

2022年度の電力需給対策について

2022年 4月26日 資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2022年度夏季の電力需給は、10年に1度の暑さ・寒さを想定した厳気象H1需要に対し、安定供給に最低限必要な予備率3%を上回ってはいるものの、7月の東北・東京・中部エリアの予備率は3.1%と非常に厳しい見通しとなっている。
- また、7月は北陸から九州までの5エリアにおいて予備率が5.0%、8月は北海道と沖縄を除く全国 8エリアにおいて予備率が4.9%と見込まれるなど、厳しい見通しである。
- 更に、2022年度冬季の電力需給は、東京から中部まで計7エリアで予備率3%を下回るなど、 2012年度以降で最も厳しい見通しとなっている。
- 一方で、近年、電力需要は増加傾向にある中、長期気象予報では今年の夏は猛暑となる可能性が高い見通しとなっている。また、足下ではウクライナ情勢が不透明性を増し、燃料調達リスクがかつてないほど高まっている。
- このため、前回(4/12)の本小委員会において、「まずは夏季に向けて追加の供給力対策や燃料対策を講じつつ、需要対策の準備を進めるとともに、深刻な供給力不足が見込まれる冬季を見据え、前倒しで追加の供給力対策等を講じていく」とされた。
- 本日は、2022年度の電力需給対策の在り方について御議論いただいた上で、夏季に向けた追加の供給力対策(kW公募)及び燃料対策(kWh公募)の詳細について、御議論いただきたい。
- なお、冬季についても、より深刻な供給力不足が見込まれる中で、kW公募・kWh公募をはじめとする追加の供給力対策等が必要となる。費用の最小化を図る観点からは、すでに取り組んでいる発電所の補修点検時期の調整等、他の追加的な供給力対策の状況についても改めて確認したうえで、夏季と同様に、応募を検討する事業者の準備等を踏まえ、次回以降の審議会に向けて具体的な検討を進めていく。

【参考】2022年度の電力需給対策の基本的考え方

- 2022年度の電力需給の見通しは、夏季は東北・東京・中部で最低限必要な予備率3%をかろうじて上回る一方、冬季は東京から中部まで計7エリアで予備率3%を下回るなど、2012年度以降で最も厳しい見通しとなっている。
- 2022年度の需給見通しの厳しさが明らかになった昨年来、電力広域的運営推進機関を中心に電源の補修点検時期を調整するなどの対応を行ってきたが、年間を通じて供給力不足の懸念が常態化している。そうした中で、3月22日には、東京電力管内において初めて需給ひっ迫警報が発令された。
- ウクライナ情勢が不透明性を増し、今月8日には日本もロシア産石炭の輸入の段階的削減を表明した。国際的な燃料価格は引き続き高い水準で推移しており、燃料調達リスクがかつてないほど高まっている。
- また、足下では、コロナからの経済回復が進む中で、電力需要は増加傾向にある。
- 中長期的な電力の需給構造の変化と足元の国内外の情勢変化の中で、電力需給は近年稀に 見る危機的な状況に直面している。国民生活及び経済活動に欠かせない電力の安定需給を確 保するため、需給両面であらゆる対策を講じる必要がある。
- このため、まずは夏季に向けて追加の供給力対策や燃料対策を講じつつ、需要対策の準備を進めるとともに、深刻な供給力不足が見込まれる冬季を見据え、前倒しで追加の供給力対策等を講じていくこととしてはどうか。
 (2022年4月8日 岸田総理会見)

第1に、ロシアからの石炭の輸入を禁止いたします。早急に代替策を確保し、段階的に輸入を削減することで エネルギー分野でのロシアへの依存を低減させます。**夏や冬の電力需給逼迫(ひっぱく)を回避するため、再** エネ、原子力などエネルギー安保及び脱炭素の効果の高い電源の最大限の活用を図ってまいります。

【参考】2022年度の電力需給の見通し

- 夏季については、7月の東北・東京・中部エリアにおいて3.1%と非常に厳しい見通し。
- 冬季については、1月、2月に全7エリアで安定供給に必要な予備率3%を確保できず、 東京エリアは特に厳しい見通し。

厳気象H1需要に対する予備率

く夏季>

	7月	8月	9月
北海道	21.4%	12.5%	23.3%
東北	3.1%	4.9%	6.1%
東京	3.1%	4.9%	6.1%
中部	3.1%	4.9%	6.1%
北陸	5.0%	4.9%	6.1%
関西	5.0%	4.9%	6.1%
中国	5.0%	4.9%	6.1%
四国	5.0%	4.9%	6.1%
九州	5.0%	4.9%	6.1%
沖縄	31.6%	34.3%	31.3%

く冬季>

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	10.3%
東北	6.9%	3.2%	3.4%	10.3%
東京	6.9%	1.7%	▲ 1.5%	10.3%
中部	5.4%	2.2%	2.5%	10.3%
北陸	5.4%	2.2%	2.5%	10.3%
関西	5.4%	2.2%	2.5%	10.3%
中国	5.4%	2.2%	2.5%	10.3%
四国	5.4%	2.2%	2.5%	10.3%
九州	4.6%	2.2%	2.5%	10.3%
沖縄	56.4%	42.0%	43.6%	69.3%

【参考】3/16福島県沖地震を受けた火力発電所の状況

■ 福島県沖地震の影響を受けて、計14基・647.9万kWの火力発電所が停止。一部発電所は既に復旧済みであるが、計2基・200万kWの発電所が現在も停止中。

地震の影響による発電所の停止状況(4/25 17:00時点)

送電エリア	発電事業者	発電所名	燃種	ユニット名	認可出力(万kW)	停止日	復旧(予定)日
		车仙 台从 七 交雷託	LNG	3 – 1 号機	52.3	2022/3/16	2022/3/25
	東北電力株式会社	新仙台火力発電所	LNG	3 - 2 号機	52.3	2022/3/16	2022/3/17
		原町火力発電所	石炭	1 号機	100.0	2022/3/16	2022/5/10
	相馬エネルギーパーク合同会社	相馬石炭・バイオマス発電所	石炭	単独	11.2	2022/3/16	2022/4/8
まれていっ	福島ガス発電株式会社	福島天然ガス発電所	LNG	1号機	59.0	2022/3/16	2022/3/19
東北エリア	福島ガス発電株式会社	福島天然ガス発電所	LNG	2号機	59.0	2022/3/16	2022/3/19
	日本製鉄株式会社	釜石火力発電所	石炭	単独	13.6	2022/3/16	2022/3/18
	日本製紙石巻エネルギーセンター	石巻雲雀野発電所	石炭	1号機	14.9	2022/3/16	2022/3/20
	仙台パワーステーション株式会社	仙台パワーステーション	石炭	単独	11.2	2022/3/16	2022/3/30
東北・東京 両エリアに送電	相馬共同火力発電株式会社	新地火力発電所	石炭	1号機	100.0	2022/3/16	未定
	株式会社JERA	広野火力発電所	石炭	5 号機	60.0	2022/3/16	2022/3/18
東京エリア	作工い云仕JEKA	1437人力光电力	石炭	6号機	60.0	2022/3/16	2022/4/6
米ホエソア 	ENEOS株式会社	根岸 ガス化複合発電所	石油	単独	43.1	2022/3/16	2022/3/17
	日立造船株式会社	茨城工場第一発電所	LNG	3号機	11.2	2022/3/16	2022/3/17

