

# 電力需給対策について

2023年5月30日

資源エネルギー庁

# 本日の御議論①

## 1. 2023年度夏季の電力需給対策について

- 2023年度夏季の電力需給は、10年に一度の猛暑を想定した厳気象H1需要に対し、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通し。
- 一方、本年3月末時点では、7月の東京エリアの予備率は3.0%となるなど厳しい見通しであったため、本小委員会における議論も踏まえ、東京エリアを対象に追加供給力公募（kW公募）を実施した。
- また、こうした対策の結果や、至近の電源の状況変化も踏まえつつ、昨日（5/29）、電力広域的運営推進機関において、今夏の電力需給見通しを含む需給検証報告書案が示されたところ。
- 本日の小委員会では、今夏の電力需給見通しや、昨年度講じられた電力需給対策等も踏まえつつ、この夏に向けた対策について御議論いただく。

## 本日の御議論②

### 2. 供給力の確保の在り方について

- 2022年3月の電力需給ひっ迫を受けて、電力広域的運営推進機関を中心に、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等について見直しが行われ、その結果、必要な供給力は、これまでに比べて一定程度増加することが見込まれている。
- 2024年度以降、容量市場を通じて供給力を確保していくことが基本となるが、必要な供給力の確保に関し、本小委員会の下部の委員会に当たる制度検討作業部会における検討・議論結果等も踏まえつつ、費用負担の在り方を中心に御議論いただきたい。

# 1. 2023年度夏季の電力需給対策

## 2. 供給力の確保の在り方

# 電力需給の見通しの確認及び対策の検討

- 東日本大震災以降、電力需給に万全を期すため、毎年度、全国の**電力需要が高まる夏（7月～9月）と冬（12月～3月）**の前に、電力広域的運営推進機関において、電力需給の検証を実施。
- 今年度は、5月29日に開催された電力広域的運営推進機関の専門委員会において、2023年度夏季の電力需給見通しが示された。
- 本日は、電力広域的運営推進機関による2023年度の電力需給見通しの内容を御確認いただいた上で、**夏季の需給対策について御議論いただく。**

需給見通しの策定

5/29 報告書案作成

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会  
(電力広域的運営推進機関)

※報告書案は、5/31の電力広域的運営推進機関の理事会に諮られる予定

需給見通しの確認  
及び  
需給対策の検討

5/30 (本日) 開催

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  
(資源エネルギー庁)

政府による需給対策の決定・公表

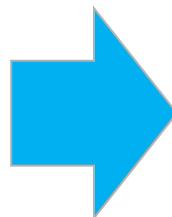
# 2023年度夏季の電力需給見通し（2023年5月末時点）

- 本年3月末時点では、7月の東京エリアの予備率は3.0%となるなど厳しい見通しであったため、東京エリアを対象に追加供給力公募（kW公募）を実施。
- こうした対策や、至近で生じた供給力の変化を踏まえたこの夏の電力需給見通しは、10年に一度の厳しい暑さを想定した電力需要に対し、西日本エリアを中心に概ね10%程度の予備率を確保しているものの、東京エリアにおいては、7月の予備率が3.1%と引き続き厳しい見込み。

## 厳気象H1需要に対する予備率

<3月末時点※>

	7月	8月	9月
北海道	8.6%	10.9%	20.0%
東北	8.6%	10.9%	19.3%
東京	<b>3.0%</b>	<b>3.9%</b>	5.3%
中部	11.7%	13.6%	11.4%
北陸			12.9%
関西			
中国		14.4%	
四国		13.6%	18.5%
九州	22.3%	18.7%	21.6%
沖縄			



<現時点>

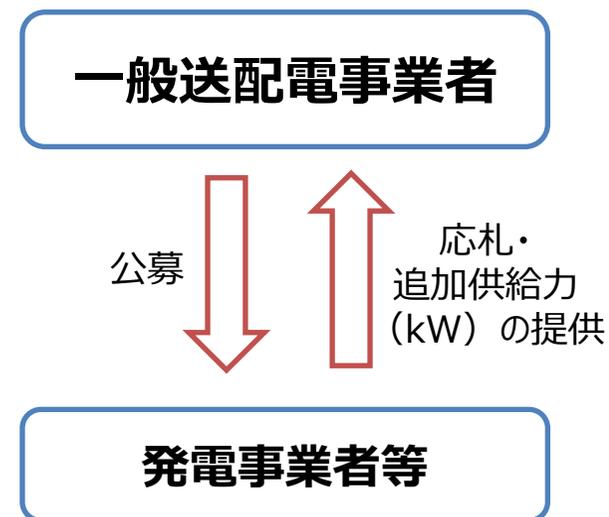
	7月	8月	9月
北海道	5.2%	7.6%	15.8%
東北	5.2%	7.6%	15.8%
東京	<b>3.1%</b>	4.8%	5.3%
中部	9.8%	11.7%	7.8%
北陸		11.9%	11.3%
関西			
中国		14.4%	
四国		11.2%	18.5%
九州	9.8%	11.9%	18.5%
沖縄	22.3%	18.7%	21.6%

# 2023年度夏季向け 追加供給力公募（kW公募）の落札結果

- 2023年度夏季の需給バランスは、本年3月末時点では、西エリアを中心に一定の水準を確保できている一方、東京エリアの予備率が低く、電力需給は厳しい見込みであった。
- このため、本年3月29日の本小委員会における議論を踏まえ、東京エリアを対象に追加供給力公募（kW公募）を実施。
- 公募の結果、追加的な供給力として、57.6万kWを確保。

対象エリア	東京エリア
対象設備	電源及びDR
募集量	30万kW～最大90万kW
落札量	<b>57.6万kW</b>
スケジュール	4月19日～5月10日 入札募集 5月11日～6月 9日 落札者選定・契約協議 7月 1日～8月31日 提供期間

<参考> kW公募の仕組み（イメージ）



# 【参考】kW公募（2023年度夏季向け）の実施に向けた論点①

## <実施エリア・実施主体について>

- 2023年度夏季の需給バランスは、西エリアを中心に一定の水準を確保できている。一方、東エリアについては、連系線の空き容量の関係からエリアの分断が生じており、東京エリアの予備率が低く、電力需給は厳しい見込み。
- このため、追加供給力公募の**実施エリアは、東京エリアのみとし、実施主体は、東京電力パワーグリッド**とすることとしてはどうか。

## <提供期間について>

- **3.0%と厳しい水準である7月の東京エリアを対象に、追加的な供給力を確保すべく、7月を対象とすることを基本とし、夏季の電力の安定供給に万全を期す観点から、7月だけでなく、同じく予備率3%台の8月についても提供期間の対象とすることとしてはどうか。**
- また、一般的に電力需要が特に高まる7月及び8月に加え、昨年度は6月に異例の高需要となったこともあり、こうした期間の前後にも電力需要が高まる可能性もある。このため、**6月下旬や、9月の供給力の供出について、2022年度冬季に実施したkW公募に倣い、インセンティブを持たせる仕組みとしてはどうか。**

## 【参考】kW公募（2023年度夏季向け）の実施に向けた論点②

### <募集量について>

- 2022年度の夏季及び冬季、安定供給に最低限必要な予備率3.0%は確保されているものの、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追加の供給力公募を行ってきた。
- こうした考え方に倣い、2023年度の夏季に向けても、追加的な供給力を確保することが望ましい。その際の募集量としては、これまでのkW公募における募集量の考え方などを参考に、実施エリアのH1需要の1%相当の改善を念頭に置きつつ、過大な募集量とならないことが重要。（※東京エリアのH1需要は5,931万kW（≒1%：約60万kWに相当））
- このため、最低限の募集量としては、H1需要の約0.5%に相当する30万kWとすることとしてはどうか。また、徒に過大な調達を回避する観点から、対象エリアにおける休止中の大規模火力発電所の応札可能性も踏まえ、最大募集量は、90万kWとすることとしてはどうか。  
（例：広野火力発電所2号機（60万kW・石油）等）
- ただし、公募の結果として、最低限の募集量に満たない場合は、費用の適切性や安定供給の確保の観点、参加機会の公平性等を踏まえつつ、経済合理性があると認められる場合には、随意契約による調達についても柔軟に認めることとしてはどうか。

# 【参考】2023年3月末時点からの予備率の変動要因

- 東京エリアを対象として実施された追加供給力公募（kW公募）により、休止電源の稼働を確保。
- また、制御系の電氣的なトラブルにより1月から停止していた高浜4号機は、3月末から運転を再開。
- 一方、設備トラブルや補修時期の延長により、供給力の減少も生じている。

## 主要な発電機において変更された停止期間

	現時点の停止計画
	3月末時点の停止計画

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 [万kW]	2023年												停止理由				
			1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月					
北海道	苫東厚真 (火力)	4号	70.0			2023/3/6 ~ 未定												タービン設備の不具合	
東京	磯子 (火力)	新1号	56.4				2023/4/16 ~ 8/2										定期点検		
関西	高浜 (原子力)	1号	82.6	2011/1/10 ~ 未定 2011/1/10 ~ 2023/6/3												特重工事による停止 (※)			
		2号	82.6	2011/11/25 ~ 未定 2011/11/25 ~ 2023/7/15												特重工事による停止 (※)			
		4号	87.0	2023/1/30 ~ 3/25 2023/1/30 ~ 未定												制御棒駆動系の不具合			
中部	碧南 (火力)	1号	66.0			2023/3/20 ~ 9/30						2023/3/20 ~ 6/24						定期点検	
	新豊根 (揚水)	4号	22.5				2023/5/4 ~ 未定												不具合(破損)補修
中国	水島 (火力)	3号	32.9				2023/5/2 ~ 7/29						2023/5/2 ~ 7/4						点検

(※) テロ対策施設(特定重大事故等対処施設(特重))の工事実施に伴い停止していたが、電線管の火災防護(系統分離)対策に係る対応のため、停止期間を延長。

## kW公募による供給力の増加

エリア	追加供給力[万kW]
東京	57.6

(出典) 電力需給検証報告書(案)及び第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料5  
 発電情報公開システム(HJKS) 2023年5月24日13:00時点 <https://hjks.jepx.or.jp/hjks/outages>

## 【参考】供給力に織り込んでいない要素（東京エリア）

- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるものの、実機検証時のトラブルや作業停止がなければ実需給断面で追加の供給力となり得る。
- なお、石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）については、これまでのトラブル等の原因を踏まえた大規模な対策工事を実施しており、2023年度夏季の稼働は見込めない状況。

### < 2023年度に試運転を実施する主な発電機 >

事業者名	ユニット名	設備容量（万kW）	試運転開始予定	営業運転開始予定
株式会社JERA	姉崎新3号機	64.7	2023年3月	2023年8月（※1）
株式会社JERA	横須賀2号機	65	2023年5月	2024年2月

（※1）2023年度冬季については、すでに供給力に計上済

### <IGCC実証試験機（※2）>

事業者名	燃料	設備容量（万kW）	運転状況
勿来IGCCパワー合同会社	石炭	52.5	現在、2024年1月末まで大規模対策工事を実施中。 以降は定格運転予定。
広野IGCCパワー合同会社	石炭	54.3	現在、2024年3月末まで大規模対策工事を実施中。 以降は定格運転予定。

（※2）勿来IGCCパワー合同会社及び広野IGCCパワー合同会社ともに5月24日時点の情報

# 発電事業者等に対する保安管理の徹底等の働きかけ

- 今夏は、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率は確保できているものの、想定以上に計画外停止が生じると安定供給に支障が生じるおそれがある。
- このため、国から**発電事業者等に対する各種の要請を実施する。**

※東京エリア以外では一定の水準の予備率が確保されているものの、安定供給に万全を期す観点から、要請は全国の事業者に対して行う。

- ✓ **発電事業者向け：保安管理等の徹底及び計画外停止の未然防止を求める。**
- ✓ **電気管理技術者及び電気保安法人向け：夏季の自然災害に備え、電気工作物の入念な点検を実施するとともに、必要に応じて電気工作物の設置者に対し、補強・補修・修理等を指示又は助言するなど、電気設備の保安管理について徹底すること求める。**
- ✓ **再エネ発電を行う事業者向け：業界団体を通じて、メンテナンスの時期の調整や早期の実施を求めることとし、高需要期の発電量の安定化を図るよう求める。**

## 発電事業者への通知文 (2022年度冬季)

経済産業省大臣官房技術総括・保安審議官

冬季の電力需要期における電気設備の保安管理の徹底について

2022年度冬季の電力需給については、10年に1度の厳しい寒さを想定した場合にも、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通しであるものの、1月は東北・東京エリアで4.1%となるなど厳しい見通しとなっております。一方、過去五年間における冬季の火力発電所の計画外停止は増加傾向にあり、電気設備の事故・トラブル等が発生した場合、安定的な電力の供給に支障を来すことにより、電力需給がひっ迫し、社会的に大きな影響を与えるおそれがあります。

発電事業者各位におかれましては、日頃より電気設備の保安と安定供給の確保に努めていただいているところですが、冬季の電力需要期及び雪害期を迎えるに当たり、火力発電設備や再生可能エネルギー発電設備を中心に巡視・点検の強化等により、電気設備の事故防止に万全を期すとともに、万が一の事故発生時にも早期復旧が可能となるよう事前対策の徹底を求めます。

加えて、事前の防災態勢の整備の他、類似の事故防止のため、事故発生後の迅速な情報発信（事故概要・復旧見通しを含む。）についても徹底することを求めます。

## 電気管理技術者 電気保安法人への 通知文 (2022年度冬季)

経済産業省産業保安グループ電力安全課長

冬季の自然災害に備えた電気設備の保安管理の徹底について

日頃から電気設備の保安に御尽力をいただき、ありがとうございます。

2022年度冬季の電力需給見通しについては、10年に1度の厳しい寒さを想定した場合にも、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通しであるものの、1月は東北・東京エリアで4.1%となるなど厳しい見通しとなっております。このため、電気設備の事故・トラブル等が多発した場合、電力需給がひっ迫し、社会的に大きな影響を与えるおそれがあることなどを踏まえ、本日付けで発電事業者に対し、冬季の電力高需要期における電気設備の保安管理の徹底を要請したところです。

一方、再生可能エネルギー特別措置法に基づく固定価格買取制度の施行以降、太陽電池発電設備や風力発電設備が急激に増加しており、近年の豪雨や台風等では、太陽電池パネル等の崩落や飛散、雷撃を受けた風車のブレードの折損・発電所構外への飛散などといった事故が発生しました。また、需要設備においては、非常用予備発電装置を設置しているにもかかわらず、点検が実施されていなかったために不具合を発見できず、被災時に動作しなかった事例が発生しています。

同様の事故の再発を防止するためには、夏季の自然災害が発生する前に、太陽電池発電設備や風力発電設備の入念な点検を実施するとともに、非常用予備発電装置の動作確認を含めた定期的な点検を保安規程に基づき適切に実施するなど、自然災害への備えに万全を期すことが重要です。

つきましては、冬季の自然災害に備え、電気工作物の入念な点検を実施するとともに、必要に応じて電気工作物の設置者に対し、補強・補修・修理等を指示又は助言するなど、電気設備の保安管理について徹底することを求めます。

## 再エネ発電業界団体への 通知文 (2022年度冬季)

経済産業省 資源エネルギー庁 新エネルギー課

令和4年度冬季の発電量の安定化に向けた取組のお願い

日頃よりエネルギー政策につきまして、多大なる御理解と御協力を賜りまして、誠にありがとうございます。

さて、令和4年度冬季の電力需給は、追加供給力公募等により、10年に一度の厳寒を想定した需要に対し、安定供給に必要な予備率3%を確保できる見通しですが、引き続き厳しい見通しとなっております。供給力に限りがある中、大幅な需要増加やウクライナ情勢等により、安定的な電力の供給に支障を来し、社会的に大きな影響を与えるおそれがあります。

こうした状況を踏まえ、再生可能エネルギーについても、令和4年度冬季における安定的な供給に向けて、会員企業に対し、メンテナンスの時期の調整や早期の実施といったベストプラクティスの共有などの取組を行うことで、発電量の安定化を図って頂くようお願い申し上げます。

(参考1)

GX実行会議(第2回)資料1「日本のエネルギーの安定供給の再構築」  
[https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx\\_jikkou\\_kaigi/dai2/siryoul.pdf](https://www.cas.go.jp/jp/seisaku/gx_jikkou_kaigi/dai2/siryoul.pdf)

(参考2)

第53回 電力・ガス基本政策小委員会資料3-2(2022年9月15日開催)  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denyoku\\_gas/denyoku\\_gas/pdf/053\\_03\\_02.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denyoku_gas/denyoku_gas/pdf/053_03_02.pdf)

# 発電事業者に対する燃料確保の働きかけ

- 今夏は、全国的に安定供給に最低限必要な予備率は確保できているものの、国際情勢の変化や、資源価格の高騰、LNG生産国における相次ぐ設備トラブルなどにより電力の安定供給に支障が生じるおそれがある。
- このため、国から火力発電設備を保有する発電事業者に対し、「需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン」に基づいて、燃料確保の徹底を求める。
- また、燃料の確保については、LNG火力発電設備を保有している事業者のみならず、火力発電設備を保有する事業者に対して要請する。

