

2026 年 8 月 10 日

LNG 拡大政策と長期脱炭素電源オークションの歪みを問う

ー日本のエネルギー政策はどこへ向かうのかー

長期脱炭素電源オークションよりも再エネ・蓄電池

1、長期脱炭素電源オークションは容量市場の一部

容量市場は 2020 年にスタートしたメインオークションと追加オークションで構成される市場。

目的：将来の（10 年後を想定）発電所が足らなくならないように発電事業者を応援する仕組み。

＞メインオークションは 4 年後の発電供給を前提に応札する。1 年分のみ。

問題点 1：入札枠。入札枠が大きく、日本のピーク電力需要より大きい。厳気象対策の発電所や緊急時用発電所まで確保するため、ピーク電力需要を 2000 万 kW くらい超える 1 億 8000 万 kW となり、稼働中の発電所はほとんど応札する。（それを政府も求めている。）結果的に新規発電所が入札する隙間はない。新規発電所はコスト回収がこれからで、回収済みの 20 年～40 年ものの発電所には入札で勝てない。

＞結果的に既存の火力や原子力の発電所が落札し、10 年後の電源確保にならない。

問題点 2：容量拠出金。旧一電（大手電力）の古い発電所を維持するために、新電力がお金を拠出する。拠出金は、新電力の場合、電気料金に転嫁せざるを得ず、消費者負担を上げる。

＞旧一電も拠出金を出す、そのお金はほぼ旧一電の古い発電所に容量確保契約金として入る。旧一電の発電部門と小売部門は、実質分離されておらず、お金は同一グループ内を移動するだけ。右のポケットから出して左のポケットに入れるだけ・・・と言われる由縁。（旧一電の収支には影響がない。）

問題点 3：新電力と旧一電の価格差発生。実は収支だけではない。旧一電はもらった容量確保契約金を電気料金に加算してはいけなくなっている。旧一電は、自社発電所の電気は 9 割以上「相対契約」で自社小売に販売している。自社小売は、容量確保契約金分だけ割引される。右ポケットから出して左ポケットへ入れる間に、おまけがくっついてくる。旧一電小売は自社発電の電気を安く仕入れられるのだ。

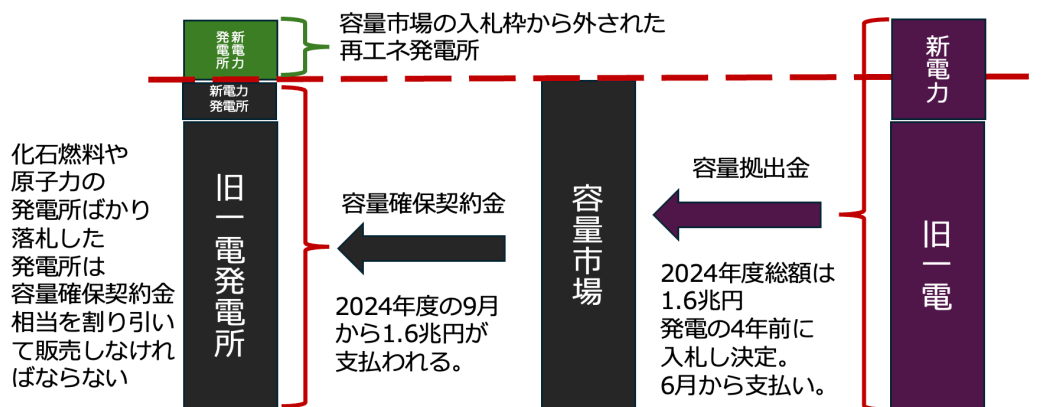
＞旧一電小売は、新電力より容量確保契約金分だけ安く仕入れ、安く電気を売れる。

＞政府お墨付きの公然ダンピング制度である。

問題点 4：再エネの除外。ちなみに FIT 再エネは入札枠の中に最初から 1000 万 kW あるものとしてカウントされており入札への参加はできない。FIT 再エネは年々増えており、現状では 7000 万 kW を超えているため、この枠を広げるだけで、化石や原

