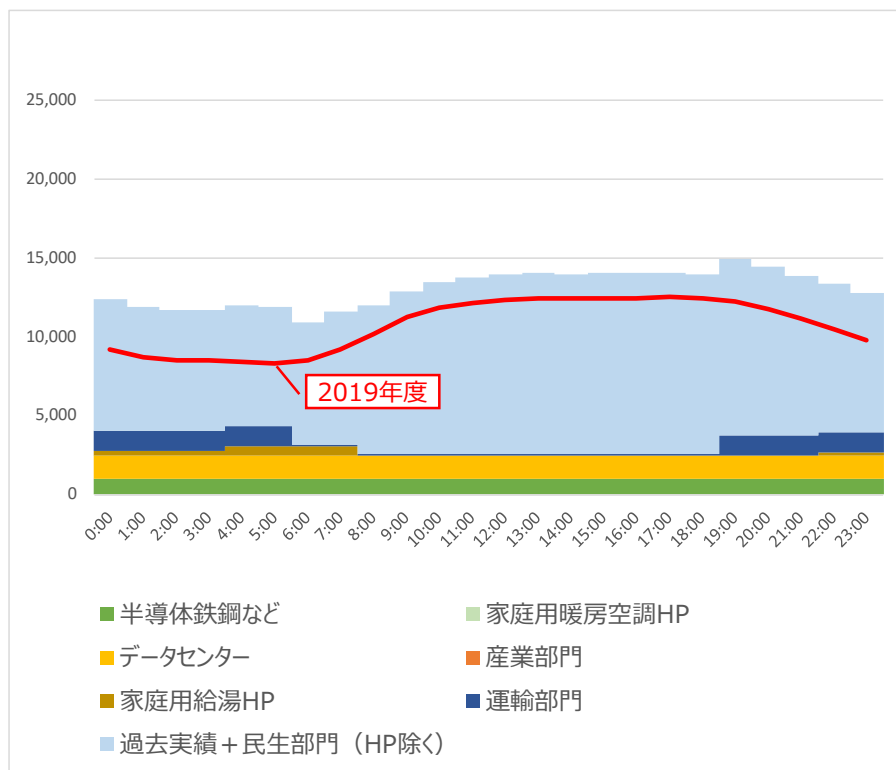
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

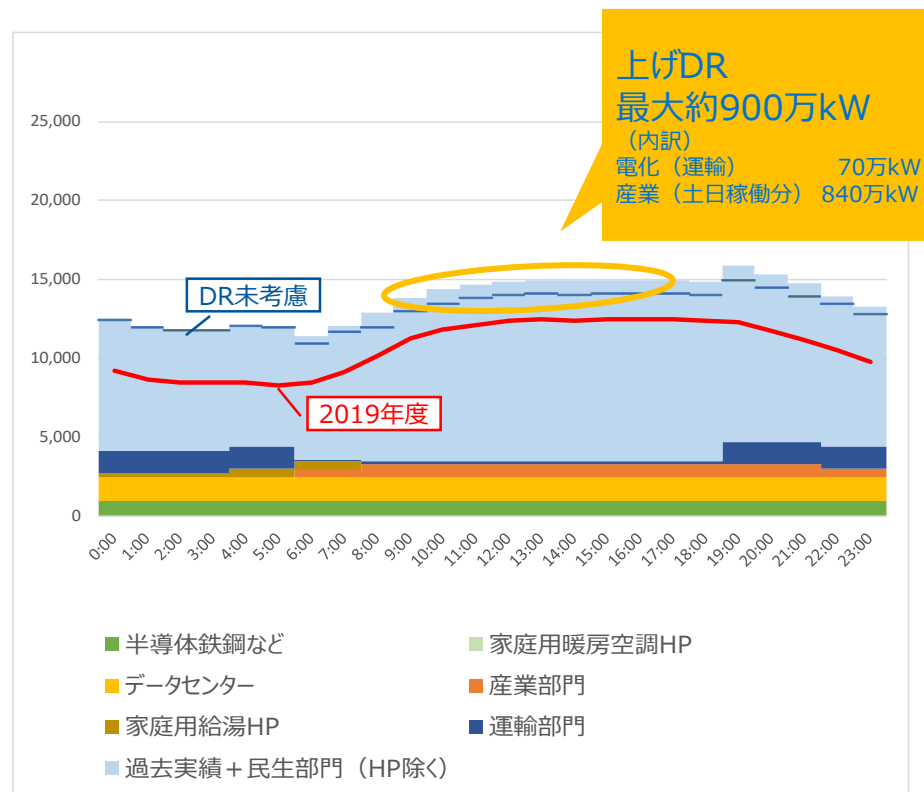
96

- 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）



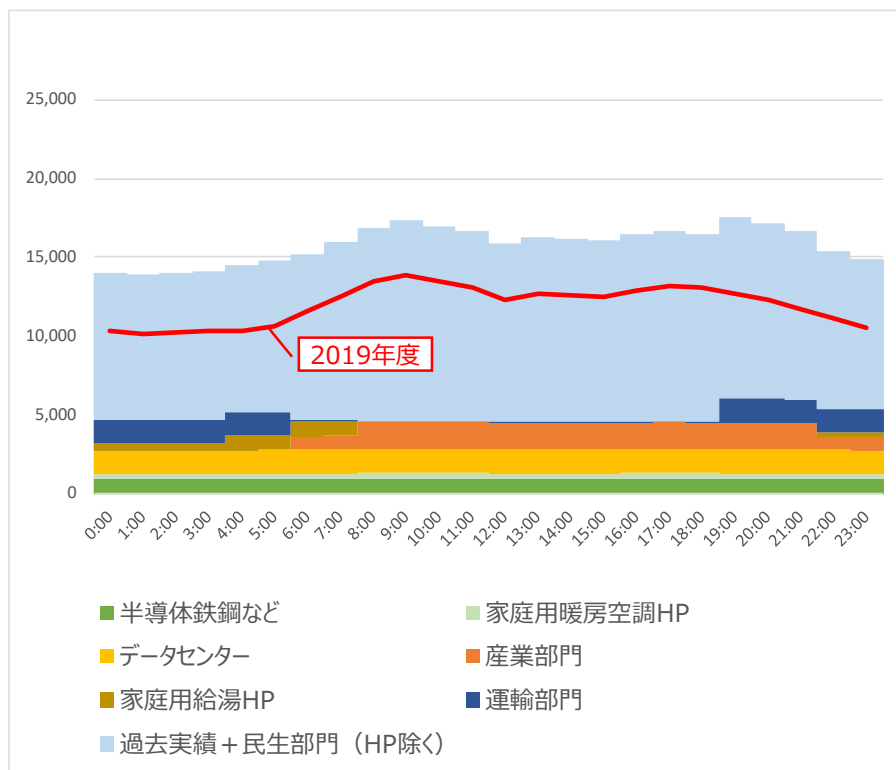
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 11,500億kWhケース