※東京エリア以外では一定の水準の予備率が確保されているものの、安定供給に万全を期す観点から、要請は全国の事業者に対して行う。

## 火力発電設備を保有する 発電事業者への通知文 (2022年度冬季)

資源エネルギー庁

電力・ガス事業部長 松山 泰浩

### 冬季の電力高需要期における電力の安定供給確保等について

2022年度冬季の電力需給見通しについては、10年に1度の厳しい寒さを想定した場合にも、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通しであるものの、1月は東北・東京エリアで4.1%となるなど厳しい見通しとなっております。供給力に限りがある中、電力システムで大きな事故・トラブル等が発生した場合、安定的な電力の供給に支障をきたし、電力需給のひっ迫等、社会的に大きな影響を与えるおそれがあります。また、現在、世界的にみれば、ウクライナ情勢等により燃料調達リスクの不確実性が高まっております。こうした国際情勢が我が国の燃料や電力の安定供給に与える影響については、予断を許さない状況です。

こうした状況を踏まえ、経済産業省は、第53回電力・ガス基本政策小委員会<sup>※</sup>により、2022年度冬季に向けた電力需給対策をとりまとめました。

貴社におかれましては、電力システムの事故・トラブル等の防止に万全を期すとともに、燃料等、電力の供給に必要なものの十分な確保に努め、安定的な電力供給に万全を期すことを求めます。

なお、2020年度冬季の教訓を踏まえた「2020年度冬季の電力需給ひっ迫・市場価格高騰に係る検証中間とりまとめ」（2021年4月28日第34回総合資源エネルギー調査会電力・ガス基本政策小委員会）を受け、電力需給ひっ迫への予防策として、燃料の確保状況をモニタリングする仕組みの導入や、国及び発電事業者等による望ましい燃料確保の在り方を示す「燃料ガイドライン」の策定等をしております。引き続き、こうした取り組みに基づく情報提供に、積極的に御協力いただきますようお願いいたします。

※ 第53回電力・ガス基本政策小委員会（2022年9月15日開催）

[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku\\_gas/denryoku\\_gas/053.html](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/053.html)

需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン  
[https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity\\_and\\_gas/electric/summary/regulations/pdf/hatsudenyonenryo.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/hatsudenyonenryo.pdf)

# 特定自家用電気工作物の設置者への働きかけ

- 今夏は、全国的に安定供給に最低限必要な予備率は確保できているものの、安定供給に万全を期す観点から、特定自家用電気工作物の設置者に対して、
  - ・小売電気事業者やアグリゲーターとの**DR（ダイヤモンド・レスポンス）契約の締結**
  - ・**卸電力取引所への積極的な電力供出の準備**について協力を依頼する。

※東京エリア以外では一定の水準の予備率が確保されているものの、安定供給に万全を期す観点から、要請は全国の事業者に対して行う。

## 特定自家用電気工作物設置者に対する通知文 (2022年度冬季)

経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部  
電力基盤整備課長 小川 要

### 2022 年度冬季の電力高需要期における自家発電設備の活用について

2022年度冬季の電力需給見通しについては、10 年に 1 度の厳しい寒さを想定した場合にも、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率 3%を確保できる見通しであるものの、1 月は東北・東京エリアで4.1%となるなど厳しい見通しとなっております。供給力に限りがある中、想定外の需要増加やウクライナ情勢等により、安定的な電力の供給に支障を来し、社会的に大きな影響を与えるおそれがあります。

こうした状況を踏まえ、経済産業省は、第 53 回電力・ガス基本政策小委員会において 2022年度冬季に向けた電力需給対策をとりまとめました。そのような見通しを踏まえて、貴社におかれましては、電力系統に安定的に電力が供給されるよう、この機会に可能な限り、ご協力をお願いします。具体的には、各社の状況に応じて、

- ・小売電気事業者やアグリゲーターとの間でダイヤモンド・レスポンス契約を締結すること
- ・卸電力取引所に電力を積極的に供出できるような準備を整えることといったご協力をお願いいたします。

なお、電力高需要期に向けて引き続き安定供給確保に向けた対応を取ってまいります。仮に電力需要がひっ迫するような場合には、電力系統の需要を最大限抑制する観点から、系統電力の利用を控え、自家発電設備の利用を優先していただくようご協力をお願いします。また、そのような場合に備えて、自家発電設備の運転にあたって問題が生じないよう、燃料の確保や電気設備の保安管理等に努めていただくようお願いします。

# 小売電気事業者への働きかけ

- 今夏は、全国的に安定供給に最低限必要な予備率は確保できているものの、想定外の需要増加等により、小売電気事業者の中には、供給能力確保義務を履行できない者が出る可能性がある。
- この場合、予め供給能力が確保できなかった小売電気事業者の経営に影響を与えるだけでなく、市場における売り入札が不足することに伴い、**市場価格が高騰し、小売電気事業者全体にも影響が及ぶ可能性**がある。
- このため、需要家に対する安定的な電力供給サービスの継続を確保するため、供給能力確保義務を含めた法令遵守に万全を期す観点から、**小売電気事業者に対し、相対契約や先物市場等を活用した供給力の確保やリスクヘッジ、ダイヤモンド・リスpons契約の拡充等の検討を要請する。**

※東京エリア以外では一定の水準の予備率が確保されているものの、安定供給に万全を期す観点から、要請は全国の事業者に対して行う。

## 小売電気事業者への通知文 (2022年度冬季)

冬季の電力需要期に向けた供給力確保等について

経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部  
政策課電力産業・市場室長 吉瀬 周作

2022年度冬季の電力需給見通しについては、10年に1度の厳しい寒さを想定した場合にも、全エリアで安定供給に最低限必要な予備率3%を確保できる見通しであるものの、1月は東北・東京エリアで4.1%となるなど厳しい見通しとなっております。今後、大幅な需要増加等が生じると、小売電気事業者の皆様の中には供給能力確保義務を履行できない者が出現する可能性があります。

この場合、あらかじめ供給力が確保できなかった小売電気事業者の経営に影響を与えるだけでなく、市場における売り入札が不足することに伴い、市場価格が高騰し、小売電気事業者全体にも影響が及ぶ可能性があります。

また、世界的にみれば、ウクライナ情勢等により燃料調達リスクの不確実性が高まっております。こうした国際情勢が我が国の燃料や電力の安定供給に与える影響については、予断を許さない状況です。

貴社におかれましては、供給力確保義務に基づき、また、市場価格高騰に備えたリスク管理のため、日頃より供給力確保に努めていただいていると承知していますが、需要家に対する安定的な電力供給サービスの提供をし、供給力確保義務を含めた法令遵守に万全を期す観点から、相対契約や先物市場等を活用した供給力確保やリスクヘッジ、節電プログラム促進事業の活用を含めたダイヤモンド・リスpons契約の拡充等について、検討いただくことを要請いたします。

# 【参考】電力需要の動向（2022年12月～2033年3月）【気温補正無】

- 2022年12月～2023年3月の電力需要は、気温・節電等の影響により昨冬と比較し減少。1月～3月は概ね1割減となった。

12月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	8%	2%	-0.02%	-5%	-5%	-3%	-3%	-2%	-3%	3%	-2%
8日～14日	8%	1%	-3%	-2%	-1%	-1%	-0.1%	2%	0.1%	1%	-1%
15日～21日	5%	5%	-1%	2%	4%	6%	5%	10%	6%	1%	3%
22日～28日	-8%	-8%	-2%	-1%	-1%	2%	3%	6%	5%	1%	-1%
29日～31日	-8%	-9%	-9%	-10%	-13%	-6%	-9%	-6%	-3%	0.4%	-8%
月合計	2%	-1%	-2%	-2%	-2%	0.2%	0.4%	3%	2%	1%	-1%
1月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～3日	-9%	-8%	-10%	-11%	-13%	-7%	-8%	-6%	-3%	-1%	-9%
4日～10日	-5%	-7%	-10%	-9%	-7%	-6%	-3%	-2%	-3%	1%	-7%
11日～17日	-3%	-13%	-8%	-12%	-17%	-12%	-13%	-11%	-16%	-5%	-11%
18日～24日	4%	-6%	-9%	-10%	-14%	-9%	-6%	-4%	-1%	-2%	-7%
25日～31日	5%	6%	3%	6%	8%	6%	7%	10%	14%	8%	6%
月合計	-1%	-12%	-10%	-14%	-18%	-13%	-13%	-11%	-11%	-4%	-12%
2月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	-0.2%	-8%	-9%	-7%	-10%	-5%	-7%	-3%	-8%	-4%	-7%
8日～14日	2%	-3%	-10%	-9%	-7%	-6%	-8%	-5%	-7%	1%	-7%
15日～21日	-2%	-7%	-10%	-8%	-11%	-7%	-14%	-9%	-14%	-9%	-9%
22日～28日	-2%	-9%	-9%	-9%	-13%	-8%	-11%	-5%	-10%	-7%	-9%
月合計	-0.5%	-7%	-9%	-8%	-10%	-7%	-10%	-6%	-10%	-5%	-8%
3月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	-8%	-9%	-7%	-10%	-12%	-9%	-10%	-6%	-7%	-4%	-8%
8日～14日	-4%	-11%	-12%	-10%	-12%	-10%	-9%	-7%	-4%	-3%	-10%
15日～21日	-9%	-8%	-7%	-5%	-9%	-4%	-4%	-0.2%	-1%	-3%	-6%
22日～28日	-8%	-12%	-12%	-11%	-11%	-9%	-10%	-7%	-6%	2%	-10%
29日～31日	-4%	-7%	-7%	-6%	-6%	-6%	-8%	-3%	-1%	-5%	-6%
月合計	-7%	-10%	-9%	-9%	-11%	-8%	-9%	-5%	-4%	-2%	-8%

概ね1割減

強い寒波により全国的に気温低下

## 【参考】足元の電力需要の動向（4月～5月）【気温補正無】

- 2023年4月～2023年5月の電力需要は、1月～3月に引き続き、昨年と比較し減少。ただし、減少幅については縮小している。

4月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～4日	-8%	-12%	-17%	-11%	-12%	-13%	-12%	-11%	-7%	0.04%	-13%
5日～11日	-4%	-5%	-4%	-2%	-4%	-2%	-7%	-2%	1%	-2%	-3%
12日～18日	-3%	-5%	-6%	-3%	-5%	-2%	-4%	-2%	-0.2%	-0.2%	-4%
19日～25日	0%	-2%	-4%	-3%	-3%	-1%	-3%	-4%	-0.4%	-2%	-2%
26日～30日	-3%	-7%	-6%	-8%	-8%	-4%	-5%	-5%	-4%	-13%	-6%
月合計	-3%	-5%	-7%	-5%	-6%	-3%	-6%	-4%	-2%	-4%	-5%

5月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	-6%	-5%	-4%	-4%	-9%	-2%	-7%	-2%	1%	4%	-4%
8日～14日	1%	-2%	-5%	-4%	-4%	-3%	-7%	-3%	-1%	-14%	-4%
15日～21日	0%	-3%	-2%	1%	-3%	1%	-4%	0.9%	3%	2%	-1%
月合計※	-2%	-3%	-4%	-2%	-5%	-1%	-6%	-1%	1%	-3%	-3%

※5月の月合計は5月21日までの情報で比較している。

# 【参考】向こう3か月の天候の見通し（気象庁発表）

- 5月23日に気象庁から発表した向こう3か月の天候の見通しによれば、7月及び8月の平均気温は、東日本・西日本において「平年並か高い見込み」となっている。

月別の平均気温・降水量

	平均気温 06月	平均気温 07月	平均気温 08月
北日本	低30 並30 高40% ほぼ平年並の見込み	低30 並30 高40% ほぼ平年並の見込み	低30 並30 高40% ほぼ平年並の見込み
東日本	低30 並30 高40% ほぼ平年並の見込み	低20 並40 高40% 平年並か高い見込み	低20 並40 高40% 平年並か高い見込み
西日本	低30 並30 高40% ほぼ平年並の見込み	低20 並40 高40% 平年並か高い見込み	低20 並40 高40% 平年並か高い見込み
沖縄・奄美	低30 並30 高40% ほぼ平年並の見込み	低20 並30 高50% 高い見込み	低20 並30 高50% 高い見込み

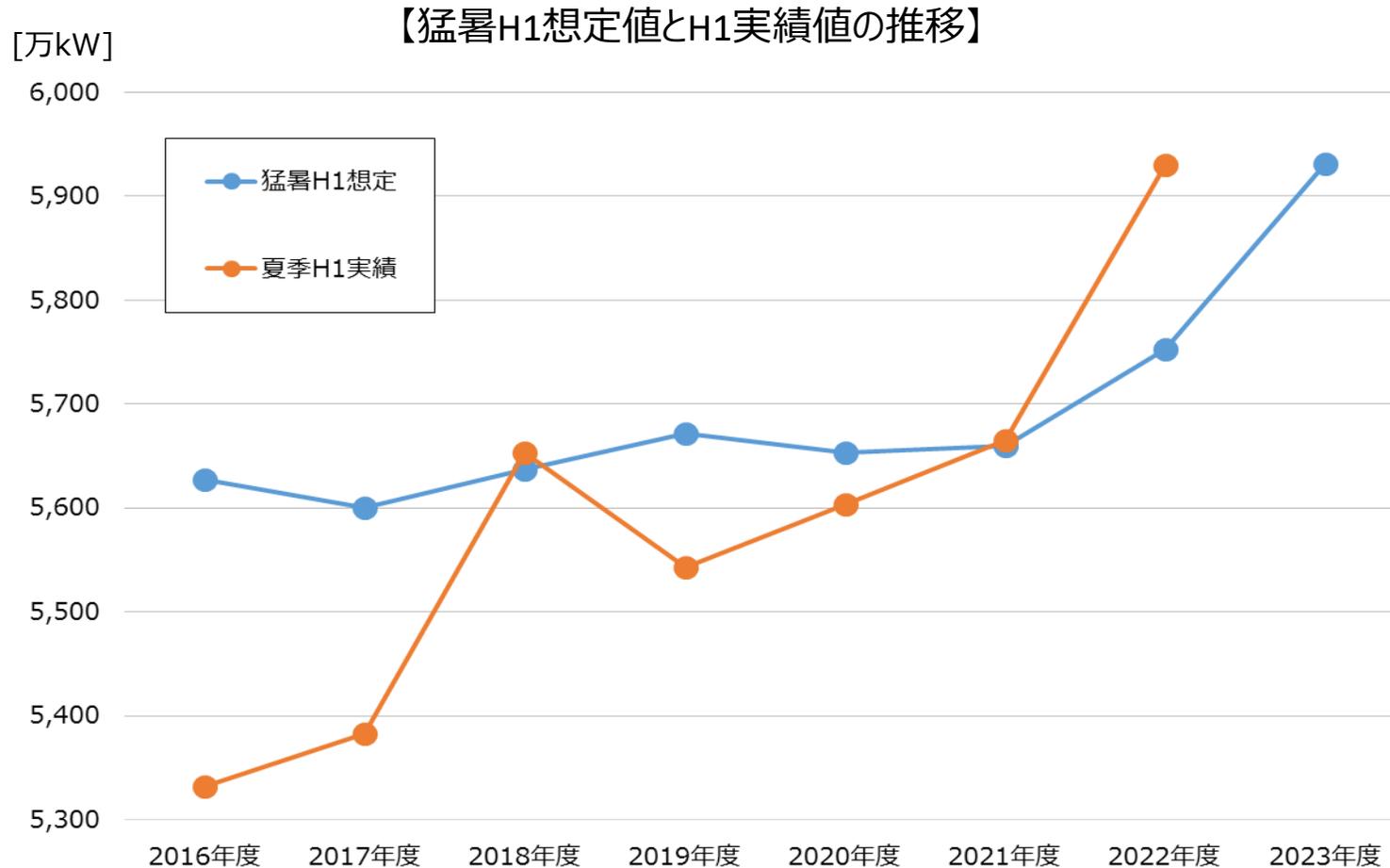
	平均気温 6月	平均気温 7月	平均気温 8月
北日本			
西日本			
東日本			
沖縄・奄美			

数値は予想される出現確率 (%) です

低い確率 (%) 50 40 平年並か40% 40 50 高い確率 (%)