※3月17日以降にトラブル停止した火力発電所

送電エリア	発電事業者	発電所名	燃種	ユニット名	認可出力(万kW)	停止日	復旧(予定)日
	電源開発株式会社	磯子火力発電所	石炭	1号機	60.0	2022/3/19 ※3/18から出力低下	2022/3/23
東京エリア	電源開発株式会社	磯子火力発電所	石炭	2号機	60.0	2022/3/20	2022/9/30
	JFEスチール株式会社	東日本製鉄所(千葉地区) 西発電所	ガス	4号機	14.4	2022/3/17	2022/3/24

5

【参考】新地発電所の復旧状況について

● 今回の地震は、昨年の2.13地震の震源とほぼ同じであるが、マグニチュードは0.1大きく、 発電所で観測した加速度は過去最大であり、過去の地震で発生していなかった設備被 害も存在。

	復旧を要する設備	現時点で把握している被害状況 に基づく復旧見込み
1号機	ボイラー内部のドローン点検結果、水壁管が幅約30mに渡り破損。 ⇒ 引き続き、足場設置による詳細点検 タービン・発電機の損傷確認。 ⇒ 今後、内部点検・分解点検による詳細点検	年内いっぱいはかかる見込み (精査中)
2号機	地震による主機の損傷に加え、地震前に故障した主変圧器の復旧が必要	年度内いっぱいはかかる見込み (精査中)

20日十万地市地中にかい於く

<過去の地震被害との比較>							
		東日本大震災	2.13福島県沖地震	今回の地震			
復	日期間	約13ヶ月	約10ヶ月	精査中			
	ボイラー	・ボイラー内部の管の損傷 および変形	・ボイラー内部の管の損傷および変形	・過去に比べボイラー内部 の管の損傷大(前壁管487 本の全数破断)→右上写真 ・ボイラー外装板の損傷 →右下写真 ・その他部位詳細点検中			
被害設備	タービン	・タービン軸受油切フィン損傷	・タービン車室の固定点である軸受台が変形・タービンノズルフィン損傷	・タービン車室の固定点である軸受台が変形 ・その他部位詳細点検中			
	発電機	・発電機軸受油切フィン損傷・二次発電機軸受摺動面損傷	・発電機軸受油切フィン損傷・一次発電機軸受摺動面摩耗	・発電機軸受油切接触跡 ・分解作業中			



ボイラー内部の管損傷状況 (ドローン点検・撮影)



約80m 1号ボイラ鳥瞰図

火炉前壁

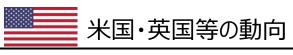
天井壁

ボイラー外装板破損状況

2022年度の電力需給対策の在り方

- 2022年度の電力需給(kW)は極めて厳しいと見込まれる一方、ウクライナ情勢の悪化により燃料調達リスク(kWh)が高まっている。国民生活及び経済活動に欠かせない電力の安定供給を確保するため、需給両面であらゆる対策を講じる必要がある。
- その際、供給面の対策と需要面の対策のバランスについて、どのように考えるか。例えば、 需給ひっ迫時に発電可能であることを求めるkW公募等の供給対策は、物理的に一定 の限界がある一方、節電要請等の需要対策は、需要抑制に伴う負担・不利益を考慮し なければ、事実上限界がない。最適な対策の組合せをどのように追求していくか。
- 供給対策は、需要対策と異なり、kW不足に対する効果とkWh不足に対する効果が異なる場合がある。例えば、休止火力の稼働は、kW不足に対しては有効である一方、燃料調達リスク(kWh不足)への対応としては不十分である。
- このため、足下で顕在化しているLNGや石炭等の燃料調達リスクに影響されない再エネや原子力を最大限活用していくことが重要である。
- また、供給対策は、個別の取組について費用対効果を比較することが容易である一方、需要対策は費用対効果の把握が容易でない。こうした中で、どのように需要対策の優先付けを行い、どのように供給対策と需要対策のバランスを確保していくか。
- 例えば、事前の準備として最大限の供給対策を講じた上で、その時々の需給ひつ迫度 合いに応じて需要対策の強度を調整することについて、どのように考えるか。

【参考】ウクライナ情勢の動向(エネルギー分野における各国の対露制裁措置)





EUの動向



第47回電力・ガス基本 政策小委員会(2022年 4月12日)資料4

2月28日

英国:石油大手シェルが「サハリン2」撤退発表。

ロシアの国営ガス大手ガスプロムとの合弁を解消。

3月1日

米国:石油大手エクソンモービル**「サハリン1」撤退**発表。

3月8日

米国:

- ロシア産石油、石油製品、LNG、石炭等の米国への 輸入禁止。
- * 米国人・企業によるロシアのエネルギー分野への新規投資禁止。

英国:本年末までに**ロシア産原油の輸入を段階的に禁止** する計画を発表。

3月10日 **G7首脳共同声明**

ロシアのエネルギーへの依存を削減するためのさらなる取組を進める方針を発表。

4月7日 **G7首脳共同声明**

- **石炭輸入のフェーズアウトや禁止**を含む、エネルギー 面でのロシア依存低減するための計画
- **ロシアの石油への依存低減**するための取組 を速やかに進める。

2月22日

ドイツ: ノルドストリーム2の承認手続き凍結

2月25日

ロシア軍にによる

EU: 石油精製に関連する商品や技術の取引禁止

3月3日

IEA: EUがロシアへの天然ガス依存を削減するための10の計画を発表。

- ロシアとの新たなガス供給を結ばない
- ・ ガス輸入国をロシアから他国に切り替える
- ・ 最低現のガス貯蔵義務を導入 等

3月9日

EU: ロシアへのエネルギー依存削減策を発表

(RePowerEU計画の概要提案)

ガス供給源の多角化や再エネ由来水素の活用等により、以下を目指す。

- ①本年中にEUのロシア産ガス輸入量を3分の2に削減
- ②2030年より前にロシアへの化石燃料依存から脱却

3月11日

EU:可能な限り早期に、**ロシアのガス、石油、石炭への依存を** フェーズアウト することに合意。(非公式の首脳会合)

3月15日

EU: **ロシアへのエネルギー産業への投資**、エネルギー産業に 必要な物品や技術等の輸出の**原則禁止**。

<u>4月7日</u>

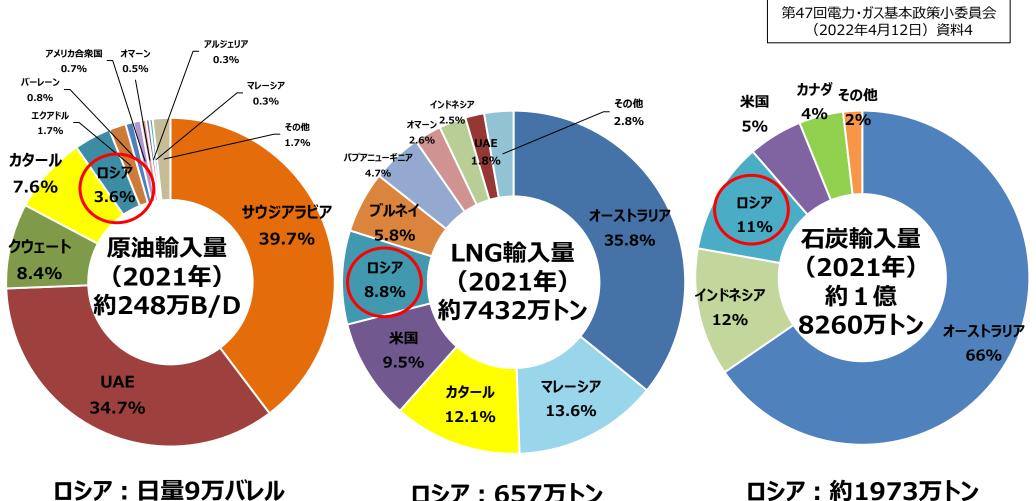
ロシア軍による

残虐行為の疑い

EU: **ロシア産石炭の輸入停止**に合意

8

【参考】我が国の原油・LNG・石炭輸入におけるロシアのシェア(2021年速報値)