子力への依存度は小さくできる。

10年後の発電所確保のために作られた制度。小売側が発電側にお金を払う。が、旧一電には容量確保契約金が戻るが、再エネ中心の新電力には戻らない



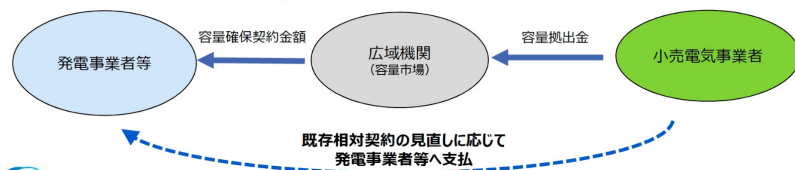
容量確保 契約金による 既存相対 契約の見直し とは

(参考)既存の相対契約について

- 容量拠出金は、相対契約の有無等に関わらず、全ての小売電気事業者が支払います。
 - ✓ 相対契約を締結している小売電気事業者は相対契約による支出に加えて、容量市場への支出が追加的に発生します。
 - ✓ 発電事業者等は相対契約による収入に加えて、容量市場で落札すれば、収入を追加的に得ることができることとなります。
- 既存の相対契約については、容量市場の趣旨を踏まえ、容量確保契約書の締結や実需給期間までに、適切に見直しされる必要があると考えられます。
- なお、契約見直しを行う際の考え方は、経済産業省の審議会で示されている既存契約の見直し指針をご参考にしてください。

※見直し協議において、契約先電源の落札状況の把握が必要な場合は以下を参照ください。
(広域機関ホームページ)相対契約の協議を目的とした容量市場に関する情報開示 <https://www.occto.or.jp/market-board/market/jouhoukaiji.html>

【相対契約を締結している場合の金銭の流れ】



OCCTOのガイド
ラインの84ページ



電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会 第二次中間とりまとめ より
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/seido_kento/pdf/20190724_01.pdf

13

2、長期脱炭素電源オークションの仕組み

当然のことだが、容量市場に発電所を増やす効果は全くなかった。

そこで経産省は、容量市場をやめるのではなく、容量市場の上に長期脱炭素電源オークションを作った。長期脱炭素電源オークションは容量市場の三つ目の市場に過ぎないが、その仕組みは容量市場の仕組みを大きく逸脱している。そのポイントを整理してみよう。

- 1) 4年後に動く発電所ではなく、何十年後の発電所でも良い。(まあ40年くらい)
- 2) 運転期間中は毎年容量確保契約金がもらえる。(容量確保契約金が設備投資費の

回収になる。)

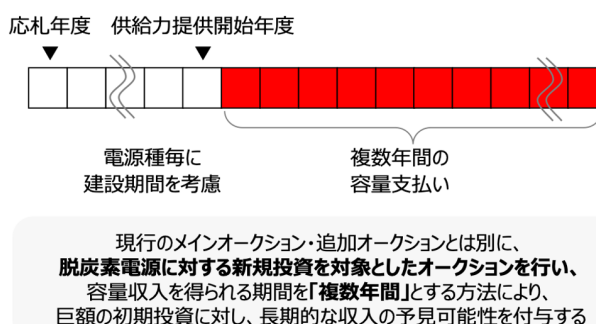
3) 運転期間は発電方式によって異なるが、原発は40年、LNG火力は20年、石炭火力も20年。それもルールではなく自己申告制だ。申告して動かなかったらペナルティがあるので厳しいが、40年中1、2年のペナルティなら安いものだろう。

4) 容量市場の一部なので、長期脱炭素電源オークションで確保した電源分は、容量市場の「メインオークションから減らすことになっているが、実際には減らされているように見えない。このルールが曖昧。上乗せとしか見えないこともある。