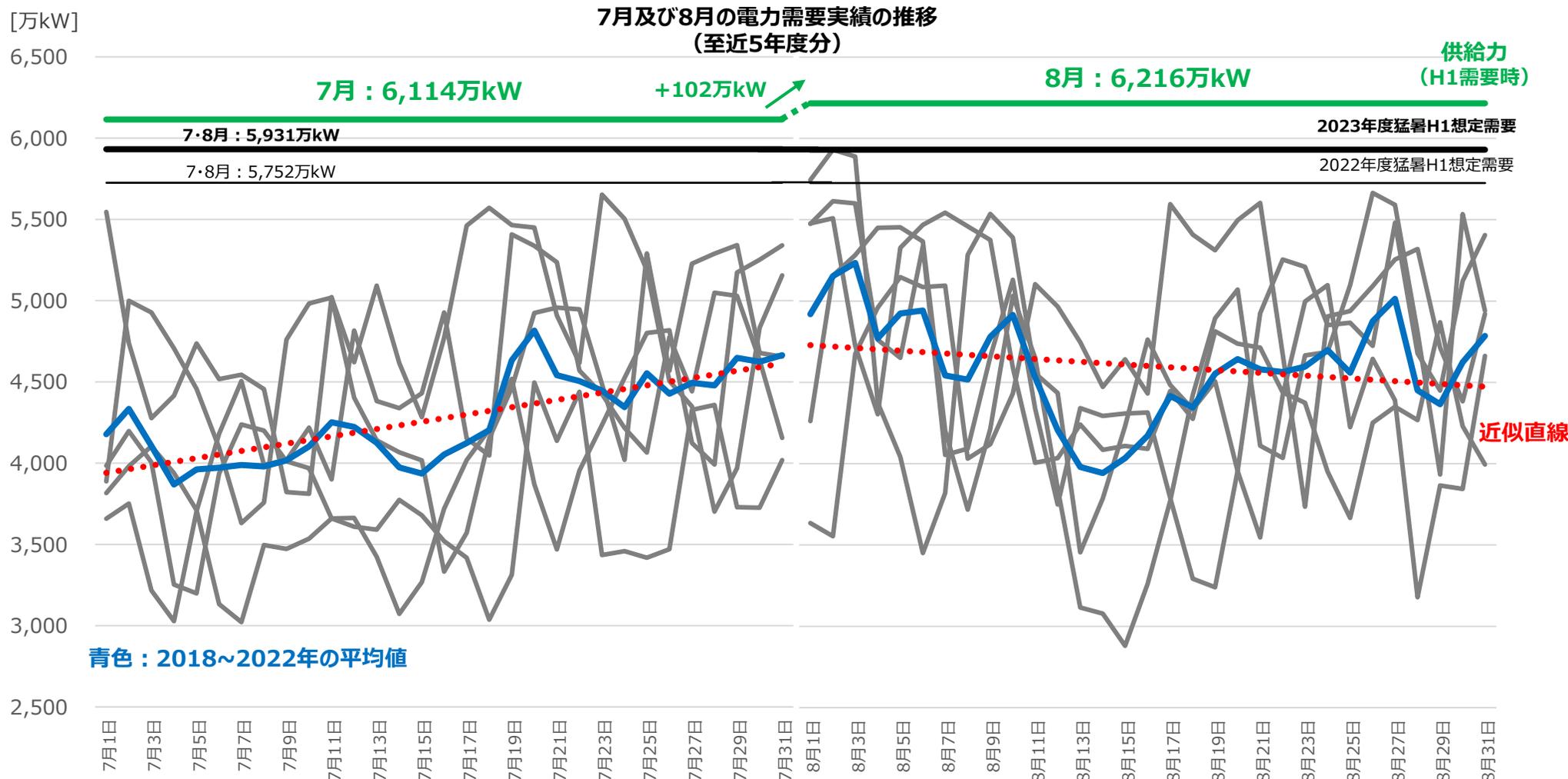
## 【参考】東京電力管内の猛暑H1想定値とH1実績の比較

- 2016年度以降、東京電力管内の夏季H1需要は、右肩上がりの傾向。
- 2022年度の想定値は2021年度想定値から+92万kWの上方修正（過去最大の上方修正幅）を行ったが、2022年度の実績はさらに上振れとなった。



# 【参考】7月・8月の電力需要推移（東京エリア）

- 2018年～2022年の7月及び8月の東京エリアにおける電力需要は、7月は上旬から下旬にかけて増加する傾向がある。また、8月は下旬に向けて緩やかに減少する傾向がある。



## 【参考】2022年度冬季の電力需要分析

- 2022年度冬季（12月～3月）の電力需要と気温実績等を基に、一定の仮定の下で節電量の推計を行った。

※ ただし、電力需要の減少量の推計結果には、新型コロナウイルス感染症に伴う行動制限、生活様式等の変化、電気料金の上昇に伴う行動変容などの影響も含んでいること、また各エリアによって幅がある点等に留意が必要。

- 推計の結果、家庭用（低圧）については12月は0～5%（北海道、沖縄を除く）、1～3月は2～9%の電力需要の減少があった。
- また、業務用（高圧・特別高圧の業務用）についても、新型コロナウイルス感染症に伴う行動制限の解除による経済活動の再開の結果、電力需要が増加したエリアもあるものの、12～3月は0～12%程度の電力需要の減少があった。
- なお、産業用については、経済状況の変化や個々の需要家の影響等が大きいため、具体的な節電量を推計することができなかった。

※ 一般送配電事業者においては、こうした電力需要の変化に関し、可能な範囲での分析作業を継続しつつ、今後の需要想定に適切に反映していくことが必要と考えられる。

	12月	1月	2月	3月
家庭用	0.3%～5.4% (北海道-1.5%、沖縄-0.1%)	1.7%～7.6%	3.4%～8.7%	2.3%～8.5%
業務用	0.04%～11.0% (北海道-0.6%、沖縄-4.3%)	0.7%～10.8% (沖縄-1.1%)	0.9%～7.1% (北海道-1.6%、沖縄-8.7%)	2.2%～12.3% (北海道-0.05%、沖縄-5.1%)

## 【参考】家庭用の節電量について

- 家庭用の月別の節電率※1は、12月の北海道・沖縄エリアを除く全てのエリアにおいてプラスとなった。
- 12月に比べ1月～3月の節電率が高い理由としては、2022年1月～2022年3月は、全国的にまん延防止等重点措置が発令されていたものの、2023年1月～3月は同措置は発令されておらず、これに伴う巣ごもり需要の影響による変化も考えられる。

		12月	1月	2月	3月
家庭用	北海道	-1.5%	1.7%	3.4%	4.5%
	東北	1.9%	7.6%	7.2%	5.4%
	東京※2	3.4%	6.1%	6.7%	5.5%
	中部	5.4%	6.7%	5.8%	6.5%
	北陸	4.2%	4.0%	8.2%	8.5%
	関西	2.4%	5.2%	6.3%	5.7%
	中国	0.3%	4.1%	4.1%	5.0%
	四国	2.3%	4.6%	7.0%	6.2%
	九州	0.5%	1.7%	5.0%	2.3%
	沖縄	-0.1%	5.3%	8.7%	3.8%

※1 該当時間における各月の1時間あたりの平均節電率

※2 東京エリアについては、第61回 電力・ガス基本政策小委員会において公表した値を再掲

## 【参考】業務用の節電量について

- 業務用における月別の節電率※1は、北海道・沖縄エリアを除く全てのエリアにおいてプラスとなった。
- 北海道・沖縄エリアの業務用の電力需要は、観光関連産業の持ち直し等、新型コロナウイルス感染症の影響からの回復により、前年度に比べ需要が増加した。

		12月	1月	2月	3月
業務用	北海道	-0.6%	1.0%	-1.6%	-0.05%
	東北	1.1%	2.4%	2.1%	3.8%
	東京※2	0.8%	1.8%	1.5%	2.5%
	中部	0.2%	1.4%	0.9%	3.9%
	北陸	1.4%	2.4%	3.5%	5.7%
	関西	0.04%	2.0%	1.8%	2.2%
	中国※3	11.0%	10.8%	7.1%	12.3%
	四国	1.8%	2.8%	4.5%	4.6%
	九州	1.0%	0.7%	3.5%	3.9%
	沖縄	-4.3%	-1.1%	-8.7%	-5.1%

※1 該当時間における各月の1時間あたりの平均節電率

※2 東京エリアについては、第61回 電力・ガス基本政策小委員会において公表した値を再掲

※3 中国エリアについては、業務用における卸・小売業の割合が高く、今冬は大規模商業施設等の節電比率が相対的に高かったことなどから、節電率が比較的高くなったと考えられる。

# 【参考】節電量の推計手法

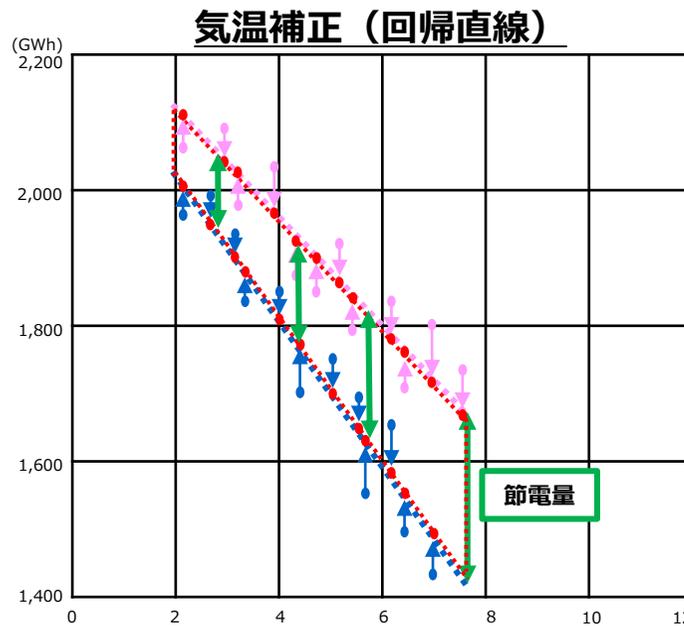
- 電力需要は気温等の影響を大きく受けるため、2022年度冬季の節電量を試算するに当たっては、まず、2021年度冬季の電力需要と2022年度冬季の電力需要について、各期間において1時間ごとに気温と電力需要の回帰直線を求めた。
  - その上で、2022年度冬季の気温実績に対応する、2021年度冬季の気温補正值と2022年度冬季の気温補正值の差を節電量とした。
- ※ 回帰直線を求める際に、著しく低いもしくは高い気温帯の際には電力需要の傾向が異なるため、一定の範囲内の気温を用いて回帰直線を求めた。

**【節電率算定方法】**

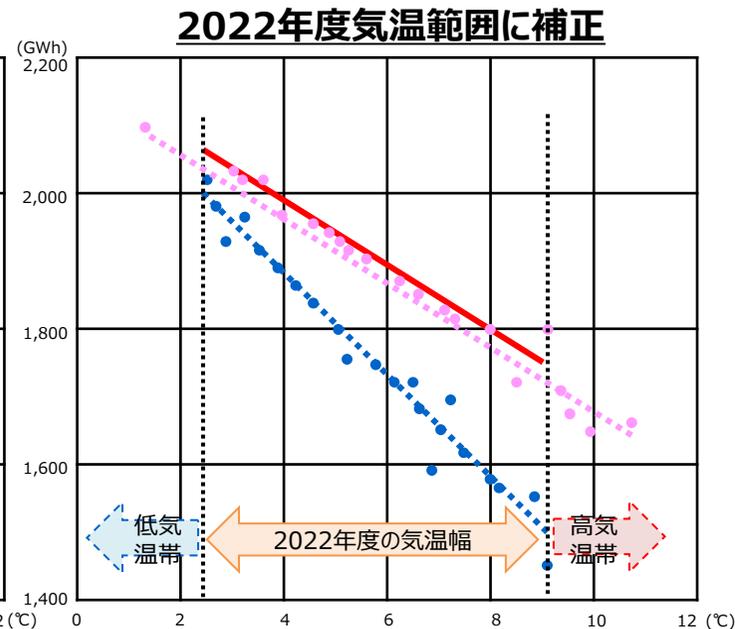
$$\frac{2021年度電力量(気温補正值) - 2022年度電力量(気温補正值)}{2022年度電力量(気温補正值)} \times 100 = \text{節電率}(\%)$$

節電量 (GWh) として計算される分子の差は、2021年度実績値と2022年度実績値の差を指す。

- 2021年度実績値
- 2021年度回帰直線
- 2022年度実績値
- 2022年度回帰直線
- 理論値
- 2021年度補正回帰直線



【イメージ】節電分析回帰直線（○月△時台）



【イメージ】節電分析回帰直線（○月△時台）

# 【参考】節電プログラム促進事業

- 需給ひっ迫時に、簡単に電気の効率的な使用を促す仕組みの構築に向け、小売電気事業者等の①節電プログラムへの登録と②節電の実行への支援を行う。
- 参加する小売電気事業者等は、大手電力・新電力あわせて約280社（12/31時点）であり、販売電力量総計に占める割合は95%超。参加需要家は約706万件（低圧）、約37万件（高圧・特高）（1/31時点）。
- 昨年12月から本格実施を開始。

## 第1弾：登録支援

この冬の需給ひっ迫に備え、節電に協力いただける需要家を増やすため、節電プログラムに登録いただいたご家庭や企業に一定額のポイント等付与（低圧（家庭等）：2,000円、高圧特高（企業）：20万円）

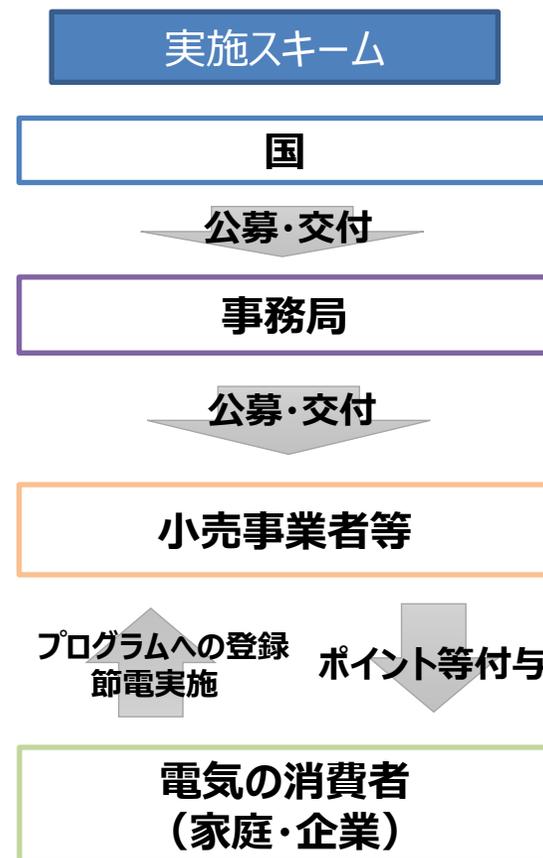
## 第2弾：実行支援

電力需要が高まる12月～3月に、現在のまだ厳しい需給の見通しを踏まえ、対価支払型の節電プログラム※に参加して、一層の省エネに取り組んでいただいた家庭や企業に対して、電力会社によるポイント等の特典に、国による特典を上乗せする支援

※対象となるプログラムは以下のとおり。

- ① 月間型（kWh）プログラム：前年同月比で一定の電力使用量を削減した場合、達成として評価し、対価を支払う（低圧：1000円/月、高圧特高：2万円/月の上乗せ）
- ② 指定時型（kW）プログラム：電力会社が指定する日時に、電力使用量を削減した場合、削減量に応じた特典を提供（需給ひっ迫注意報・警報時40円/kWh、その他20円/kWh上限での同額上乗せ）

## 実施スキーム



# 【参考】東京電力EPにおける取組事例

- 月間型プログラムは、**最大で約130万件**、指定時型プログラムは、**最大で約108万件**の需要家の参加の下、実施。
  - 月間型プログラムでは、どの月も**約6割～7割の需要家が達成**しており、特に3月は約80%と節電達成者が多かった。
  - 指定時型プログラムでは、日時別にみると高圧では**約6割～9割の需要家が節電を達成**。
- ✓ 電力需要の減少量については、気温等による影響、新型コロナウイルス感染症に伴う行動制限や生活様式等の変化、電気料金の上昇に伴う行動変容などの影響も含んでいることに留意。

## 東京電力EPの節電プログラム内容

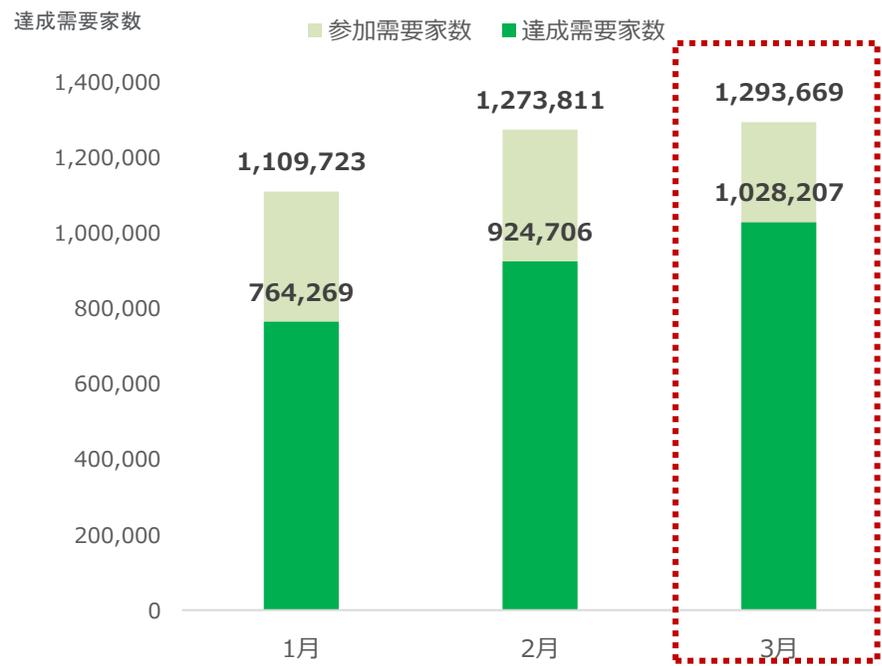
### <低圧>

- ① 節電チャレンジ2022（指定時型）として、事前に連絡した時間帯に節電すると1kWhあたり5ポイント以上付与
- ② 節電チャレンジ2022（月間型）として、前年同月比3%節電で各月ごとに40ポイント以上付与

### <高圧・特高>

- ① DR契約（指定時型）として、1kWhあたり契約ごとに指定した単価付与
- ② エナジーダイエットプラン（月間型）として、前年同月の電気使用量より少ない場合、1kWhあたり5.50円以上電気料金を割引