(3.6 %: 5位)

<u>ロシア:657万トン</u> <u>(8.8 %:5位)</u> <u>ロシア:約1973万トン</u> (11%:3位)

出典:財務省貿易統計

2022年度夏季に向けた追加の供給力対策(kW公募)

- 2022年度夏季に向けた追加の供給力対策(kW公募)については、前回、実施主体 及び落札決定方法について御議論いただいた。
- ◆ 本日は、募集量及び実施エリアなど、その他の論点を中心に御議論いただきたい。

・募集量及び実施エリア →今回(論点①)

·実施主体 →前回議論

·募集対象·要件 →今回(論点②)

·落札決定方法 →前回議論、今回(論点③)

・市場供出の方法 →今回(論点④)

・費用負担の考え方 →今回(論点⑤)

【参考】公募の実施主体

- 2022年度に向けた公募について、実施方法は、①不足エリアの一般送配電事業者による共同調達のほか、②電力広域的運営推進機関による電源入札が考えられる。
- 基本的な考え方として、①は稀頻度リスクに対応する調整力主体での活用が前提となる場合、②は恒常的に供給力が不足する場合に、それぞれ実施することとなるのではないか。
- 今回の調達対象は、2022年度の厳気象発生時に不足する供給力であり、厳気象H1需要に対して安定供給を確保するために必要となるものである。公募で調達した追加供給力は、実需給直前の状況に応じて一般送配電事業者が指令を行い供出する、いわゆる電源 I '(※) と同じく厳気象対応という性質をもつ。この点を踏まえ、指令者となる一般送配電事業者が調達主体となることでよいか。
- なお、恒常的に供給力が不足する際の対応としては、電力広域的運営推進機関による 電源入札を進めることとし、不測の事態に備えて電源入札に関する検討を引き続き進め ていく。

※電源 I ': 厳気象対応のため、一般送配電事業者が調整力公募を通じて確保(運用要件は指令応動時間が3時間以内、かつ運転継続時間が原則3時間以上)

論点① 募集量及び実施エリア

- 2021年度冬季に向けて初めて行ったkW公募では、東京エリアにおいて、最低限必要な 予備率3%に満たない不足量を募集した。
- 一方で、これから夏季に向けて行うkW公募は、全国的に最低限必要な予備率3%は確保されている中で、需給両面での不確実性を踏まえ、不測の事態に備えた一種の社会保険として行うものである。
- このため、募集量については、徒に過大とならないよう留意しつつ、現実に生じ得るリスクを 想定した試行的なものとし、例えば、一定の電源脱落リスクを想定し、標準的な火力発 電60万kW×2基分(120万kW)としてはどうか。
- 一方で、東北・東京・中部の7月の予備率は、安定供給に最低限必要な3%をかろうじて上回る見通しである。同3エリアのH1需要の1%(約100万kW)以上を確保することは、これら3エリアの需要増大リスクへの備えとしての側面も併せ持つことになるため、落札決定の際は、優先的に同エリアの予備率改善を図ることとしてはどうか。
 - ※落札決定の際、連系線の空き容量を考慮しつつ、同3エリアのH1需要の1%(約100万kW)を満たすものを優先的に安価な順に約定させる。3エリア外に、より安価なDR等があれば、募集量の尤度を上限としてそれらを約定させる。
- また、公募の実施エリアについては、今回の公募が全国大での社会保険的な位置付けであることを踏まえつつ、連系線の空き容量を考慮し、北海道・沖縄を除く全国8エリアとすることとしてはどうか。
- なお、2023年度以降の対応については、実態を踏まえつつ改めて整理を行う。

論点② 募集対象·要件

- 募集対象については、競争を通じた費用最小化の観点から、通常の調整力公募および 昨冬に東京エリアで実施した際と同様、できる限り幅広い応募を可能とするため、電源 及びディマンドリスポンス(DR)とすることが考えられるか。この場合、いずれも2022年 度に供給力または調整力として計上されていないものが対象となる。
- また、10万kW以上の規模の電源については、2021年から小売電気事業者等とのマッチングを通じて経済合理性の確認を行ってきた。このため、10万kW以上の電源については、当該プロセスで契約成立に至らなかった電源を落札対象とすることが考えられるか。
- なお、今回の公募の目的は、全国大での社会的保険な位置づけであることを踏まえ、北海道・沖縄を除く全国8エリアの電源及びDRを対象とする。
- 供給力の追加性の確認については、募集を行う一般送配電事業者が広域機関と連携 しつつ行うこととしてはどうか。
- なお、上述の通り、追加性や供給力の積増しの確実性を担保しつつ、できる限り幅広い応募を可能とし、また、ひつ迫の状況に応じてより柔軟な活用ができるようにするため、運用要件等については、電源等の種別ごとの特性を踏まえて定めることとしてはどうか。

【参考】2021年度冬季東京エリアのkW公募における運用要件

第38回電力・ガス基本政策小委員会 (2021年8月27日) 資料6

論点② 運用要件

- 今回確保する供給力は、厳気象時の最大電力需要(H1需要)に対して不足する おそれがあるもの。こうした供給力に対して供出指令が行われると、稼働継続時間は一 定程度長くなる可能性が高い。
 - ※昨冬の需給ひつ迫時の需要カーブを考慮すると、5時間程度にわたってkWh不足が生じるおそれ。
- 一方で、厳寒時の最大需要(H1)対応で既に調達している電源 I 'の運用要件は、 指令応動時間が3時間以内、かつ運転継続時間が原則3時間以上であることとされ ており、ディマンドリスポンスの技術的性能を踏まえると、こうした要件と整合性を図る必要 もある。
- したがい、電源 I 'の運用要件と整合性を図りつつ、来冬に向けて厳寒時に必要な供給力を確保する観点から、運転継続時間が 5 時間以上、または、3 時間以上で1日 2回以上の発動が可能であることを基本としてはどうか。
 - ※ただし、一日複数回の発動を前提とする場合のペナルティの在り方には一定の配慮が必要。

【参考】電源の経済合理性に関する事前確認について

第44回電力・ガス基本政策小委員会(2022年1月25日)資料4 一部修正

- 近年、電源の新設等による供給力の回復を上回る速度で、事業採算性が見込めない電源の休廃止が進んでおり、電力需給ひつ迫のリスクが高まっている。本小委員会では、休廃止電源の経済合理性を事前に確認することの重要性についてご議論いただき、2022年度中に休廃止見込みの電源(10万kW以上)を保有する発電事業者と、電力の購入を希望する小売電気事業者とのマッチングを行った。
- 今回、契約成立によって休廃止を回避した案件はなかった。電源の再稼働に必要な費用を含む価格水準、電力の供給時期・提供期間等に関する売り手・買い手の間の合意形成が課題である。
- 仮に、安定供給に必要な予備率を確保できないエリアで追加供給力公募を実施する場合、その調達 対象は、対象年度に供給力としてカウントされていない電源及びディマンドリスポンスである。できる限り 幅広い応募を可能とすることを前提としつつ、2022年度向けの公募対象は、今回マッチングを実施した 以下の大規模電源が候補になり得る。