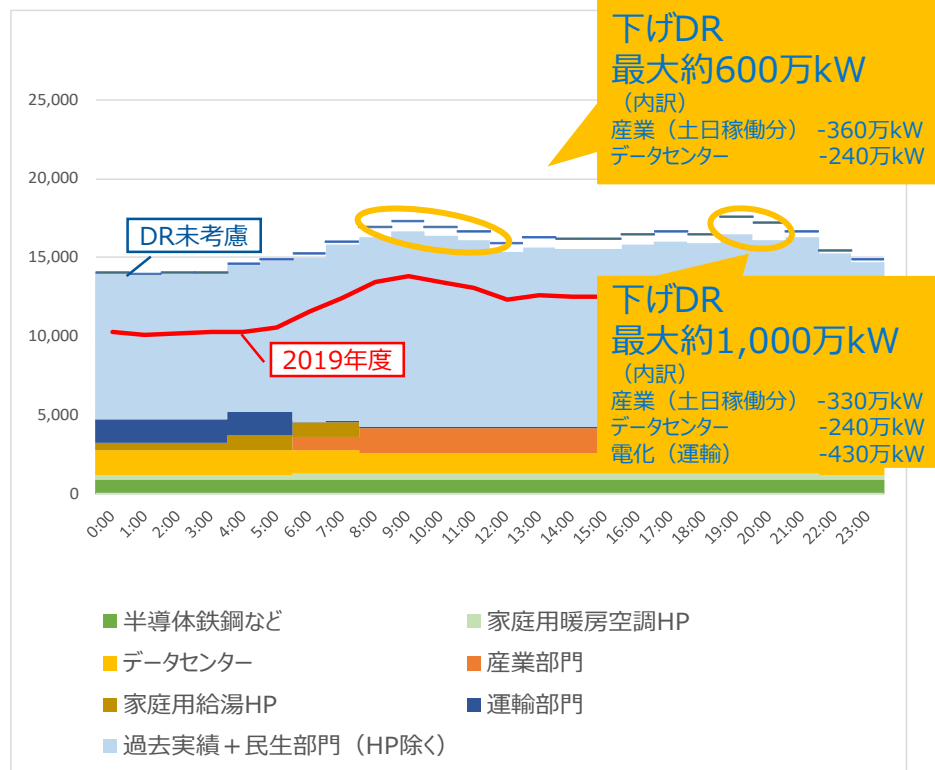
97

- 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）



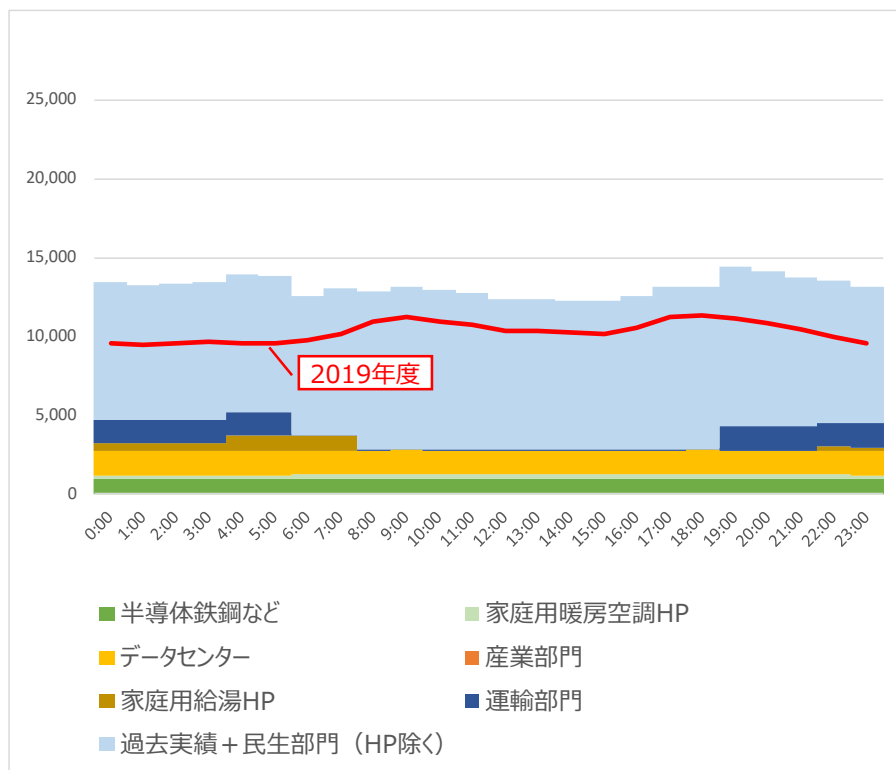
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

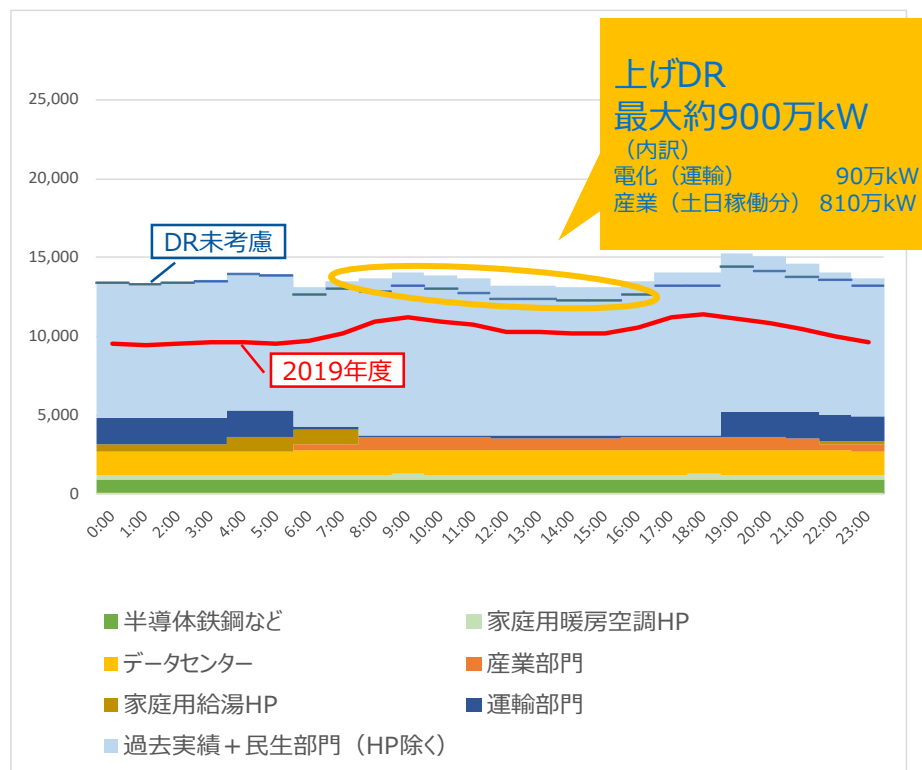
98

- 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）



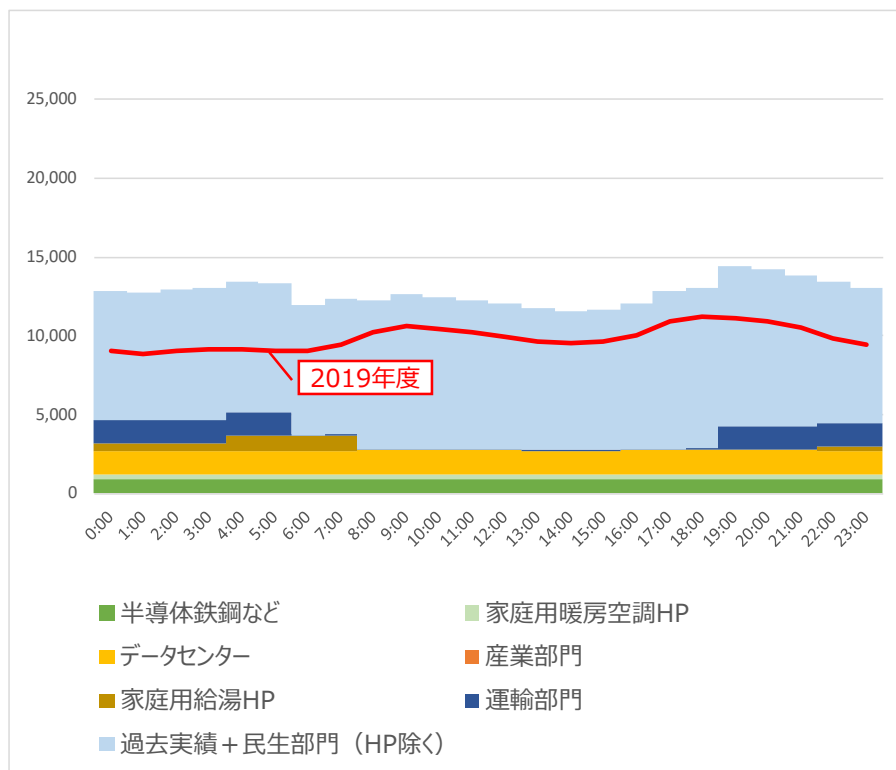
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