長期脱炭素電源オークション

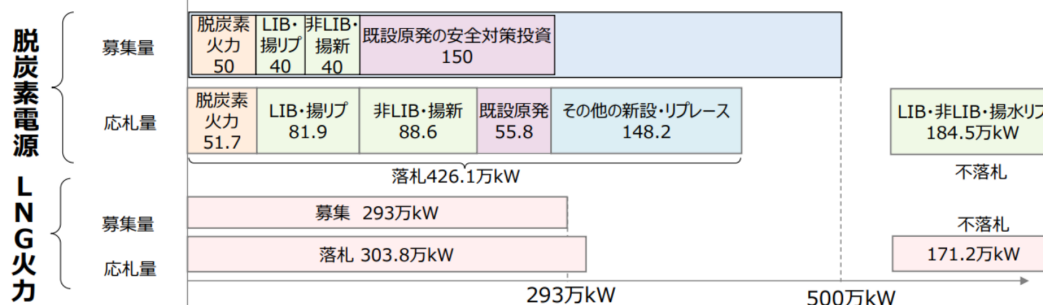
(以前のパワポを貼り付けたので、上記説明と若干齟齬があります。上記説明を正としてください。

- 1、長期脱炭素・・・は、あくまで容量市場の一部
- 2、メインオークションと長期脱炭素電源オークション
- 3、メインオークションは、4年前に入札し、4年後に存在していれば容量確保契約金支給（1年だけ）
- 4、長期脱炭素・・・は、4年前に限らない。落札したら最低20年間支払われる。
つまり設備投資費がほとんど回収できる仕組み。
- 5、入札に参加するには、電源種別等に応じ3～10万kW以上の設備容量が必要。太陽光、風力発電は、10万kW（100MW）以上必要。蓄電池の場合は、3万kWで3時間以上供給継続できることが条件。つまり10万kWh以上となる。
- 6、関西電力が美浜原発の新設を打ち出したが、おそらくこの制度の活用を想定している。入札後に設備費用が値上がりしても、落札価格の9割の1.5倍まで負担を増やせる仕組みも作られた。



(参考図 1) 第3回入札の募集量と落札容量と約定結果

電源種	応札	落札	不落札
脱炭素火力	51.7万kW	51.7万kW	—
リチウムイオン蓄電池・揚水リブリース等	LIB 152.5万kW 非LIB 63.2万kW	55.1万kW 26.8万kW	97.4万kW 36.4万kW
リチウムイオン以外の蓄電池・揚水新	非LIB 120.6万kW 揚水新設 18.6万kW	70万kW 18.6万kW	50.6万kW —
既設原発	55.8万kW	55.8万kW	—
原発	138.1万kW	138.1万kW	—
バイオマス	10.1万kW	10.1万kW	—
脱炭素電源の合計	610.6万kW	426.1万kW	184.5万kW
LNG	475万kW	303.8万kW	171.2万kW
合計	1085.6万kW	729.9万kW	355.7万kW



今回のパブコメ対象である「電力安定供給 WG 資料」より

直近の第3回オークションの結果が上図になる。リチウムイオンとリチウムイオン以外の蓄電池が273.1万kWの入札し、120.1万kW落札していることがわかる。蓄電池の応札規模は30MW（3万kW）。第1回入札では10MW（1万kW）だったが申し込みが殺到したため3倍に上げたという。

既設原発が55.8万kW（泊原発）、新規原発が131.1万kW（大間原発）落札している。このほかにLNG火力が303.8万kW落札しているが、募集枠293万kWに475万kWの申し込みが殺到し、募集枠を超えて多めに落札としたことがみて取れる。1000万kWを超える市場規模で、729万kWの発電所の建設費がここで捻出されるわけで、これはなかなか大きな市場である。落札価格はどうなっているのか。以下がそれになる。