発電事業者名	対象電源	出力 【万kW】	掲示期間 (マッチング受付期間)	マッチング実績	対応状況
東北電力	東新潟火力発電所港1・2号機	70	11月1日~ 11月30日	問い合わせ11社	問合せのあった事業者に対しては、委員会で議論された開示情報に加え、「希望する供給パターンへの対応可否」、「供給パターン別年間固定費水準」、「kWh料金水準」、「実績熱効率」、「検査等による発電不能時期の有無」、「休止状態からの復旧工事期間(最短で6カ月程度)」について提示。他の事業者と組み合わせた場合の条件での提示も行ったが、契約には至らなかった。
	知多火力発電所 5.6号機	155.4	11月17日~	同い合わせ12件	問い合わせがあった事業者に対しては、委員会で議論された開示情報に加えて、各電源ごとの「受給パターン」、「基本料金」や「従量料
	知多第二火力発電所 1号機	85.4		※エリアことに対象となる。	金」、「停止作業を考慮した供給力提供可能期間」といった契約条件、契約書案を提示。契約に必要となる諸元はすべて提示した上
│ │ 株式会社	四日市火力発電所 4号系列	58.5		1777 - / VALACA	でご検討いただいたが、契約には至らなかった。
JERA	姉崎火力発電所 5・6号機	120	12月1日~	問い合わせ10件 ※エリアごとに対象とな	問い合わせがあった事業者に対しては、委員会で議論された開示情報に加えて、各電源ごとの「受給パターン」、「基本料金」や「従量料金」、「停止作業を考慮した供給力提供可能期間」といった契約条
	袖ヶ浦火力発電所 1号機	60		る主電源の情報を提	件、契約書案を提示。契約に必要となる諸元はすべて提示した上 でご検討いただいたが、契約には至らなかった。

論点③ 落札決定方法

- 2021年度冬季に実施したkW公募においては、小規模電源やDRの応札可能性にも 配慮し、落札の決定において、費用最小化の原則は維持しつつも、供給安定性及び競 争性を高める観点から、一定程度まで募集容量の超過を許容することとした。その結果、 55万kWの募集に対し、5.2万kWのDRが落札されている。
- 小規模電源やDRの応札可能性への配慮の必要性に変化はないと考えられることから、 今回の公募においても、同様の落札決定方法とすることとしてはどうか。
- ただし、最低限必要な予備率3%に満たない量を募集した前回のkW公募と異なり、今回の公募は、全国大での社会保険的な位置付けであることを踏まえ、費用最小化の観点から、募集容量の超過量は、より制限的とすることが妥当と考えられる。
 - ※前回のkW公募における超過許容量は、募集量の約5割(募集量55万kW、最大80万kW)
- 具体的な超過許容量については、前回のkW公募において、全国の約3割の需要を占める東京エリアで5.2万kWのDRが落札されたことを踏まえ、全国大で同程度のDRの落札を可能とする20万kW(=募集量の2割程度)とすることとしてはどうか。
 - ※募集量120万kWに対し、140万kWまでの落札を認めることとなる。

【参考】落札決定方法

- 複数エリアで共同調達を行う場合、運用断面において実際に不足するエリア(不足エリア)と、追加調達した供給力が立地するエリア(調達エリア)が異なる場合が考えられる。連系線の運用容量には限りがあるため、融通に必要な連系線の空き容量を考慮したうえで供給力を調達する必要がある。
- 連系線の運用量は、電力広域的運営推進機関で一元的に把握していることから、落 札決定においては同機関も関与の上、調達エリアが過度に偏らないように配慮する必要 があると考えられるがどうか。

【参考】論点④ 落札決定方法

- 落札電源等の決定に際しては、安価なものから順に落札し、合計の調達費用を最小化することが大原則である。したがって、安価な小規模電源やDRの応札量の合計が募集容量に達しない一方、より高価な大規模電源が1つで募集容量を満たす場合、当該大規模電源のみが落札されることとなる。
- 他方、安定供給の観点からは、費用最小化を理由に安価な小規模電源やDRを不落 札とはせず、より高価な大規模電源と合わせて一定程度までは募集容量を超えて調達 する方が供給安定性を高めることとなる。募集容量55万kWを満たした場合でも、供給 予備率は安定供給に最低限必要な3%であることを考えると、少しでも多く供給力を確 保しておくことは極めて重要である。
- また、今回の追加的な調整力公募のように、応札可能な電源等が限定的であることがあらかじめ明らかである場合、費用最小化の視点のみ着目すると、そもそも小規模電源やDRの応札可能性が事実上なくなることとなりかねない。
 - ※募集容量55万kWに対し、休止中の電源の1つである姉崎火力(60万kW)は1基で募集容量 を満たす一方、規模の小さい自家発やDRは、すべて合計しても募集容量に達しない可能性が高い。
- このため、費用最小化の原則は維持しつつも、供給安定性及び競争性を高める観点から、一定程度まで募集容量の超過を許容することとしてはどうか。
- その際、入札価格の妥当性については、電力・ガス取引監視等委員会において事後的に確認することとし、とりわけ約定価格の決定に大きな影響力を行使し得る大規模電源については、同委員会において特に厳格に確認を行うこととしてはどうか。

【参考】論点④ 落札決定方法 (続き)

- 一定程度の募集容量の超過を認める方法としては、例えば、10万kWまで募集容量の 超過を認めることが考えられる。この場合、仮に大規模電源より安価な小規模電源や DRの応札があれば、10万kWまでは落札されることとなる。
- また、容量ではなく費用に着目し、例えば、10億円まで費用超過を認めることが考えられる。この場合、仮に大規模電源の約定価格がkW当たり5千円であれば、それより低い価格で応札した小規模電源やDRが20万kW余り落札されることとなる。
 - ※10億円は、東京電力管内の託送料金の約0.3銭に相当。
- 方法論としてはいずれもあり得るが、応札者の予見可能性確保の観点から、あらかじめ募集容量の超過を認める方法としてはどうか。
- また、具体的な超過量としては、募集容量が55万kWである中、供給安定性を高めつつ、 費用負担の増加をできる限り抑制する観点から、最大25万kW(H1需要の約0.5% に相当)を基本とすることとしてはどうか。

論点4 市場供出の方法

- 運用の透明性の観点から、今回確保する追加の供給力が市場に供出されるタイミングは、一般送配電事業者の判断に基づくものではなく、客観的な指標に基づき発動されることが望ましい。
- 昨冬に実施した東京エリアの追加公募では、過去5年間の東京エリアの予備率実績を踏まえ、前日夕方もしくは当日朝の段階で、需要最大時の予備率見通しが5%を下回ることが見込まれる場合と整理した。
- 2022年度からは広域予備率での運用を開始し、広域予備率8%を下回った際に電源 I 'を発動することとしている。今回調達するものは、電源 I 'と同様の性質を有することから、社会保険としての調達という位置づけを踏まえ、他の追加供給対策を講じつつ、翌日の予備率見通しが一定の基準を下回る場合に、一般送配電事業者が速やかに供出の要請を行うこととしてはどうか。
 - ※電源の稼働工程を考慮し、あらかじめ翌日の予備率見通しが判明する以前にTSOから要請を行う可能性がある。
- 共同調達の場合、実需給断面で不足するエリア(不足エリア)と追加調達した供給力が立地する エリア(調達エリア)が必ずしも一致しないことから、運用においては、両エリアの一般送配電事業 者及び電力広域的運営推進機関の連携が重要となる。
- なお、指令を受けた供給力提供者は、原則、時間前市場等に直接応札するか、小売電気事業者等に提供することとなるが、指令のタイミング等によって、市場供出が困難な場合があると考えられる。その場合は、未約定の場合と同様、不足エリアの一般送配電事業者による調整力として活用することとしてはどうか。