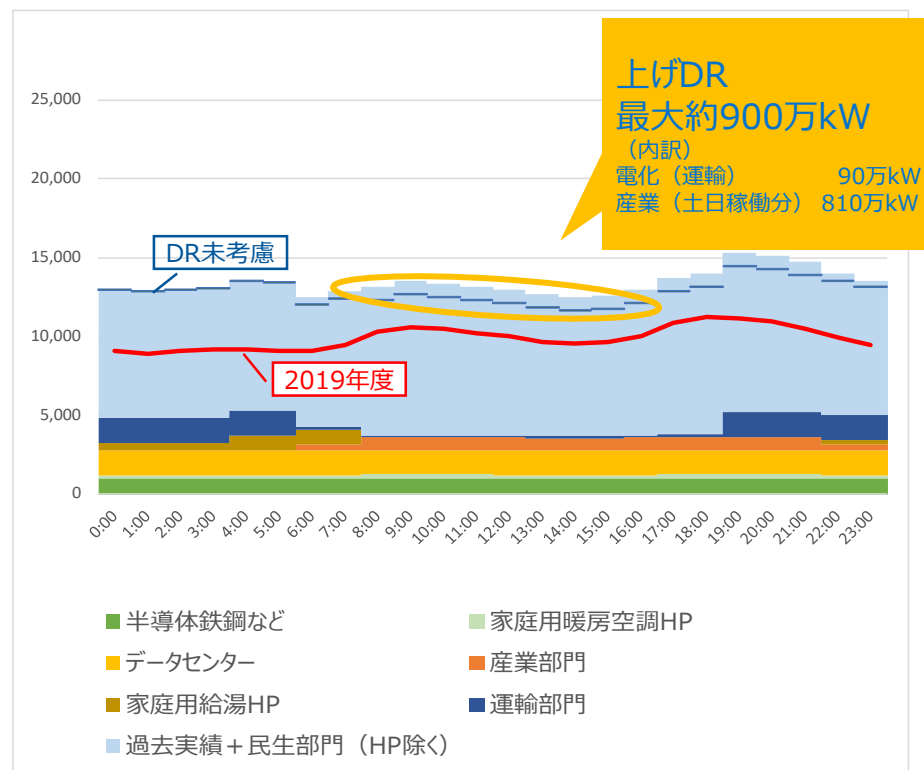
99

- 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）



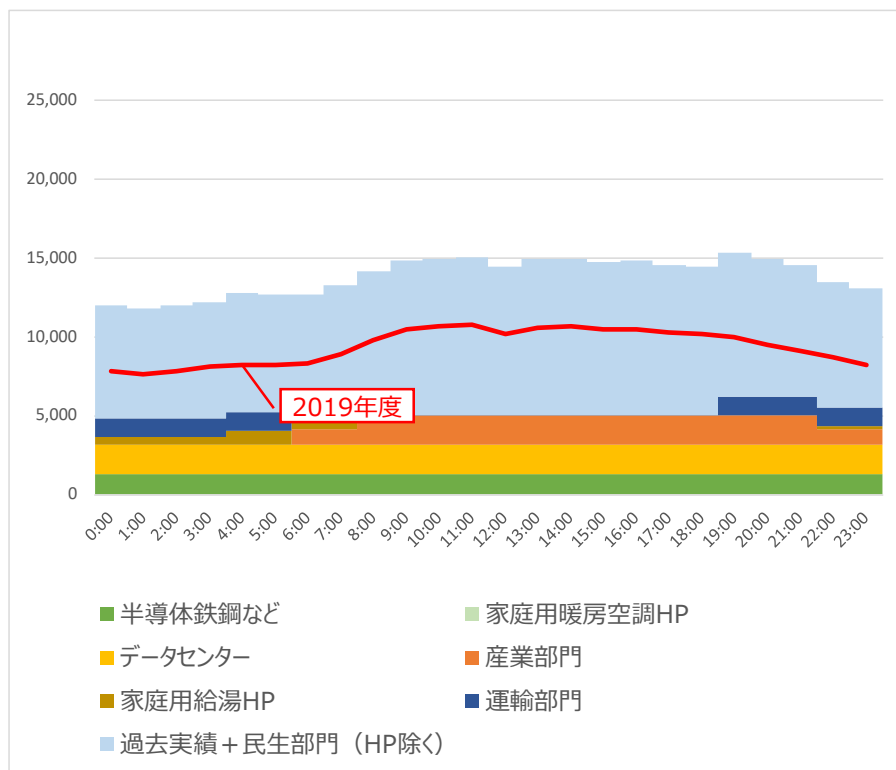
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（5月平日） 12,500億kWhケース

