

小売電気事業者の量的な供給力確保の在り方について

2026年2月4日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたい内容

- これまでのWGでは、需要家への安定・継続した電力の供給、小売価格水準の過度な高騰の抑制、発電事業者の予見性確保、といった複合的な目的を実現する手段として、小売事業者に対して、実需給の一定期間前に一定のkWhの確保（量的な供給力確保）を求めるについて議論してきた。
- 具体的には、
 - 小売事業者に対して、実需給の3年度前に実需給年度の想定需要の5割に相当する量、1年度前に7割に相当する量のkWhの確保を求めることを原則としつつ、
 - 過去の一定期間の販売電力量の平均が5億kWhを下回る小売事業者については、本措置の運用開始から一定の期間については、実需給の3年度前に実需給年度の想定需要の2.5割に相当する量、実需給の1年度前に5割に相当する量の確保を求める、

との事務局提案について、議論してきた。

- これまでの議論の中では、事務局提案の方向性に同意する意見があった一方で、小売事業者のビジネスモデルの自由度を阻害しないよう他案との比較検討などさらなる妥当性の検証が必要との意見もあった。
- 本日は、小売事業者に対して量的な供給力確保の履行を促す措置として、過去のWGで委員からいただいた提案も含めた2つの案について議論いただきたい。
- その他、以下の論点についてもご議論いただきたい。
 - 共同での調達や確保する供給力の負荷形式（再生可能エネルギーの扱い）について
 - 想定需要の取扱い
 - 実需給3年度前のkWh確保について

(参考) 【検討事項⑤】について

第1回次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会
(2025年5月23日) 資料6から抜粋

検討事項⑤ 小売電気事業者の責任・役割と規律の在り方

【課題】

- 全面自由化以降、小売電気事業者は大きく増加し、様々なメニューが提供され、DRの活用拡大も進むなど、サービス提供者として需要家のニーズに応えてきた。一方で、近年、厳しい事業環境の下では、小売電気事業者の退出や料金の高騰が生じるなど、一定の課題も顕在化。

【対応の方向性】

- こうした経緯も踏まえ、市場環境整備と併せて、安定的な事業環境の実現に向けた小売電気事業者の責任・役割とこれを実現するための規律の在り方について検討を行う。

＜具体的な検討項目のイメージ＞

検討項目例①：小売電気事業者による量的（kWh）な供給能力の確保

- 料金の急激な変動が企業の経済活動や国民生活に影響を与え、料金の大幅な変動は社会的に許容し難い状況にあることが明らかになったことも踏まえ、安定供給の確保や電気料金の変動幅の抑制の観点から、量的な供給能力（kWh）の確保の在り方について検討する。

検討項目例②：小売電気事業者による安定的な事業実施の確保

- 市場環境が厳しい局面において、小売電気事業者の退出等が相次ぎ、需要家に一定の負担や混乱が生じたことや、供給実績が確認できない小売電気事業者が一部が犯罪に利用されたことが疑われる事例も生じている。こうしたこと踏まえ、需要家保護を適切に図る観点から、小売電気事業者に遵守を求める規律の在り方や規律に違反した場合の措置の在り方について検討する。
- 一方で、小売電気事業者等の創意工夫を阻害することのないよう、例えば、蓄電池等のいわば「間接需要」に対する供給に係る電気事業法の位置付け等の整理の必要性についても検討する。

履行を促す措置について①

- 小売事業者に中長期のkWh確保の履行を促す措置に関して、第7回WG（昨年11/28）の議論では、委員から、小売事業者が求められるkWhを確保できなかつた場合に、多様なビジネスモデルとの両立を図る観点から、容量拠出金の追加徴収を行うこととしてはどうかとのご提案をいただいた。
- 今回のWGでは、小売事業者に対して、実需給の3年度前に実需給年度の想定需要の5割（小規模は2.5割）に相当する量、1年度前に7割（小規模は5割）に相当する量のkWhの確保を求めるとした場合に、小売事業者にその履行を促す措置について、上記提案（A案）と、別の案（B案）をお示し、比較の上でご議論いただきたい。