論点③ 市場供出方法 (続き)

第37回 電力·ガス基本政策小委員会 (2021年7月23日) 資料6

- 電源 I 'は、一般送配電事業者からの発動指令を受けて 3 時間以内に供出することが求められるが、これと同様に指令を受けて 3 時間以内に時間前市場に供出することは、とりわけディマンドリスポンス事業者にとって難度が高く、実務面での負担を強いることとなる。
- また、運用の透明性の観点から、今回確保する追加の供給力が市場に供出されるタイミングは一般 送配電事業者の判断に基づくものではなく、客観的な指標に基づき発動されることが望ましい。
- このため、たとえば翌日の最大需要時の予備率見通しが一定の基準を下回る場合に、一般送配電事業者が速やかに電力供出の要請を行うこととしてはどうか。その場合、過去5年にわたる東京エリアの予備率実績(注)を踏まえ、前日夕方もしくは当日朝の段階で、需要最大時の予備率見通しが5%を下回ることが見込まれる場合としてはどうか。
- なお、指令を受けた供給力提供者は、原則、時間前市場に直接応札するか、小売電気事業者等に提供することとなるが、指令のタイミング等によって、市場供出が困難な場合があると考えられる。その場合は、未約定の場合と同様、東電PGの調整力として活用することとしてはどうか。

東京エリアの 供給予備率(実績)	2017	2018	2019	2020	2021
4%以下	3/27	1/25	_	_	1/6、5/21
4 ~ 5%	_	1/23、1/26、2/1	4/10	12/5	1/3、4/6
5 ~ 6%	2/9、2/22、 10/24	1/22、1/24、2/2、 2/22、2/23	8/1、8/5、9/10、 11/22	8/27、12/31	1/12

注:需要量や再工ネ供給力量等の乖離により、実需給前日(当時)に提示された予備率見通しの値とは異なることに留意。

(出典)東京電力パワーグリッド調べ

募集要綱等に基づく運用となっていたか(①精算について)

第72回 制度設計専門会合 (2022年4月21日) 資料8

- 東京電力パワーグリッド(以下「東電PG」という。)に対し、追加供給力供出の運用に関する精算結果についてを行い、下記を確認したことから、募集要綱等に基づく運用であったことが認められた。
- ✓ 追加kW公募により東電PGと契約した事業者(以下「kW提供事業者」という。)5件(うち4件はDR)について、それぞれ発動指令に基づき発動された電力を時間前市場に供出して得た利益及び小売電気事業者との相対契約で活用して得た利益が、還元された。
- ✓ 発動指令外における市場供出により得られた利益は、全額還元された。
- ✓ 発動指令量未達分については、ペナルティとして還元された。
- ✓ マストラン運転の市場供出で得た収益は、全額還元された。
- ✓ なお、調達額90億円に対し、市場供出等で得た利益(約8億円)、発動指令未達によるペナル ティ(約2千万円)及びマストラン市場供出収益(約26億円)の合計約34億円(約38%)が 東電PGに還元された。

東電PGへの還元額

項目	市場供出等で 得た利益(※)	発動指令外 市場供出で得た 利益	発動指令未達分 ペナルティ	マストラン分の市場 供出収益戻入	(参考)調達価格
5 案件合計 (億円)	3.7	4.3	0.2	26.0	89.5

募集要綱等に基づく運用となっていたか(②kW提供事業者の対応)

第72回 制度設計専門会合 (2022年4月21日) 資料 8 一部加工

- kW提供事業者の調整力発動指令への対応が、募集要綱等に基づいたものであったか東電PG 提出資料により、確認を行った。
- 1. kW提供事業者の調整力発動指令への対応について
- ✓ 調整力発動指令分の電力量について、案件A及びBは、小売電気事業者に相対契約で活用された。案件C、 D及びEは市場供出を行い、約定しなかった分について、調整力として活用された。
- ✓ 案件B及びDは、調整力発動指令量に対して未達度合が大きかった。
- 2. kW提供事業者の市場入札等(調整力発動指令分)の価格について、下記の通り募集要綱等に基づいた入札価格であったことを確認した。
- ✓ 案件A、Bは、全量をスポット・時間前平均単価で小売電気事業者に相対契約で活用された。
- ✓ 案件C、D、Eは、全量時間前市場に「東京エリアプライス」と「調整力の登録kWh価格」の高い方の価格で入 札された。
- √ 市場で不落となり調整力として活用された電力については、電源 II 相当と扱われ調整力の登録kWh価格で 精算された。
- 3. マストランを必要とする電源(案件E)について、マストラン分の運転の結果を確認し、募集要綱 等に基づき運用されたことを確認した。
- ✓ マストラン分の運転による電力は、契約期間中、全コマ全量約定した。

精算の在り方等に基づく運用となっていたか(②kW提供事業者の対応)

第72回 制度設計専門会合 (2022年4月21日) 資料 8

- 前項「1. kW提供事業者の調整力発動指令への対応について」にて記載した、調整力発動指令量に対して未達度合が大きかった案件B及びDについて、追加的調査を行ったところ、以下を確認した。
- 1. 案件B及びDの未達度合が大きかった主な理由
- ✓ 年明けの稼働から自家発機が不調であった。
- ✓ 積雪のため、系統からの解列を余儀なくされ対応できなかった。
- 2. 事前アセスメントでリスクを把握できたか
- ✓ DRの未達リスクは、設備トラブルや想定外の製品受注減少によるベースライン低下等が考えられるところ、事前に定量的に把握することは難しく、現時点では、未達ペナルティによる契約遵守インセンティブに頼らざるを得ない。

以上から、案件B及びDの未達度合が大きかった理由は致し方ないものであったと考えられ、未達度合に応じたペナルティが支払われていたことから、募集要綱等に照らして問題があるものではない。

他方で、DRの組成にあたっては、複数地点から組成するなど、設備トラブル等による未達リスクの分散などが図られることが望ましいのではないか。

調整力発動指令量とkW提供事業者の実績計測値、市場入札量等

	調整力発動指令の 時間帯	調整力発動 指令量合計 (kWh)	実績計測値 合計 (kWh)	未達度合※ (平均)	調整力発動指令量 のうち市場約定量合 計(kWh)	実績計測値のうち 調整力活用分合計 (kWh)
案件A (DR)	1/6 14:00-19:00 1/7 15:00-20:00 2/10 15:00-20:00	195,000	198,761	0.7%	_	_
案件B (DR)	1/6 14:00-19:00 1/7 15:00-20:00 2/10 15:00-20:00	54,600	5,862	89.3%	_	_
案件C (DR)	1/6 14:00-19:00 1/7 15:00-20:00 2/10 15:00-20:00	426,750	481,415	14.0%	317,574	164,567
案件D (DR)	1/6 14:00-19:00 1/7 15:00-20:00 2/10 15:00-20:00	105,000	11,135	89.4%	11,130	5
案件E (電源)	1/6 9:00-24:00 1/7 0:00-20:00 2/10 9:00-24:00 2/11 0:00-20:00 2/14 16:30-20:00 2/15 9:00-12:00	44,293,500	43,896,327	0.9%	24,884,100	19,012,227