## 月間型プログラムにおける節電達成した総需要家数



# 2023年度夏季に向けた需要対策

- この夏は、10年に一度の厳気象を想定した電力需要に対し、全エリアで最低限必要な予備率3%が確保されているものの、東京エリアの7月の予備率は、3.1%と非常に厳しい見通しである。
- 足元では、2022年度冬季の節電や、電気料金高騰による節約等の効果により、電力需要は2022年度に比べて減少傾向にある。一方で、コロナ後の経済活動の活発化に伴い、今後、電力需要が増大する可能性もある。
- このため、2023年度夏季に向けては、各エリアの需給見通しを踏まえた需要対策を講じることとし、東京エリアにおいて、予備率が5%を下回る7月及び8月に限り、無理のない範囲で節電を呼びかけることとしてはどうか。
  - ※一定の水準の予備率が確保される見通しの東京以外のエリアについても、省エネ・節電への取組を周知。
- あわせて、2022年度冬季に実施した「節電プログラム」の効果を継承・拡大し、経済的インセンティブを伴う実効性の高い節電の取組を推進する観点から、産業界や家庭等に対し、デマンド・レスポンスの普及促進を働きかけていくこととしてはどうか。
- なお、仮に、発電所のトラブル等による供給力の減少や、気象状況等の変化に伴う急激な電力需要の増加等により、実需給断面において電力需給の状況が厳しくなる場合には、電力需給ひっ迫注意報/電力需給ひっ迫警報を発令することになる。このため、産業界や自治体との連絡体制等について、事前の確認を進めることとする。

# 東京エリアにおける追加対策

- 7月の東京エリアにおいては、追加供給力公募（kW公募）により供給力を積み増したものの、その後の一部電源の補修期間の延長が生じており、現時点での予備率は3.1%と非常に厳しい見通しである。
- このため、追加供給力公募において非落札となった電源及びDRのうち、要件（上限価格、追加性等）を満たすものについては、緊急的・臨時的な措置として、随意契約により追加的に調達することとしてはどうか。

※ただし、非落札となった電源・DRにより追加的に調達する計13.6万kWのうち、要件を満たすものは少なく、仮に追加で調達しても、供給力の増加は僅かにとどまる見込み。

（注）なお、その場合、kW公募としての最低限の募集量（30万kW）を確保はしたものの、その後の他電源の状況変化や安定供給の確保の観点を踏まえ、「必要量が確保できなかった」ものとみなし、調整力ガイドラインの「（10）必要量まで確保できなかった場合」を準用する。また、随意契約に際しては、以下の対応/要件を前提とする。

- （1）kW公募に準じた対応であること（追加性等の要件、託送料金による費用回収等）
- （2）今夏（7月及び8月）の提供期間に供給力供出が確実な案件を調達すること
- （3）応札価格ベースでの契約協議が可能な案件を調達すること

- また、節電の呼びかけやデマンド・レスポンス等の需要対策の実効性をより一層高める観点から、自治体等と連携するなどし、電力需給の見通し及び対策の必要性について、産業界や家庭等への周知活動に取り組んでいくこととしてはどうか。
- あわせて、2022年6月の需給ひっ迫の経験を踏まえ、電源トラブル等による供給力の減少に迅速に対応する観点から、試運転中の火力発電所や連系線等の状況をきめ細かく把握・管理し、必要に応じ、時間的余裕を持った補修点検時期の調整や、電源トラブルからの復旧状況等の丁寧な確認等を行うこととしてはどうか。

※今夏は、JERAの火力2機（姉崎新3号機及び横須賀2号機、計約130万kW）が試運転中。

## 【参考】一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方

### (10) 必要量まで確保できなかった場合

#### (電源 I)

公募調達を実施したが、調整力が必要量まで確保出来なかった場合については、一般送配電事業者は、以下のような対応をすることが考えられる。

- イ) 募集期間を新たに設定して再募集
- ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施
- ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結

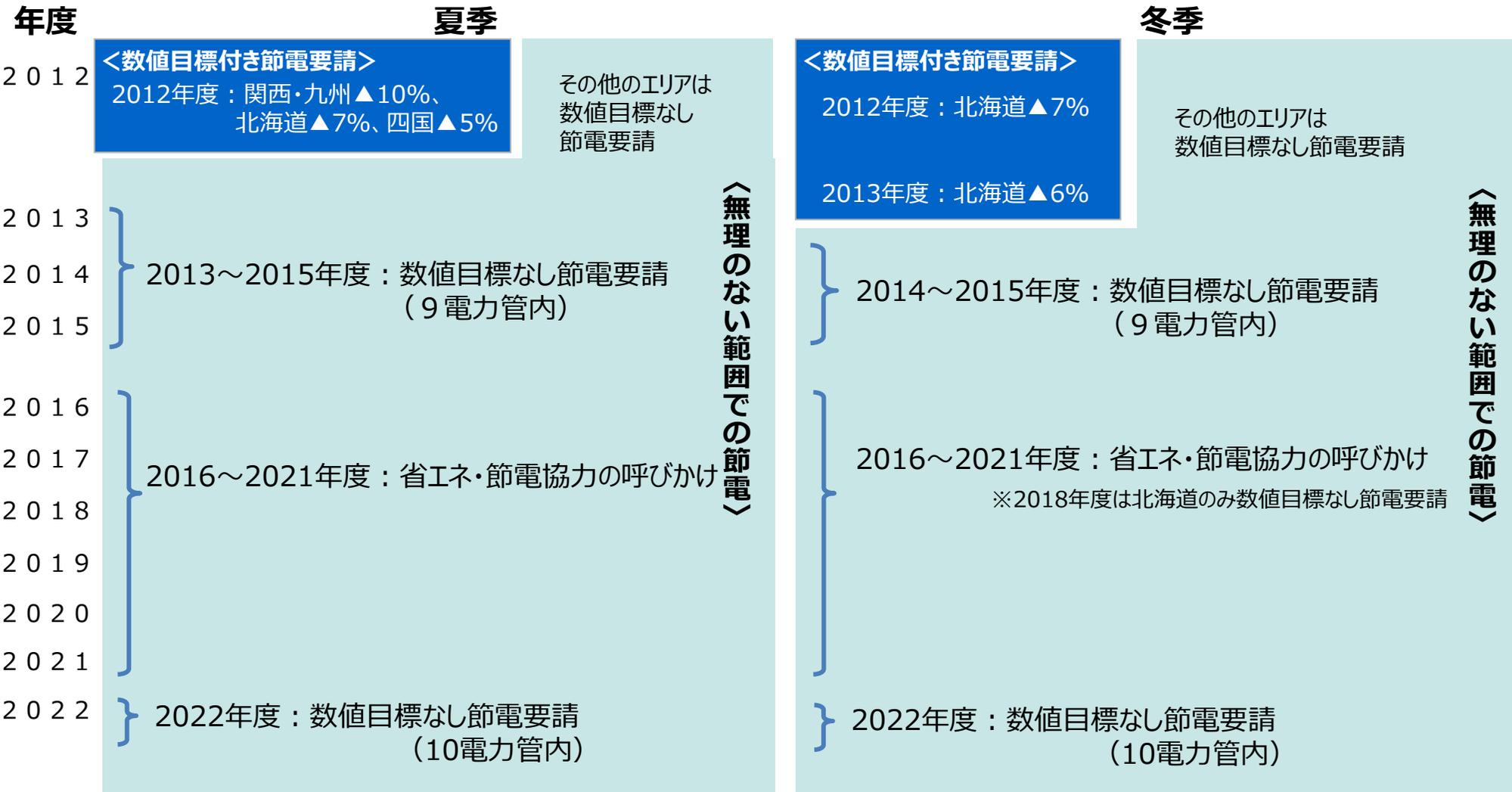
どの方法によるかは、不足している調整力の量、スペック、不足に陥ると想定される時期等によって異なり、一般送配電事業者が判断するものであるが、ハ)の方法が安易に行われることは、電源等の参加機会の公平性やコストの適切性、透明性の観点からは望ましくない。

このため、一般送配電事業者は、ハ)の方法が必要であると判断した場合、必要となった経緯、理由を公表するとともに、契約した電源等の容量 (kW)、容量 (kW) 価格等を委員会に報告することが望ましいと考えられる。

これを踏まえ、望ましい対応は以下のとおり。

- 必要量が確保出来なかった場合、原則として上記のイ) 又はロ) の対応をする。
- 上記のハ) の方法で調達が行われた場合、ハ) の方法が必要と判断するに至った経緯、理由を公表し、かつ、その内容を合理的なものとする。

# 【参考】これまでの電力需要対策



## 〈電力需給関係閣僚会合の開催状況〉

(夏季)

(冬季)

2011～2017 開催 (2016、2017は書面開催)  
 2018～2021 開催せず  
 2022 開催 (対面)

2011～2016 開催 (2015、2016は書面開催)  
 2017～2021 開催せず  
 2022 開催 (書面)



# 【参考】令和4年度第2次補正予算による省エネ支援策パッケージ

事業者向け

## 1. 省エネ補助金の抜本強化【500億円】【国庫債務負担行為の後年度分含め1,625億円】

- 省エネ設備投資補助金において、複数年の投資計画に切れ目なく対応できる新たな仕組みを創設することで、エネルギー価格高騰に苦しむ中小企業等の潜在的な省エネ投資需要を掘り起こす。

## 2. 省エネ診断の拡充【20億円】

- 工場・ビル等の省エネ診断の実施やそれを踏まえた運用改善等の提案にかかる費用を補助することで、中小企業等の省エネを強力に推進する。
- また、省エネ診断を行う実施団体・企業を増加させ、専門人材育成も兼ねた研修を行うことで、省エネ診断の拡充を図る。

※ 中小企業向け補助金（ものづくり補助金）についても、省エネ対策を推進するためグリーン枠を強化。

家庭向け

## 3. 新たな住宅省エネ化支援【約2,800億円※新築を含む】

- 家庭で最大のエネルギー消費源である給湯器の高効率化（300億）や、省エネ効果の高い住宅の断熱窓への改修に経産省・環境省事業（1,000億）で手厚く支援。国交省の省エネ化支援（新築を含めて1,500億）と併せて、3省庁連携でワンストップ対応を行う。

※ 全国各地の自治体で実施されている「省エネ家電買い換え支援」を拡大すべく、「電力・ガス・食料品等価格高騰重点支援地方交付金」（6,000億円）において、メニューの一つとして措置。

※ 冬に向けた省エネ・節電の取組として、対価支払型の「節電プログラム」に参加し、一層の省エネ・節電に取り組んだ家庭や企業に対して、電力会社による特典に、国による特典を上乗せする等の支援を行う。（令和4年度予備費予算額：1,784億円）

## 【参考】省エネ法による電気の需要の最適化の措置：DR報告制度

- 2023年4月に施行された改正省エネ法では、電気の需要の最適化に関する措置を新設し、**大規模需要家に対し、ダイヤモンド・リスポンス（DR）の取組について定期報告することを義務化**。
- 大規模需要家による**上げ・下げDRを促進する観点から、定期報告制度に次の評価・インセンティブ**を用意。
  1. **DR実績**の評価：定期報告において、DRの実施回数やDR実施量（kWh）を記入させ、優良事業者の公表や補助金での優遇等をインセンティブとする。
    - ✓ 「**DR実施回数（日数）の報告（義務）**」については、**R5年度分の報告から運用を開始**する。
    - ✓ 「**高度なDR評価の報告（任意）**」については、各種DRを区分してそれぞれの実施量（kWh等の量）を報告いただく方向であり、当面は検証に必要となる電力量データ等の提供に協力していただける需要家やアグリゲーター等を募り、**R5年度にかけて分析を進める**。その検証結果等を踏まえ、R5年度中に必要に応じて修正を行い、**R6年度から運用を開始**する。
  2. 省エネ**原単位**での評価：省エネ原単位（例：粗鋼1トンのあたりのエネルギー使用量）の評価の際に、（再エネ出力抑制時のエネルギー量の係数（メガジュール/kWh）を低くし、需給逼迫時は逆に係数を高く設定することにより）DRに取り組むインセンティブとする。

### 定期報告書におけるDR実施回数（日数）の記載（イメージ）

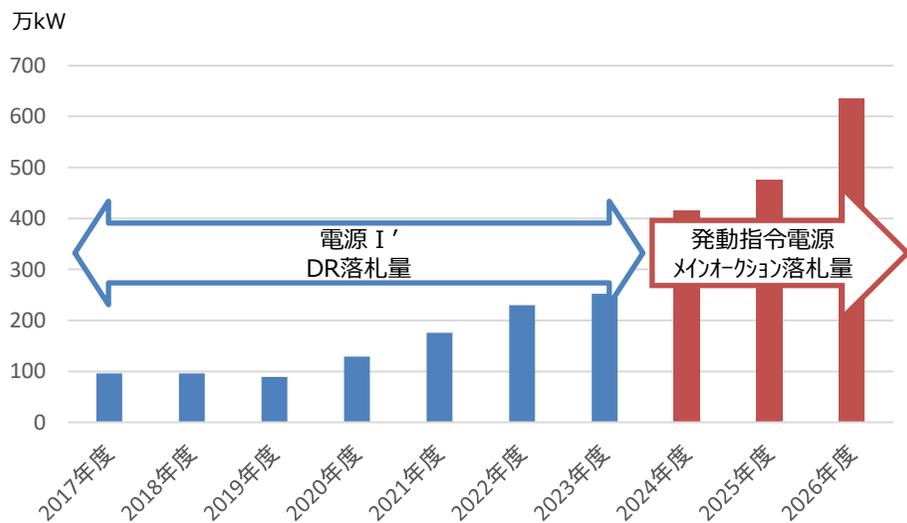
1—3 電気の需要の最適化に資する措置を実施した日数

電気の需要の最適化に資する措置を実施した日数	日
------------------------	---

# 【参考】ダイヤモンド・リスパンスの取組

- 一般送配電事業者による調整力公募（電源I'）において、ダイヤモンド・リスパンス（DR）の落札量は、252.2万kW（2023年度向け、全体の7割弱）に上る。
- また、容量市場においては、DRを含む発動指令電源として、636万kW（2026年度向けメインオークション）が落札されている。
- 蓄電池等の分散型エネルギーリソース（DER）の活用拡大と再エネの有効活用に向け、アグリゲーション技術の確立や制御技術の高度化、系統混雑対策に向けたDERフレキシビリティ技術等の開発・実証を支援。既に家庭用蓄電池などを多数アグリゲートし、需給調整市場の要件に合わせた精緻な応動が可能かどうかの実証も進められており、それらの成果も踏まえ、市場ルール等の検討も進めていく。

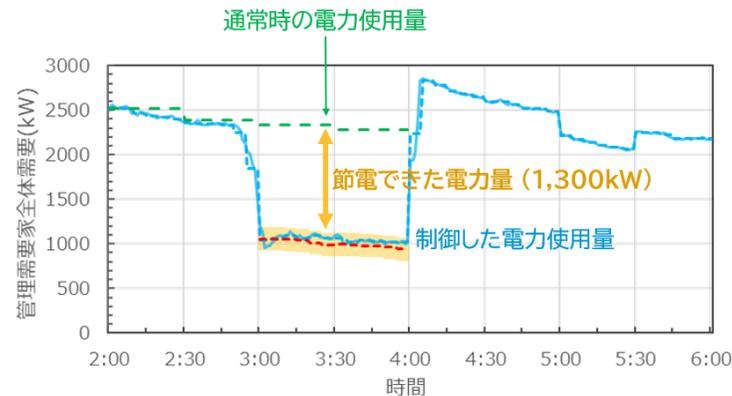
## DR活用量の推移



(出典) 制度設計専門会合 資料6 (2023年4月25日) 及び電力広域的運営推進機関公表資料 (2023年2月22日) より作成

## 分散型電源を遠隔制御しDRに活用した事例

蓄電池650台、燃料電池3,090台を遠隔制御しDRに活用



(出典) 株式会社エナリス提供データより作成

# 【参考】需給ひっ迫時の対応

※2022年度と同様

## 需給ひっ迫準備情報の発信

前々日18:00目処

- 蓋然性のある追加供給力対策を踏まえても、エリア予備率5%を下回る見通しとなった場合、前々日18時を目処に一般送配電事業者から需給ひっ迫準備情報の発信

前日16:00目処

## 需給ひっ迫注意報の発令

- あらゆる供給対策を踏まえても、**広域予備率が5～3%の見通しとなった場合**、前日16:00を目途に資源エネルギー庁から注意報を発令。

※前日16時以降に、気象条件の変化や、電源の計画外停止等により、広域予備率3%未満の見通しとなった場合は急遽警報発令となることがあり得る。  
※需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には注意報を解除する。

当日

## 需給ひっ迫警報の発令

- あらゆる供給対策を踏まえても、**広域予備率が3%を下回る見通しとなった場合**、前日16:00を目途に資源エネルギー庁から警報を発令。  
※計画停電等を行う可能性がある場合、一般送配電事業者から実施の可能性を公表する。

## 需給ひっ迫警報の発令（続報）

- 需給状況が前日時点から改善がされず更新があった場合や、より厳しい見通しとなった場合、**広域予備率が3%未満の場合**に資源エネルギー庁から警報（続報）を発令。  
※需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には警報を解除する。

