

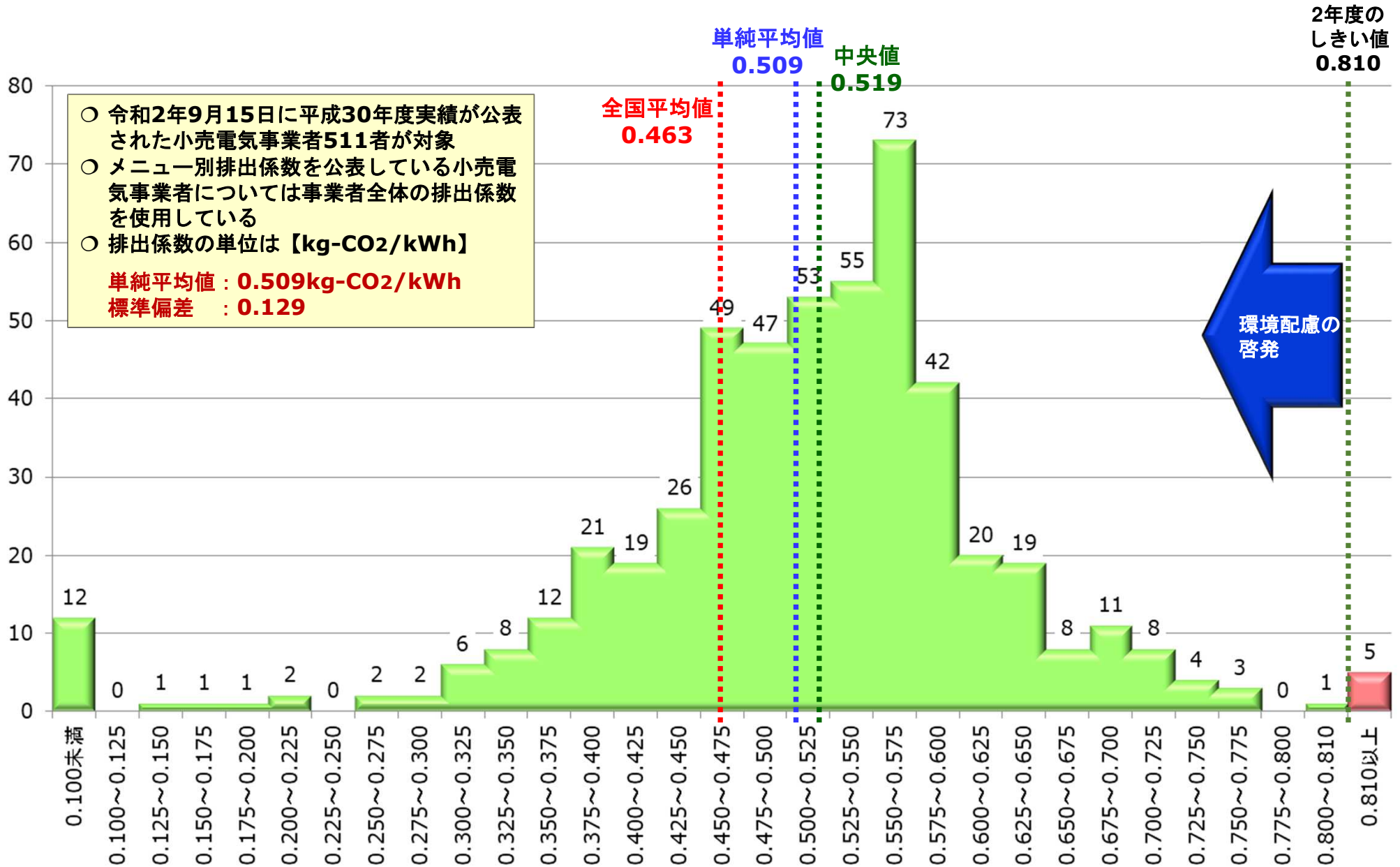
電気の供給を受ける契約 に関する参考資料

令和4年10月18日

調整後排出係数の推移等

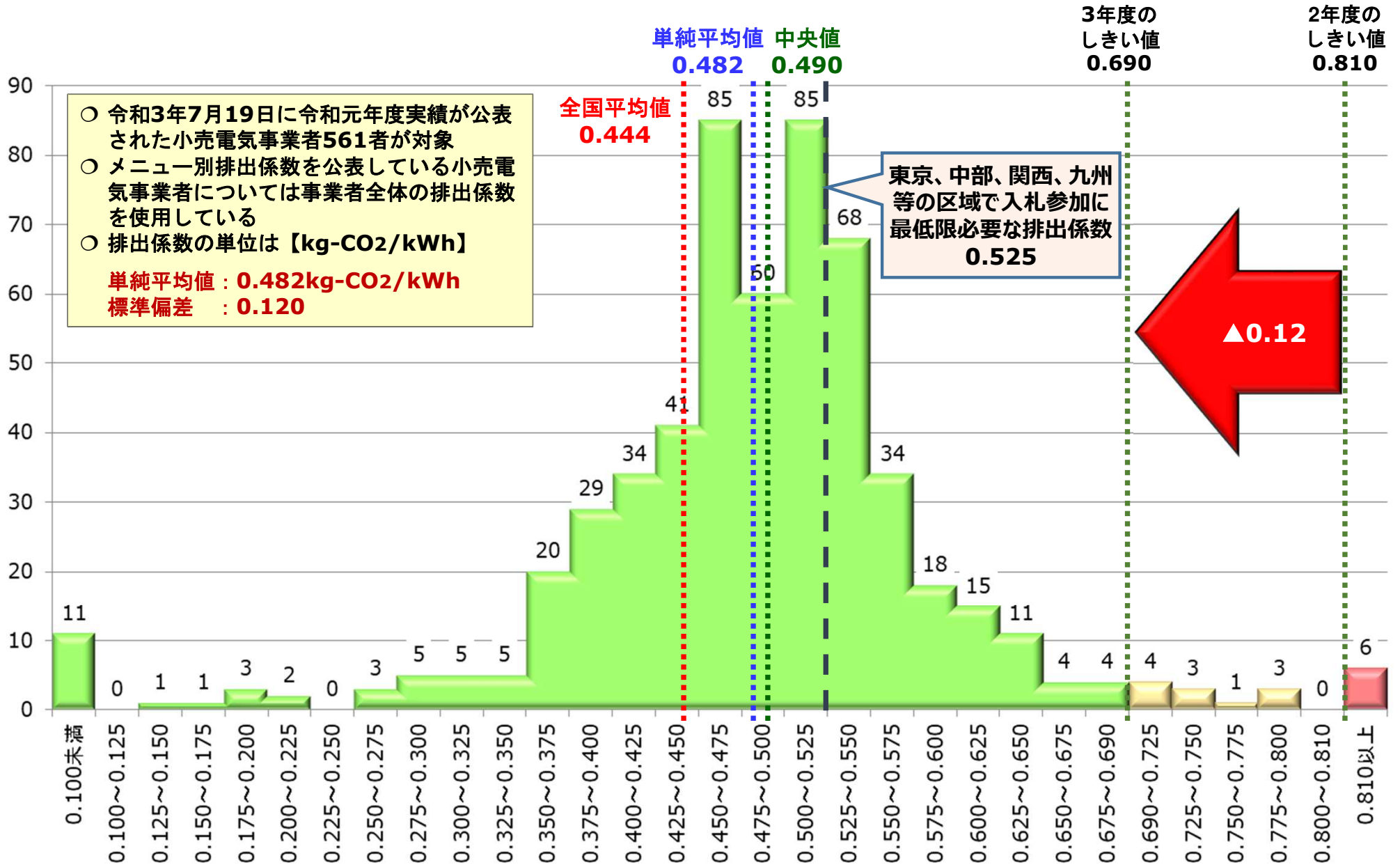
【参考】小売電気事業者の平成30年度の調整後排出係数の分布

- 令和2年度の契約時に用いられた調整後排出係数の度数分布は下図のとおり
- しきい値を設定することで**事業者全体に環境配慮の必要性を啓発**



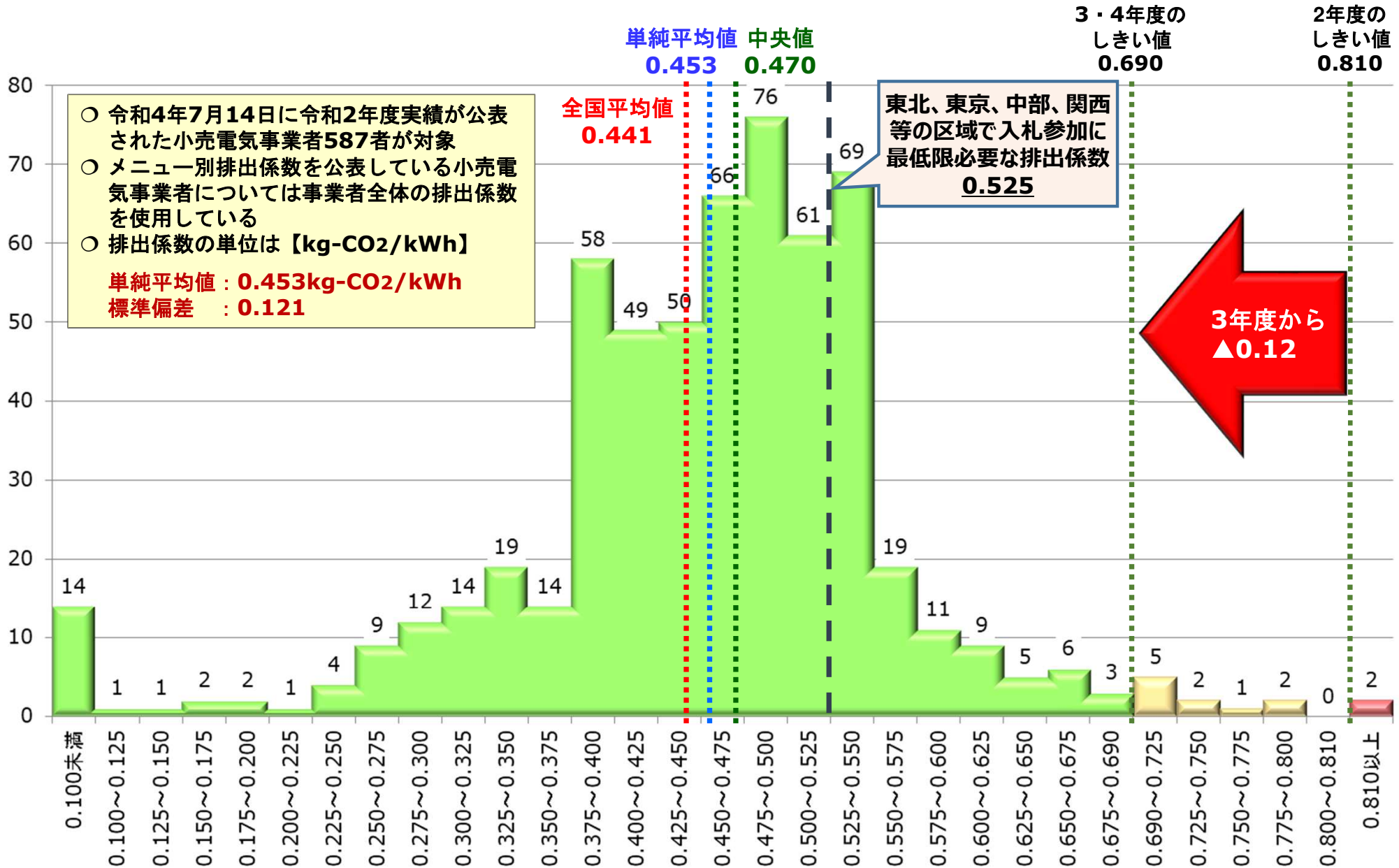
【参考】小売電気事業者の令和元年度の調整後排出係数の分布

- 令和3年度の契約時に用いられた調整後排出係数の度数分布は下図のとおり
- 令和3年度から排出係数しきい値を**0.12kg-CO₂/kWh**（3年分）引下げ