履行を促す措置について②

【A案】

- 小売事業者に、①実需給の一定年度前に、一定割合の供給力（kWh）確保を求めつつ、②求める確保量を充足できなかつた事業者について、③一定の容量拠出金の追加徴収（経済的ディスインセンティブ）を行い、徴収した金額を容量市場の枠外で実施する追加供給力調達（これまで実施してきたkW公募など）の費用にあてる。（追加徴収分も容量拠出金の一部として構成し、支払われない場合には、電気事業法に基づく供給能力確保命令の発出を検討する）
- なお、追加供給力調達の費用を追加徴収の対象にする根拠は、以下のように整理される。
 - 追加供給力調達は電力需給のひつ迫が予想される局面で行われる。本来、需給がひつ迫する局面ではスポット市場価格は大きく上昇するが、追加供給力調達により追加電源を確保し、スポット市場に供給される電力量が増えることで、市場価格の上昇を一定程度抑制する効果が得られる。
 - 需給ひつ迫局面においては、中長期取引の調達が多い事業者（=求められる確保量を充足した者）とスポット市場からの調達が多い事業者（=充足できなかつた者）を比べた場合、電力価格の安定化の恩恵をより多く享受するのは後者である。
 - したがって、スポット市場からの調達が多い事業者（=充足できなかつた者）に「受益者負担として、その費用の負担を求める。
- この案では、追加徴収される金額の設定が重要となる。追加徴収される金額が高すぎると、規律の強度が厳格になりすぎる一方、金額が低すぎると、規律の実効性が確保されないおそれがある。

履行を促す措置について③

- 追加徴収額は、充足できなかつた確保量の程度に応じて決定されることが公平と考えられることから、当該年度において充足できなかつた量（未達kWh）に比例する形で算定することを前提にしつつ、追加徴収額の単価の設定としては以下のようなオプションが考えられるか。

① 追加供給力調達に要した費用 ÷ 未達kWhの全国の総量

- ✓ 追加供給力調達の便益は、確保量を充足できていない者が最も受けているとの前提の上で、追加供給力調達に要した費用を充足できなかつたkWhに応じて負担するとの考え方。
- ✓ 未達のkWhが増えれば（充足できない事業者が増えれば）単価が下がり追加徴収の負担も下がる。逆に、未達のkWhが減れば（充足できない事業者が減れば）単価が上がり追加徴収の負担も上がる。（ただし、未達のkWhの多寡によっては追加供給力調達の必要性や調達量が変わり、費用も変動しうる）
- ✓ 追加供給力調達については、毎年度必ず実施されるわけではなく、必要な供給力や費用も状況によって変わらうるため、予見性確保のためには、過年度の実績などをもとにあらかじめ単価を決めておくことが望ましい。

② 中長期市場における平均的な取引単価 - スポット市場における平均的な取引単価

- ✓ 確保量を充足していれば中長期市場で取引される価格でkWhを調達していたと仮定し、その単価とスポット市場の単価の差分を未達量に乗ずる方法。
- ✓ 市場価格に連動するため、年によって変動幅が大きくなる可能性があり、その場合、予見性・安定性が低くなる。
- ✓ 追加供給力調達に要した費用と関連性がなく、当該費用を受益者から徴収する、との考え方とは整合しない。

履行を促す措置について④

【B案】

- 小売事業者に、①実需給の一定年度前に、一定割合の供給力（kWh）確保を求めつつ、②求める確保量を充足できなかつた事業者について、③電気事業法に基づく指導・勧告（実施した場合には公表）の対象とし、改善を求める。（改善が見られない場合には、電気事業法に基づく供給能力確保命令の発出を検討する。）
- ただし、求める確保量を充足できるよう誘導していくことが制度の目的であることから、単年の未達をもって即時に指導・勧告の対象とするのではなく、未達の程度・期間や中長期取引の実情に応じて調整する。例えば、確保量からの未達が著しく、かつ、複数年にわたり継続している事業者を対象に指導・勧告を実施するなど。
- どのような場合に指導・勧告の対象になり得るかについては、ガイドライン等で整理し、中長期取引市場での取引の度合いや、小売事業者が中長期でのkWhを確保している程度などを踏まえて更新していく。また、小売事業者の多様なビジネスモデルを阻害しない形での制度運用もガイドライン等に盛り込むよう検討する。