## 節電要請※

※切迫度に応じて、節電要請の内容を変更

警報発令・節電要請等を行った後も広域予備率が1%を下回る見通しの場合

## 緊急速報メール（対象者：不足エリア内の携帯ユーザー）の発出

- 不足エリア内の携帯ユーザーに、資源エネルギー庁から「緊急速報メール」を発信。

実需給の2時間程度前

## 計画停電の実施を発表

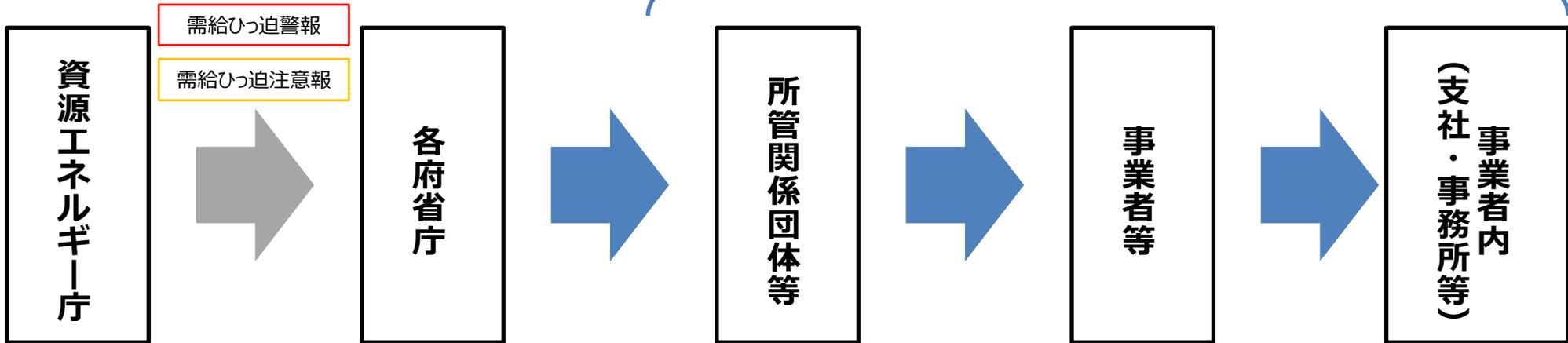
※自然災害や電源の計画外停止が重なるなど、急遽予備率低下が生じるケースにおいては、上記スキームに限らず警報等を発令する場合がある。

# 【参考】電力需給ひっ迫注意報／警報発令時の連絡体制（産業界・自治体）

## 連絡体制の構築

（連絡先部署、連絡方法の把握等）

### <産業界>

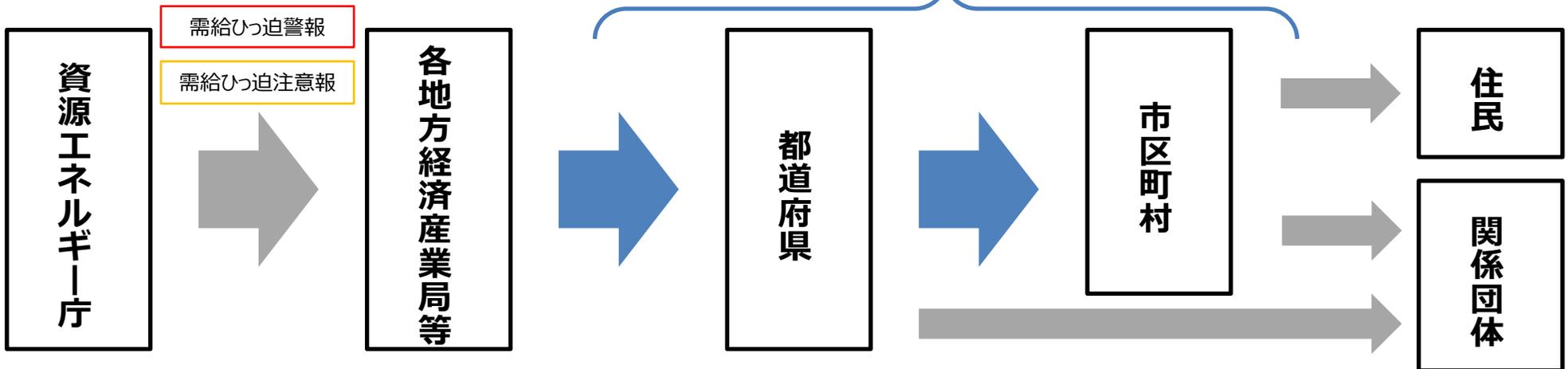


※地方支分部局への  
連絡体制を含む

## 連絡体制の構築

（連絡先部署、連絡方法の把握等）

### <自治体>



# 2023年度夏季に向けた電力需給対策（案）

## 実施済み・実施中の対策

- 広域機関による補修時期の更なる調整
- 掲示板を利用した電源の経済合理性に関する事前確認
- kW公募の実施

## 今後の対策案

- 電力広域的運営推進機関によるkW、kWhモニタリングの実施
- 発電事業者等に対する**保安管理**の徹底、**計画外停止の未然防止**の要請
- 火力発電設備を保有する発電事業者に対する**燃料確保**の要請
- 特定自家用電気工作物の設置者に対する**ディマンド・レスポンス契約拡充**、**卸電力取引所への積極的な電力供出の準備**の要請
- 小売電気事業者に対する**相対契約・先物取引等の拡大**、**ディマンド・レスポンス契約の拡充**の要請
- 改正省エネ法を活用した工場等のディマンド・レスポンス促進
- 産業界や自治体に対する**節電や緊急時における柔軟な対応**への協力要請
- 国民生活や経済活動に支障のない範囲での**需要対策の実施**
- **省エネ対策の実施**（企業・家庭向け省エネ支援策、省エネ・節電メニューの周知広報）
- セーフティネットとしての計画停電の準備状況の確認

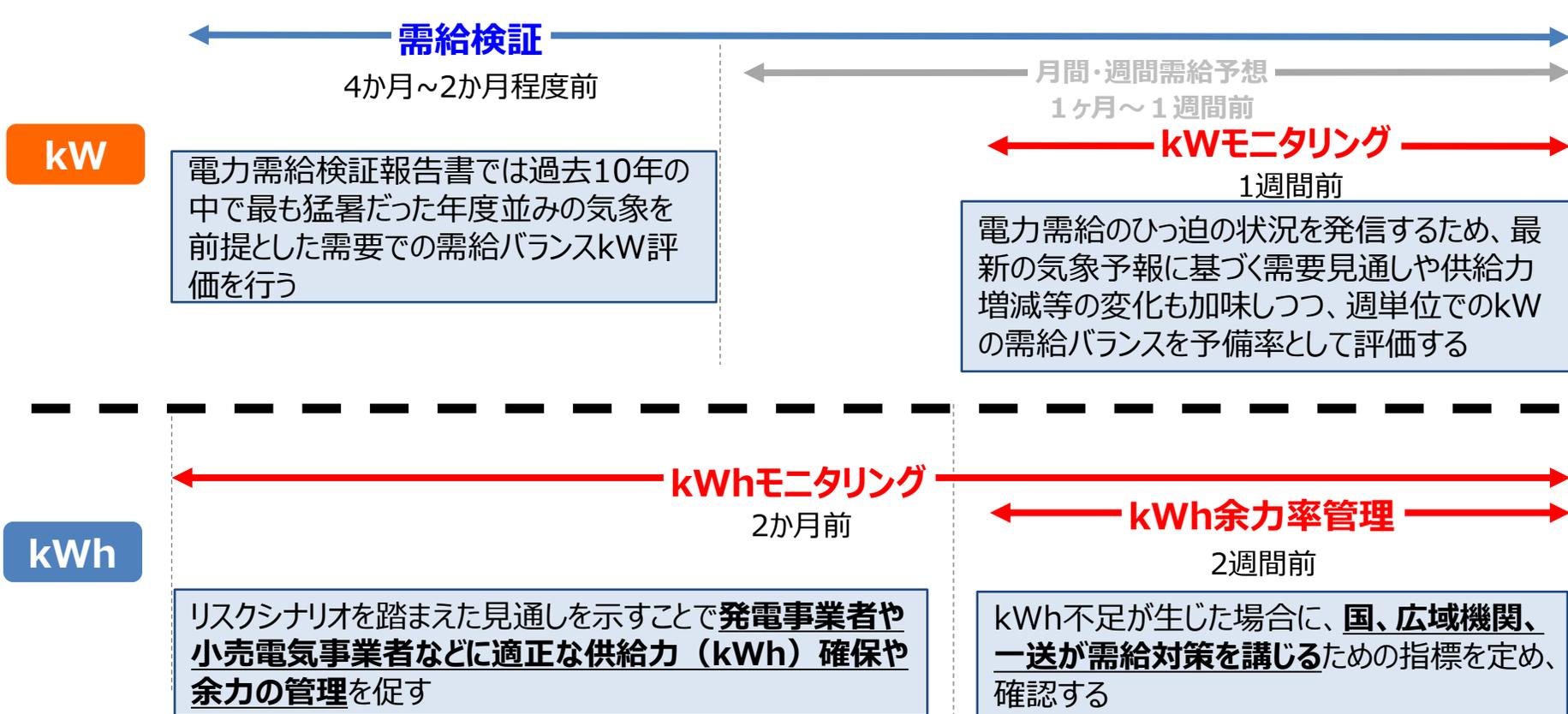
## 【参考】需給ひっ迫の度合いに応じた需要対策の例

- 過去、需給のひっ迫が見込まれた際には、ひっ迫の度合いに応じて以下のような需要対策を行った例がある。

段階	レベル1	レベル2	レベル3
需要対策の手法	<ul style="list-style-type: none"> <li>・数値目標のない<b>節電要請</b></li> <li>・節電協力の<b>呼びかけ</b></li> <li>・具体的な<b>省エネ・節電メニュー</b>の提示</li> <li>・DRへの協力の呼びかけ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<b>数値目標付き節電要請</b></li> <li>・<b>業界毎の節電計画</b>の作成</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・<b>電気使用制限令</b>の発令</li> </ul>
節電規模	▲0～5%	▲5～10%	▲10%～
過去の例	<ul style="list-style-type: none"> <li>・2012年度以降、毎年度実施</li> </ul>	<p>【数値目標付き節電要請】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・2012年度夏季 関西・九 ▲10%、北海道▲7%、四国▲5%</li> <li>・2012、13年度冬季 北海道▲7%、▲6%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・1974年1～5月 全国 ▲15%(※kWh)</li> <li>・2011年7～9月 東京・東北▲15%</li> </ul>

# 【参考】kW・kWhのモニタリングの実施

- 広域機関は、昨冬実施したように、夏季の電力需給検証後の供給力等の変化を継続的に確認することとし、① kW予備率のモニタリング（1週間先までの週別バランス評価）、② kWh余力率のモニタリング（2か月程度先までの余力推移）を定期的に実施し、HPにて公表予定。



## 【参考】セーフティネットとしての計画停電の準備状況の確認

- 計画停電は、あらかじめ定められた区域割りに沿って人為的に停電を起こすものであり、国民生活や経済活動に多大な影響を与えるため、原則実施しないと整理されている。
- 他方、今回の電力需給ひっ迫においては、節電が不十分であったときに生じ得る予測不能な大規模停電は課題が多く、国民生活及び経済活動の安定性を確保する観点から、あらかじめ停電区域が明確になる計画停電の準備を進めることにより予見可能性を確保すべきとの意見もあった。
- この点、現状においても、災害等に起因する大規模停電を回避するため最大限の取組を行ってもなお需給バランスの回復が見込めないときは、最終手段として計画停電を実施することとしており、各一般送配電事業者において準備を行ってきている。
  - ※例えば、医療機関等の緊急かつ直接的に人命に関わる施設等については、技術的に可能な範囲で停電による影響をできる限り緩和するよう、対象地域をグループ分け。
- こうした中で、今回の需給ひっ迫を踏まえ、従来、原則実施しないこととされてきた計画停電について、セーフティネットとして円滑に発動できるよう、一般送配電事業者の準備状況をあらためて確認しておくこととする。

# 【参考】東京電力PGの取組 (①電力需給状況の予見性向上)

- 電力需給の情報を迅速かつわかりやすく発信するために、「でんき予報」を活用し、リアルタイムに情報を発信している。
- また、昨年からは、夏・冬の高需要期において、電力需給状況の見通しをより精緻化させるため、最新の気象予報に基づき、週間予報の変化状況（3日前時点でローリングした情報）を「でんき予報」に反映している。

### 電力需給週間見通し（東京エリア）

■ 当初のエリア需給見通し [7/28(木)想定]

	7/30 (土)	7/31 (日)	8/1 (月)	8/2 (火)	8/3 (水)	8/4 (木)	8/5 (金)
需要ピーク時	時間帯	11:30 12:00	19:00 19:30	14:00 14:30	14:00 14:30	14:00 14:30	14:00 14:30
	時間帯 (コア)	24	39	29	29	29	29
	想定最高気温 (℃)	32.6	33	31.5	31.3	32.2	33.1
	エリア予想電力 (万kW)	4,333	4,069	4,940	4,950	4,953	5,149
	エリア供給力 (万kW)	5,317	4,809	5,497	5,479	5,936	6,016
	エリア使用率	81%	84%	89%	90%	83%	87%
	太陽光出力 (万kW)	958	0	606	590	867	733
	調動電源 (万kW)	2,930	3,420	3,354	3,367	3,550	3,543
	時間帯	19:00 19:30	19:00 19:30	16:30 17:00	16:30 17:00	16:30 17:00	16:30 17:00
	時間帯 (コア)	39	39	34	34	34	34
エリア予想電力 (万kW)	3,992	4,069	4,779	4,770	4,791	4,958	
エリア供給力 (万kW)	4,714	4,809	5,285	5,241	5,270	5,380	
エリア使用率	84%	84%	90%	91%	90%	92%	
太陽光出力 (万kW)	0	0	180	146	184	107	
調動電源 (万kW)	3,323	3,420	3,552	3,557	3,549	3,711	

### 足元3日先の電力需給見通し（東京エリア）

■ 翌週のエリア需給見通し [7/29(金)想定]

	7/30 (土)	7/31 (日)	8/1 (月)	8/2 (火)	8/3 (水)	8/4 (木)	8/5 (金)
需要ピーク時	時間帯	19:00 19:30	14:00 14:30				
	時間帯 (コア)	39	29				
	想定最高気温 (℃)	34.2	34.4				
	エリア予想電力 (万kW)	4,185	5,494				
	エリア供給力 (万kW)	4,800	6,065				
	エリア使用率	87%	90%				
	太陽光出力 (万kW)	0	796				
	調動電源 (万kW)	3,382	3,689				
	時間帯	19:00 19:30	16:30 17:00				
	時間帯 (コア)	39	34				
エリア予想電力 (万kW)	4,185	5,299					
エリア供給力 (万kW)	4,800	5,732					
エリア使用率	87%	92%					
太陽光出力 (万kW)	0	204					
調動電源 (万kW)	3,382	3,722					

The screenshot shows the TEPCO website interface for electricity usage forecasts. It includes sections for '広域ブロック使用率' (Wide Area Block Usage Rate), '東京エリア使用率' (Tokyo Area Usage Rate), and '本日の電力使用の見通し' (Forecast of Today's Electricity Usage). Key data points include a peak usage rate of 80% at 18:00-19:00 and 82% at 17:00-18:00. A line graph shows the daily electricity usage pattern, and a table provides hourly forecasts. The page also features a 'データのダウンロード' (Download Data) section and various notices.

# 【参考】東京電力PGの取組（②節電の呼びかけの強化）

- 東京エリアにおいて、昨年夏、電力の需給状況に応じて、東京電力パワーグリッドから需要家向けにHP等を活用して効率的な電気の使用に関する呼びかけを実施。
- また、最新の気象予報に基づき、電力需給見通しを更新（3日前時点で日々ローリングした情報）し、厳しい需給状況が想定される場合には、託送契約事業者に対して個別に臨時情報を周知するなど、情報発信を強化（2022年夏～）。

でんき予報

でんき予報の見方

## 託送契約事業者への 周知文

20●●年●月●日

東京電力パワーグリッド株式会社  
ネットワークサービスセンター

今週の気象予報と電力需給の見通しに関する臨時情報について

（●月●日（●）時点）

拝啓 貴社ますますご清祥のこととお慶び申し上げます。平素は、当社一般送配電事業に対し格別のご理解を賜り、厚く御礼申し上げます。

今週の気象は、強い冬型の気圧配置が続き、非常に強い寒気が本州付近に南下し、全国的に寒さの厳しい予報となっております。

当社ウェブサイト「でんき予報」においても、最新の気象予報等にもとづき、3日先までの当社エリアの需給見通しを日々更新してまいりますのでご確認ください。

また、「インバランス料金情報公開ウェブサイト」に公表される最新のインバランス料金単価の傾向も併せてご参照ください。

敬具

## ウェブサイトでの効率的な電気のご使用に 関する呼びかけ（昨年夏）

○8月2日は、過去10年間で最も猛暑であった年度並みの気象条件で想定した最大電力需要5,752万kWを超過する時間がある見通しであり、特に15時～18時は、日没に伴う太陽光発電出力の減少を伴うことから、「厳しい」使用率を想定しております。

○翌日見通し時点での2日の供給力には、追加公募電源の市場供出、電源<sup>1</sup>の発動、火力発電所の増出力等が含まれていますが、FCマージン開放による需給ひっ迫融通受電は現時点では含まれておりません。