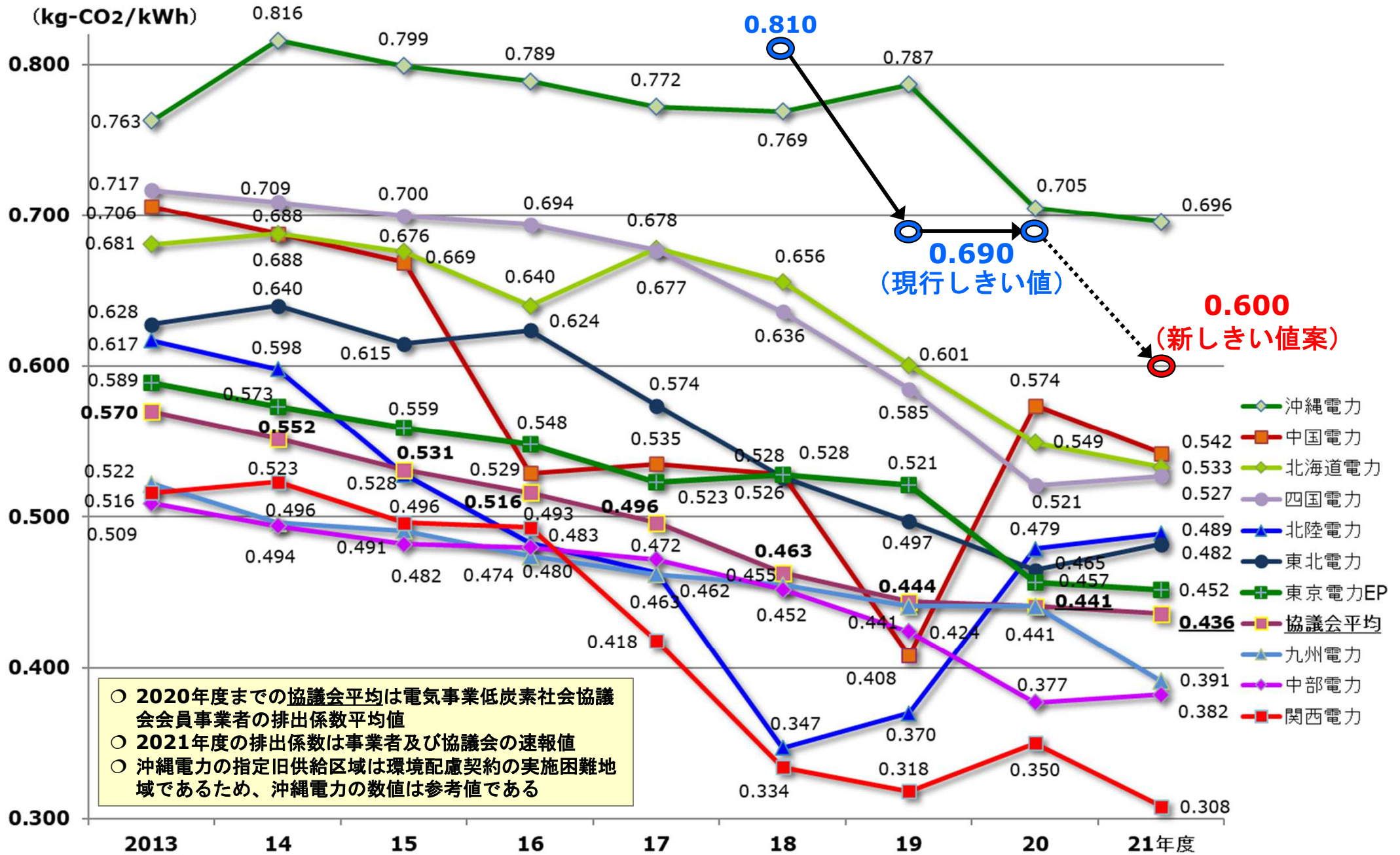


【参考】小売電気事業者の令和2年度の調整後排出係数の分布

- 令和4年度の契約時に用いられた調整後排出係数の度数分布は下図のとおり
- 令和3年度から排出係数しきい値を**0.12kg-CO₂/kWh**（3年分）引き下げ

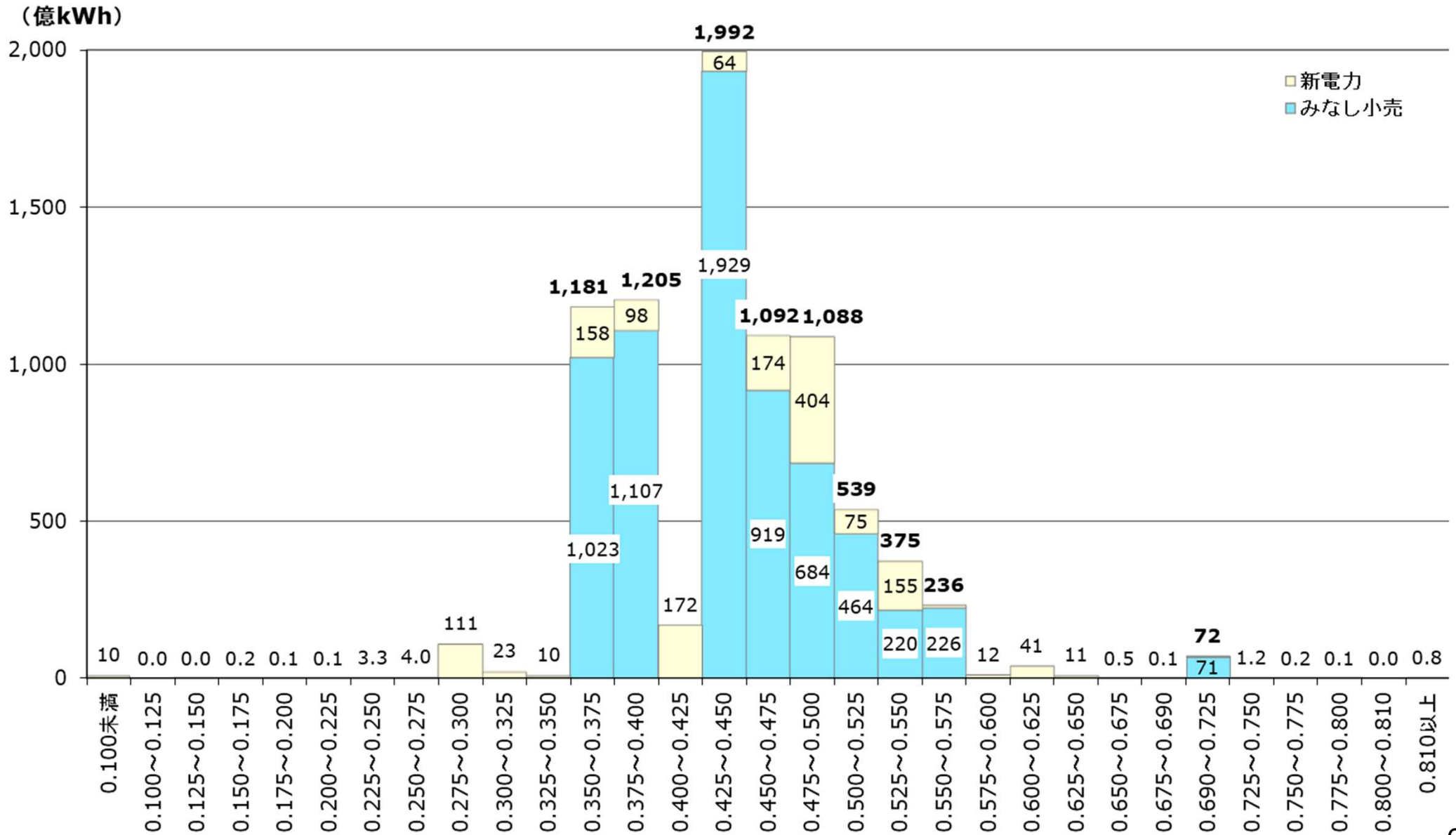


【参考】みなし小売電気事業者の調整後排出係数の推移



【参考】令和2年度の調整後排出係数別の供給電力量

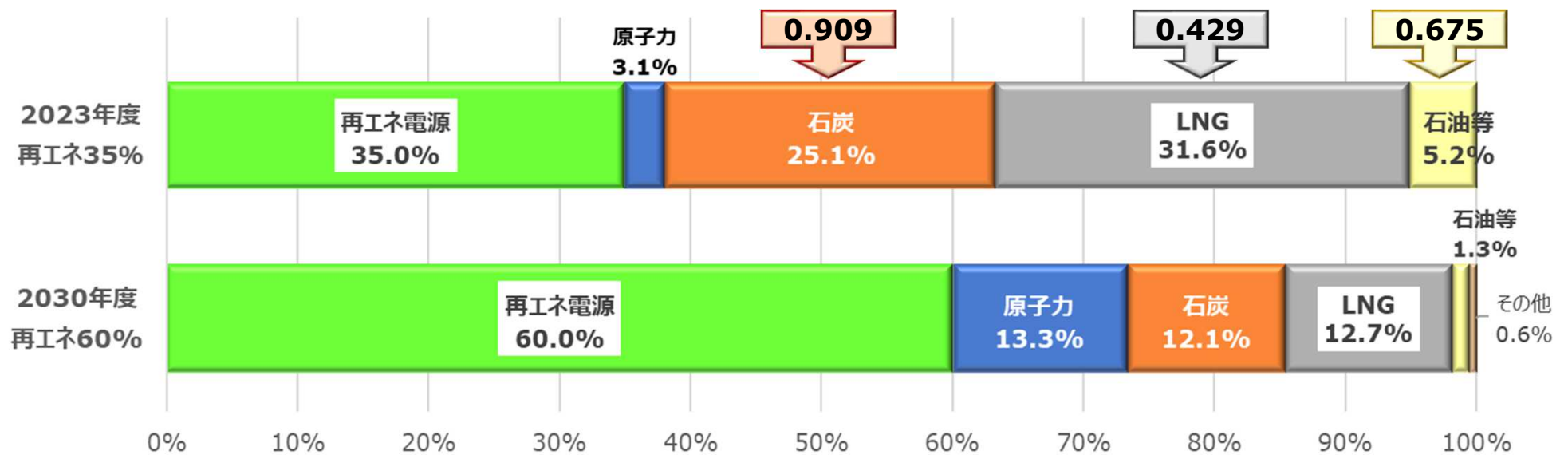
- 令和2年度における小売電気事業者の調整後排出係数別の供給電力量は下図
- ➡ みなし小売電気事業者の供給電力量が全供給電力量の約**81%**



調達電力の排出係数

【参考】再エネ比率と電源構成による調達電力の排出係数試算

- **2023年度**における国及び独立行政法人等の調達電力
 - ➔ **再エネ電源の比率35%**、他の電源について**2020年度**の電源構成の実績から試算した調達電力の基礎排出係数は**0.399kg-CO₂/kWh**
- **2030年度**における国及び独立行政法人等の調達電力
 - ➔ **再エネ電源の比率60%**、他の電源について**2030年度**エネルギーミックスの電源構成から試算した調達電力の基礎排出係数は**0.173kg-CO₂/kWh**
 - ➔ 非化石電源（再エネ、原子力及び水素・アンモニア）、化石電源（石炭、天然ガス及び石油等）