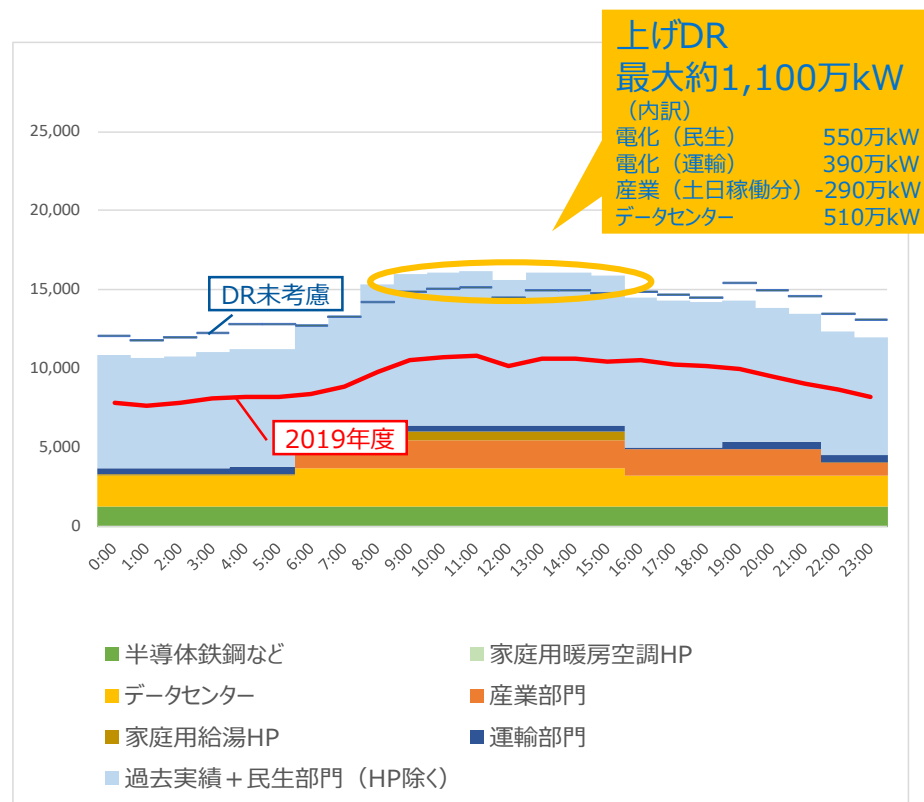
100

- 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）



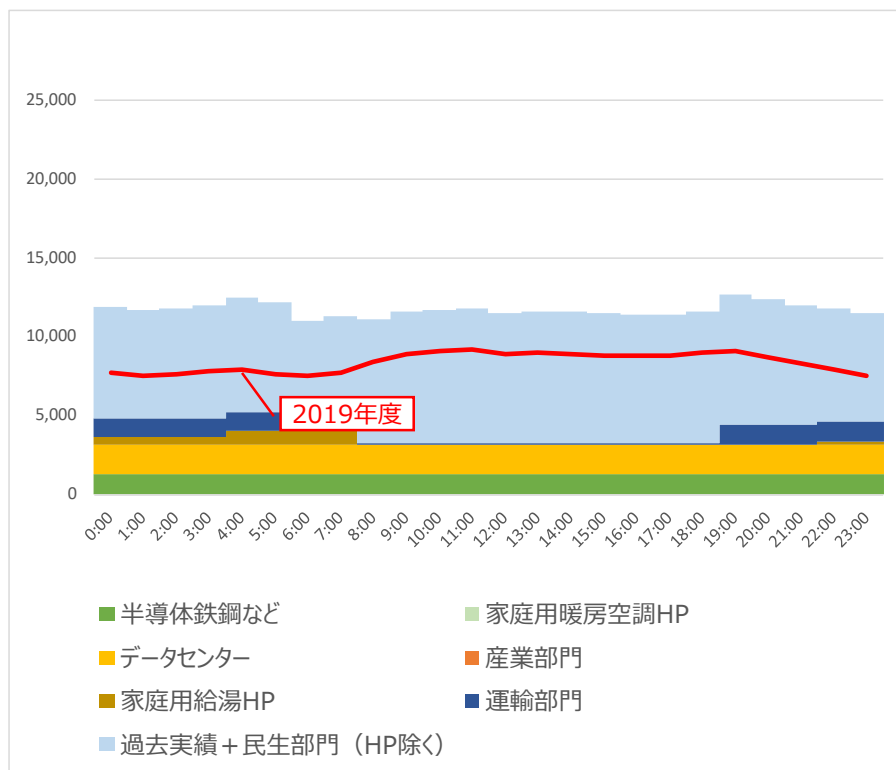
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

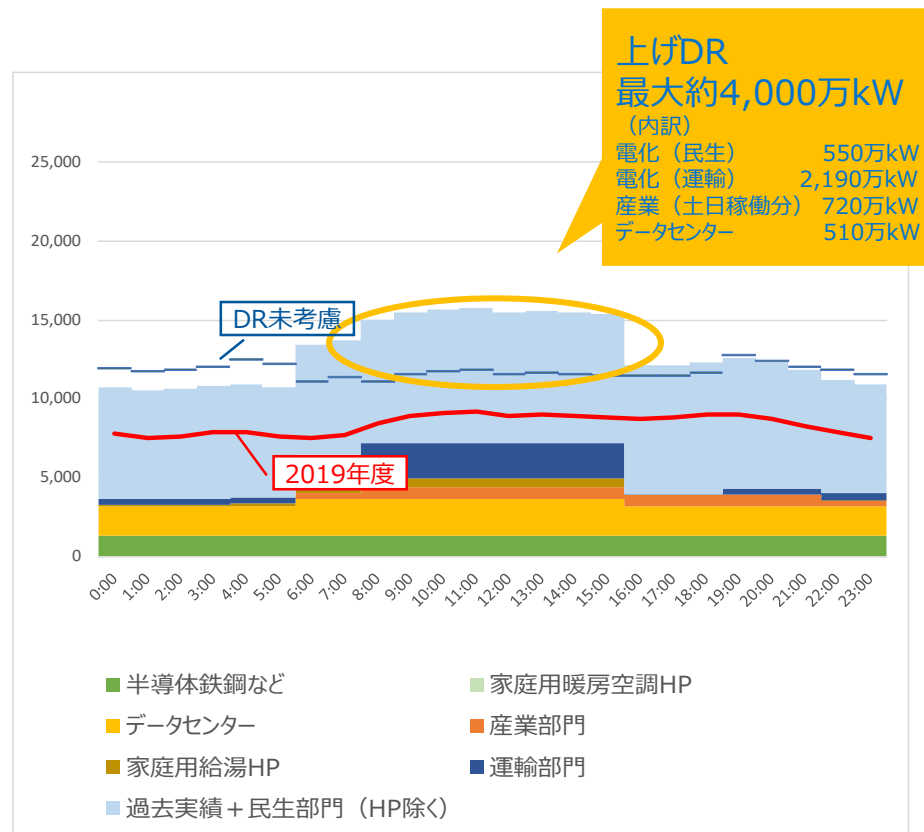
101

- 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）



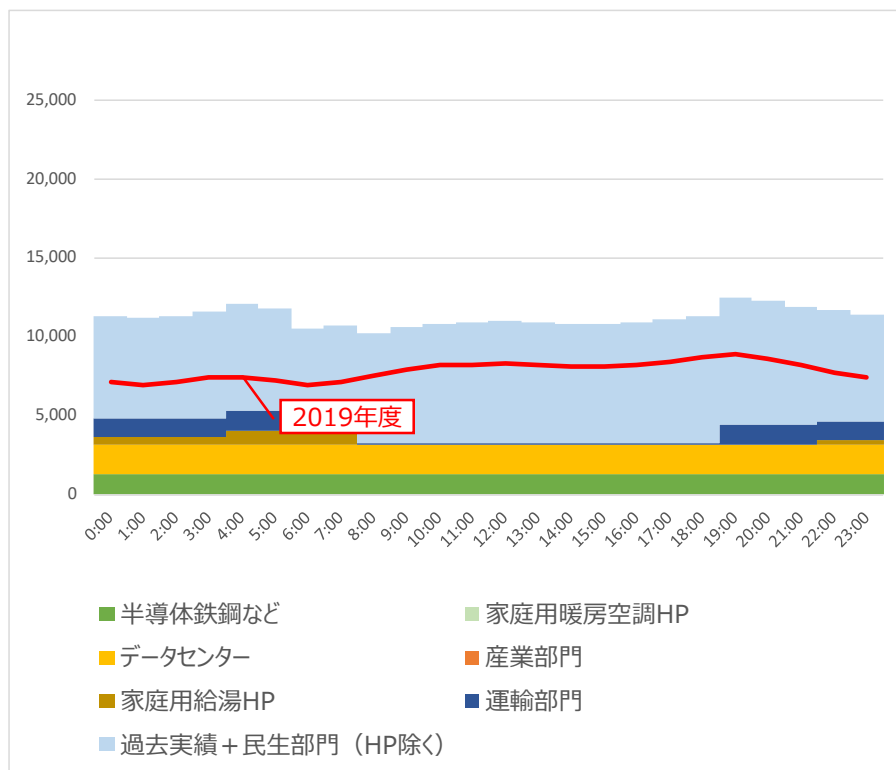
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