<脱炭素電源>

		第1回	第2回	第3回
募集量（万kW）		400	500	500
約定総容量（万kW）		401	503	426.1
約定総額（億円/年）		2,336	3,464	4,748
還付※控除後の 約定総額 （億円/年）	過去3年平均	706	945	3,420
	過去5年の各年度	△43～1,560	△176～1,624	2,098～3,503

<LNG専焼>

		第1回	第2回	第3回
募集量（万kW）		600	224	293
約定総容量（万kW）		575.6	131.5	303.8
約定総額（億円/年）		1,766	456	1,444
還付※控除後の 約定総額 （億円/年）	過去3年平均	△1,343	△52	810
	過去5年の各年度	△3,163～1,062	△495～195	△754～870

※過去3～5年のスポット市場と非化石価値取引市場の価格を元に還付額を試算したものであり、実際の還付額の計算方法・還付額とは異なる。

	2019年度	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度
卸市場価格（平均）	7.93	11.21	13.46	20.41	10.74	12.29	11.06

今回のパブコメ対象である「電力安定供給 WG 資料」より

脱炭素電源では、揚水と蓄電池とバイオマス少々と原発が第3回の落札電源である。内訳の明記はないが4748億円の大部分は原発ではないかと思われる。これを40年から30年にわたって新電力（その需要家）が負担させられる。

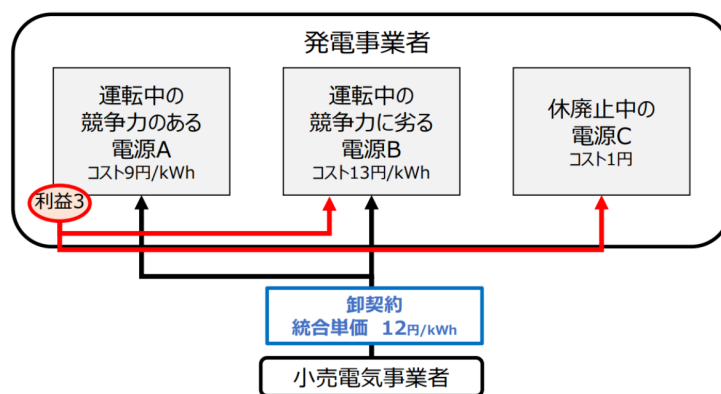
それに比べると、LNG専焼の金額は大きくないが、第3回では1444億円に達している。仮に20年で割ると72.2億円で、日本の電力需要の1兆kWhで割ると0.00722円/kWhになる。大したことはないように見えるが、20年毎年積み上がっていくものなので20年後には0.144円/kWhになる。さらに20年後には他の年度の落札分も加わってくるので、単純に20倍しても2.88円/kWhである。これが電気料金に乗ってくることになる。

脱炭素電源の方はもっと大きく、4,748 億円なので 20 年で割って 237.4 億円。それを 1 兆 kWh で割って 0.02374 円、20 年後には 0.4748 円/kWh で他の年度分も加算すると 20 倍で 9.496 円/kWh。なんと、合計で 10 円/kWh を超える電気料金値上げになる。

3、落札電源の還付逃れを防止する

さて、そんなことにはならないというのが、今回のパブコメの趣旨らしい。落札電源は売上利益の 9%を返還するという義務がある。発電所のコストには固定費と運転費（燃料代や維持費）があるが、この制度では、固定費が容量確保契約金として拠出されている。運転費は自分で出すのは当然だが、以下のようなケースがある