注：2030年度の「その他」は水素及びアンモニア

資料：2023年度の電源構成は「令和2（2020）年度総合エネルギー統計確報」、2030年度の電源構成は「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」よりそれぞれ作成

【参考】火力発電電源別の排出係数試算

- 火力発電電源別のCO₂排出係数を2020年度の電源構成（発電電力量、エネルギー投入量）及び最終電力消費から試算
 - 石炭火力の排出係数は**0.909kg-CO₂/kWh**
 - 天然ガス火力の排出係数は**0.429kg-CO₂/kWh**
 - 石油火力の排出係数は**0.675kg-CO₂/kWh**

火力電源	エネルギー投入量 (PJ)	発電電力量 (億kWh)	最終電力 消費係数	最終電力消費 (億kWh)	燃料区分別CO ₂ 排出係数 (t-CO ₂ /GJ)	燃料区分別CO ₂ 排出量 (百万t-CO ₂)	基礎排出係数 (kg-CO ₂ /kWh)
	①	②	③	④ (②×③)	⑤	⑥ (①×⑤)	⑥/④
石炭	2,837	3,102	0.913	2,832	0.0907	257.3	0.909
天然ガス	3,023	3,899		3,560	0.0505	152.7	0.429
石油等	560	636		581	0.0700	39.2	0.675
全電源合計	—	10,008	—	9,135	—	—	—

注1：①エネルギー投入量、②発電電力量、④最終電力消費は「令和2（2020）年度総合エネルギー統計確報」

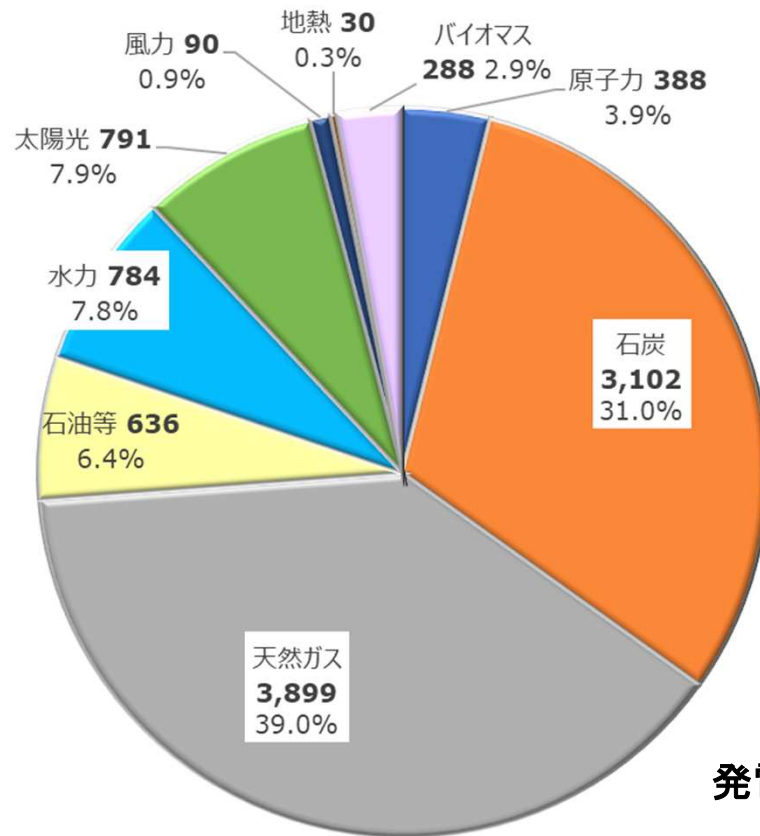
注2：③最終電力消費係数は④最終電力消費の合計（電力需要のうちエネルギー転換部門を除いたもの：9,135億kWh）を②発電電力量の合計（10,008億kWh）で除したもの

注3：⑤燃料区分別CO₂排出係数は「電気事業者ごとの基礎排出係数及び調整後排出係数の算出及び公表について」（令和4年5月24日）

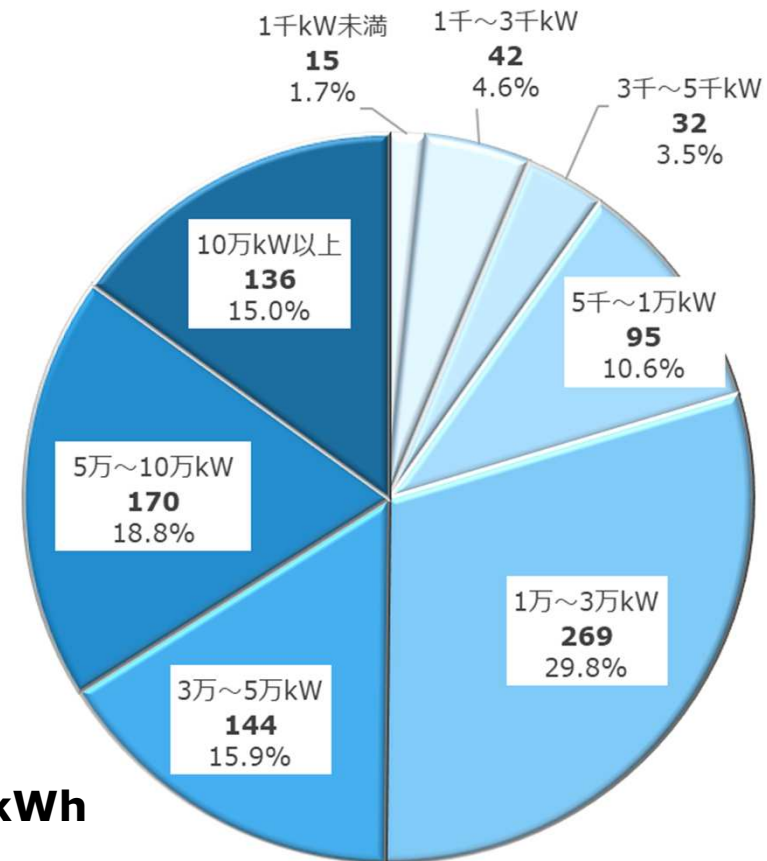
電源構成・再工ネ内訳等

【参考】令和2（2020）年度の電源構成及び水力発電の内訳

- 令和2（2020）年度における我が国の電源構成（発電電力量及び割合）
 - ➔ 再生可能エネルギー電源は**1,983億kWh**で**19.8%**
- 令和3（2021）年3月末の一般水力の出力別包蔵水力（既開発）発電電力量
 - ➔ 出力**3万kW未満**が**50.2%**、**3万kW以上**が**49.8%**でほぼ同じ



発電量単位：億kWh



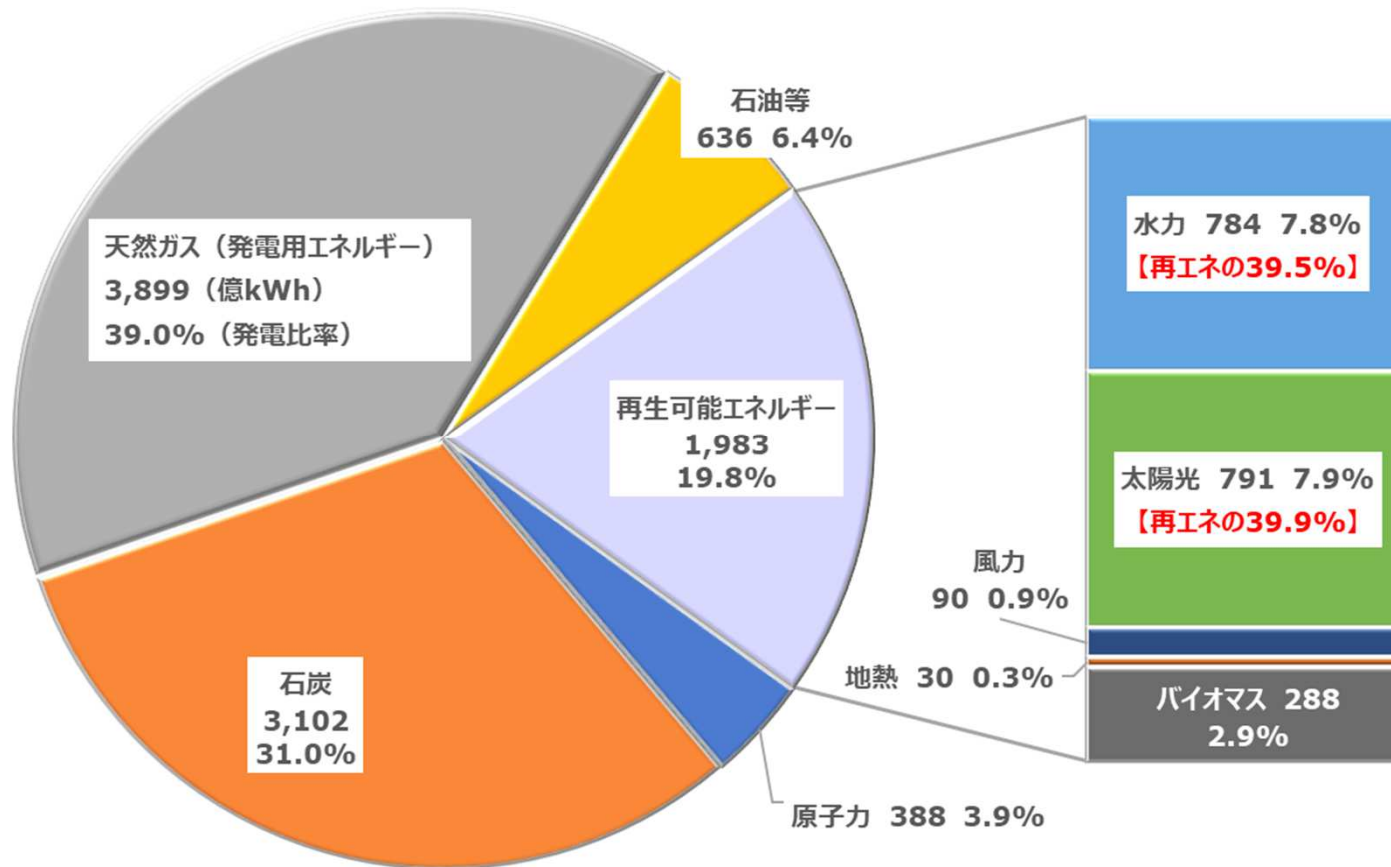
一般水力の出力別包蔵水力（既開発）
年間可能発電電力量

2020年度の電源構成（発電電力量）
「令和2（2020）年度総合エネルギー統計確報」による

「日本の水力エネルギー量（2021年3月31日）」による 11

【参考】令和2（2020）年度の電源構成及び再エネ電源内訳

- 令和2（2020）年度における我が国の電源構成（発電電力量及び割合）
 - ➔ 再生可能エネルギー電源は**1,983億kWh**で**19.8%**
- 再生可能エネルギー電源の内訳
 - ➔ 水力発電が**784億kWh**で**39.5%**、太陽光発電が**791億kWh**で**39.9%**