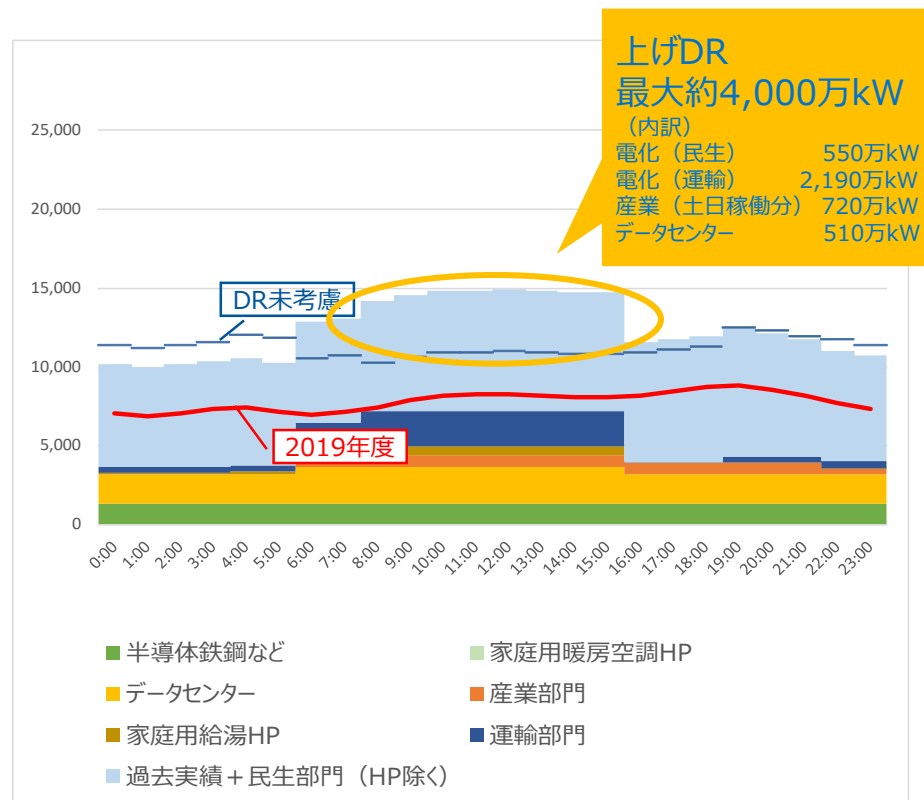
102

- 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）



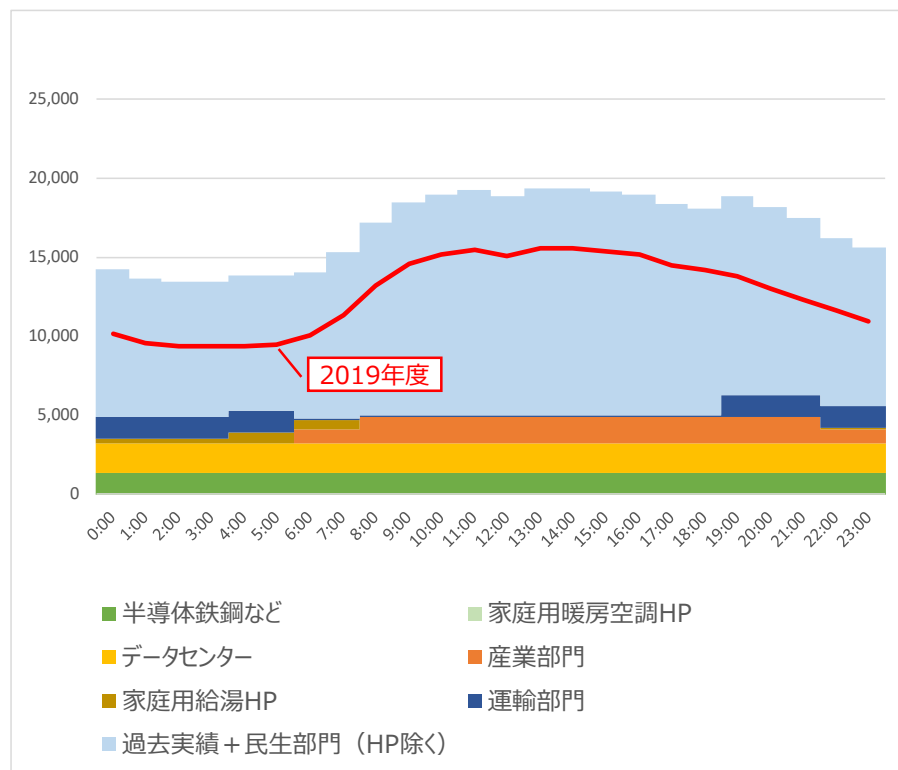
5月日曜日（DR考慮）



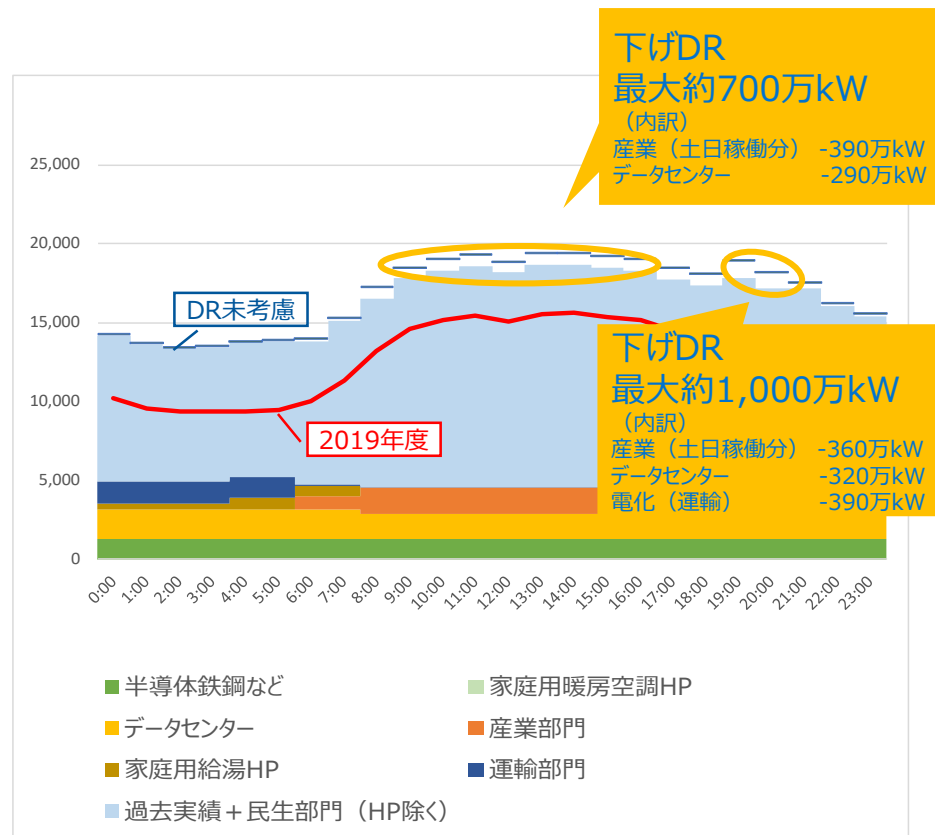
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