(参考図 45) 発電事業の費用回収



電源Aの利益の一部を、電源Bや電源Cのコストに充当

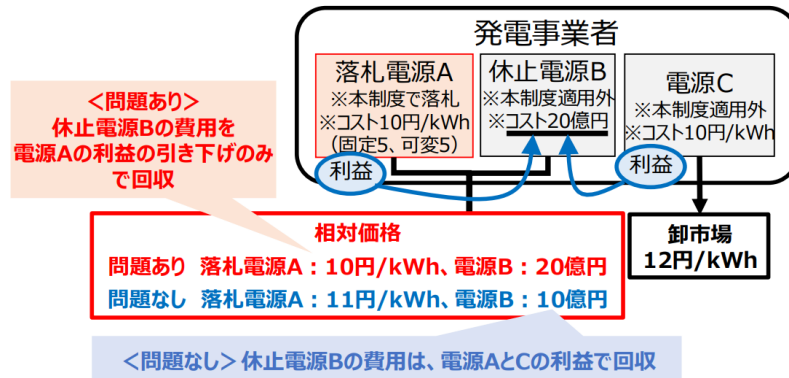
今回のパブコメ対象である「電力安定供給 WG 資料」より

発電事業者の多くは、発電所を一つか二つしか持っていないということはある得ない。旧一電の発電部門であれば、それこそ 100 やそこらの発電所が普通にあるだろう。その中の長期脱炭素電源オークション落札発電所の売上利益の評価は簡単ではない。

自社の競争力で劣る発電所の運転や休廃止中電源の維持コストに、落札電源の営業利益を回してはならないのだが、それをしてないということをどうやって証明するのだろう。43 ページから 45 ページまでケース 1 からケース 5 までの該当しない事例が並べられている。47 ページから 48 ページには「不当な利益に付け替えに該当しない 2 つの事例が挙げられている。

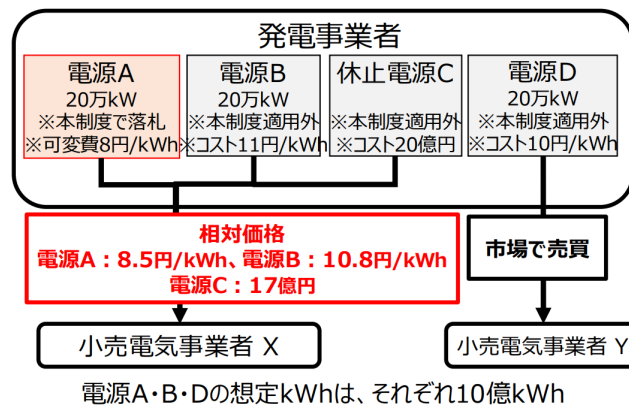
何やら「不当」と「不当でない」の見分けルールを作り、その作業を電力・ガス取引監視等委員会が担うらしい。ちゃんとできるのか？

ケース6（休廃止電源の費用とセット）



今回のパブコメ対象である「電力安定供給 WG 資料」より

(参考図 50) 不当な利益の付け替えに該当しない事例イメージ②



	電源A	電源B	電源D
電源単体で販売した場合の想定利益 (例：市場価格10.5円/kWhと想定) (P26関連)	25億円 (= (10.5-8) × 10億kWh)	▲5億円 (= (10.5-11) × 10億kWh) ⇒ 休止電源の費用と同様に扱う	5億円 (= (10.5-10) × 10億kWh)
電源A～Cを含む卸契約による想定利益 (P24関連)	5億円 (= (8.5-8) × 10億kWh) ※還付後0.5億円	▲2億円 (= (10.8-11) × 10億kWh)	-

電源Bは、電源Aとのセット販売により、非経済性▲5億円のうち、3億円を回収

今回のパブコメ対象である「電力安定供給 WG 資料」より

ケース6では相対価格を1円高くすることによって、10億円の追加収入を得て、休止電源に10億円を回し維持している。これがよしとされているが、その根拠が全くわからない。旧一電が、社内取引価格を勝手に1円上げて、その利益を休止電源に回しただけではないか？「問題あり」の方がコスト構造は変わらず、休止電源は優遇されず「問題がない」のではと思う。

参考図50でも電源Aは相対価格を0.5円上げている。逆に電源Bは原資もないはずなのに0.2円下げて見せて（これが電源Aの0.5円から捻出されることは明白だが、結果的に休止電源Cに3億円を捻出している。長期脱炭素電源オークションで落札さ