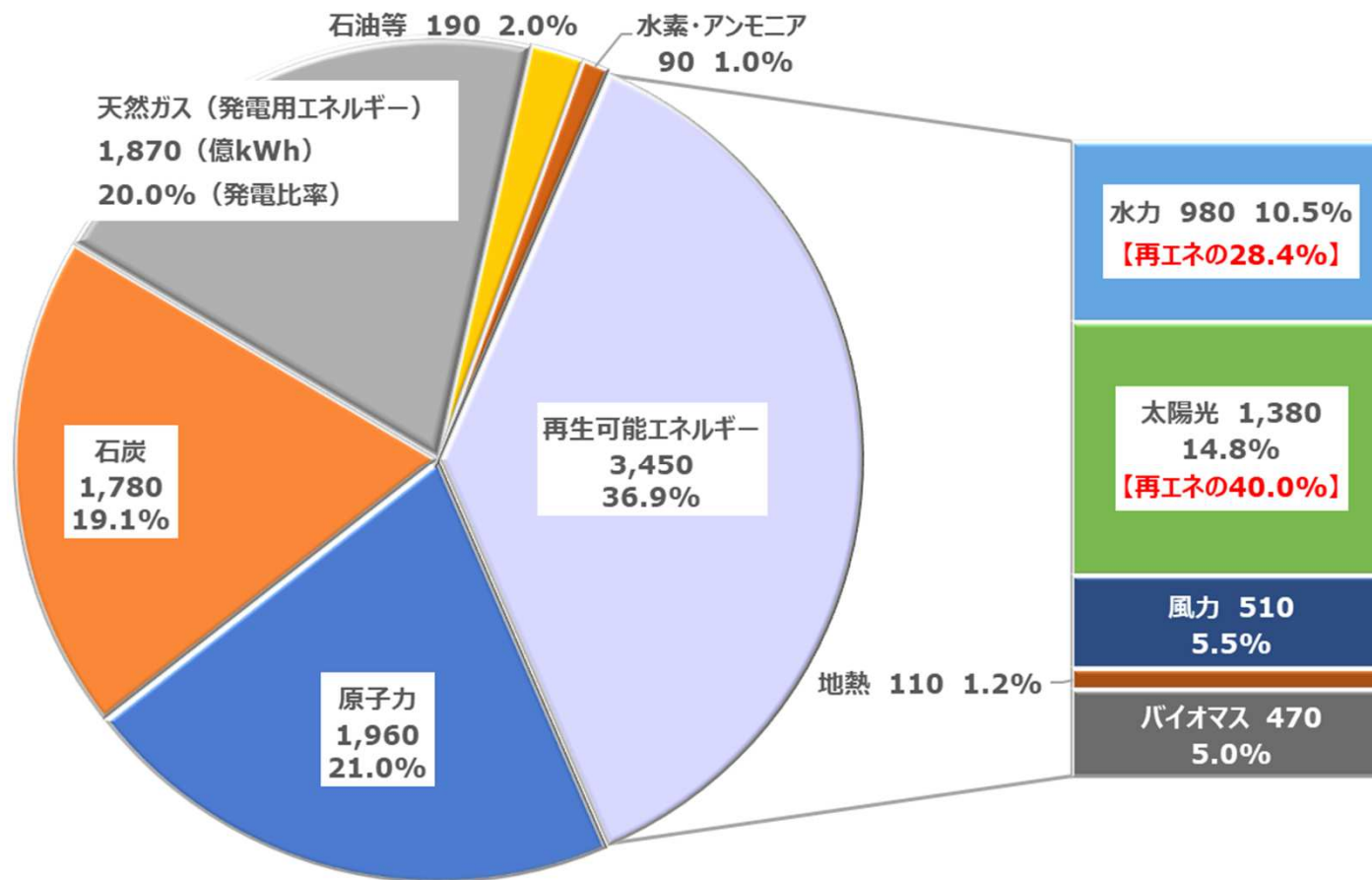


2020年度の電源構成（発電電力量）

「令和2（2020）年度総合エネルギー統計確報」による

【参考】令和12（2030）年度の電源構成及び再エネ電源内訳

- 令和12（2030）年度における我が国の電源構成（発電電力量及び割合）
 - ➔ 再生可能エネルギー電源を**36.9%**、原子力を**21.0%**として作成
- 再生可能エネルギー電源の内訳
 - ➔ 水力発電が**980億kWh**で**28.4%**、太陽光発電が**1,380億kWh**で**40.0%**



2030年度の電源構成（発電電力量）
「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」による

【参考】2030年度の再エネ導入見込量、導入必要量等

再エネ電源	現時点導入量	2030年度の導入見込量	導入必要量
太陽光	55.8GW (690億kWh)	103.5~117.6GW (1,290~1,460億kWh)	48~62GW (600~770億kWh)
陸上風力	4.2GW (77億kWh)	17.9GW (340億kWh)	13.7GW (260億kWh)
洋上風力	0.01GW (----)	5.7GW (170億kWh)	5.7GW (170億kWh)
地熱	59.3万kW (28億kWh)	1.5GW (110億kWh)	1.4GW (80億kWh)
水力	50.0GW (819億kWh)	50.7GW (980億kWh)	0.7GW (160億kWh)
中小水力	9.8GW	10.4GW	0.7GW (160億kWh)
大水力	12.8GW	12.8GW	増減なし
揚水	27.5GW	27.5GW	増減なし
バイオマス	4.5GW (262億kWh)	8.0GW (470億kWh)	3.5GW (210億kWh)
発電電力量	1,880億kWh	3,360~3,530億kWh	1,480~1,650億kWh

注：2030年度の数値、発電電力量等は概数、合計は四捨五入の関係で一致しないことがある

非化石証書・FIT買取量等

【参考】日本における再エネ導入推進のための法体系等

◆ 日本における再エネ導入推進のための法体系

導入済の政策	目的	再エネ拡大の方策
温対法	地球温暖化対策の推進	温対計画の策定（国の目標▲46%）
エネルギー基本法	エネルギー需給に関する施策の推進を通じた地球環境の保全等への寄与。	エネルギー基本計画の策定 ▶ 非化石エネルギーの活用（ 高度化法・FIT法等 ） ▶ エネルギー利用の効率化（省エネ法）
FIT法	固定価格買取制度（FIT） による再エネの導入拡大。	FIT賦課金 を原資としたFIT電気の固定価格買取。 FIT証書収入は再エネ賦課金低減に充当
高度化法	エネルギー供給事業者による非化石エネルギー源の利用等の促進。	小売電気事業者の非FIT証書調達を通じ、その販売収益を発電事業者が再エネ維持・拡大に充当
環境配慮契約法	国等における温室効果ガスの削減等に配慮した契約の推進	電気の調達における再エネ導入状況の評価 現状：FIT証書、非FIT証書（大型水力除く）等により評価

◆ 電源の区分

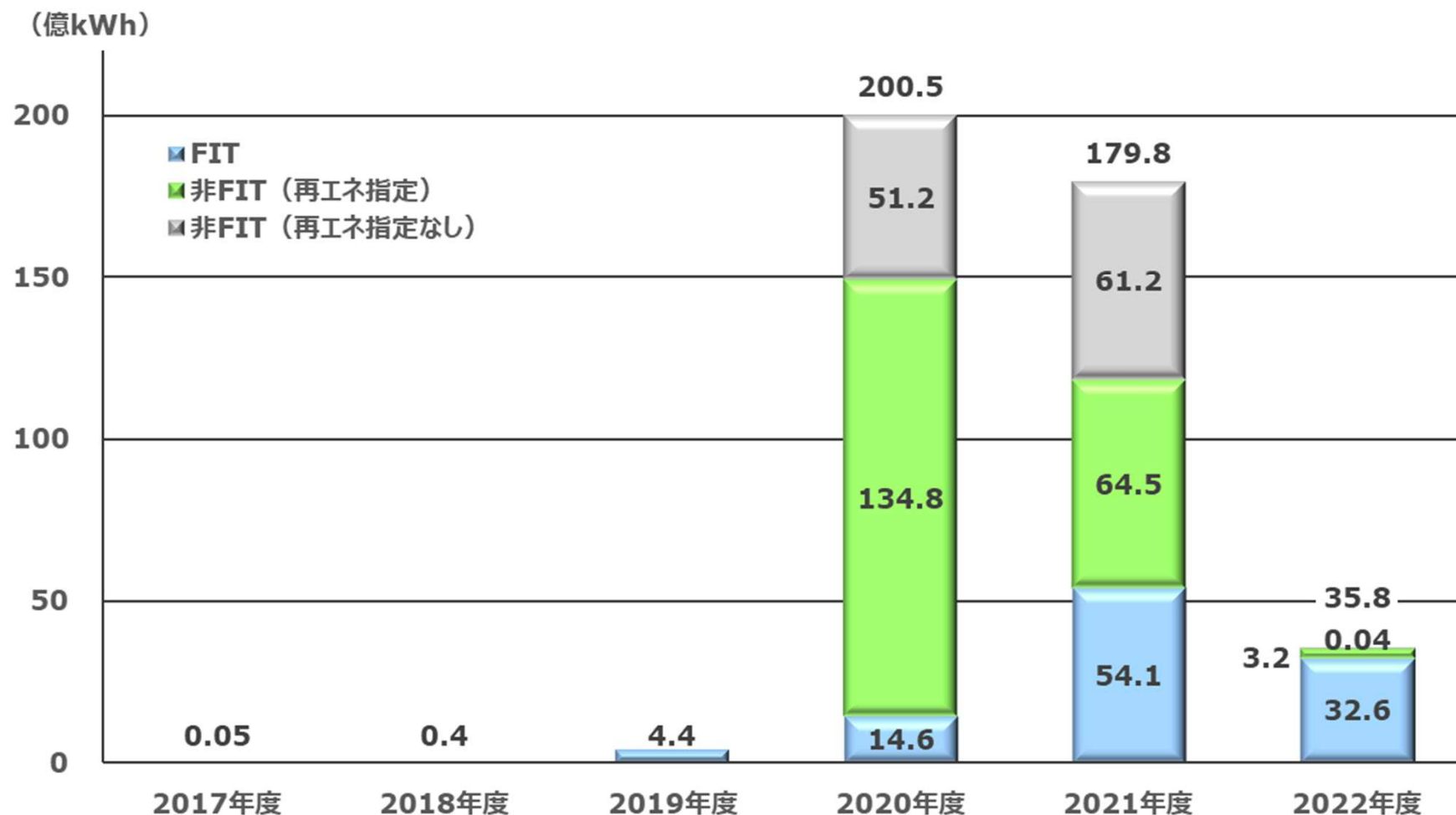
- ▶ [FIT法における対象電源（FIT含）](#)：太陽光、風力、地熱、水力（3万kW未満）、バイオマス
- ▶ [高度化法における再生可能エネルギー源](#)：太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス等の政令で定めるもの
- ▶ " [非化石エネルギー源](#)：化石燃料（揮発油、灯油、軽油、重油、石油ガス、可燃性天然ガス製品及びコークス）以外のものをいう

◆ 非化石証書販売収入の使途

- ▶ [高度化法における非FIT証書収入の使途](#)：旧一般電気事業者および電源開発に対し非化石電源の維持・拡大（再エネ新設含む）等への活用が求められている。（制度検討作業部会 第5次中間とりまとめ より）
- ▶ FIT証書収入：FIT賦課金の削減に使われる。（制度検討作業部会 第2次中間とりまとめ より）

【参考】非化石証書の約定量の推移（市場取引）

- 2017年度以降の非化石証書の市場取引結果（約定量）推移は下図のとおり
- 2021年度の非FIT非化石証書の取引実績のうち相対取引分は約370億kWh、市場取引分（約125億kWh）の約3倍（2021年度の確定値。JEPXへ反映分）