両案の比較

- A案は、求められる確保量に未達であっても、容量拠出金の追加徴収額を支払えば、それまでのビジネスモデルは継続可能となる。また、追加徴収額を変更させることで、規律の強度を調整できる。
- 一方で、適切にインセンティブが働く水準に追加徴収額を設定する必要がある。また、ある時点で徴収対象や徴収額を確定させる必要があり、各事業者の個別事情（例えば、実需給3年度前の時点で未達であるものの調達交渉中であるケース、市場での調達に取り組んだものの調達が難しかったケースなど）に配慮した柔軟な対応が相対的に難しい。
- B案は、求められる確保量に未達であっても、各事業者の個別事情にも配慮しつつ指導・勧告を実施することで、柔軟な対応が相対的にとりやすい。
- 一方で、事業者の予見性を担保するためには、ガイドライン等で指導・勧告に至る要件などを明確化しておく必要がある。また、ガイドライン等の中で、小売事業者の多様なビジネスモデルを阻害しない工夫をどのように講じるか、ビジネスの実態に即した検討が求められる。
- 制度実施の初期段階においては、中長期取引市場を含め中長期のkWhをどの程度確保できる環境にあるか、未達の事業者が存在したとしても求められる確保量との関係でどの程度未達であるかなどの実際の状況を見極めながら、措置の強度を調整する必要が出てくると考えられる。こうした観点を踏まえ、A案とB案のいずれが妥当と考えるか。両案の組み合わせやそれ以外の選択肢も考え得るか。

複数事業者による共同調達について

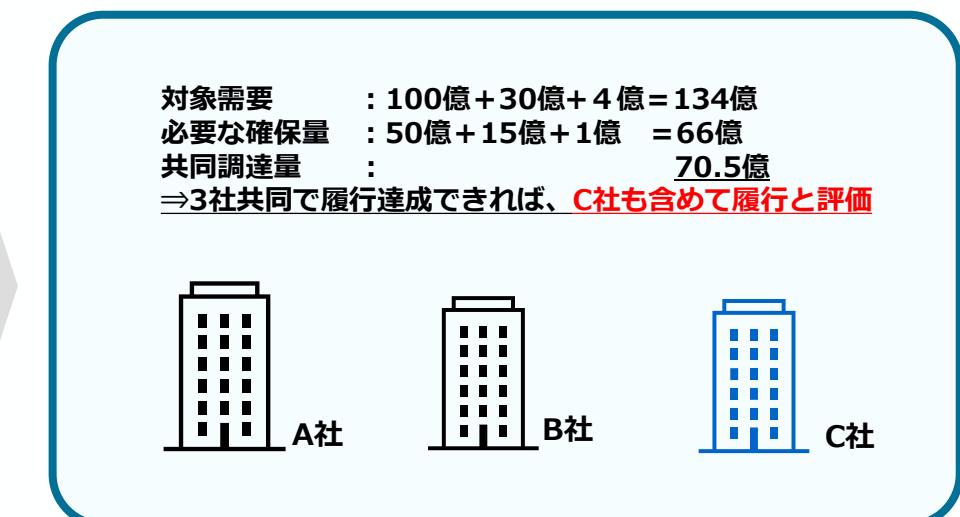
- 求められる確保量 (kWh)の評価について、各小売事業者単位を前提とした提案をこれまで行ってきたが、過去のWGにおいて、委員から、複数事業者による共同調達について検討してはどうかとのご提案をいただいた。
- 小売事業者の中には、需要バランスングループ（BG）に入り、電源調達をBG親に委託しているケースもある。こうした実態を踏まえれば、確保量を充足しているかどうかを、BGのような形態を含めて共同で評価することを認めてはどうか。
- 具体的には、共同で調達を行う複数の小売事業者の合算した需要に対して、求められるkWhを確保できていれば、共同調達を行っている小売事業者は一体として、量的な供給力を充足していると評価してはどうか。
- これによって、個社では中長期のkWhについて直接調達が困難な事業者であっても、共同調達を通じて、履行が可能になる余地が広がることが期待されるのではないか。
- なお、共同で調達している実態や共同での履行状況の確認の手法、二重計上の排除、といった技術的な詳細については、BGの運用実態などを確認した上で、さらに検討を深めることとしたい。