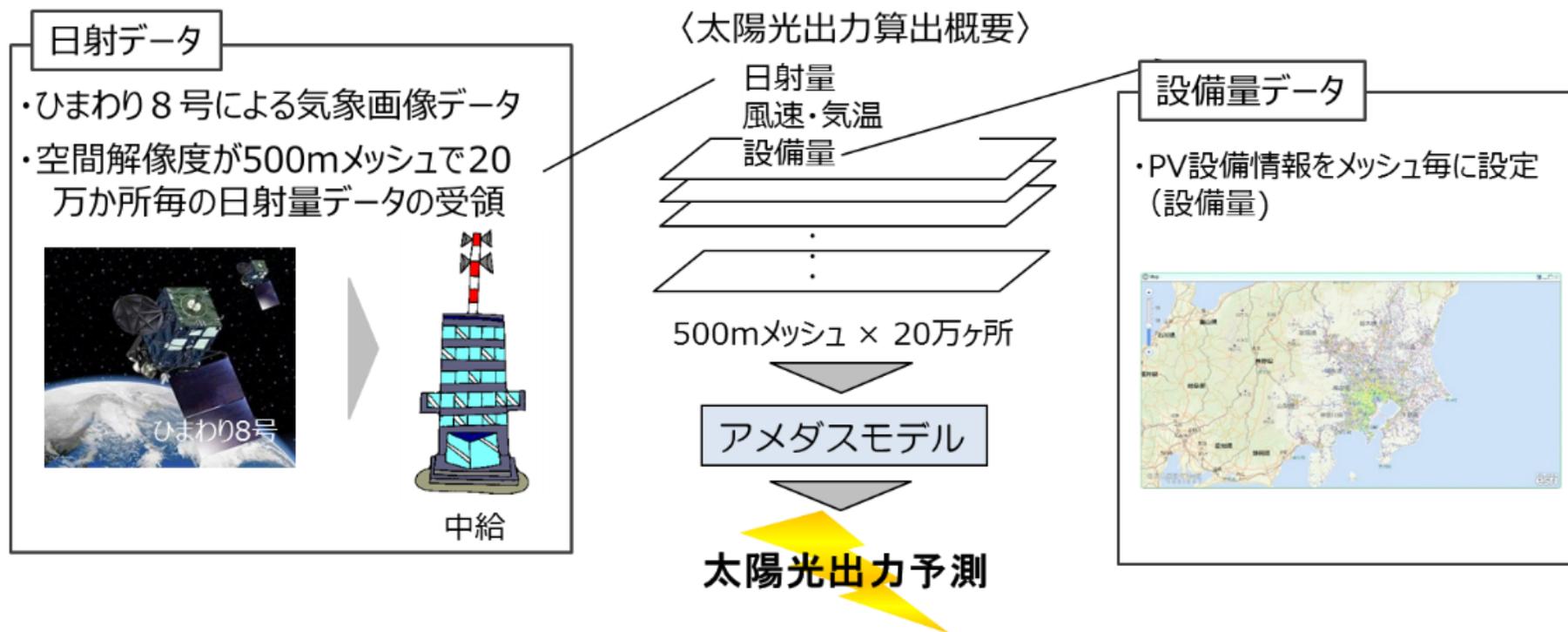
○FCマージン開放による需給ひっ迫融通受電などの追加供給力対策を実施することで、広域予備率5%を確保できる見通しです。

○しかしながら、電源トラブル等による供給力減少や更なる気温上昇等による需要増加によって、さらに予備率が低下するリスクがあります。当社サービスエリアで電気をご使用いただく皆さまにおかれましては、日中の暑い時間帯には引き続き冷房等を活用し、熱中症にならないよう十分に注意いただきつつ、日常生活に支障のない範囲での効率的な電気のご使用にご協力いただきますようお願いいたします。

・今夏においても、厳しい気象予報や電源計画外停止等により、エリア需給状況が悪化する場合には、でんき予報やTwitterを活用した情報発信のほか、バランシンググループ契約者への個別の注意喚起を行う。

## 【参考】東京電力PGの取組（③太陽光予測精度向上）

- 気象状況の変化による供給力の変動が大きい太陽光出力について、500mメッシュ単位での気象情報（日射量予測）と太陽光設備分布等により、太陽光発電出力を推計し、精度向上に努めている。



# 【参考】東京電力PGの取組（④需要予測精度向上）

- 過去の気象実績データと需要実績を蓄積し、これらを活用した重回帰モデルによって、需要予測の精度向上に努めている。

## 需要の予測手法



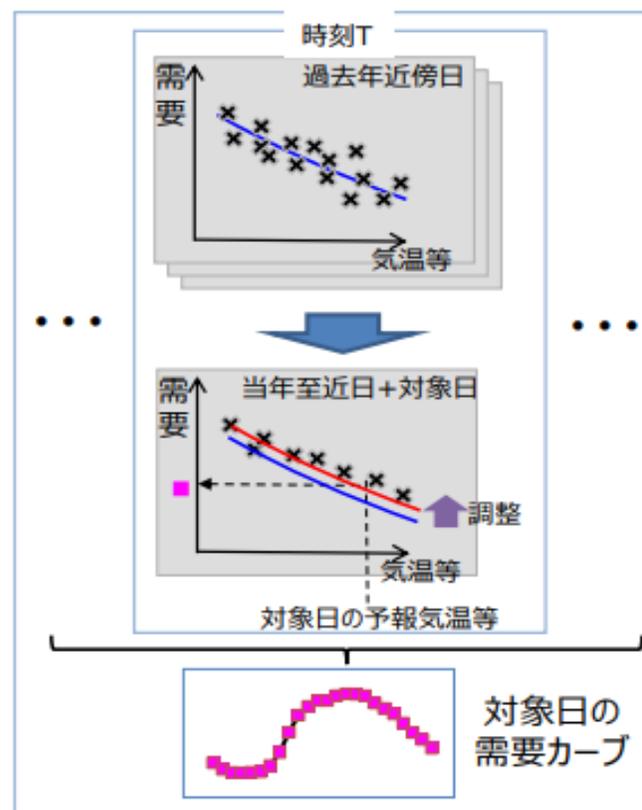
- ✓ 需要予測手法は蓄積した過去の気象実績（天候・気温等）および需要実績を基に、気象会社から配信される気象予測や想定日の暦等を考慮して重回帰モデルで予測。

1,各時刻毎の過去年実績から、暦も考慮しつつ、気象と需要の関係を重回帰によりモデル化

天候・気温・湿度・風速等  
(気象会社データ：30分値)  
関東主要都市の加重平均値を利用  
予測対象日と同日±数十日分

2,当年過去実績をふまえて、過去のモデルを調整。  
予報気象をモデルに入力し、対象日の需要を予測。

当年度予測対象日の数十日前まで



# 【参考】夏季の最大需要発生時の予備率見通しの推移

## 夏季高需要期<sup>※</sup>の最大需要発生時の予備率見通しの推移

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
北海道	10.5%	9.2%	8.7%	20.2%	16.7%	12.2%	5.3%	7.1%	16.2%	21.4%	5.2%
東北	5.5%	7.5%	5.5%	7.3%	10.1%	3.9%			9.5%	5.5%	8.2%
東京	6.7%	5.5%	11.0%	8.1%	3.0%	9.5%	5.5%	8.2%			
中部	9.0%	3.4%	4.9%	6.7%	4.2%				9.5%	5.5%	8.2%
北陸	5.2%	3.0%	6.4%	11.1%	8.4%	9.5%	5.5%	8.2%			
関西	3.0%	3.5%	3.0%	8.2%	13.7%				9.5%	5.5%	8.2%
中国	10.5%	4.1%	7.9%	13.0%	21.6%	9.5%	5.5%	8.2%			
四国	5.9%	4.3%	12.1%	5.8%	21.4%				9.5%	5.5%	8.2%
九州	3.1%	3.0%	3.0%	13.9%	10.7%	9.5%	5.5%	8.2%			

数値目標なし節電要請  
(9電力管内)

省エネ・節電協力の呼びかけ

数値目標なし節電要請  
(10電力管内)

2018年度から電力融通を折り込んだ手法に変更

※2016年度以前については8月、2017年度以降は7月の数字を記載

(出典) 電力需給検証報告書(案)及び第86回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料5

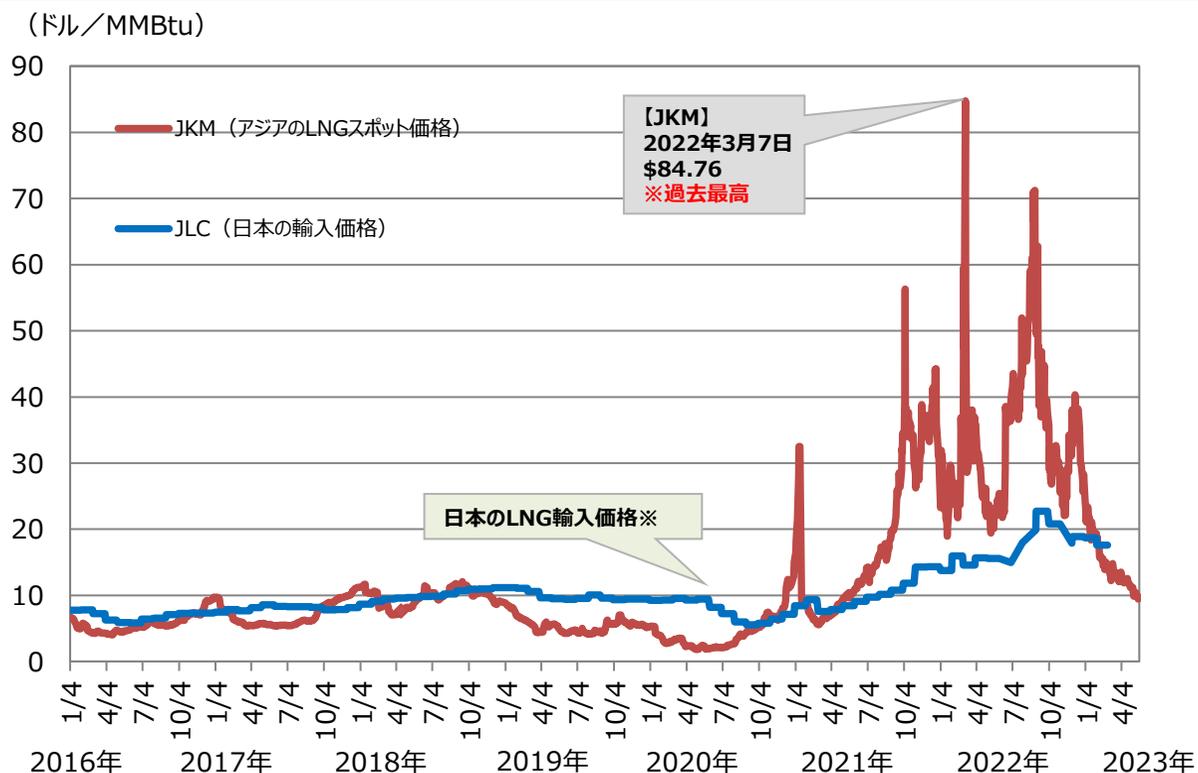
## 足元のLNG調達環境

- 足下、全国のLNG在庫は高い水準にあり、LNGのスポット価格についても、現状ウクライナ侵略前の水準まで低下しており、市況としては落ち着いている状況。
- また、欧州における来冬に向けたガスの備蓄も昨年と比べて高水準で推移しており、今夏に向けては、需給がタイトになるような事態は今のところ発生していない。
- なお、冬季に向けては、欧州及び中国の需要動向には引き続き注視が必要であり、LNG不足や価格高騰を招くおそれが否定できない。引き続き、発電事業者各社に対する燃料調達方針の確認や、緊急時には地域連携スキーム・全国連携スキームによるLNG融通、戦略的余剰LNGの取組等を通じ、燃料の確保に努めていく。

## 【参考】最近のLNG価格動向

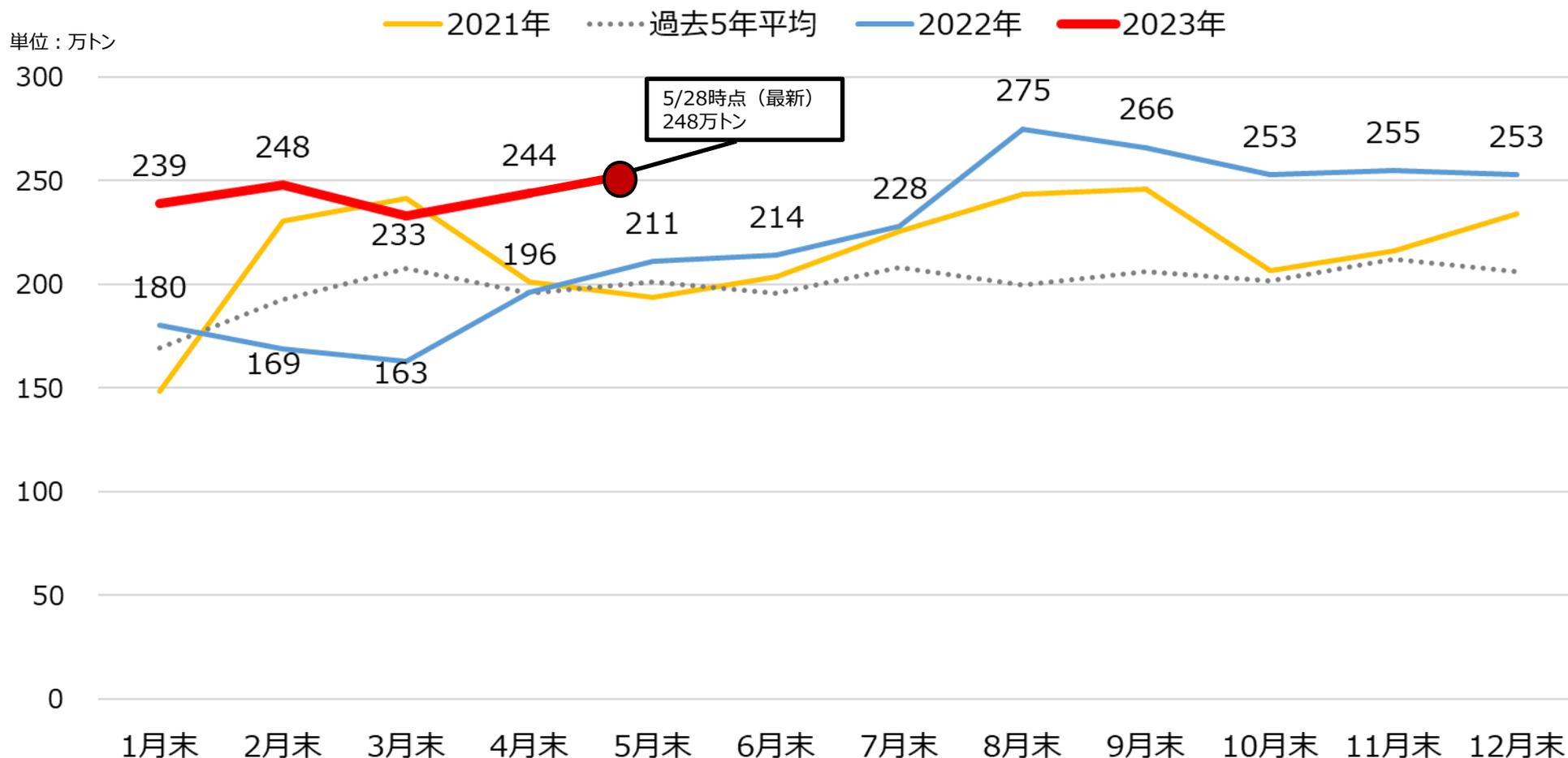
- ロシアのウクライナ侵攻前の2021年の秋頃から、特に欧州において、再エネを補完する資源として、LNG・天然ガスの需要が伸びており、価格が高騰。そこにウクライナ危機が重なり、ロシアから欧州へのパイプライン経由の天然ガスの供給が減少し、価格が急騰。
- アジア価格（JKM）についても、市場が安定していた2019年等と比較すると、2022年は平均で約6倍程度の価格で推移したが、現在はロシアのウクライナ侵略前の水準まで落ち着きを見せている。

### 2021年後半からのLNG・天然ガス価格の動向



## 【参考】大手電力会社のLNG在庫の推移（2023年5月28日時点）

- 昨年の春以降、大手電力会社の在庫は増加傾向。
- 最新（5/28時点）の在庫は、過去5年間平均を上回る水準となっている。



※大手電力会社に対する調査に基づき資源エネルギー庁作成  
※在庫量はデッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除く数量。

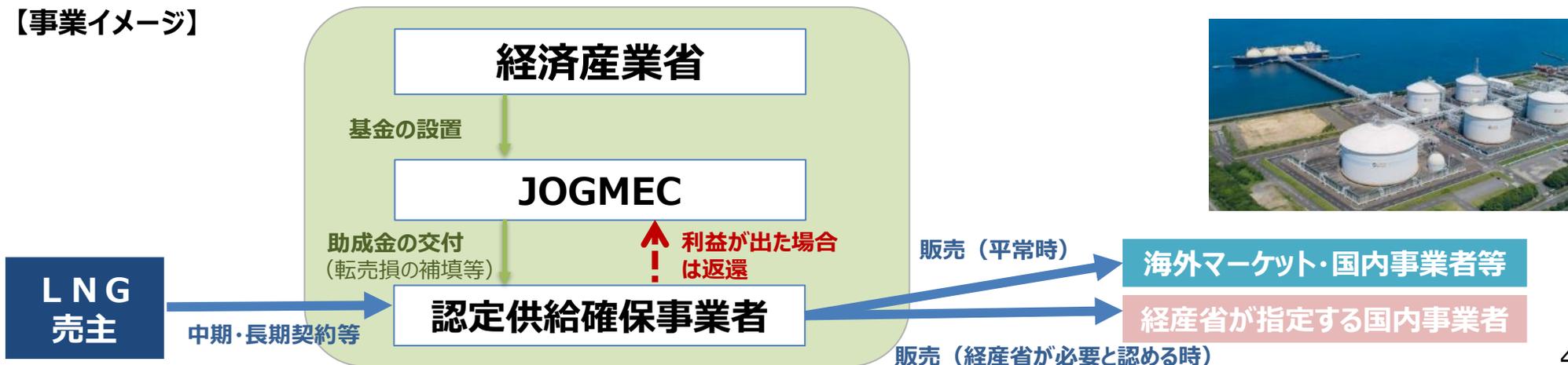
# 【参考】「戦略的余剰LNG (SBL)」の確保

- 石油のように長期間タンクに置いた備蓄が困難というLNGの性質を踏まえ、民間企業の調達力を活かす形で、有事に備えたLNG確保の仕組み（「戦略的余剰LNG：SBL（Strategic Buffer LNG）」）を用意し、供給途絶を防ぐ。
- 経済安全保障推進法に基づいて、SBL確保等の目標を経産省の取組方針として提示。取組方針に則って、事業者のSBL確保支援を実施する。