れた電源を軸に、旧一電社内での「適当な」単価操作が行われ、不要な電源維持のための費用が捻出されていると考えざるを得ない。

単価 8 円/kWh で落札した電源は、単価 8 円/kWh で売るべきであって、これを 1 円とか 0.5 円あげるとするような価格操作は許されない。

ところが、この「案」ではそれを「問題あり」「問題なし」に分類し、適切かを電力・ガス取引監視等委員会（以下「監視等委」）がチェックするのだという。旧一電の発電所は膨大である。その中で問題がありかなしかを、ほとんど人員のいない監視等委にできるとも思えない。

そこで何やら「その卸契約で回収しようとする休廃止電源の費用や非経済電源の非経済性が、「電源全体の利益」に占める「当該卸契約における電源の利益」の割合に収まるよう、以下のような限度額を超えないことを条件とした。」（45 ページ。）

具体的には以下の数式の限度額に以内に収まれば良いのだという。

$$\text{限度額} = (\text{休廃止電源の費用} \cdot \text{非経済電源の非経済性}) \times \frac{\text{落札電源を含む卸契約の対象の稼働中電源の合計年間想定利益}}{\text{落札事業者が保有する稼働中電源全体の合計年間想定利益}}$$

要は全体利益の範囲で適当に付け替え OK だよと読めてしまう。脱炭素電源オークションが非経済電源や旧廃止電源の維持にまで使えるというのは初耳だった。

以下は参考の解説

（定義）

➤ 「休廃止電源の費用」とは、落札事業者が保有し、又は他社と共同開発（落札事業者が運転開始から運転終了まで一定量の受電を行うとともに、必要な費用を支払う前提で電源を建設すること。）を行った電源のうち、電気事業法の休廃止届出を行った電源や供給計画において長期停止とされている電源や既設原発の再稼働前の電源の、年間の減価償却費・維持費・除却費・金利を指す（共同開発 電源の場合は落札事業者の受電比率に応じた費用に限る）。ただし、①事故の処理費用のように、例外的な事象によって発生した費用や、②過去に本制度の落札電源であり、廃止費用として算入していた金額のように、既に本制度とは別の発電事業者を対象とした費用回収制度（小売経過措置規制料金は、小売事業としての費用回収制度であるため、含まない）により回収している費用は除く。

➤ 「非経済電源の非経済性」とは、電源単体で販売した場合の想定利益がマイナスとなるコスト高の電源の、年間の当該想定利益。

➤ 「稼働中電源」には、休廃止電源（電気事業法の休廃止届出を行った電源、供給計画において長期停止とされている電源、既設原発の再稼働前電源）や TSO 保有電源

は含まない。

➤ 「落札事業者」には、株式・持分 50%超を保有する発電事業の届出を行っている子会社を含む。当該子会社の孫会社以下も同様。

➤ 「想定利益」とは、各電源単体で販売した場合の想定利益（算式は以下）。過去の卸市場価格や相対 契約の価格等を元に、事業者が合理的に算出。子会社・孫会社の電源の想定利益は、株式持分比 率に限定。

落札電源の想定利益（円）： 想定他市場収入（kWh、ΔkW、非化石）－可変費

※固定費は本制度からの容量収入で回収するため、ここでは考慮しない。

※可変費は、本制度からの容量収入で回収する部分は除く。

非落札電源の想定利益（円）： 想定他市場収入（kWh、ΔkW、非化石）－（固定費＋可変費）

※固定費は、減価償却費、運転維持費及び金利から、容量市場（メイン・追加）の想定収入を 控除した金額。

※非経済電源の想定利益は、限度額の算定式の分母・分子には含めない。

4、今回の長期脱炭素電源オークションパブコメ案について

「次世代電力・ガス事業基盤構築小委員会 電力安定供給ワーキンググループ 長期脱炭素電源オークションの第4回の募集に向けて（案）」は、日本のエネルギー政策の長期的展望を示すものとは言えない。むしろエネルギー政策の行き詰まりを正直に告白した文書のように見える。