複数事業者による共同調達について（N-3年度前水準の評価イメージ）

＜各小売事業者個別の調達量で履行を評価＞



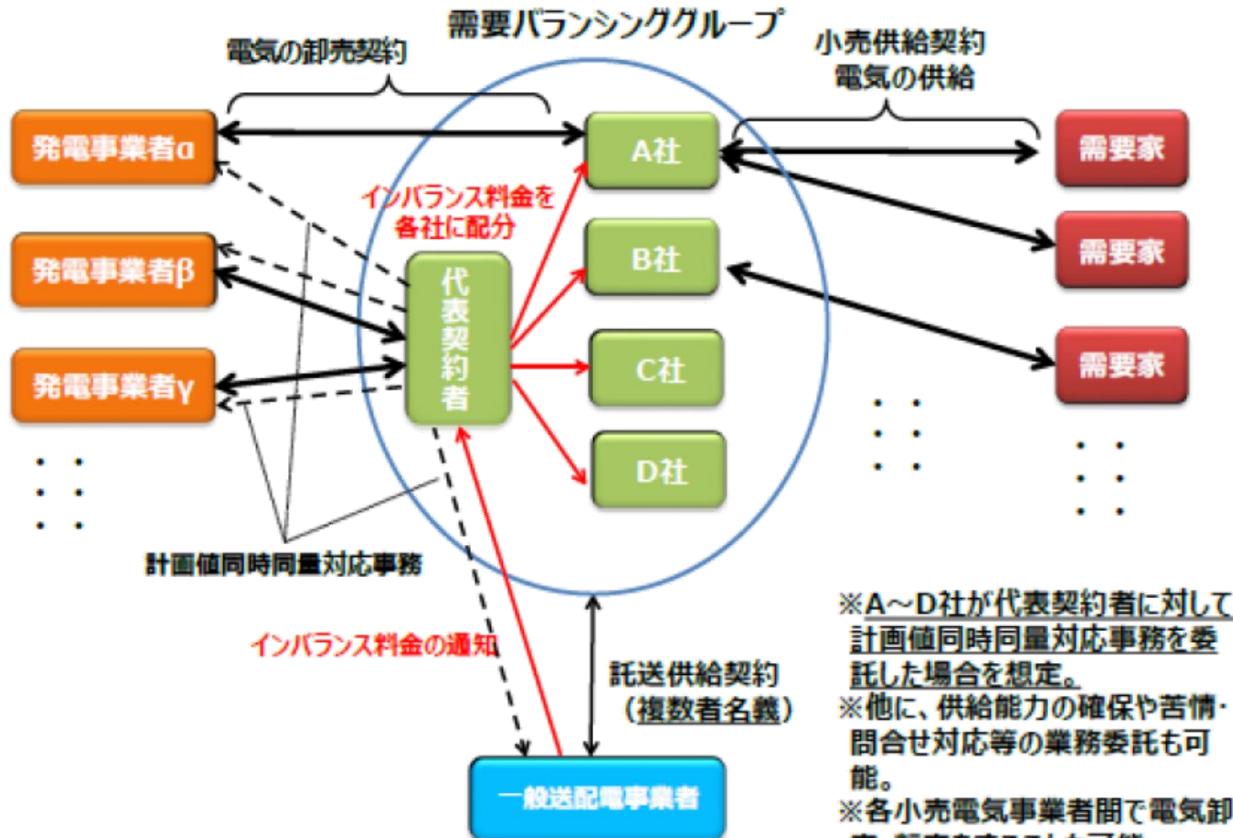
＜複数事業者の共同調達量で履行を評価＞



(参考) 需要バランスシングループ（BG）について

第30回電力・ガス基本政策小委員会
(令和3年2月17日) 資料8 一部抜粋

- 需要バランスシングループ（代表契約者制度）とは、複数の小売電気事業者と一般送配電事業者が一つの接続供給契約を結び、小売電気事業者間で代表契約者を選定する仕組みのこと。
- ※ BGの代表契約者（＝BG親）以外の者（＝BG子）は、需給管理の委託契約とあわせて、卸供給契約も締結している場合が多い。