[※]未達度合は、コマごとに算出された。

案件Eにおける、マストラン供出量及び任意供出量

	マストラン供出量(kWh)	任意供出(kWh)※	調整力としての活用分(kWh)
案件E(電源)	108,581,400	181,449,850	334,881

第72回 制度設計専門会合における御指摘

<DRについて>

- DRの未達率の高さは、追加kW公募の本来の目的を達成できないことに直結しかねない。 今回の未達リスク軽減に資するような募集要綱の設定とすべき。
- 今後、DRの確度を上げていく工夫が重要。今回、未達度合が高かった理由を深堀し、丁寧に議論すべき。
- DRの未達度合が高かったことは、不可避的に起こりうること。過度な批判で応札事業者を 集められなくなる弊害は認識すべき。
- 一方で、DR事業者は、未達が起こると産業の発展に悪影響となることを考えながら、未達が起こらないように努力すべき。それでも足りなければ、ペナルティの強化を考えざるを得ない。
- アグリゲーターの「需要地点を束ねる」という社会的価値を踏まえ、アグリゲーターが需要地点を束ねて未達にならないよう運用することは大切。
- ベースラインの設定について、発電機とは違った需要の特性を考慮してkW公募制度趣旨に そったベースラインの考え方を整理するなど、工夫の余地はあるのではないか。

論点 5 費用負担の考え方

- 調達された供給力は、21年度冬季に向けた東京エリアにおける供給力公募と同様、まずは市場に供出し、その市場収入で費用をまかなうことが基本となる。その上で、仮に不足分が生じれば、託送料金の仕組みを利用して回収することとする。
 - ※前回のkW公募においては、調達額90億円に対して市場収入等で34億円が還元され、残りを東京エリアの需要家が負担することとなる。
- 費用については、公募の実施エリア全体の需要家が負担することとなるが、今回調達するものは、7月の予備率が安定供給に最低限必要な3%をかろうじて上回る見通しとなる東北・東京・中部の3エリアの需要増等のリスクに伴う備え、及び今後いずれのエリアでも生じうる大規模電源の脱落リスクに備えた社会的保険の位置づけのものである。
- 今回のkW公募において、こうした事情を踏まえつつ、具体的な費用負担方法については、 共同調達者間で協議の上、決定することとしてはどうか。
- なお、調達量が増加すればコストも増加することを踏まえると、託送料金の仕組みを利用した調達コストに係る回収について、送配電関連の費用回収の在り方の検討※も併せて進めていく必要がある。

[※]需給運用の更なる費用低減に向けたあらゆる方策(全国大でのメリットオーダーの更なる追求のための非調整電源の価格情報の把握やオンライン指令機能の具備など)の検討が必要。

【参考】費用負担の在り方

- 追加の供給力公募により調達された供給力は、21年度冬季に向けた東京エリアにおける供給力公募の場合と事例同様、まずは市場に供出し、その市場収入で費用をまかなうことが基本となる。
- その上で、仮に不足分が生じれば、託送料金の仕組みを利用して回収することとし、 予備率が不足しているエリア全体の需要家が負担することとしてはどうか。また、あらかじ め供給力を確保していた場合に、その点は考慮すべきか。

今後のスケジュール(案)

- 2022年度夏季に向けたkW公募については、本日の御議論を踏まえ、全国8エリアの一般送配電事業者が主体となって、速やかに公募開始に向けた準備を進めていくこととなる。その際、応募を検討する事業者の準備等に鑑み、できる限り予見性を確保する必要がある。
- ただし、今回のkW公募における8エリアでの共同調達は、初めての取組であり、落札決定においては、電力広域的運営推進機関と公募主体の一般送配電事業者が協同する必要がある。
- このため、一定程度、柔軟性を持たせつつ、以下のスケジュールを基本として進めることとしてはどうか。
 - 5月中旬 公募要綱の公表・入札募集開始
 - 6月下旬 落札者選定・契約協議
 - 7月1日 運用開始
- なお、夏季の高需要期から供給力としての貢献を実現するため、募集要綱の意見募集の省略、合理的な範囲での各手続きの短縮を認めることとしてはどうか。

2022年度夏季に向けた燃料対策(kWh公募)

- 2022年度夏季に向けた燃料対策(kWh公募)については、前回、昨冬の募集量 (3億kWh:冬季の高需要期の電力需要10日分の約1%)を上回る規模を基本と して、具体的な募集量について検討を深めていくことされた。
- ◆ 本日は、具体的な募集量及び市場供出方法について、御議論いただきたい。
 - 論点① 募集量
 - 論点② 市場供出方法

【参考】2022年度夏季に向けた燃料対策(kWh公募)

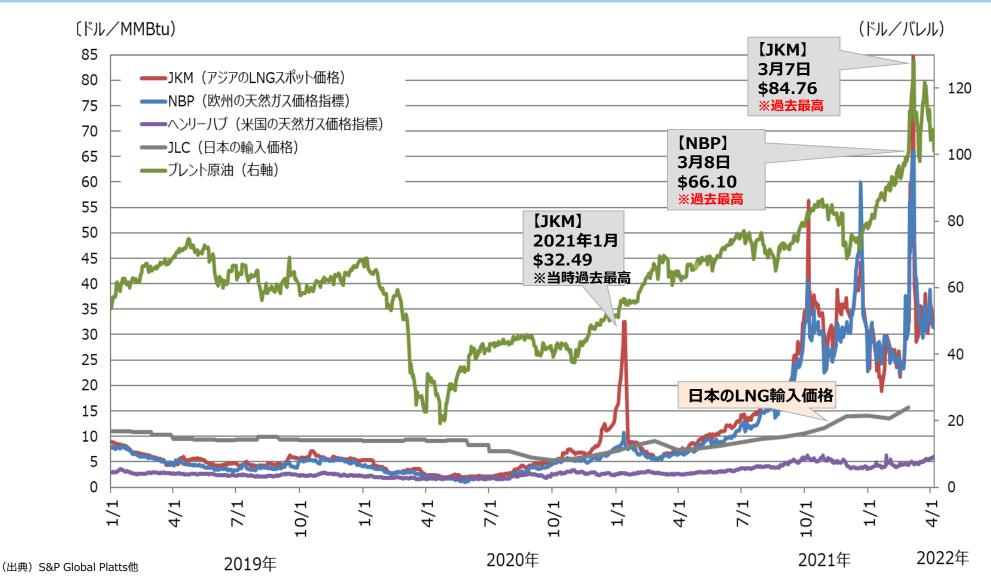
- 2021年度冬季においては、燃料ガイドラインに沿って各発電事業者が必要な燃料確保を行うことを前提とした上で、日本全体で燃料調達リスクに備える観点から、一種の社会的保険としての燃料対策(kWh公募)を初めて全国で行った。
- その結果、約4.2億kWhに相当する燃料が追加的に確保され、それらによる発電量全量が冬季中に市場取引を通じて小売電気事業者に提供された。
- ウクライナ情勢等の影響により、世界的にLNG等の燃料調達リスクが高まりを見せている ことを踏まえると、2022年度夏季に向けても、kWh公募を行うこととしてはどうか。
- その際、具体的な募集量については、費用対効果を見極めながら判断していくこととなるが、燃料調達リスクの高まりを踏まえると、昨冬の募集量(3億kWh:冬季の高需要期の電力需要10日分の約1%)を上回る規模を基本として検討を深めていくこととしてはどうか。