- 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）



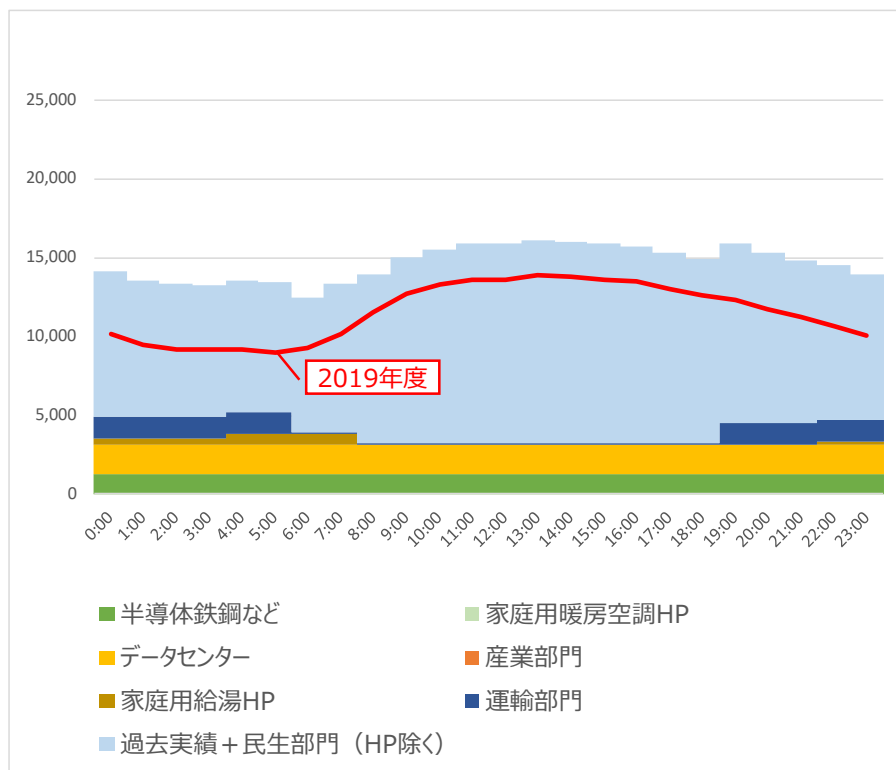
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

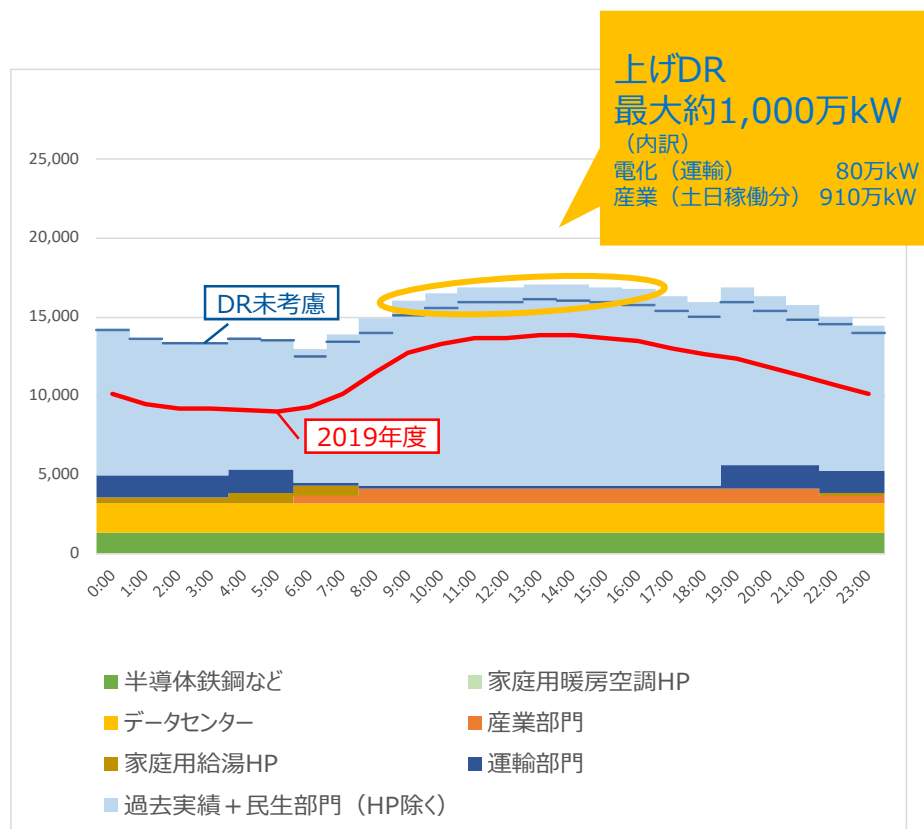
104

- 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）



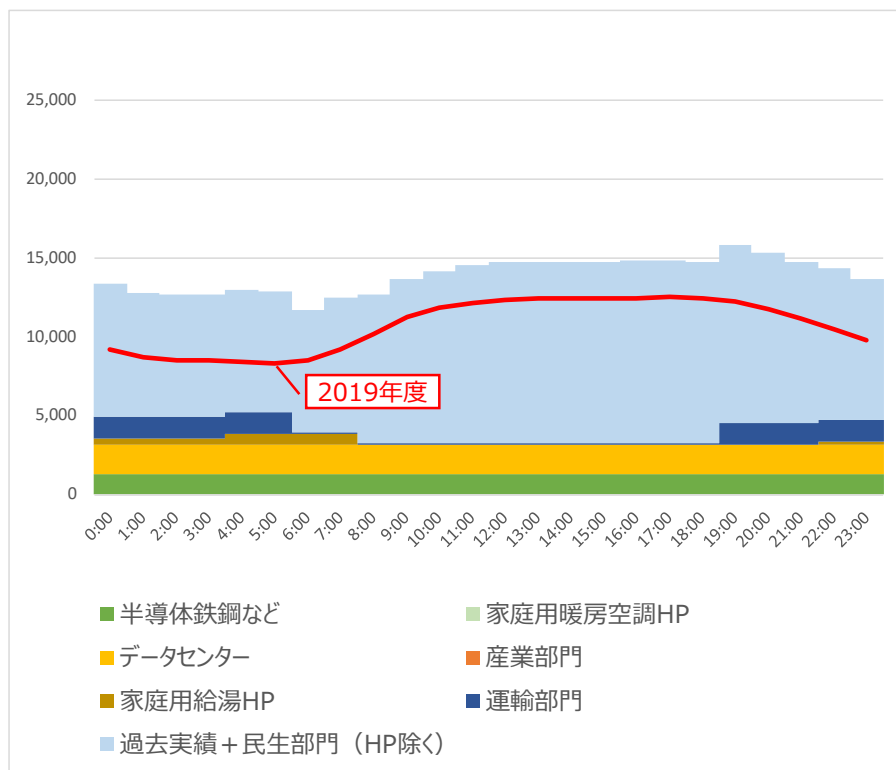
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