（備考）
BG子はBG親に計画値同時同量対応事務を委託した場合であっても、以下の小売電気事業者としての義務を果たす必要がある。

- ・ 供給能力確保義務
(電気事業法第2条の12)
- ・ 需要家に対する説明義務
(法2条の13)
- ・ 需要家に対する書面交付義務
(法第2条の14)
- ・ 苦情の処理義務
(法第2条の15)

確保する供給力の負荷形式について（再エネの評価）

- 第2回WG（昨年7/4）において、「小売電気事業者の供給力の調達手段やポートフォリオの自由度を確保するため、確保する供給力の負荷の形式（ベース・ミドル・ピークなど）は問わないことを基本としてはどうか」との提案を事務局から行った。
- この点に関して、再エネ電源で確保したkWhは対象に含まれるのか、という点について、事業者から問い合わせを受けることが多いため、明確化を図ることしたい。
- 再エネ電源を供給力の主力として調達している小売事業者が現在も一定数存在している実態や、今後も再エネを主力電源として拡大していく政策の方向性に鑑みれば、小売事業者の調達の自由度を確保するため、確保を求めるkWhは、電源の種別は問わず、再エネ電源（含むFIT電源やFIP電源）も含めて計上が可能と整理してはどうか。
- 現在の供給計画でも、kWhに関しては各電源とも調整係数等を乗じることなく、調達見込み量の算定・報告を求めていることとの整合性の点でも、上記の整理が適当ではないか。

想定需要について

- ・ 小売事業者に確保を求める供給力の割合を算定する際に必要となる想定需要に関しては、これまでの議論において、「確保義務を逃れるために想定需要をゆがめるようなことにならないよう留意して制度を設計する必要がある」といったご意見をいただき、小売事業者の実務的な負担や小売事業者間の公平性（想定需要の妥当性／適切性）の確保、確認にかかる行政コスト等を勘案し、どのような算定方法が適切かが論点となっている。
- ・ 令和7年9月から実施した意見募集では、小売事業者と需要家の契約は各年単位であることから、義務の前提となる3年後、1年後の想定需要を正確に想定することは困難、といったご意見が寄せられている。
- ・ なお、供給計画では、以下のような考え方を示した上で、小売事業者に10年間の想定需要の算定を求めている。
 - 最近の需要動向や実績傾向に基づき想定する。なお、地域特性を勘案の上、想定してもよい。
 - 電源の調達計画等に基づき想定する。
 - 個別需要家の動向及び契約獲得等の情報の積み上げにより想定する。
 - 電力広域的運営推進機関が1月末までに公表する全国及び供給区域ごとの需要想定を参考に想定する。
 - 上記手法のいずれかを組み合わせた手法により想定する。
- ・ 1つの方策としては、現行の供給計画の考え方を踏襲する形で、資源エネルギー庁や電力広域的運営推進機関において想定需要算出の大まかな考え方を示し、各社にて想定需要を算定するとの案を考える。この案は、現行の供給計画と整合的である一方で、算定にあたって各事業者に一定の裁量がある中で、恣意的な算出を排除できるかという課題がある。
- ・ 査定性を排除する観点から、想定需要を用いるのではなく、直近の販売実績をもとにして5割や7割といった割合が確保できているかを評価するとの案も考えられる。他方で、この案では、実需給で想定される販売量と乖離したkWhの確保を求める事になるおそれもあるが、いずれの方針が妥当と考えるか。

実需給3年度前のkWh確保について

- 第7回WG（昨年11/28）の議論では、実需給の3年度前において確保が求められるkWhを充足できる中長期取引の手段が提供されているか、という点についてご指摘をいただいた。
- 旧一電等により実施されている内外無差別卸では、長期卸のメニューとして3年後以降に受け渡される商品が約定している事業者がある一方で、提供しているが約定に至っていない事業者や提供していない事業者も存在しているのが現状。
- また、第7回WGで事務局からお示ししたとおり、中長期取引市場開設から当分の間は、販売電力量5億kWh未満の小売事業者の総販売量（約250億kWh）も勘案し、一定規模以上の発電事業者から原則として販売電力量の10%（約800億kWh）の拠出を求めることとしている。
- 小売事業者が、求められる中長期のkWhを確保するためには、内外無差別卸を含めた相対卸や中長期取引市場を通じて3年度前や1年度前に安定的にkWhを調達できる環境を整える必要がある。このため、中長期のkWh確保を求める制度の開始時点（現時点では、2030年度供給計画からの開始を想定）までの間に、継続的に取引状況を検証しつつ、必要があれば発電事業者の対応も含めて、追加的な対応を検討することとしてはどうか。
- そうした対応を講じてもなお3年度前や1年度前のkWh確保が難しい場合には、要因を分析した上で、確保を求めるkWh量の検証、経過措置や激変緩和措置の要否の検討を行うこととしてはどうか。