論点① 募集量

- ウクライナ情勢が悪化し、今月8日には日本もロシア産石炭の輸入の段階的削減を表明した一方、国際的な燃料価格は引き続き高い水準で推移しており、燃料調達リスクがかつてないほど高まっている。
- こうした中で、大手電力会社のLNG在庫は、4月に入り増加傾向にあるが、引き続き過去5年平均を下回る水準にとどまっている。
- このため、発電事業者が燃料ガイドラインに沿って自ら行うべき燃料調達努力を損なわないよう留意しつつ、日本全体での燃料調達リスクを軽減する観点から、昨冬の募集量(3億kWh:冬季の高需要期の電力需要10日分の約1%)の2~3倍を、各事業者が自らの判断で行う燃料調達等とは別に、一種の社会的保険として、9エリアの一般送配電事業者が共同で調達することとしてはどうか。
- その際、前回のkWh公募について、標準的なLNG船の容量(1隻7万トン=約5億 kWh相当)と整合した募集量の設定を希望する意見があったことを踏まえることとし、標準的なLNG船2隻分に相当する10億kWhを募集することとしてはどうか。
- また、燃料の追加調達は船単位で行う事業者がいる実態も踏まえ、仮に募集量を超過 する入札があった場合の許容量は、船1隻分(5億kWh)までとすることでどうか。
- なお、公募調達費用については、今回のkWh調達の趣旨に鑑み、公募対象期間 (7・8月)中の各エリアの電力需要割合で負担することを基本としつつ、事業者間で 決めることとしてはどうか。

【参考】直近のLNG価格の推移

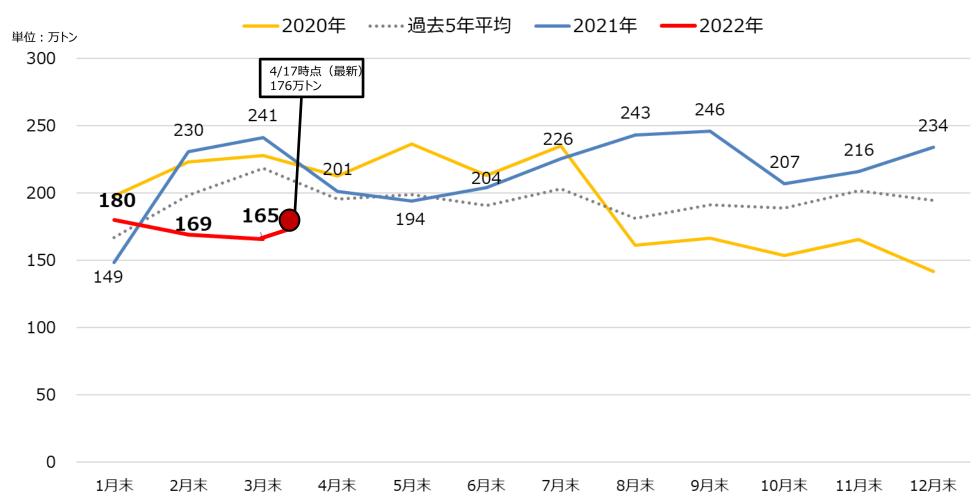
● 世界のLNG・天然ガス価格の動向は相互に相関を強めており、足元では、米欧アジア各地域でLNG・天然ガス価格が、例年に比して高騰している。



33

【参考】大手電力会社のLNG在庫の推移(2022年4月17日時点)

4月に入り、大手電力会社の最新(4/17時点)の在庫は増加傾向にあるが、引き続き過去5年平均を下回る水準。



第69回(2022年1月24日) 制度設計専門会合資料 5

● 今回の公募について、応札事業者にアンケートを行ったところ、以下のような意見があった。

項目	応札事業者からの主な意見
公募方法	● 調整力公募のように募集要綱に関する意見募集を実施すべき。
	 ● 募集期間の設定については、 ① 追加燃料調達のリードタイム(約2~3か月程度) ② 契約電力量は市場に供出することとなっているため、卸電力取引市場で取引を行うための事前の手続き期間(システム利用のためのアカウント取得(約1ヵ月程度)) を考慮すべき。
	● 燃料調達における追加性の判断基準が不明確。追加性が認められる範囲を例示等により明確にすべき。
	 ● 募集要綱における「資本関係または人的関係等にある複数の者の本入札への応札は認めない」という要件は、エリア単独で公募する場合の旧一電等の影響力行使を考慮してのものであるが、9エリア全体で公募する場合においては、各エリアの旧一電等の影響力は相対的に低くなることから、不要な要件設定ではないか。
募集量	● LNGの追加調達は船1隻単位となることから、船1隻単位で応札できれば燃料の余剰リスクを少なく認識し応札しやすくなるため、 LNG船と整合的な募集量を検討いただきたい。
その他 (制度への 意見)	● DR事業者が小売事業者を通じて市場供出するためには、市場供出や一般送配電事業者への収益還元について小売事業者との合意が必要となるが、その小売事業者が今回の公募の競合相手になる場合は、合意を得るのが困難な面がある。公的機関や一般送配電事業者等が調整できる仕組みを導入していただきたい。
	● 一般送配電事業者によるkWh公募は、小売事業者の供給力確保に関するフリーライドを助長し、市場価格の変動に対するヘッジ手段の活用(相対契約の締結等)を見直す小売事業者が出る懸念がある。

【参考】論点② 調達量

- 仮にkWh公募を行う場合の調達量については、前回の本小委員会において、<u>社会費用</u> 最小化の観点から保守的に見積もることをお示しし、特段の異論はなかった。
- 今回の公募における具体的な調達量については、昨冬の需給ひつ迫時に一般送配電事業者間で行った一日当たりの電力融通量が約3,000万kWhであったことを踏まえ、その10日分に相当する約3億kWhとしてはどうか。
- これは、冬季の高需要期の一日当たりの電力需要量が30億kWh程度であることを踏まえ、10日分の電力需要の約1%に相当する。また、今回広域機関が行ったkWh需給検証に織り込まれていない大規模電源(100万kW)の脱落リスクとの関係では、これらの電源の2週間弱分の発電量に相当することとなる。

論点② 市場供出方法

- 昨年実施した公募において、kWh提供事業者の市場入札価格については、一般的なLNGの限界費用価格(10円/kWh)以上を基本とすることとした。
- 第69回制度設計専門会合(2022年4月21日)において、市場供出はルールどおり 実施されていた一方、市場入札価格の下限値について、LNGや電力の市況等を踏まえ て検討すべきではないかとの指摘があった。
- このため、足元の市況等を踏まえ、現在のLNGの市場価格水準を元にした価格(kWh当たり20円台)よりは一定程度低い、たとえば18円/kWh以上を基本とすることとしてはどうか。
- また、応札事業者への一律でのインセンティブ引き上げは、最終的に需要家負担の増加につながることから、社会費用最小化の観点からは望ましいものとは言えない一方、応札事業者の合理的な入札行動を促す観点から、kWh応札価格に対する還元率に差を設け、事業者インセンティブに差を設ける仕組みとしてはどうか。
- 具体的には、例えば、事業者収入は、前回は全事業者の市場売電価格の10%としたところ、市場売電価格とkWh応札価格の損益比率に応じて、昨冬のkWh公募の事例を参考にしつつ、5%~20%の範囲内でインセンティブに差を設ける形としてはどうか。
- また、供出実績の確認をしやすくする観点から、落札事業者には、JEPXのアカウント区分を分けるなどの工夫が期待される。

【参考】論点④ 市場供出方法及び精算の在り方(1/2)

第40回電力・ガス基本政策 小委員会 (2021年 10月26日) 資料4-2

(市場供出方法)