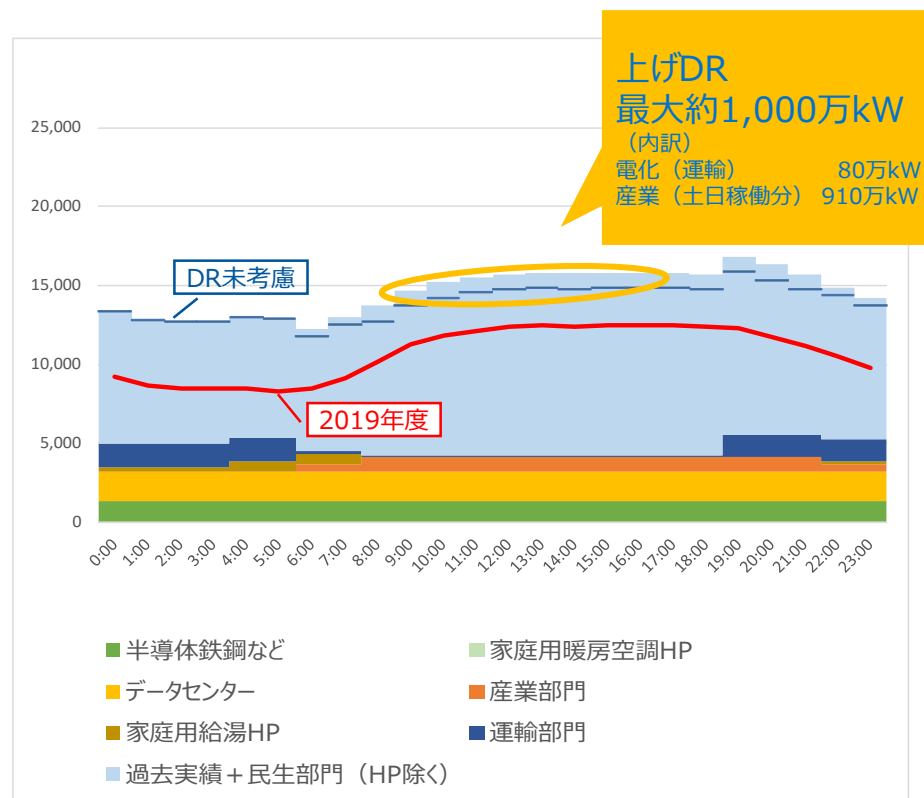
105

- 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）



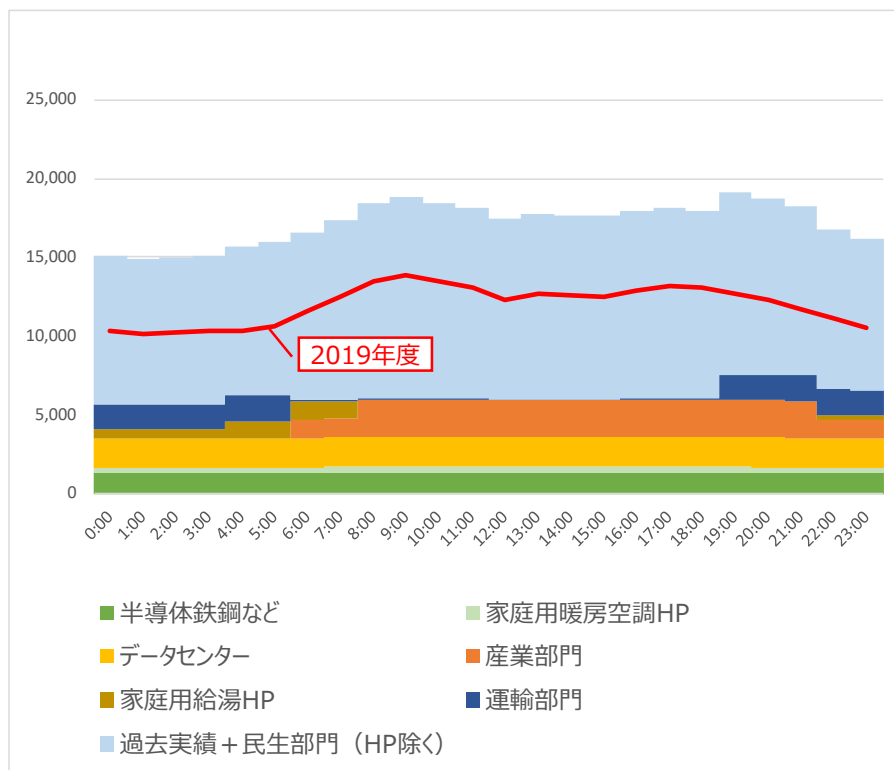
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

将来のロードカーブイメージ（1月平日） 12,500億kWhケース

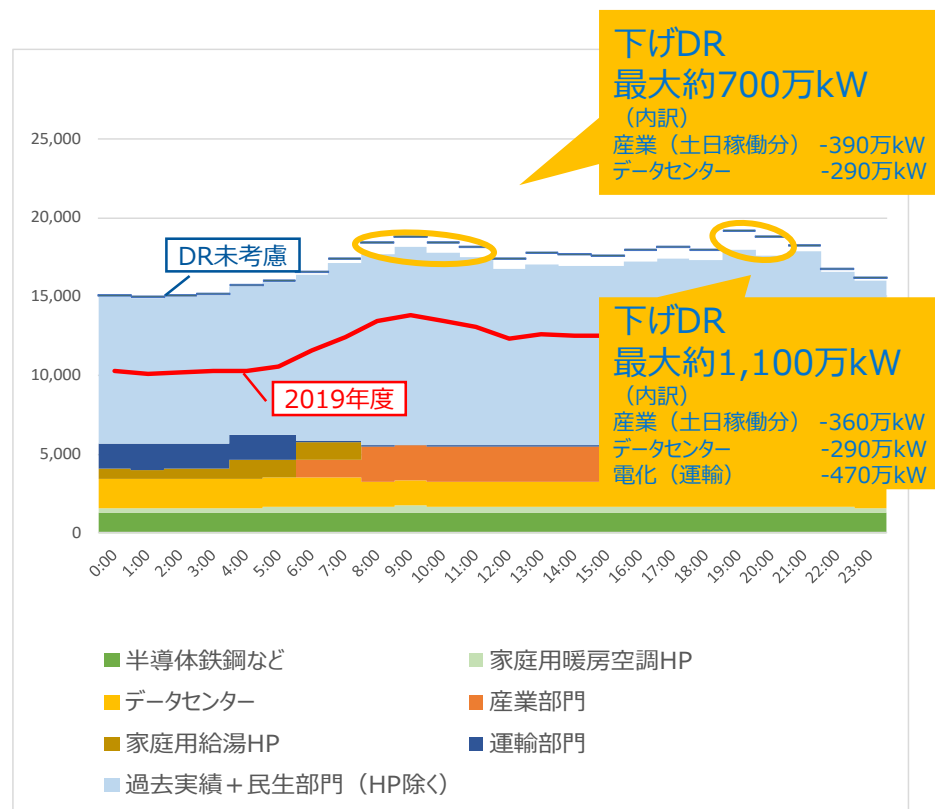
106

- 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）



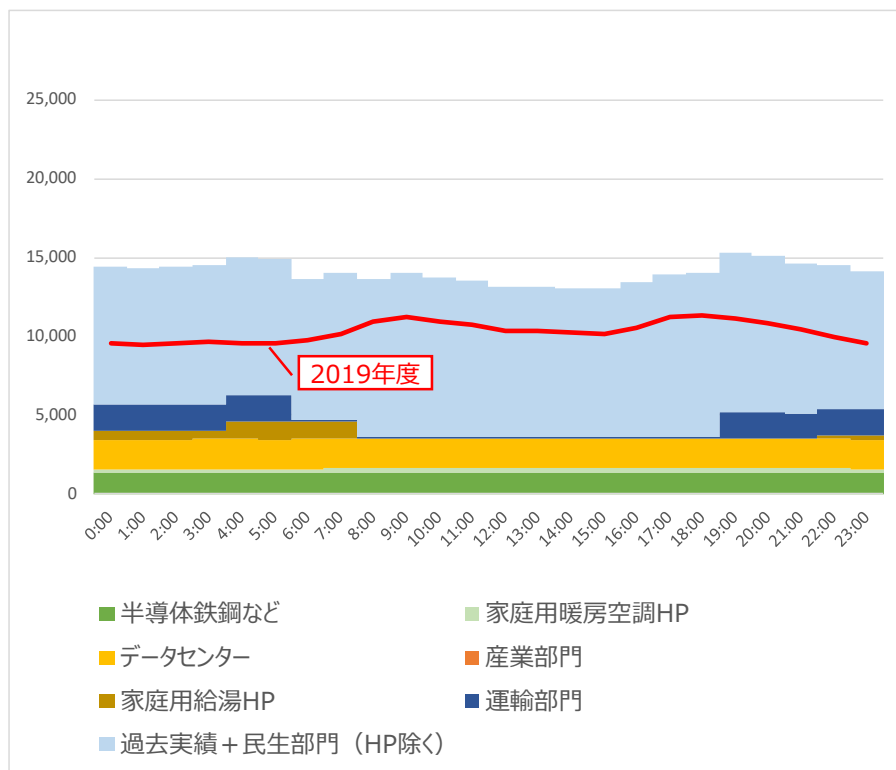
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