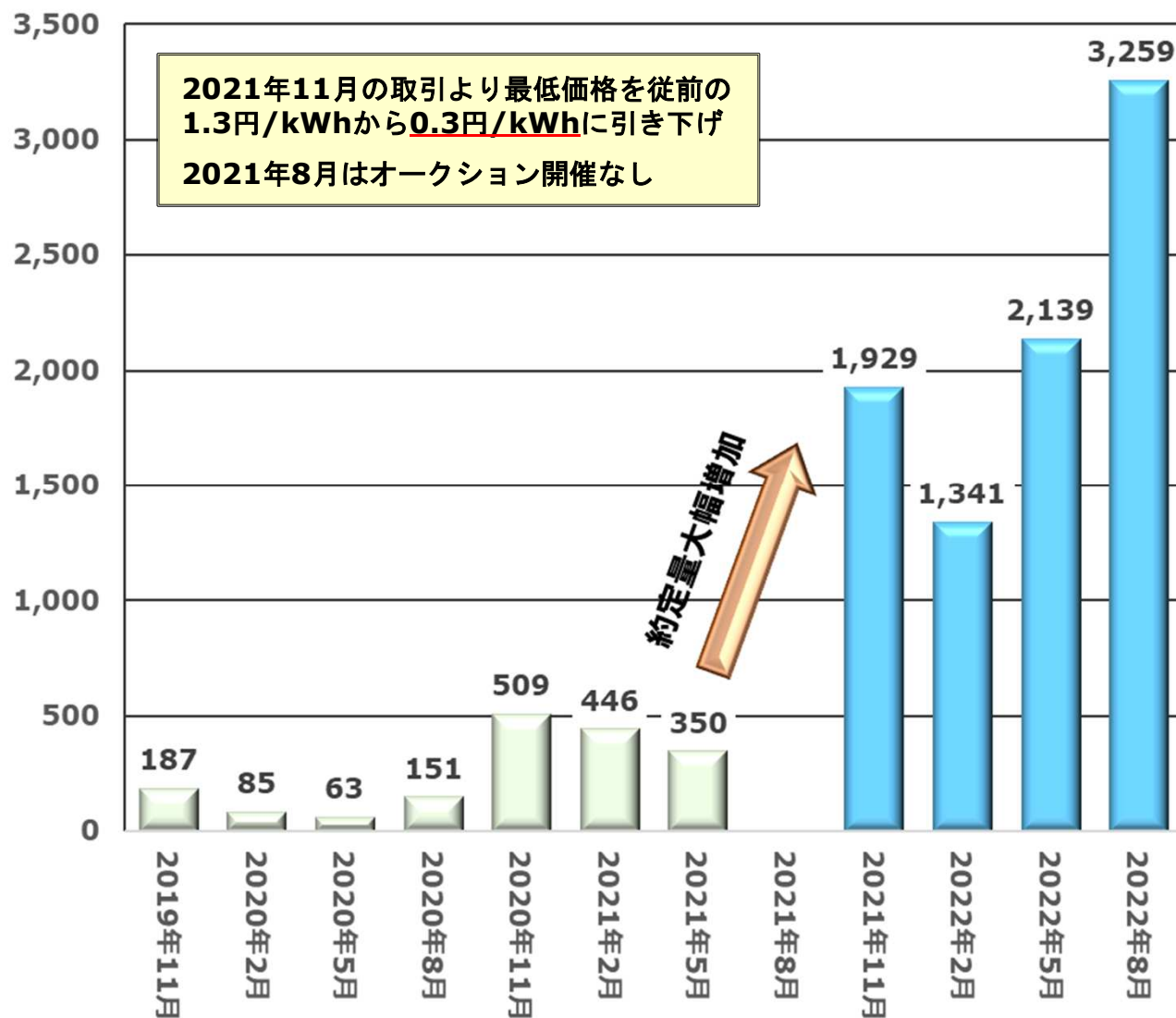


注：2019年度まではFIT非化石証書のみの取引。2020年度第2回より非FIT非化石証書の取引追加
2022年度は第1回のみ取引

【参考】FIT非化石証書の約定量の推移

- 2021年11月より、需要家や仲介事業者の直接参加を可能とした再エネ価値取引市場を開始。2022年8月のオークションでは約23億kWhの取引
- 約定最高価格は1.0円、約定最低価格は0.30円、約定価格は0.30円/kWh

(百万kWh)



約定処理日	2022年 5月13日	2022年 8月31日
約定価格 (円/kWh)	0.30円※	0.30円※
約定最高価格 (円/kWh)	2.00円	1.00円
約定最安価格 (円/kWh)	0.30円	0.30円
約定量 (百万kWh)	2,139	3,259
売入札量 (百万kWh)	108,175	26,484
買入札量 (百万kWh)	2,139	3,259
入札会員数	136	158

※約定量加重平均価格

【参考】大型水力由来の電力・証書に係るアクセス性について

- ✓ 非化石価値取引制度は2018年度にFIT証書（2017年度分）の取引から開始され、2020年度より非FIT証書についても取引が開始された。
- ✓ 高度化法に基づく目標達成の確度を高めるため、2020年度より対象となる小売電気事業者について中間目標を設定。その結果、これまでに比べて市場取引量は大幅に増加。

(2020年度) 非化石価値取引市場 オークション結果

項目	非FIT非化石証書 再エネ指定なし			非FIT非化石証書 再エネ指定			(参考) FIT非化石証書
	第2回	第3回	第4回	第2回	第3回	第4回	第4回
オークション回	第2回	第3回	第4回	第2回	第3回	第4回	第4回
約定処理日 (価格決定日)	11月10日	2月9日	5月12日	11月11日	2月10日	5月13日	5月14日
約定価格(円/kWh)	1.1	1.2	<u>1.0</u>	1.2	1.2	<u>0.9</u>	1.3*
約定量(百万kWh)	1,247	805	3,064	631	10,570	2,276	350
市場における 売入札量(百万kWh)	8,707	1,910	3,064	4,282	11,273	3,518	98,264
市場における 買入札量(百万kWh)	24,148	13,177	9,269	7,746	15,890	6,666	350

※FIT非化石証書ではマルチプライスオークションを採用しているため、価格は約定加重平均価格を記載している。

【参考】大型水力由来の電力・証書に係るアクセス性について

- ✓ 制度検討作業部会の取りまとめによれば、非化石価値取引制度では小売事業者が非化石証書にアクセスする機会の公平性確保の観点から一定量以上の証書は市場または相対にてグループ外で調達※1) ※2) することが求められている。

※ 1) 証書のグループ内取引を行う事業者はその電源構成に応じて偏りなく調達することが求められている

※ 2) 大型水力が含まれる非FIT証書（再エネ指定）の市場取引について、2020年度は買入札量が売入札量を上回っていたが、2021年度は売入札量が買入札量を上回った。

(2021年度) 高度化法義務達成市場 オークション結果

項目	非FIT非化石証書 再エネ指定なし				非FIT非化石証書 再エネ指定			
	第1回 (2021)	第2回 (2021)	第3回 (2021)	第4回 (2021)	第1回 (2021)	第2回 (2021)	第3回 (2021)	第4回 (2021)
オークション回	第1回 (2021)	第2回 (2021)	第3回 (2021)	第4回 (2021)	第1回 (2021)	第2回 (2021)	第3回 (2021)	第4回 (2021)
約定処理日 (価格決定日)	8月26日	11月24日	2月8日	5月11日	8月27日	11月25日	2月9日	5月12日
約定価格 (円/kWh)	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
約定量 (百万kWh)	416	3,130	2,257	320	1,744	1,846	2,825	35
市場における 売入札量 (百万kWh)	5,081	10,063	14,775	21,991	3,771	11,480	15,408	16,603
市場における 買入札量 (百万kWh)	3,912	3,130	2,257	320	3,935	1,846	2,825	35

【参考】非化石証書の市場取引（2021年度及び22年度第1回）

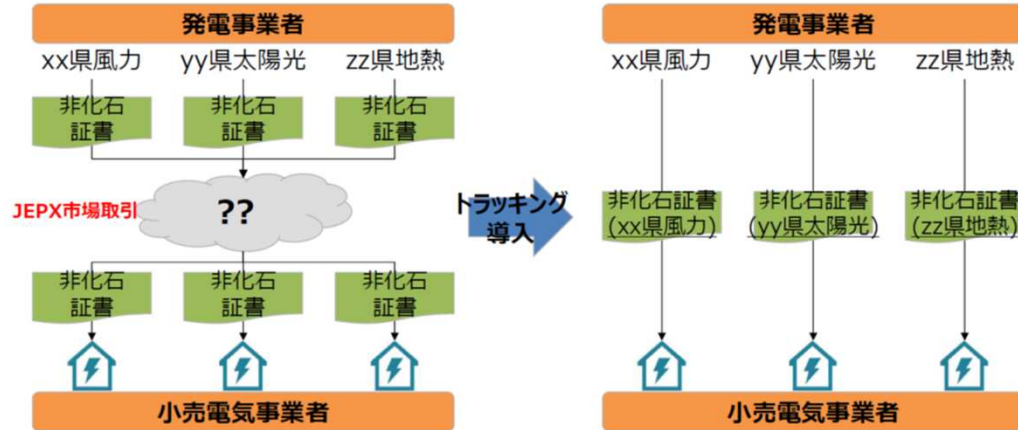
取引		約定日	約定量 百万kWh	売入札総量 百万kWh	買入札総量 百万kWh	約定価格 円/kWh	最高価格 円/kWh	最安価格 円/kWh
非FIT 再エネ 指定なし	第1回	8月26日	417	5,081	3,912	0.70	—	—
	第2回	11月24日	3,130	10,063	3,130	0.60	—	—
	第3回	2月8日	2,257	14,755	2,257	0.60	—	—
	第4回	5月11日	320	21,991	320	0.60	—	—
	第1回	8月29日	4	9,660	4	0.60	—	—
非FIT 再エネ指定	第1回	8月27日	1,744	3,771	3,934	0.60	—	—
	第2回	11月25日	1,846	11,480	1,846	0.60	—	—
	第3回	2月9日	2,825	15,408	2,825	0.60	—	—
	第4回	5月12日	35	16,604	35	0.60	—	—
	第1回	8月30日	315	4,667	315	0.60	—	—
FIT	第1回	—	—	—	—	—	—	—
	第2回	11月26日	1,929	55,954	1,929	0.33※	1.60	0.30
	第3回	2月10日	1,341	85,551	1,341	0.30※	2.00	0.30
	第4回	5月13日	2,139	108,175	2,139	0.30※	2.00	0.30
	第1回	8月31日	3,258	26,484	3,258	0.30※	1.00	0.30

※FIT非化石証書の約定価格は約定量加重平均価格

【参考】非FIT非化石証書のトラッキング（2022年8月より）

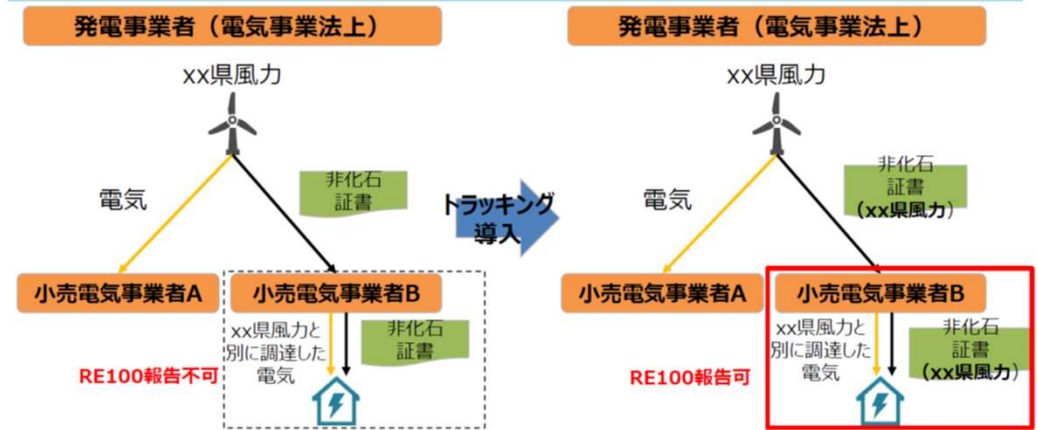
非FITトラッキングの趣旨・目的（市場取引分）

- 小売電気事業者がJEPX非化石価値取引市場※で購入した非FIT非化石証書の由来となった発電所を明らかにします。
- トラッキング付非化石証書については、需要家のRE100に対する報告に活用できます。