<制度の運用開始に向けたスケジュール（案）>

2026年秋頃 供給計画の様式改正案を確定
→ 2028年度供給計画（2027年度に提出）から新様式を適用

2028年 中長期取引市場での取引開始

2029年 2030年度供給計画の策定時より、量的な供給力確保の状況について確認開始
※2032年度供給分について5割（2.5割）、2030年度供給分について7割（5割）
の達成状況を確認

第4回電力システム改革の検証を踏まえた制度設計ワーキンググループ
(令和7年8月8日) 資料4 一部抜粋

(参考) 内外無差別卸における長期卸の状況

第10回制度設計・監視専門会合（2025年6月27日）
資料7より一部修正

(B.4・7) 各社の供給力（25年度）に占める卸標準メニューの割合

			卸部門の供給力 ^{*1} を100%とした時の供出割合 (kWhベース) ただし、JERA・関西のみkW (最大断面) ベース															
			北海道	東北 ^{*3}	東電HD・RP ^{*4}	東電EP	中電HD	中電MZ	JERA 東京 ^{*3}	JERA 中部 ^{*3}	北陸	関西	中国	四国	九州電力 ^{*3}	九電 みらい	沖縄	
A 相対卸	卸標準メニュー	単年	計画	36.6%	84%	10%	6%	(10% ^{*5})	0%	2%	2%	79%	36%	54%	41%	76%	15%	(未設定)
		実績	37.4%	(非公表)	0%	6%	0%	0%	(非公表)	(非公表)	80%	36%	44%	44%	(非公表)	(非公表)	47% ^{*9}	
		長期	計画	27.9%	11%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	13%	17%	14%	21%	0%	26%	
		実績	0%	(非公表)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	15%	7%	(非公表)	(非公表)	26%	
		期中	計画	14.3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	0%
	卸標準メニュー外	単年	計画	0%	3.4%	(非公表)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		実績	0%	(非公表)	(非公表)	0.2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	(非公表)	- ^{*9}	
		長期	計画	0%	0%	(非公表)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		実績	0%	(非公表)	(非公表)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	(非公表)	0%	
		期中	計画	0%	0%	(非公表)	0%	0%	0%	6% ^{*6}	11% ^{*6}	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
		実績	0%	(非公表)	(非公表)	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	
B	自社/グループ内小売向け確保分		-	-	既存長契	小売需要	既存長契	小売需要	既存長契	既存長契	-	-	-	-	-	-	-	
			0%	0%	82%	95%	100%	92%	81%	86%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
C	BL市場・常時BU		0%	1%		1%	0%	0.4%	0%	0%	0%	2%	6%	3%	3%	0%	0%	
	その他 (調整力契約量、電源脱落リスク/需給変動対応余力、市場取引、既設電源を用いたPPA等)		5.4% ^{*2}	0%	8%	-2%	0%	5%	8%	1%	16%	8%	6%	26% ^{*7}	0%	55% ^{*8}	0%	
D	23年度以前に契約済みの相対卸		15.8%	0%	0%	0.1%	0%	3%	4%	0%	4%	42%	17%	16%	0.5%	0%	26%	

*1 分母である卸部門の供給力は、A（相対卸（計画））+B（自社/グループ内小売向け確保分）+C（BL市場、常時BU、調整力契約量、電源脱落リスク/需給変動対応余力、その他）+D（23年度以前に契約済みの相対卸）で算出

*2 北海道電力は別途燃料調達可能量上限があるため、供給力が限定されるところ、それらは供給力の算出から除外している。

*3 東北電力・JERA・九州電力の販売実績については、現時点での公表が今後の販売交渉に支障を及ぼすと考えられることから非公表としたい旨の申し出があつたため非公表とした。

*4 東電HD・RPの一部計画・実績値については、契約に係る情報であり、公表しない旨を同社ウェブサイト上で掲載・周知していることから非公表としたい旨の申し出があつたため非公表とした。