特徴はLNG 火力（水素・アンモニア混焼を含む）への言及の多さだ。全 45 ページ中 27 ページがこれに当てられている。強引に進めようとしてもうまく進まない、この電源立地を進めることへの苦悩が滲み出ている。LNG はもっとも地政学的リスクが高い燃料である。それでいて保存が効かない（－162 度 C の極めて気発性の高い液体）である。日本国内でほとんど産出されない。つまり日本が長期的な確保を求めるのは絶望的な燃料である。

しかし長期脱炭素電源オークションは、わざわざ脱炭素の理念も捨てて、LNG 専焼枠を設けている。原発は政府目標でも 2030 年も 2040 年も 2050 年も 20%である。日本国内ではこれ以上作れそうにないという現実と、実際に 30%、40%になった時の他電源との調整が難しいという技術的限界がある。

石炭火力については 2030 年代に入っても国際的に禁止されないという自信を持てるだろうか。仮に 5000 億円以上の資金を注ぎ込んで 10 年間も動かせない（コスト回収できない）という発電所を作る勇気が日本の企業にあるだろうか？

それでも日本政府の再エネ目標は 2030 年 38%、2040 年 50%である。原発がかりに 20%になっていたとして、残り 30%は何で埋めるのだろうか？埋められなければ、日

本は電気の足りない国になるかもしれないのである。
日本政府にはもっと真剣な、本気で大停電を引き起こさないためにどうすべきかの解決策を見出すべきである。

5、解決策のカギは蓄電池である

解決のカギは長期脱炭素電源オークションの中に見てとることができる。第1回入札から入札枠を超えて相差が続いている蓄電池だ。そもそも容量市場では1 MW で入札可能だったのに長期脱炭素電源オークションの第2回入札から 10MW にされた。規模が大きいということは電源構成への影響としては大きいですが、それを作る事業者側からは作りにくい。それだけ費用が多くかかるからだ。資金力の大きい事業者だけを優遇し、広く色々なファクターが蓄電池に参入することを、やんわりとブロックしているのだろうか。そういう思惑がないのであれば、1 MW に戻すべきである。蓄電池を長期的なエネルギー政策に位置付けることが今こそ重要なのである。

第93回制度検討作業部会
(2024年5月27日) 資料3

＜蓄電池・揚水＞ 論点② 上限価格			
		揚水 (新設)	蓄電池
モデルプラント※ (名称、定格出力、 運転開始年)		北海道電力(株)京極発電所 20万kW 2014年 九州電力(株)小丸川発電所 30万kW 2007年 東京電力リニューアブルパワー(株)神流川発電所 47万kW 2005年 東京電力リニューアブルパワー(株)葛野川発電所 40万kW 1999年	令和4年度補正 「再生可能エネルギー導入拡大に資する 分散型エネルギーリソース導入支援事業費補助金」 にて採択された1万kW以上の蓄電池
モデルプラントの平均出力		34.2万kW(運転継続時間9.3時間)	2.1万kW (運転継続時間3.0時間)
資本費	建設費	70.1万円/kW	6時間未満：25.7万円/kW 6時間以上：51.4万円/kW
	廃棄費用	建設費の5%	建設費の5%
運転維持費	人件費	2.3億円/年	0.5万円/kW/年
	修繕費	0.04万円/kW/年	
	その他	0.2万円/kW/年	

※上記の表の注釈

・「揚水」の建設費は、旧一般電気事業者が直近に建設した発電所4基の初号機の建設費を基に、2023年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正し、その平均金額とした。

九州電力(株)小丸川発電所実績は、初号機～4号機（30万kW×4号機）を同時に建設しており、合計の建設費のみ把握できるため、それを元に試算

運転維持費は、2019～2021年度の3か年実績平均。ただし、プラント毎ではなく、発電所毎のコストしか把握できないプラントは、それを元に、2019～2021年度の3か年実績平均。また、2022年（暦年）から2023年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正。