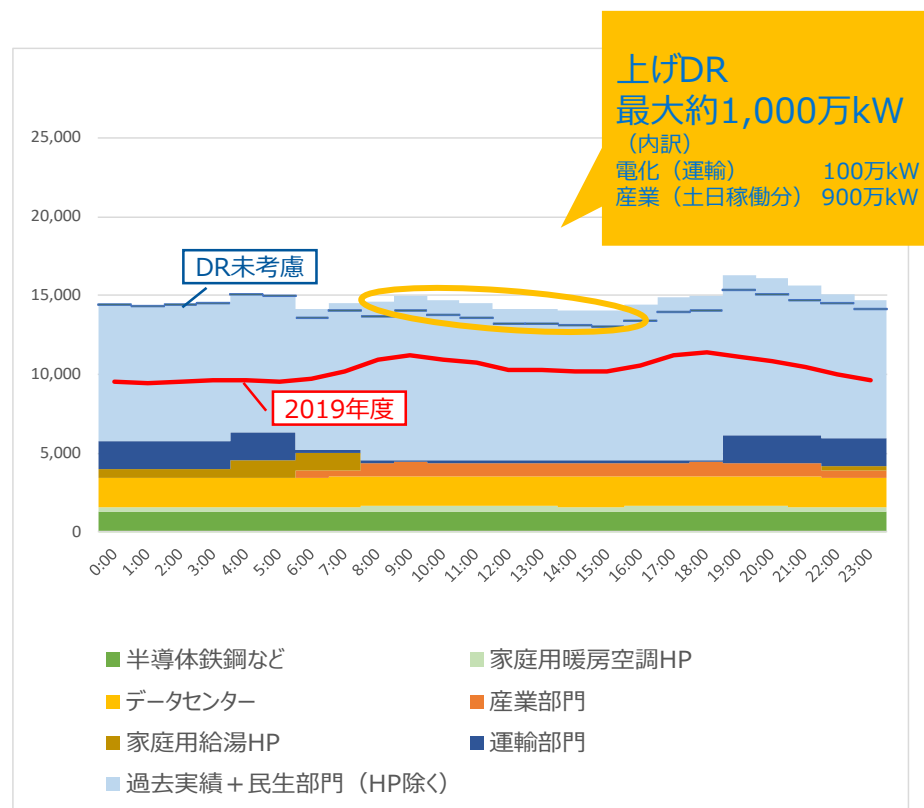
107

- 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）



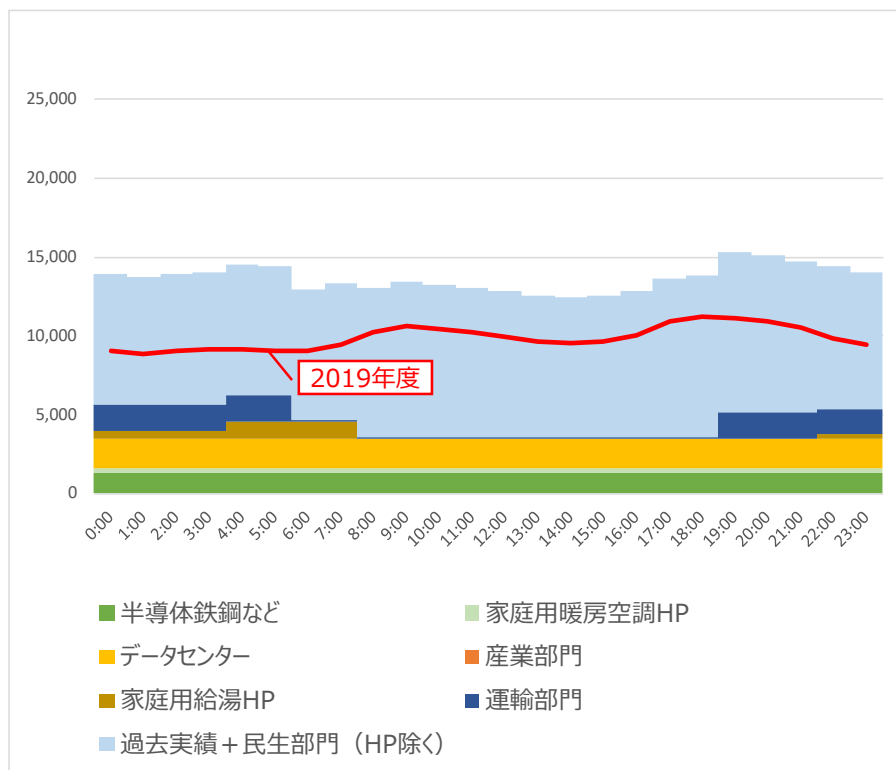
※DR量は四捨五入しているため、内訳と合計が必ずしも一致しない。

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

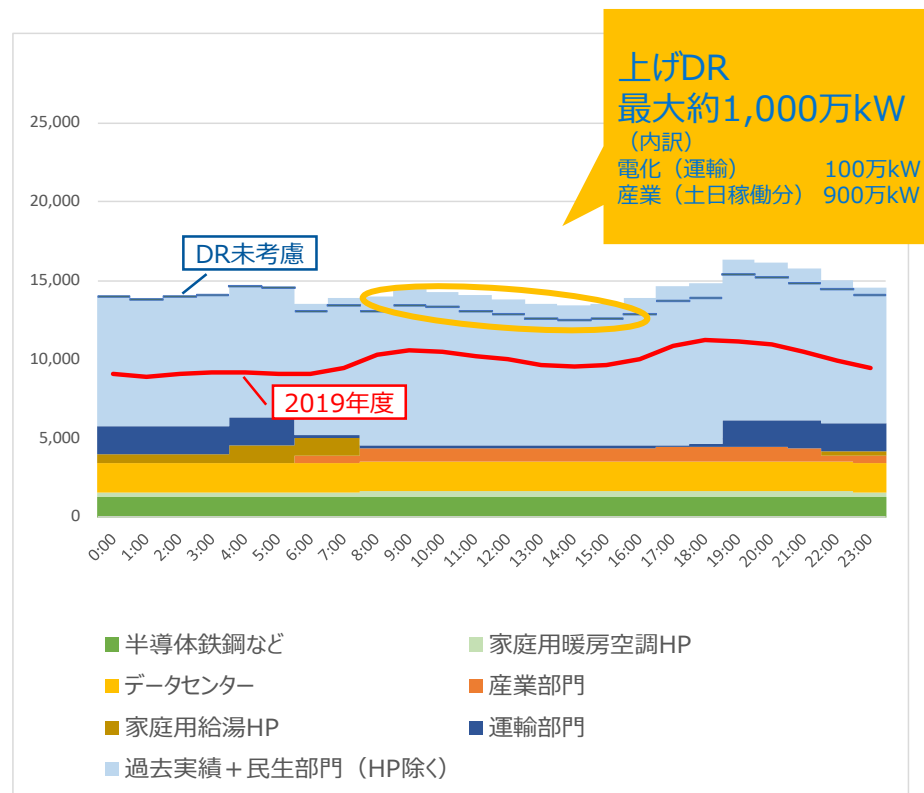
108

- 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。