非FITトラッキングの趣旨・目的（相対取引分）

- これまで電気事業法の発電事業者より電気と別に調達した非化石証書を活用した場合は需要家のRE100に対する報告へ使用できませんでしたが、**トラッキングを付与することで需要家のRE100に対する報告に活用できます。**
- なお、電気とセットで調達する分についてもトラッキング付与することは可能です。



※ 電気とセットで調達する非FIT非化石証書についてもトラッキングを付与することは可能です。

2

付与される属性情報（トラッキングされる情報）

- 本実証実験においては、下記属性情報を非化石証書に付与（トラッキング）します。
 1. 設備ID
 2. 発電設備区分
 3. 発電設備名
 4. 設置者名
 5. 発電出力(kW)
 6. 運転開始日
 7. 設備の所在地
 8. 割当量(kWh)

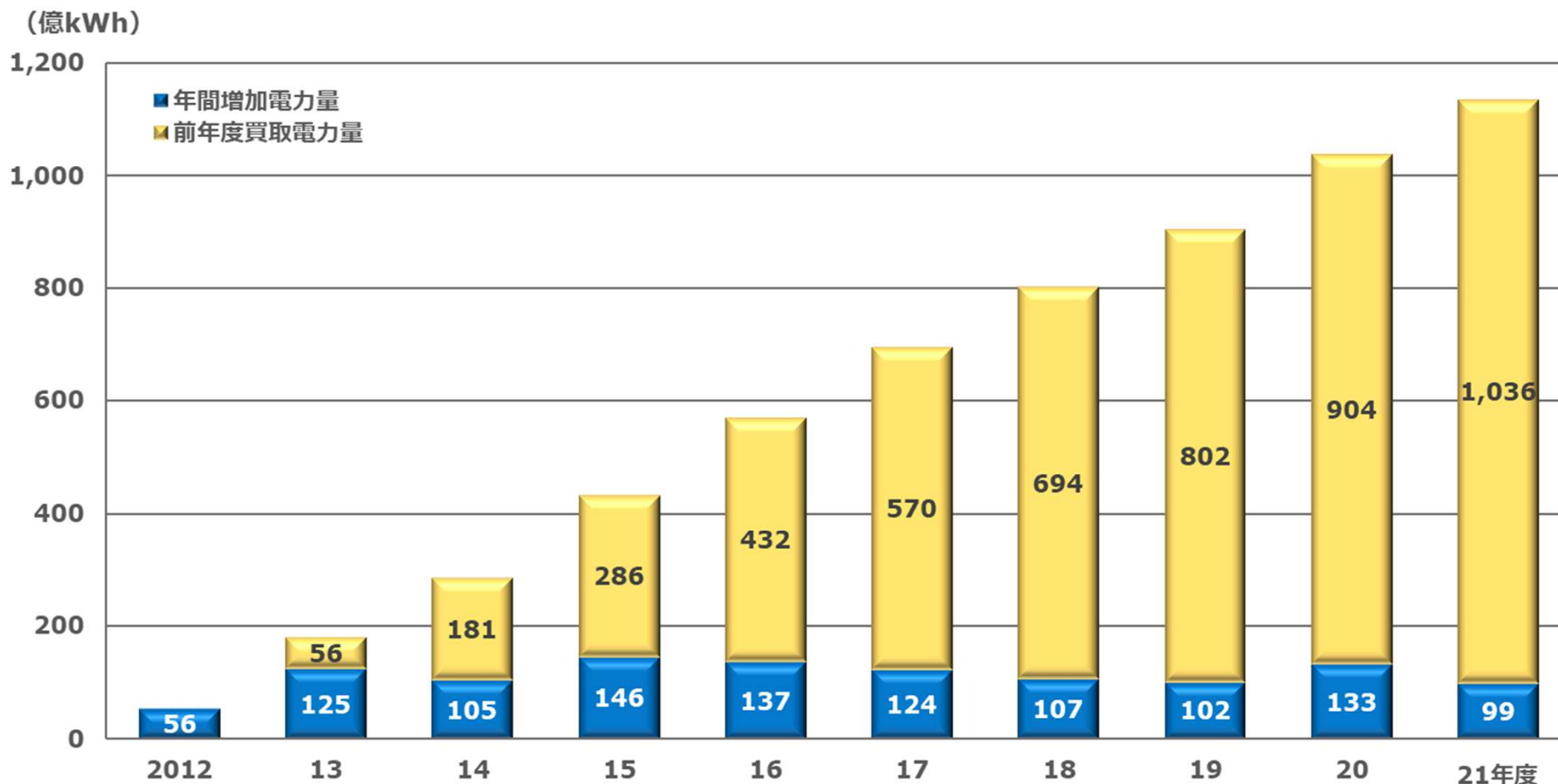
※ 付与される属性情報は非FIT電源登録情報、もしくは卒FITの場合はFIT登録情報に基づきます。

【参考】再エネ特措法に基づく買取電力量・増加電力量の推移

- 平成24（2012）年7月の再エネ特措法施行以降の買取電力量及び前年度比の増加電力量※の推移は下図のとおり

※ 年間増加電力量＝当該年度買取電力量－前年度買取電力量

- 年間数値のある2013年度～21年度までの増加電力量は99億～146億kWh



注：2012年度は法施行後の7月～13年3月の9か月分の電力量

水力発電の維持コストの試算

【参考】水力発電の維持に係るコスト等の簡易試算

旧一般電気事業者9社（沖縄電力を除く）及び電源開発の10社について2021年度における水力発電の維持に係るコスト等を簡易に試算したところ。その結果は以下のとおり

○ **水力発電全体の維持に係るコスト等**

✓ **水力発電費は3,546億円、出力当たり7,741円/kW、電力量当たり4.84円/kWh**

事業者名	水力発電全体				
	水力発電費 (百万円)	最大出力 (千kW)	発電電力量 (百万kWh)	出力単価 (円/kW)	電力量単価 (円/kWh)
北海道電力	18,672	1,631	3,410	11,445	5.48
東北電力	34,267	2,448	8,031	13,995	4.27
東京電力	59,400	9,879	12,882	6,013	4.61
中部電力	47,720	5,466	8,302	8,730	5.75
北陸電力	18,351	1,934	6,115	9,486	3.00
関西電力	49,834	8,248	13,532	6,042	3.68
中国電力	20,183	2,906	3,480	6,945	5.80
四国電力	12,372	1,153	1,976	10,728	6.26
九州電力	30,868	3,584	4,536	8,613	6.80
電源開発	62,942	8,560	10,977	7,353	5.73
合計	354,609	45,810	73,242	7,741	4.84

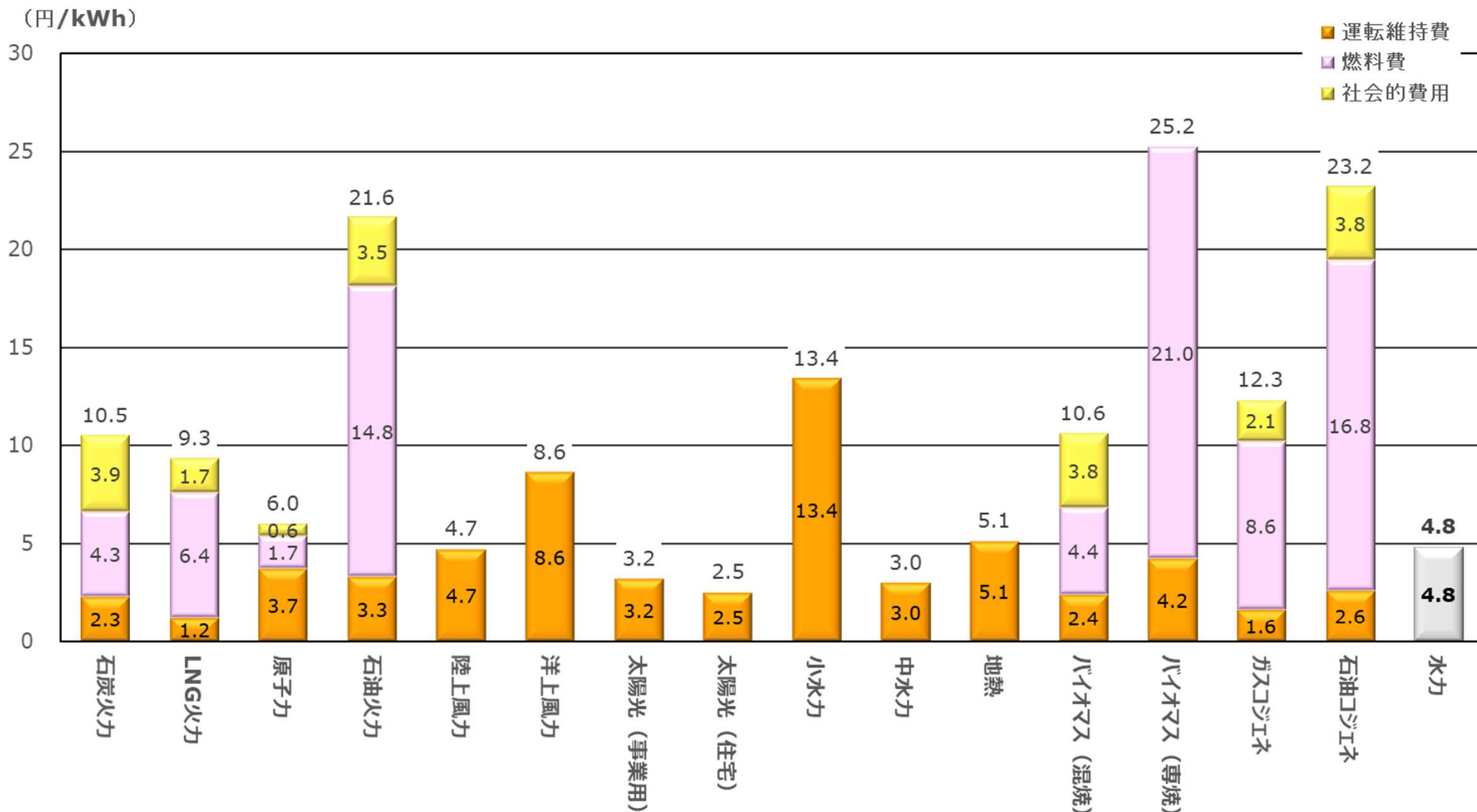
1. 水力発電全体の出力単価及び電力量単価は水力発電費を最大出力及び発電電力量で除したもの
2. 他の項目の出典・算出方法等の詳細は次スライドを参照