## ■ SBL確保支援事業 概要

- ①：事業者が中期・長期契約等に基づき、「戦略的余剰LNG (SBL)」を確保
- ②：通常時は、国内事業者や海外マーケットに販売
- ③：需給ひっ迫等が生じ、経産省が必要と認める時には、経産省が指定した国内事業者へ販売
- ④：②・③の販売に伴い、認定供給確保事業者が転売損等が生じた場合は、JOGMECは基金から助成金を交付
- ⑤：②・③の販売に伴い、認定供給確保事業者が利益が生じた場合は、事業者は基金へ利益を返還

## 【事業イメージ】



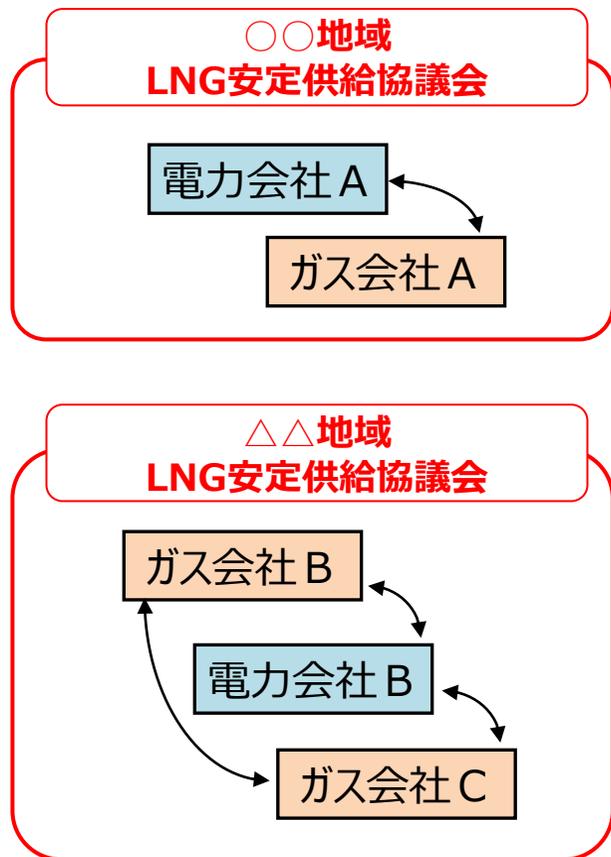
# 【参考】業界を超えた原燃料融通の枠組みのイメージ

低

原燃料途絶等の深刻度

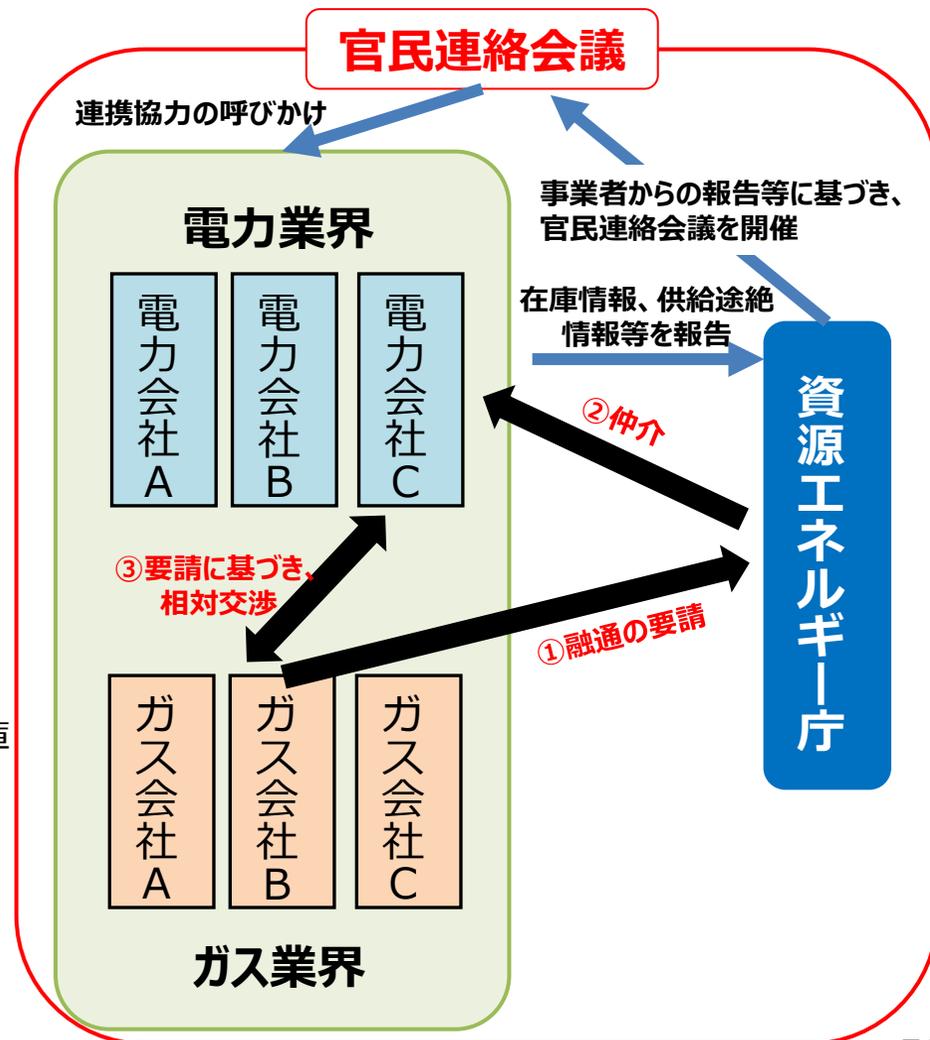
高

## <地域連携スキーム>



- ① 紛争・事故等による大規模供給途絶
- ② 全国的な在庫の減少
- ③ その他これらに準ずる場合

## <全国連携スキーム>

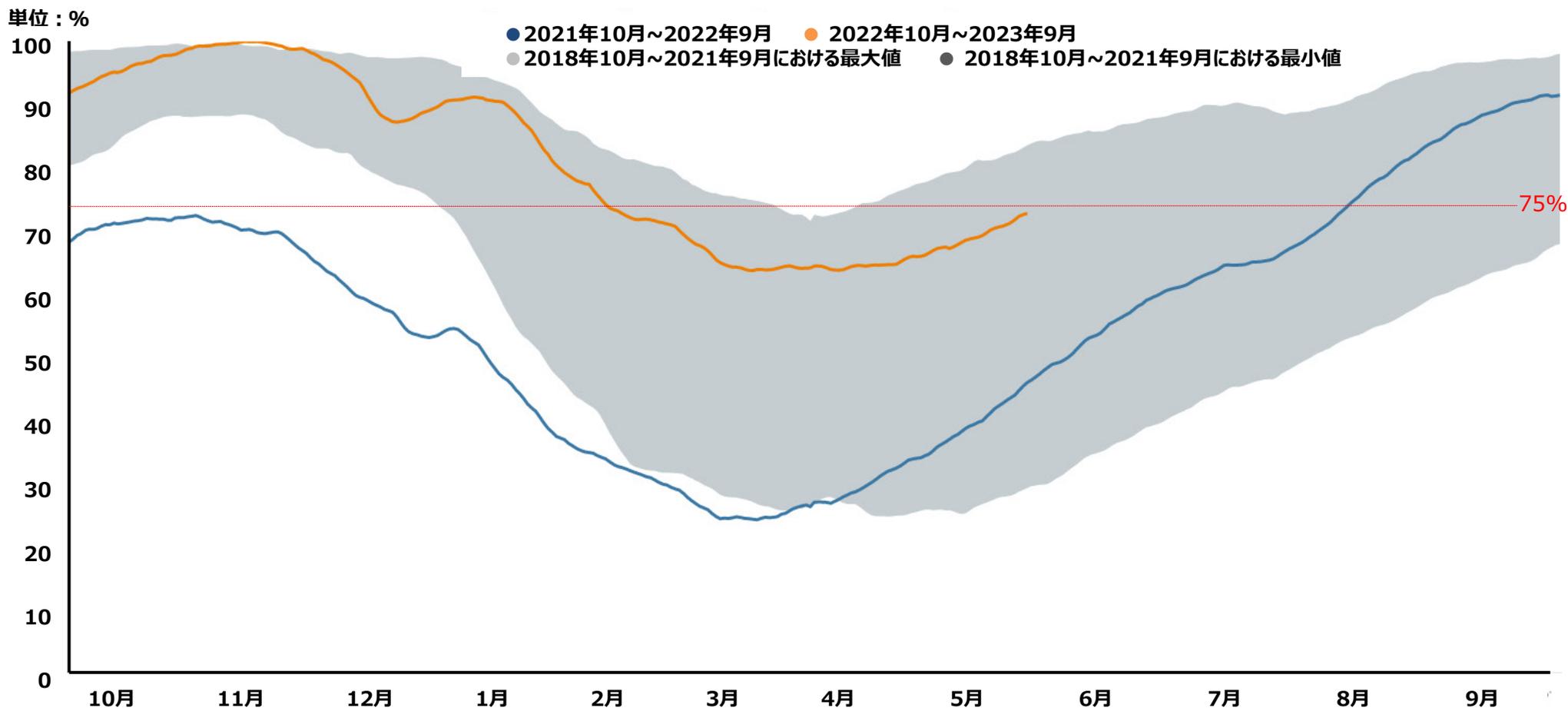


※地域ごとの連携体制は、共同基地を有している、基地間の距離が近い、導管によりガスを送ることができる電力・ガス会社間の連携を想定。

連携体制は平時から構築しておく。

## 【参考】ドイツにおけるガス貯蔵率

- ドイツにおけるガス貯蔵率は、2023年5月上旬時点で約7割であり、9月1日までに75%という貯蔵率の目標に近づきつつある。



(出典) ドイツ連邦ネットワーク庁「Gas supply status report (as at 25 May 2023)」を基に作成。

1. 2023年度夏季の電力需給対策

2. 供給力の確保の在り方

# 必要供給力の確保の在り方

- 2024年度の容量市場の運用開始以降、中長期的に必要な供給力については、容量市場を通じて確保していくことが基本となる。
- 他方、シングルプライス方式の下、基本的に同一の約定価格が適用される現行の容量市場で必要供給力を全量調達すると、社会コストが徒に増大するおそれがある。
- このため、本小委員会でのこれまでの議論も踏まえ、安定供給の確保を大前提としつつ、例えば、容量市場においては、社会コスト抑制の観点から、容量市場外で稼働が見込める一定量（120万kW程度）を調達量から控除する方向である。
  - ※安定供給に万全を期す観点から、容量市場外の稼働を見込む電源が稼働できなくなるリスクに備え、予備的に電源を確保する方向。
- また、大規模災害等の極めて稀なリスクへの対応については、容量市場とは別に、予備電源を確保する方向で、本小委員会の下での制度検討作業部会において検討が進められている。
- このように、2024年度以降、容量市場等を通じて中長期的に必要な供給力が確保され、実需給1年前には追加オークションの機会もある中で、実需給前1年以内に追加の供給力が必要になる可能性は低いと考えられる。
- 他方、突発的な事象等により需給バランスが急激に悪化し、供給力が不足するリスクは常に残ることから、そうしたリスクに対応した短期の供給力確保策については、現行のkW公募や電源入札の仕組み等を参考に、今後検討を深めていく必要がある。

# 【参考】供給力を確保するための仕組み（2024年度以降）

長期  
（1年超）

	容量市場 （メインオークション）	予備電源	電源入札
目的	中長期的な供給力の確保	大規模災害等に備えた供給力の予備	供給力確保を担保するセーフティネット
実施時期	実需給 4 年前	実需給 2 ～ 3 年前	（不定期）
実施主体	電力広域機関	電力広域機関（P）	電力広域機関
費用負担	容量拠出金（小売） （一部託送料金）	託送料金（P）	託送料金

短期  
（1年以内）

	容量市場 （追加オークション）	追加供給力調達
目的	中長期的な供給力確保の補完	不測の事態発生時の緊急の供給力対策
実施時期	実需給 1 年前	実需給前 1 年内
実施主体	電力広域機関	（今後検討）
費用負担	容量拠出金（小売） （一部託送料金）	（今後検討）

## 【参考】

kW公募

追加の供給力対策

実需給数ヶ月前

一般送配電事業者

託送料金

## 【参考】前回（4/27）の本小委員会における委員からの主な御意見

- 基本的にメインオークションでの確保量減らした上で、追加オークションと予備電源で供給力を確保することによいのではないか。
- 容量市場やkW公募等の追加的な調達を含め、供給力の確保に関する全体的なコストの整理をお願いしたい。バラバラ報告するのではなく、調達コストをまとめて報告をお願いしたい。調達コストの抑制ができればいいのか検証が必要。
- 事務局方針に異論なし。予備電源として短期立上げ可能な火力電源の故障、点検延長に関しても考慮する必要。量とタイミングが重要であり、コストの増加とならないように注意が必要。
- （容量市場のメインオークション実施時は） 現行の供給計画より数字を盛ってきているだろうが、情報の確度が事業者によって異なる。事業者間の丁寧な調整が必要。予備電源を必要供給力に入れていくのであれば、（容量市場外の供給力として）電源の裏付けをしっかり確認すべき。
- 全体最適を検討し、どれだけ確保するか検討することが必要。
- 裏付けのある確保量の判断をするのか整理する必要がある。
- 2023年6月メインオークションの準備もあると思うが、期限ありきで確保量を決めないこと。
- 容量市場、kW公募 + kWh公募など、全ての公募をあわせてコスト増になってないか。
- 具体的な控除量を保守的に見込むということは、今後、考え方を含め微修正が必要。容量市場なら確実でその他は不確実というのは穿った見方である。事故等も見込んで予備分を確保しているはず。
- 容量市場に出てこないものは、確度は違うものの当てにならないものではない。調整係数の値はことなるものの立ち上がる可能性はないわけではないことに注意。

## 【参考】前回（4/27）の本小委員会におけるオブザーバーからの主な御意見

- 控除量の考え方については、2024年の単年度の差分だけではなく、その他要因も含め慎重に判断すべき。
- 安定供給確保の観点から、控除量はできる限り保守的に見積もることが大前提と記載いただいているとおり、中長期的な供給量確保の見通しを踏まえた検討をお願いしたい。
- 容量市場に不参加の電源でバイオマス電源等もあるので発電リソース毎に控除することは妥当である。
- 供給力確保のコストを減少できるよう控除量については議論いただきたい。
- 容量市場外の供給力について、2024年度の差分だけで議論するのは今後も同様ではない可能性もある。慎重に行うこと。
- 過度な控除は電源投資へのネガティブな印象にならないようにしていただきたい。

## 【参考】制度検討作業部会（5/25）における委員からの主な御意見①

- ✓ 控除量案の120万kWについて保守的に見積もる観点はよいと思う。火力・水力の不参加の量は蓋然性が高いという理由で抽出しているのは理解している。一方、年度ごとの不参加容量がどのような理由で入札していないのかをもう少し深掘りした方がよいのではないかと。例えば需要期の稼働見込みのような実情が見えると、期待する容量として考えてよいか分かるのではないかと。
- ✓ 控除量について2027年度に向けて120万kWという提案に基本的には賛同する。この数字の規模感が短期的には変わる可能性は少ないとは思いますが、長期的には変わり得るものと認識している。適用する際は適宜確認することが大事だと思う。
- ✓ 予備電源の調達量について、過去実績も少なく定量的に見積もることが困難な中、提案の規模感はあり得ると理解。容量市場の控除に伴う調達費用の抑制と、予備電源の調達に対する便益の規模感について、今後検討を深めていただきたい。
- ✓ 予備電源の調達量について、過去実績も少なく定量的に見積もることが困難な中、提案の規模感はあり得ると理解。容量市場の控除に伴う調達費用の抑制と、予備電源の調達に対する便益の規模感について、今後検討を深めていただきたい。

## 【参考】制度検討作業部会（5/25）における委員からの主な御意見②

- ✓ 火力・水力の不参加分は他の個別要因と比べると高い蓋然性のある供給力になり得ることを理解した。可能であれば、火力・水力の不参加分の4年後の稼働見込みを確認し、その確認結果を基に控除量を定めることについても御検討いただきたい。容量市場で確保する必要供給力から一定の根拠に基づいた控除量を設定し、さらに予備電源Bを保険的な位置付けとして調達することに異存はない。
- ✓ 一定の根拠に基づき容量市場の控除量を設定し、予備電源Bを保険的位置付けとして調達することについて異存無し。予備電源の候補が十分に存在しない状況も想定する必要がある。メインオークションの段階で予備電源の応札量の見込みを事前に確認する方法や、十分な量の調達が見込まれない場合は控除量の調整を検討することも必要ではないか。
- ✓ 費用負担の議論について、小売の負担となっている部分については、小売事業者の工夫の余地を生ませ、社会全体としてコスト抑制が進むように今の扱いになっていると思う。社会全体としてどういうコスト最小化を目指すのかという視点は重要である。稀頻度リスク対応分を小売負担から託送負担にすることについては議論できるかもしれないが、厳気象対応分まで託送負担へと扱いを変えるのは難しいのではないかと思うので、慎重に議論させていただきたい。
- ✓ 予備電源の立ち上げに1年かかる場合、どれほどのニーズがあるのか。大震災の際は供給力だけでなく需要も下がる可能性も高く、時系列の中で需要の減少と供給力の復活どちらが先によると思う。事務局提案は需要が一定との想定になっているとも感じており、もう少し詰めさせていただきたい。