また、単年卸標準メニューの計画値はB自社/グループ内小売向け確保分の内数となる。

*5 中電HDは、既存長契の一部を解除し、単年卸として募集を行うことから、単年卸標準メニューの計画値はB自社/グループ内小売向け確保分の内数となる。

*6 当計画値には、24年度中に販売予定の期中部分、及び、25年度中に販売予定の期中部分を含む。

*7 四国電力は、電源脱落リスク等で確保した余力についてはスポット・時間前・需給調整市場で内外無差別に販売を実施（24年度も同水準を市場で販売）。

*8 既設電源を用いたPPAの計画値。

*9 沖縄電力の単年卸は、新規契約及び契約量の増減を随時受け付けているため、予定量等の設定はなし（便宜上100%から長期卸分を除いた量を計上（単年卸標準メニューの予定期出量を含む））。

(参考) 中長期市場における供出量を高める方策について

第7回電力システム改革の検証を踏まえた制度設計
ワーキンググループ（2025年11月28日）資料6より抜粋

【本WGで整理いただいた基本的な方向性】

- 供出量を高める方策については、以下のとおり整理された。
 - 少なくとも市場開設から当分の間は、一定規模以上の発電事業者に対して市場への供出を求めること
 - 一定規模以上の発電事業者の基準は、エリアの卸供給における支配的な地位等を鑑みたベースロード市場における考え方を参考に、保有する電源の最大出力の合計が500万kW以上の事業者としつつ、会社分割などにより供出を逃れる行為が生じることも懸念されることから、グループ会社が保有する電源の最大出力を合算する等の考え方を検討すること
 - 原則として電気事業者の販売電力量の10%について、対象事業者に供出を求めるこ

【今後検討が必要な論点】

- 今後は、具体的な供出方法や、電源種によって供出の取扱いに差異を設けるか否かといった点について詳細を検討することとしたい。
- また、これらの詳細検討を行う際には、買い手となる小売電気事業者がその事業規模にかかわらず市場参加できることを前提に、市場を活性化するための方策を合わせて考えることとし、市場の状況次第では供出を求める量の見直しを含め、必要な対応を行う。

(参考) 保有する電源の最大出力の合計が500万kW以上の事業者

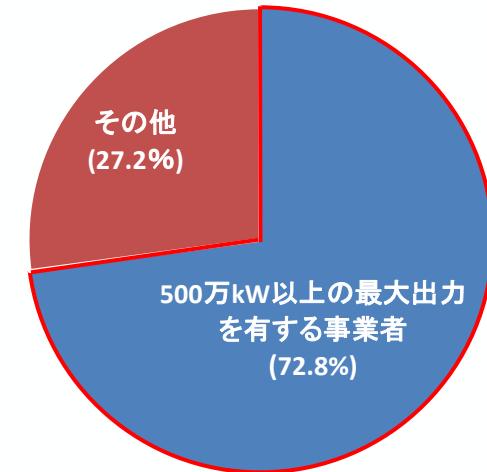
第6回電力システム改革の検証を踏まえた制度設計
ワーキンググループ（2025年11月11日）資料6より抜粋

- 当該基準に該当する事業者は、沖縄電力を除く旧一般電気事業者のグループ及び電源開発であり、これらの事業者が有する供給力は、日本全体の総供給力の約7割を占めている。

【保有する電源の最大出力の合計が500万kW以上
の事業者（2025年3月時点）】

- 対象者
1. JERA : 5957万kW
 2. 関西電力 : 2785万kW
 3. 電源開発 : 1701万kW
 4. 東北電力 : 1579万kW
 5. 九州電力 : 1576万kW
 6. 中国電力 : 1043万kW
 7. 東京電力リニューアブルパワー : 985万kW
 8. 中部電力 : 919万kW
 9. 北海道電力 : 835万kW
 10. 北陸電力 : 826万kW
 11. 東京電力ホールディングス : 821万kW
 12. 四国電力 : 534万kW
 13. 日本原子力発電 : 226万kW
 14. 沖縄電力 : 223万kW

【最大出力の割合（2025年3月時点）】



■ 500万kW以上の最大出力を有する事業者 ■ その他