【参考】水力発電に係る主要データ（発電費・出力・電力量）

事業者名	水力発電費 (百万円)	最大出力 (千kW)						発電電力量 (百万kWh)		
		一 般		揚 水	合 計		一 般		合 計	
		内大型水力	大型割合		大型割合	内大型水力				
①	②	③	④(③/②)	⑤	⑥	⑦(③/⑥)	⑧	⑨(⑧×④)	⑩	
北海道電力	18,672	831	362	43.5%	800	1,631	22.2%	2,964	1,290	3,410
東北電力	34,267	1,986	1,077	54.2%	462	2,448	44.0%	7,925	4,295	8,031
東京電力	59,400	2,201	1,153	52.4%	7,678	9,879	11.7%	8,610	4,511	12,882
中部電力	47,720	2,149	1,257	58.5%	3,317	5,466	23.0%	7,221	4,225	8,302
北陸電力	18,351	1,934	1,107	57.2%	0	1,934	57.2%	6,115	3,500	6,115
関西電力	49,834	3,364	2,644	78.6%	4,884	8,248	32.1%	12,290	9,660	13,532
中国電力	20,183	783	127	16.2%	2,123	2,906	4.4%	2,575	416	3,480
四国電力	12,372	467	114	24.4%	686	1,153	9.9%	1,537	375	1,976
九州電力	30,868	1,284	526	41.0%	2,300	3,584	14.7%	3,029	1,241	4,536
電源開発	62,942	3,590	3,279	91.4%	4,970	8,560	38.3%	8,845	8,081	10,977
合 計	354,609	18,590	11,646	62.6%	27,221	45,810	25.4%	61,112	37,593	73,242

1. 大型水力とは揚水発電を除く最大出力3万kW以上の水力発電所をいう
2. 「①水力発電費」は各社の有価証券報告書（2021年度）の電気事業営業費用明細表等から「水力発電費」を抽出
3. 最大出力（「②一般」、「⑤揚水」及び「⑥合計」）は経済産業省資源エネルギー庁「電力調査統計」の「1-(1)電気事業者の発電所数、出力（2022年3月）」より作成
4. 発電電力量（「⑧一般」及び「⑩合計」）は経済産業省資源エネルギー庁「電力調査統計」の「2-(1)発電実績（2021年度）」より作成
5. 大型水力の「③最大出力（一般水力の内数）」は各社の水力発電所一覧等の最新公表資料（ホームページ）から作成
6. 大型水力の「⑨発電電力量（一般水力の内数）」は⑧の発電電力量に④の一般水力に占める大型水力の最大出力の割合を乗じて算出。
例えば北海道電力の大型水力の⑨発電電力量の算出式【⑧×④(=③/②)】は次のとおり。
2,964 (百万kWh) × 362 (千kW) / 831 (千kW) = 1,290 (百万kWh)

【参考】電源別発電コスト試算結果の概要



注1：水力以外の電源（2020年）は次スライド参照。なお、各電源のコストから「資本費」及び「政策経費」を除いている。

注2：水力発電のコスト（2021年度維持コスト）は24及び25枚目スライド参照。なお、このコストの数値は事務局で簡易的に試算した参考値であり、内訳まで算出していない。諸元となる各数値や算出手法は、他の電源の数値の参照元である次スライドのコスト検証WGの資本費の算定方法とは異なる。

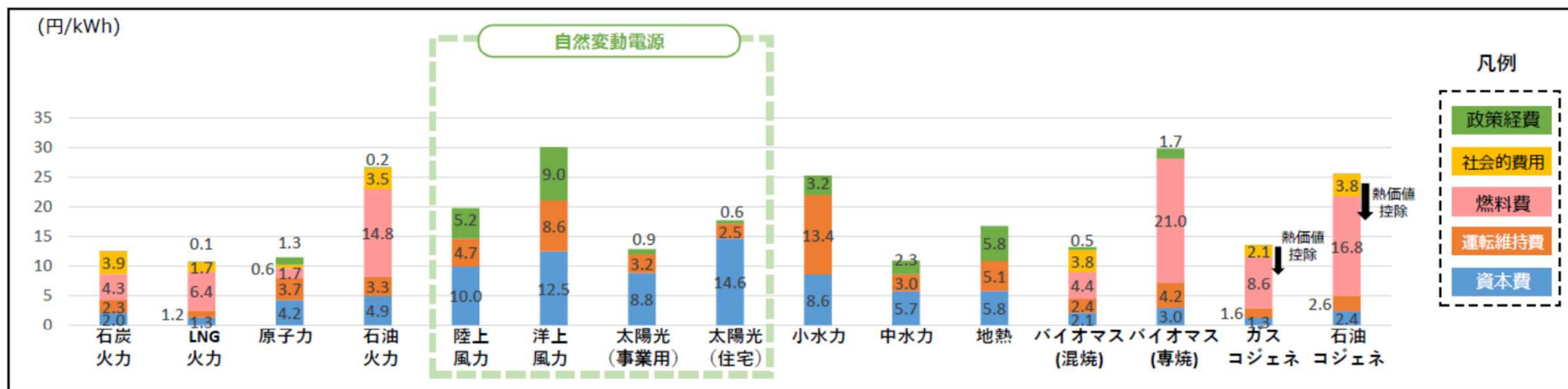
2020年の電源別発電コスト試算の結果概要

均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2020年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。**
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 事業者が**現実**に**発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼、5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()内は政策経費なしの値	12.5 (12.5)	10.7 (10.7)	11.5~ (10.2~)	26.7 (26.5)	19.8 (14.6)	30.0 (21.1)	12.9 (12.0)	17.7 (17.1)	25.3 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	13.2 (12.7)	29.8 (28.1)	9.3~10.6 (9.3~10.6)	19.7~24.4 (19.7~24.4)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	30%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) グラフの値はIEA「World Energy Outlook 2020」の公表済政策シナリオの数値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコストを使用。



廃止措置費用2倍	+0.1
事故廃炉・賠償費用等1兆円増	+0.01~0.03
再処理費用及びMOX燃料加工費用2倍	+0.7

燃料価格10%の変化に伴う影響(円/kWh)	石炭 約±0.4	LNG 約±0.6	石油 約±1.0
------------------------	----------	-----------	----------

(注2) OECD (2020) 「Projected Cost of Generating Electricity 2020」等を参考にして試算

資本費：建設費、固定資産税、設備廃棄費用等
運転維持費：人件費、修繕費、諸費等
燃料費：化石燃料の価格、核燃料サイクルの費用
社会的費用：CO2価格、福島事故の賠償費用、政策経費（技術開発の予算、立地交付金など）等

2030年の電源別発電コスト試算の結果概要

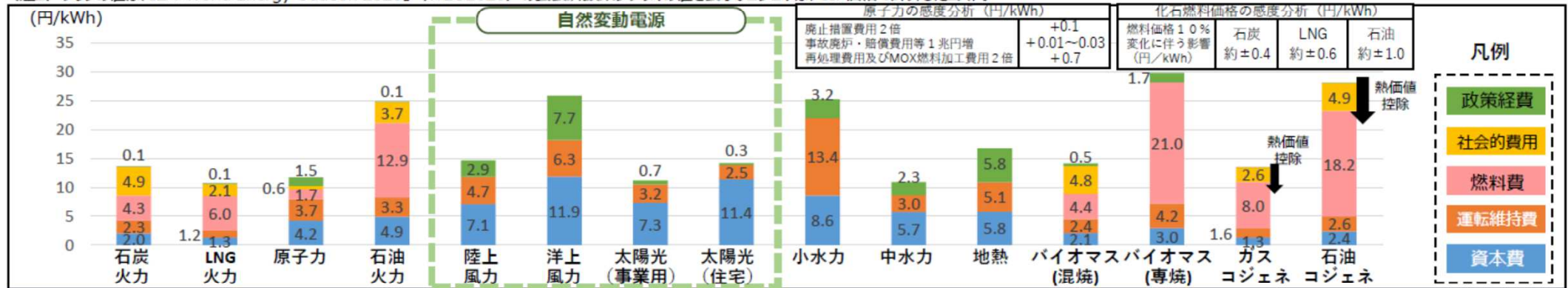
均等化発電原価(LCOE)は、標準的な発電所を立地条件等を考慮せずに新規に建設し所定期間運用した場合の「総発電コスト」の試算値。政策支援を前提に達成すべき性能や価格目標とも一致しない。

- 各電源のコスト面での特徴を踏まえ、どの電源に政策の力点を置くかといった、**2030年に向けたエネルギー政策の議論の参考材料**とする。
- 2030年に、新たな発電設備を更地に建設・運転した際のkWh当たりのコストを、一定の前提で機械的に試算。**
(既存の発電設備を運転するコストではない)。
- 2030年のコストは、燃料費の見通し、設備の稼働年数・設備利用率、太陽光の導入量などの**試算の前提を変えれば、結果は変わる。**
- 事業者が**現実に発電設備を建設**する際は、ここで示す**発電コストだけでなく、立地地点毎に異なる条件を勘案して総合的に判断**される。
- 太陽光・風力(自然変動電源)の大量導入により、火力の効率低下や揚水の活用などに伴う費用が高まる**ため、これも考慮する必要がある。この費用について、今回は、**系統制約等を考慮しない機械的な試算**(参考①)に加え、**系統制約等を考慮したモデルによる分析**も実施し、**参考として整理**(参考②)。

電源	石炭火力	LNG火力	原子力	石油火力	陸上風力	洋上風力	太陽光(事業用)	太陽光(住宅)	小水力	中水力	地熱	バイオマス(混焼、5%)	バイオマス(専焼)	ガスコジェネ	石油コジェネ
発電コスト(円/kWh) ※()は政策経費なしの値	13.6~22.4 (13.5~22.3)	10.7~14.3 (10.6~14.2)	11.7~ (10.2~)	24.9~27.6 (24.8~27.5)	9.8~17.2 (8.3~13.6)	25.9 (18.2)	8.2~11.8 (7.8~11.1)	8.7~14.9 (8.5~14.6)	25.2 (22.0)	10.9 (8.7)	16.7 (10.9)	14.1~22.6 (13.7~22.2)	29.8 (28.1)	9.5~10.8 (9.4~10.8)	21.5~25.6 (21.5~25.6)
設備利用率	70%	70%	70%	30%	25.4%	33.2%	17.2%	13.8%	60%	60%	83%	70%	87%	72.3%	36%
稼働年数	40年	40年	40年	40年	25年	25年	25年	25年	40年	40年	40年	40年	40年	30年	30年

(注1) 表の値は、今回検証で扱った複数の試算値のうち、上限と下限を表示。将来の燃料価格、CO2対策費、太陽光・風力の導入拡大に伴う機器価格低下などをどう見込むかにより、幅を持った試算としている。例えば、太陽光の場合「2030年に、太陽光パネルの世界の価格水準が著しく低下し、かつ、太陽光パネルの国内価格が世界水準に追いつくほど急激に低下するケース」や「太陽光パネルが劣化して発電量が下がるケース」といった野心的な前提を置いた試算値を含む。

(注2) グラフの値は、IEA「World Energy Outlook 2020」(WEO2020)の公表済政策シナリオの値を表示。コジェネは、CIF価格で計算したコスト。



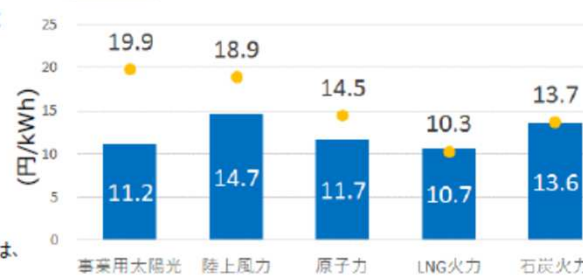
参考① 電源立地や系統制約を考慮しない機械的な試算 (2015年の手法を踏襲)