- kWh公募により調達した電源等の市場供出方法については、前回の本小委員会において、一定のルールをあらかじめどのように定めるかが重要、との御意見をいただいた。
- 具体的な市場供出のタイミングについては、①落札事業者が決める、②一般送配電事業者が指示する、の2つが考えられるが、供出時にはkWの余力(増出力可能であること)が必要であること、また、kWh公募の目的に鑑み、必ずしも需給ひつ迫時に市場供出する必要はないことから、現行の市場供出ルール(※)に則った上で、落札事業者が供出のタイミングを決めることとしてはどうか。※限界費用での余剰電力の全量市場供出等
- また、社会コスト最小化の観点からは、kWh公募により調達した電源等を市場価格が低いときに供出することは避ける必要がある(調達コストの未回収分が増加し、需要家負担が増加するため)。更に、LNG等の燃料不足回避の観点からは、LNG火力の稼働が多くなるときに供出するのが望ましい。したがい、卸電力市場への応札価格については、一般的なLNGの限界費用価格(10円/kWh)以上を基本としつつ、応札事業者の事情に応じた柔軟な対応を認めることとしてはどうか。

<参考> 冬季 1・2 月において、システムプライスが10円/kWhを超えたコマ 2020年度 1,362コマ(48.1%)、2019年度 118コマ(4.1%)、 2018年度 1,147コマ(40.5%)、2017年度 2,044コマ(72.2%)

※1コマ=30分(1日48コマ)

【参考】論点④ 市場供出方法及び精算の在り方(2/2)

第40回電力・ガス基本政策 小委員会(2021年 10月26日)資料4-2

(精算の在り方)

具体的な市場供出のタイミングは、落札事業者があらかじめ一般送配電事業者に対して通知することとし、その通知量の約定結果を元に、事後的に約定実績に照らして精算を行うこととしてはどうか。また、精算時、市場での約定実績を確認する必要があるため、落札事業者に対し、通常の発電・在庫情報とは分けて管理することを求めてはどうか(例: JEPXアカウントの区分を分ける)。

<通知内容の例>

- ・対象期間を通じ、特定の時間帯(ex. 平日10-18時)に各コマ○万kW、計○kWhを供出
- ・対象期間中の特定の時期(ex. 1月第4週)に各コマ○万kW、計○kWhを供出
- ・翌日各コマ○万kW、計○kWhを供出 ※前日スポット市場への入札前に通知
- ただし、落札事業者が恣意的に市場供出時期を定め、<u>徒に市場価格の低いときに市場供出を行うことは避ける必要</u>がある。また、市場から電気を調達する小売電気事業者からすると、<u>市場供出は市場価格がより高いときに行われることが望ましい。</u>
- このため、市場価格が相対的に高いときに市場供出するインセンティブを付与する観点から、市場での売却収入は原則として一般送配電事業者に還付することとしつつ、その収入の一定比率(例えば1割)を落札事業者が得られることとしてはどうか。

市場供出方法等の在り方に基づく運用となっていたか(①精算について)

第72回 制度設計専門会合 (2022年4月21日) 資料7

- <u>一般送配電事業者に対し、kWh追加供給の運用に関する精算結果について聞き取りを行い、</u> 下記を確認したことから、市場供出方法等の在り方に基づく運用であったことが認められた。
- ✓ 追加kWh公募により一般送配電事業者と契約を行った事業者(以下「kWh提供事業者」という。)は3社(いずれも電源)であり、契約量4.17億kWhは、全量市場供出され、ペナルティの対象となる事業者はいなかった。
- ✓ 還元額は、約定単価を契約期間を通じて加重平均した単価に追加供出実績電力量を乗じて算出された収益の9割となっていた。
- ✓ なお、追加kWh公募の調達額約151億円に対し、還元額は約88億円(約58%)であった。

kWh提供事業者との精算の結果

	kWh提供事業者が 市場供出で得た収益 (億円)	一般送配電事業者へ の還元額 (億円)	(参考) 一般送配電事業者の 追加kWh公募の 調達額※ (億円)	(参考) 契約電力量 (億kWh)
3事業者計	97.3	87.6	151.4	4.17

市場供出方法等の在り方に基づく運用となっていたか(②kWh提供事業者の市場供出)

kWh提供事業者への調査結果

第72回 制度設計専門会合 (2022年4月21日) 資料7

事業者	市場供出の行動の考え方		
事業者A	 発電機の稼働を計画していなかった土日祝日を活用し追加kWhを提供し、歯抜約定を避けるためブロック入札を実施した。 入札価格は、全量約定を確実に行う観点から、第40回の電力・ガス基本政策小委員会における「市場供出及び精算在り方」の議論を踏まえ一般的なLNGの限界費用価格(10円/kWh)とした。 		
事業者B	 供出量が多いことから、恣意性排除と計画的に市場供出する観点から、対象期間を通じて均等に供出した。 焚増の際に、頻繁な出力変動が生じないようブロック入札を実施した。 入札価格は、全量約定を確実に行う観点から、第40回の電力・ガス基本政策小委員会における「市場供出及び精算在り方」の議論を踏まえ一般的なLNGの限界費用価格(10円/kWh)とした。 		
事業者C	 ・ 重負荷期で市場価格が高くなると想定される1月~2月前半で、契約量全量が供出できるように入札を実施した。 ・ 可能な限り市場供出量を増やすため、及び、JEPXのアカウントが発電所ごとではないため、追加供給kWhの供出分とそれ以外の入札を明確にするためブロック入札を実施した。 ・ 入札価格は、契約期間の初期は、契約した契約電力量に係る限界費用(燃料単価)としていたが、スポット市場価格と燃料単価で乖離があり契約期間内に契約電力量の全量が約定できないおそれがあったため、スポット市場の約定価格を日々確認しながら約定見込みのある価格とした。 		

第72回 制度設計専門会合 (2022年4月21日) 資料7

今後の公募実施に向けた検討課題

- 今回の追加kWh公募においては、一般送配電事業者及びkWh提供事業者への聞き取りにより事後確認を行ったところ。今後、kWhの追加性や市場への影響等について、より詳細な分析を可能とするために、追加kWh公募専用のJEPXのユーザーアカウントの設置を規定することが望ましいのではないか。
- ●「市場供出方法及び精算の在り方」において、kWh提供事業者の市場入札価格を、 一般的なLNGの限界費用価格(10円/kWh)以上を基本とするとしていたところ。下 限値ついては、LNGや電力の市況等を踏まえ検討すべきではないか。

第72回 制度設計専門会合における御指摘

<インセンティブ設計>

- 今回確保されたkWhが、一般的なLNGの限界費用価格(10円/kWh)で市場供出され続けたことについて、合理的・効率的な市場供出を促せていないのではないか。事業者インセンティブとして機能するような形で設計すべき。
- 今回のインセンティブがどのように効いたのかなどは次回に向けて検討するべき。

今後のスケジュール(kWh公募)(案)

kWh公募の具体的要件については、実施主体である一般送配電事業者において決定することとなるが、今後のスケジュールについては、応募を検討する事業者の準備期間や今夏に向けた燃料の追加調達のリードタイム等に配慮し、以下を基本として進めることとしてはどうか。

5月中旬 公募要綱の公表・入札募集開始

- 6月下旬 落札者選定・契約協議
- また、今夏のできるだけ早い時期に燃料の追加調達を実現するため、募集要綱の意見 募集の省略、合理的な範囲での各手続の短縮を認めることとしてはどうか。
- ◆ なお、kWh公募で調達した燃料の追加性については、国及び電力広域的運営推進機 関とも連携のうえ、ベースとなる燃料の調達計画との差分を確認していくこととしてはどうか。
- なお、kW公募と同様にkWh公募についても、調達量が増加すればコストも増加することを踏まえると、託送料金の仕組みを利用した調達コストに係る回収について、送配電関連の費用回収の在り方の検討※も併せて進めていく必要がある。

[※]需給運用の更なる費用低減に向けたあらゆる方策(全国大でのメリットオーダーの更なる追求のための非調整電源の価格情報の把握やオンライン指令機能の具備など)の検討が必要(再掲)。