・蓄電池は、令和5年度当初の予算事業で採択された案件のうち、1万kW以上の出力要件を満たす案件が1件であったことから、初回オークションの諸元（令和4年度補正の予算事業の採択案件）を引き続き上限価格として設定。また、2022年（暦年）から2023年（暦年）までの物価変動を総固定資本形成デフレーターにより補正。

※前頁の上限価格の表の詳細な考え方

・揚水の新設のモデルプラントの平均運転継続時間は9.3時間であり、運転継続時間9時間の調整係数は、2033年度だと98.9%～100%とエリア毎の差異が小さいため、揚水の新設の上限価格の設定において、調整係数は考慮しない。

・蓄電池は揚水と同様に「安定電源」に区分し、揚水と同じ調整係数を適用すると整理していることから、「揚水のリプレース」と「蓄電池」は、調整係数を反映して上限価格を設定。揚水の調整係数は、エリアごと・運転継続時間ごとに設定されているが、上記の予算事業において採択された案件の平均運転継続時間は3.0時間であるため、6時間未満の上限価格の設定においては、**エリア毎に3時間の調整係数で除して上限価格を設定**。また、6時間以上の上限価格の設定においては、**エリア毎に6時間の調整係数で除して上限価格を設定**。

・なお、発電コスト検証における水力のコストは、「中水力（モデルプラントの出力規模5000kW）」と「小水力（モデルプラントの出力規模200kW）」のコストであり、FITで導入された「流込式（ダム無し）」や「調整池式・貯水式（ダム1つ）」の案件のデータを基に算出されているため、ダムが上池と下池の2つ必要となる「揚水」とはコスト構造が異なるため、本制度の「揚水」の上限価格の諸元とすることは望ましくない。また、発電コスト検証では、蓄電池のコストは算定されていない

今回のパブコメ対象である「電力安定供給 WG 資料」より

最近の電力事情といえば再エネ電源の出力抑制の問題がある。
次の図は 2026 年 4 月 12 日の東京電力パワーグリッドによる出力抑制の図である。おそらく東京エリアでは初めての出力抑制だったが、この時には 16.1 GW（原発にして

15 機分程度) の再エネ発電が抑制された。

このとき容量市場では 5.1GW の蓄電池が過去 3 回のオークションで落札されていた。ところが動かなかった。ほとんどが系統に接続されていないか、工事そのものが始まっていなかったからだ。もし蓄電池重視政策が取られ、落札蓄電池は直ちに「優先して」系統接続し運転開始していたら、原発 5 機分程度の再エネ電気は抑制されなくて済んだかもしれない。

2.1 一般送配電 9 社統合スナップショット(2026 年 4 月 12 日 11:30)

指標	値	備考
9 社合計需要	72,521 MW	
原子力(硬直電源) + 石炭・LNG(本来調整可能な火力)	28,545 MW	需要の 39.4%
再エネ発電能力	46,103 MW	需要の 63.6%
再エネ抑制総計	20,711 MW	【訂正】太陽光 18,946+風力 1,187+バイオ 436+火力 142 MW 総計 20,711 MW(CSV 一次データにより訂正)
太陽光抑制率	—	東北一、九州一(2026 年 4 月 12 日実績)
風力抑制率	—	東北 75.6%(発電量より抑制量が多い)
系統用蓄電池動作	44 MW	揚水 14,226 MW の 0.15%未満
揚水運転	14,226 MW	フル動員

飯田哲也(環境エネルギー政策研究所) 市民電力ゼミナールでの 4 月講演資料

以上、今後の脱炭素電源オークションでは、蓄電池の入札枠を大きくするとともに、電力・ガス取引等監視委員会として、東京電力パワーグリッドをはじめとする各送配電事業者に対し、蓄電池の系統連系を最優先で行うように指導するべきである。

以上
グリーンピープルズパワー(株)
代表取締役 竹村英明