「系統が日本全国で大幅に増強され、日本全体で電力需給が瞬時に調整される」前提を置いてもなお生じる追加費用(火力効率低下や揚水活用等の費用)追加費用として試算。

自然変動電源の導入量・割合※1	生じる追加費用
1450億kWh (15%) 程度	年間8,470億円
1850億kWh (20%) 程度	年間1兆1,580億円
2350億kWh (25%) 程度	年間1兆4,780億円

※1 検証時点では、洋上風力の時間変動実データが得られないため、洋上風力の追加費用の計算には、陸上風力の諸元を流用した。

参考② 電源立地や系統制約を考慮した、モデルによる分析・試算 (委員による分析※2)



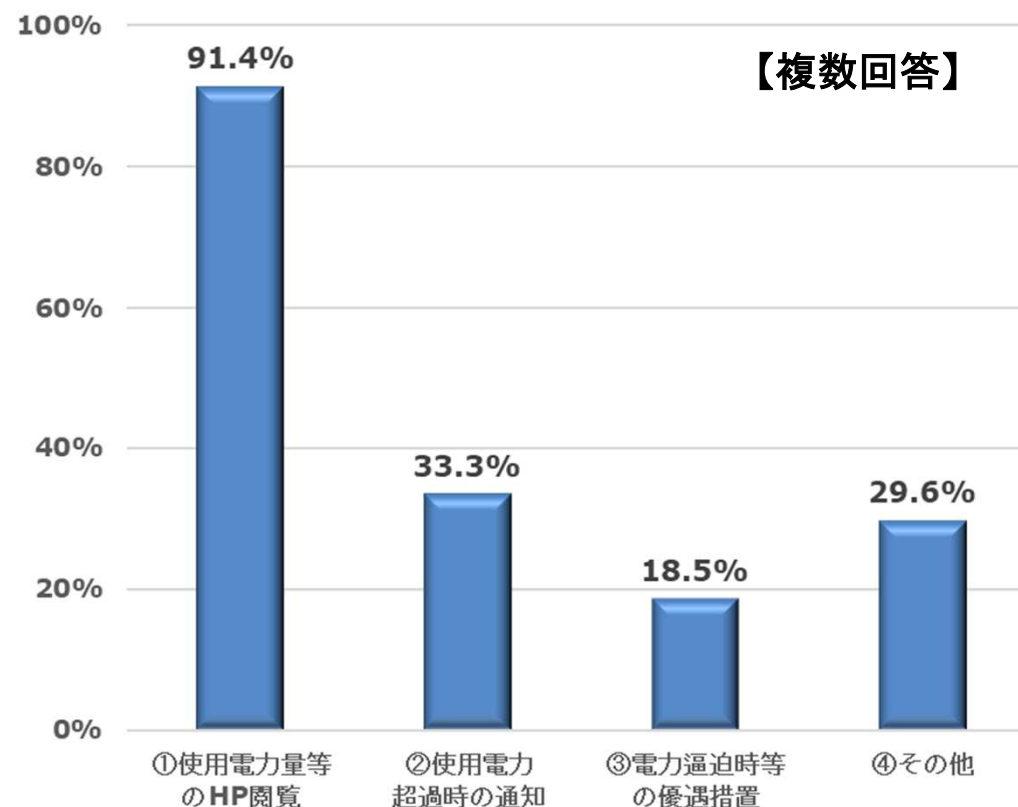
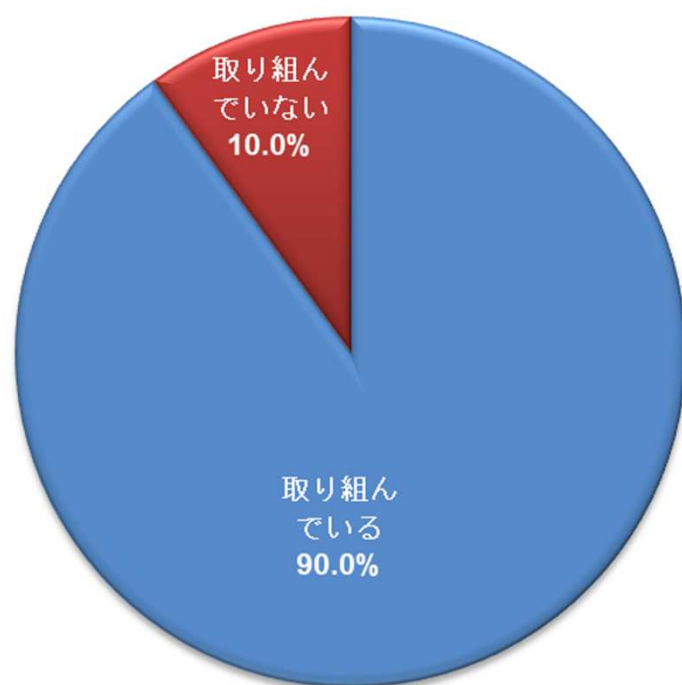
- 2030年エネルギーミックスが達成された状態から、さらに各電源を微小追加した場合に、電力システム全体に追加で生じるコストを計算し、便宜的に、追加した電源で割り戻してkWh当たりのコスト(統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称))を算出。
- どの電源を追加しても、電力システム全体にコストが生じる。これを、どう抑制していくのか、誰がどう負担するのかを議論していくことが重要。
青棒: 発電コスト(上の積上げ棒グラフの値と同じ)
黄色ドット: 統合コストの一部を考慮した発電コスト(仮称)

※2 第8回発電コスト検証WGにおける委員発表資料より引用。

加点点項目に関する調査結果等

【参考】需要家に対する省エネ・節電に関する情報提供の取組

- 回答90者のうち、**情報提供の取組を実施しているのは9割**
- 取組の実施事業者における取組内容（複数回答可）
 - ① 需要家の**使用電力量の推移等をホームページで閲覧できる**（**91.4%**）
 - ② 需要家の設定した**使用電力を超過した場合に通知を行う**（**33.3%**）
 - ③ **電力逼迫時等に供給側からの要請に応じ、電力の使用抑制に協力した需要家に対して電力料金の優遇を行う**（**18.5%**）
 - ④ その他（**29.6%**） → 【次スライド参照】



注：アンケート調査は令和3年10月現在の状況（以下同じ）

【参考】需要家に対する省エネ・節電に関する情報提供の取組

「その他」の主な事例

■ より詳細な情報提供の取組事例

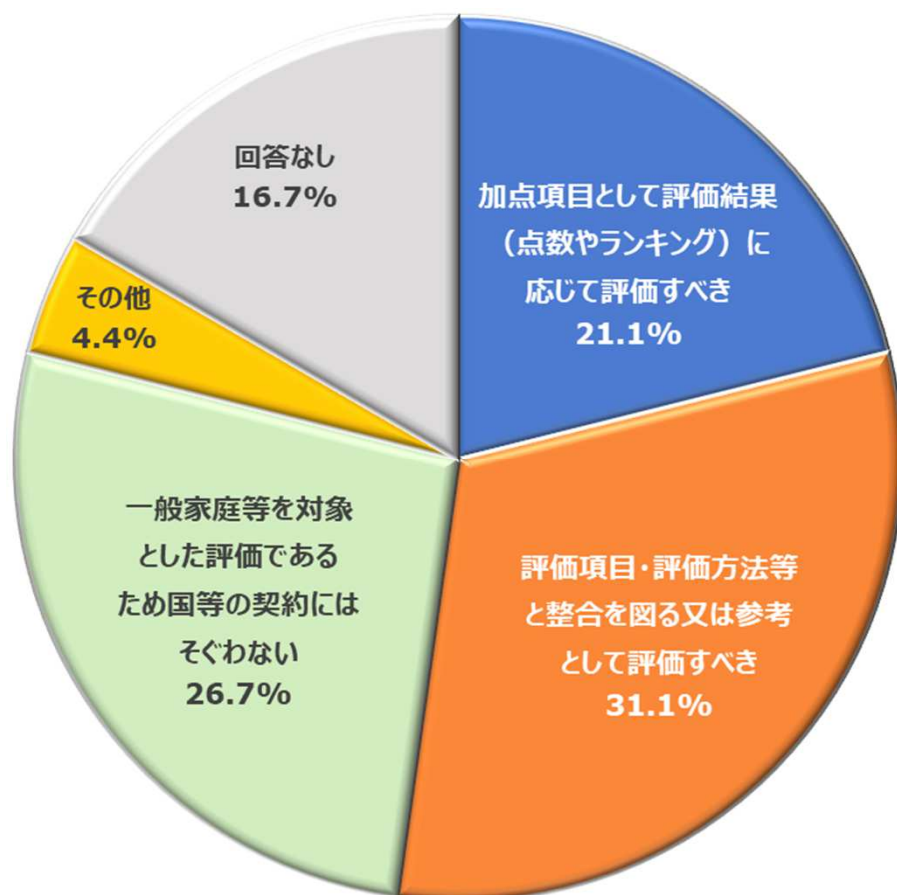
- 需要家毎に電力使用量（30分毎）のWebによる提供
- 高圧需要家向け電気使用状況の実績レポートの作成及び通知
- 詳細（日・時間別等）な電力使用実績の需要家への提供による「見える化」の促進及び節電意識の啓蒙
- エネルギー使用量を類似の施設等と比較可能（類似施設等の情報提供）
- スマートメーターによる電力データの自動収集、AIを活用したデータ解析及び四半期ごとの解析結果の報告サービス
- 節電・省エネインフォメーションとして法人・事業者向けの支援制度や補助金情報などの有効な情報の提供
- 需要家ごとの「マイページ」への情報提供・告知

■ 電力使用量の抑制等の取組事例（前スライド「③電力逼迫時等の優遇措置」と概ね同様の取組）

- 夏季・冬季等の電力需給が逼迫する時間帯における節電の呼びかけ、節電量に応じた料金の還元
- 要請に応じた需要家の節電実績に対応した協力金・ポイント等の還元

【参考】「省エネコミュニケーション・ランキング制度」の活用

- 「省エネコミュニケーション・ランキング制度」を加点項目として活用することに対するアンケート調査結果では、
 - 「加点項目として評価結果（点数やランキング）に応じて評価すべき」が**21.1%**
 - 「評価項目・評価方法等と整合を図る又は参考として評価すべき」が**31.1%**
 - 「一般家庭等を対象とした評価であるため国等の契約にはそぐわない」が**26.7%**
 - その他のうち、**3**者は（そのまま）加点項目として活用することには反対



省エネコミュニケーション
ランキング制度



【参考】新たな加点項目の候補として提案された評価項目等

新たな加点項目の提案例

■ 電源・再エネメニュー等に関する項目例（再エネの評価等を含む）

- ➔ 再エネ電源の保有状況
- ➔ 卒FITの買取状況による加点
- ➔ 国産バイオマスの利用（混焼率）を加点項目として追加すべき
- ➔ RE100対応メニューや環境に配慮したメニュー
- ➔ 需要者ニーズに合わせた環境配慮型メニューの提供が可能（メニュー例）
 - 再エネかつRE100の要件に対応したメニュー
 - 温対法やCO₂削減に対応したCO₂排出量が段階的に逡減又はゼロとなるメニュー
- ➔ メニュー別排出係数の保有による加点
- ➔ ブロックチェーンを活用したトレーサビリティ付電源の提供
- ➔ 発電所の見える化により需要家が電源を選択できること

■ 事業者の環境配慮の取組、その他

- ➔ 需要家の省エネや電気料金の削減につながる電力データの解析及び解析結果の情報提供
- ➔ 次世代層を対象としたエネルギー環境教育支援活動の取組
- ➔ 様々なメディア、コミュニケーション・ツールを活用した省エネ対応（情報提供）
- ➔ 特定の事業者が優位になり得る項目の追加は行わないようにすべき