## 【参考】制度検討作業部会（5/25）におけるオブザーバーからの主な御意見①

- ✓ 控除量の根拠について、今回は事務局で2024年度・2025年度における容量市場に不参加となっている火力・水力について丁寧に確認したということだが、火力については今後高経年化が進んで休廃止となる電源が現れることに留意した方がよい。
- ✓ また、追加オークションでの調達量として2025年度からH3需要の2%分を控除した経緯の中に、直前まで稼働が見通せない電源に取引機会を与えるためという整理がされていた。今回控除量の根拠となっている自家発の中には、追加オークションが開催された場合に参加する電源もあると思う。
- ✓ 控除量を保守的に算定していただいていると思うので、控除量を120万kWとして進めていただくことに異論は無い。今後控除量の数値の妥当性については、実需給年度の容量市場外の供給力を確認する等の事後的な検証を進めていただきたい。
- ✓ 自家発の出力は生産プロセスに依存しており、逆潮流は大きく変動する。逆潮流のボリューム感を踏まえて、控除量については慎重に判断していただきたい。
- ✓ 需給調整市場の運用開始や容量市場の実需給開始といった色々な環境変化が起こる。控除量の前提となる構造や事業者の行動の変化は大いにあり得るので、広域機関としても確認していきたい。容量市場の管理者としては、色々な電源に入ってほしい立場でもあるので、そういった意味でも継続的な議論をお願いしたい。
- ✓ 予備電源の立上げプロセスの費用負担者についても、予備電源の性質・目的に応じて慎重な議論をお願いしたい。

## 【参考】制度検討作業部会（5/25）におけるオブザーバーからの主な御意見②

- ✓ 稀頻度リスク、厳気象対応の費用負担について、託送負担とする際の議論は慎重に行う必要があるのではないかと考えている。託送料金は託送料金として、できるだけ低廉である必要があると思う。予備電源や容量市場の稀頻度リスク、厳気象対応を託送負担とする場合でも、できるだけコスト抑制を図っていく必要があると考えている。
- ✓ 容量市場、長期脱炭素電源オークション、予備電源を総合して、どの程度のコストがかかっているかを定期的に把握・検証するメカニズムが必要ではないか。
- ✓ 広域機関の行う電源入札が託送負担であることは承知しているが、予備電源A・Bを託送負担とすることが相応しいかは、色々な議論があり得ると考える。また、容量市場において稀頻度リスクや厳気象対応を託送負担とする場合の議論も慎重にお願いしたい。
- ✓ 費用負担の見直しについて、議論の前提として、これまでの小売電気事業者と一般送配電事業者の役割自体を見直すものではないと理解している。原則として、役割と負担が整合するように検討をお願いしたい。
- ✓ 電源 I' の調達については、あくまでも実効性ある供給力確保措置が講じられるまでの暫定的な措置と理解している。一般送配電事業者が小売電気事業者に変わって確保している供給力とも認識している。また、広域機関の調整力等委においても、小売事業者には引き続き供給力確保義務があることに留意が必要と指摘されている。そのため、今後の議論については、電源 I' の現在の取扱いを踏襲した議論はできないのではないかと考えている。
- ✓ 予備電源の費用負担の在り方について、その位置付けや性質を踏まえた上で、小売もしくは託送のどちらにするのか、今一度整理いただきたい。適時的確な費用回収の在り方や方法についても整理いただきたい。

## 容量市場外の供給力と控除量について

- 2023年3月29日に開催された第60回電力ガス・基本政策小委員会において、容量市場外の供給力が一定程度見込まれる状況下においては、容量市場での調達量を必要供給力の全量とするのではなく、一定量を差し引いて調達する考え方が示された。
- 2023年4月26日に開催された第78回制度検討作業部会において、供給計画と容量市場で確保された供給力の差分の分析について議論され、「発生の蓋然性が一定程度あるものの、毎年変動する」個別要因の存在が示唆された。
- この個別要因には、FIT電源期待容量の想定差や火力・水力の容量市場不参加分等、原子力増加分、休廃止増加分が存在する。このうち火力・水力の容量市場不参加分等の一部については、例えば工場の生産プロセスに影響を受ける自家発電余剰のように発電量の変動が大きく、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が相対的に高い。そのため、容量市場での調達量から差し引く控除量として扱うこととしてはどうか。
- 火力・水力の容量市場不参加分は2024年度：約200万kW、2025年度：約170万kWと推定され、約120万kWについては2024年度、2025年度共に不参加となっている。容量市場に参加しない電源は各年度で発生する可能性もあるが、**控除量を保守的に見積もる観点から、両年度に共通して出現した供給力である120万kWを容量市場調達分からの控除量としてはどうか。**

# 【参考】容量市場外の供給力と控除量について

第79回 電力・ガス基本政策小委員会  
制度検討作業部会  
(2023年5月25日) 資料3

## 容量市場外の供給力と控除量 各個別要因の控除量への織り込みの検討

- 火力・水力の容量市場不参加分については、容量市場外の供給力と見なし得るものと考えられ、控除量の根拠となり得る。

根拠になり得る:○  
根拠にできない:×

検討項目	控除量 根拠	考え方
FIT電源期待容量の想定差	×	供給計画は各送配電が提出する。各送配電は供給計画を提出するにあたって過去の増加分の傾向を織り込んで予測する等を行う。補正される可能性が比較的高いため、蓋然性のあるものとして見込むことは困難。また、追加オークションで織り込むものである。
火力・水力の容量市場不参加分等	○	火力・水力の容量市場不参加分の一部については、例えば工場の生産プロセスに影響を受ける自家発余剰のように発電量の変動が大きいものである可能性があり、その特性から容量市場に参加することが難しいと判断してきた可能性が相対的に高い。
原子力増加分	×	今後再稼働が進むと考えられるが、そのタイミングを数年前に見通すことはできず、保守的に見積もる観点から蓋然性のあるものとして見込むことは困難。
休廃止増加等	×	蓋然性のあるものとして見込むことは困難。市場退出として反映されることから追加オークションの需要曲線に織り込むもの。

## 供給力確保の費用負担の在り方①

- 容量市場や予備電源等を通じた供給力確保に要する費用について、小売電気事業者及び一般送配電事業者において、どのように負担することが考えられるか。  
※いずれの事業者が負担する場合においても、最終的に需要家が負担することには変わりはない。
- 制度的には、電気事業法に基づき、小売電気事業者に供給力確保義務が課せられていることを踏まえると、供給力の確保費用は、すべて小売電気事業者の負担とすることが考えられる。
- 他方、現状においても、容量市場における費用の一部（H3需要の7%）については、一般送配電事業者の負担とされている。また、供給力確保のセーフティネットとしての電源入札の費用も、一般送配電事業者の負担とされている。
- 加えて、大規模災害リスク等に備えた予備電源は、小売電気事業者が平時から活用する一般的な供給力とは異なり、供給力が大きく減少するなどした緊急時にのみ活用される、保険的・予備的な位置付けを有するものである。
- このため、容量市場や予備電源等を通じた供給力確保に要する費用については、それぞれの費用の性質や削減インセンティブの有無等に基づき、公平性、効率性及び各制度措置間の整合性の観点から、個別具体的に検討する必要がある。

## 供給力確保の費用負担の在り方②

- 容量市場における費用については、偶発的需給変動分（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、その他を小売事業者負担とする整理が既になされている。
- 他方、昨年の電力需給ひっ迫を踏まえ、「厳気象対応」及び「稀頻度リスク」が見直されており、その費用負担の在り方について、本小委員会の下での制度検討作業部会でも議論が行われている。
- まず、「厳気象対応」は、需要の変動に直結する事象に対応するものであり、小売電気事業に通常付随するリスクとして、気象予報等に基づき一定程度事前の対応も可能であるため、小売電気事業者において負担することが妥当と考えられる。
- 次に、「稀頻度リスク」は、厳気象時に生じる電源脱落等のリスクに対応するものであり、小売電気事業者にとって予見可能性はなく、リスク低減の方策もない。このため、小売電気事業者の負担とすることの合理性に乏しく、最終的に需要家が均等に負担することで社会全体で負担することになる、託送料金での負担に馴染むのでないか。
- また、予備電源の確保費用は、容量市場における「稀頻度リスク」より更に稀な大規模災害等に対応するものである。個々の小売電気事業者が備えることは不可能であり、社会全体で負担することが妥当と考えられるため、一般送配電事業者（＝託送料金）の負担とすることとしてはどうか。
- なお、供給力確保の仕組みが複雑となり、費用負担の方法も多様化する中で、供給力確保費用の透明性を確保し、最終負担者である需要家の理解を得る観点から、費用の全体像については、本小委において定期的にフォローアップすることとしてはどうか。

## 論点③ 費用負担・回収の在り方

- kW公募に要する費用は、実施主体となる一般送配電事業者において、託送料金を通じて回収する。
- また、電源入札に要する費用は、実施主体となる電力広域的運営推進機関において、その特別会員である一般送配電事業者の会費を通じて回収し、一般送配電事業者は、会費分を託送料金を通じて回収する。
- 一方、容量市場における費用は、一部（H3需要の7%）を一般送配電事業者が負担し、残りを小売電気事業者が負担する。その上で、一般送配電事業者は託送料金を通じて費用を回収し、小売電気事業者は費用の全部または一部を需要家から回収する。
- また、予備電源の仕組みにおける費用負担の在り方は、今後検討予定である。
- こうした中で、各仕組みにおける費用の負担・回収の在り方について、どのように考えるか。  
※一般送配電事業者による託送料金を通じた費用回収であれ、小売電気事業者による費用回収であれ、最終的な費用負担が需要家であることに変わりはない。
- 例えば、供給力の確保に要する費用については、本来、供給力確保義務を負う小売電気事業者を通じて回収されるべきとも考えられる。他方、事業規模の小さい事業者も多い小売電気事業者の事務負担等を考えると、託送料金を通じた費用回収の方が望ましいとの考え方もあり得るが、どのように考えるか。

## 費用負担の見直しについて

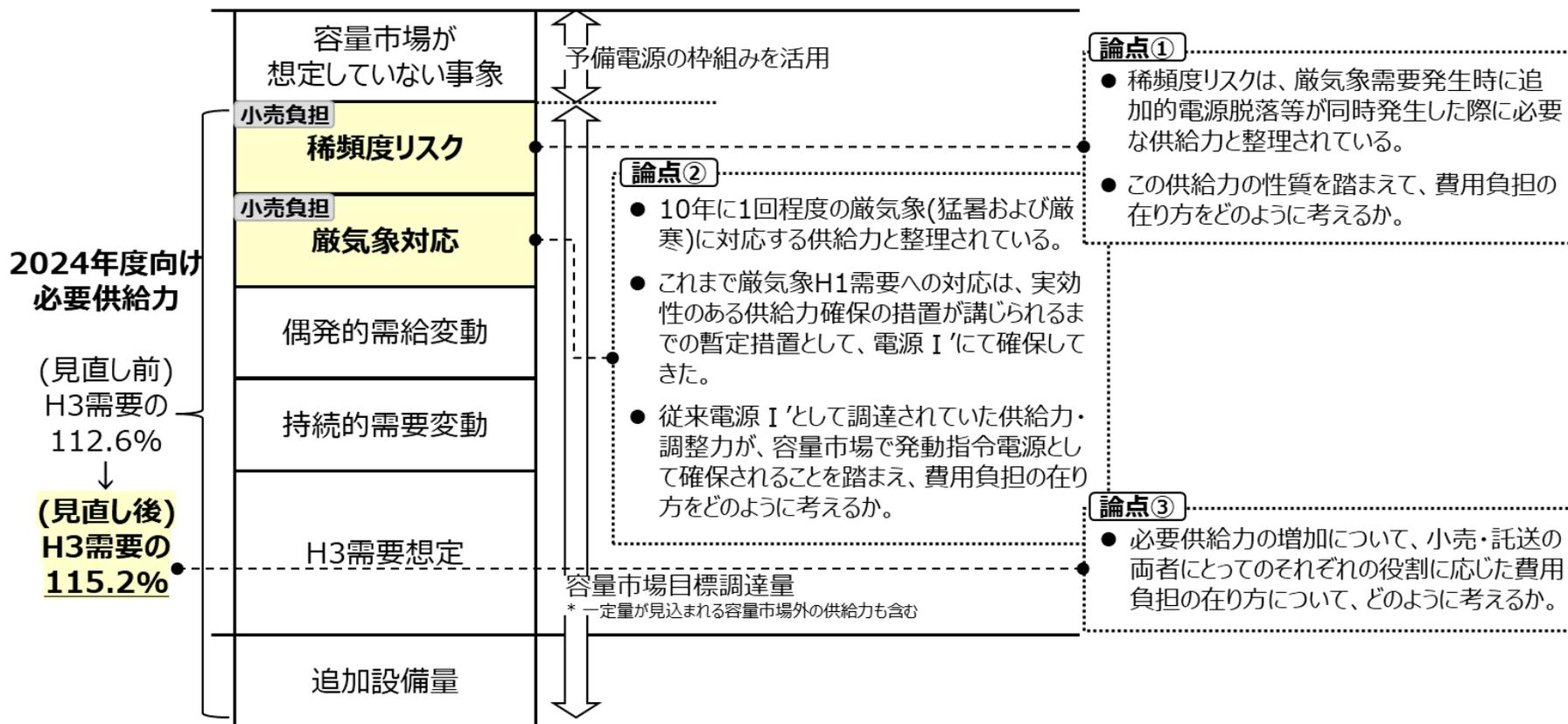
- 容量市場における一般送配電事業者の費用負担は、託送料金の原価算入分となり、現状では2025年度から偶発的需給変動の7%分と整理されている。
- 容量市場の開設により、従来の電源 I' として調達されていた供給力・調整力が発動指令電源として確保されることになるが、電源 I' は偶発的需給変動対応の一部である計画外停止に加え、厳気象H1需要への対応が求められてきた。
- 今回の必要供給力の見直しと容量市場における調達量に関して議論を行うことと合わせ、2027年度実需給向けメインオークション以降、**従来小売負担分と整理されてきた厳気象対応分、稀頻度リスク対応分の費用負担のあり方**についてどう考えるか。

<必要供給力の見直しの対象項目> \*調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2023年1月24日）のEUE算定における諸課題の検討内容から抜粋

項目	説明	これまで	見直し後	費用負担区分(現状)
厳気象対応分	10年に1回程度の厳気象（猛暑および厳寒）に対応する供給力	夏季冬季 平年H3需要に対して2% 春季秋季 なし	夏季冬季 平年H3需要に対して <b>3%</b> 春季秋季 平年H3需要に対して <b>2%</b>	小売
稀頻度リスク対応分	想定したリスクを超える規模の供給力喪失若しくは需要増加のリスク、又は、これらを設定するときに想定されていないリスクであって過去の事象等をもとに想定すべきと考えられる大規模かつ長期間の供給力喪失のリスクに対応する供給力	夏季冬季 平年H3需要に対して1%	<b>年間通して</b> 平年H3需要に対して1%	小売
持続的需要変動対応分	景気変動等による需要変動に対応する供給力	1%	<b>2%</b>	小売

## 費用負担の見直しに関する論点

- 稀頻度リスク対応分や厳気象対応分の性質を踏まえた費用負担の在り方や、必要供給力の増加について、小売・託送の両者にとってのそれぞれの役割に応じた費用負担の在り方について、どのように考えるか。



# 【参考】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における議論内容

第81回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会  
(2023年1月24日) 資料1

これまでの議論内容のまとめ

25

- 前述のとおり検討事項①～④について、基本的に供給力の重複は無く、これまでの検討結果をまとめると下表の通り。
- 必要最低限の量を設定するなど、一定の割り切りを行っている項目も多いが、それぞれの項目における検討結果であり、今回の一連の検討については、**下表のとおり見直しを行うことを基本方針とし、容量市場における具体的な対応については、国の審議会や容量市場検討会で確認することでどうか。**
- **また、今後、供給力不足の課題が顕在化する場合には、下表も参考に改めて見直しを検討することとしたい。**

供給信頼度における検討事項	これまで	見直し後	今回の見直しによる必要供給力への影響	一定の割り切り※ (今後必要に応じて見直し)
① 稀頻度リスク 廠気象対応	夏季冬季 平年H3需要に対して1%	年間通して 平年H3需要に対して1%	供給力増加方向	0.7～1.4%の低下率をもとに1%と設定
	夏季冬季 平年H3需要に対して <b>2%</b> 春季秋季 <b>なし</b>	夏季冬季 平年H3需要に対して <b>3%</b> 春季秋季 平年H3需要に対して <b>2%</b>	供給力増加方向	春季秋季については、最大3.8%、最小1.5%、月平均2.6%をもとに2%と設定 夏季冬季については、 <b>2.9%の算定結果をもとに3%と設定</b>
② 年間計画停止可能量	1.9ヶ月	1.9ヵ月 (継続して状況を注視)	変化なし	至近3カ年の供給計画における計画停止量は2.1ヵ月相当であるが、 <b>1.9ヵ月で据え置き</b>
③ 発電機計画外停止率	<b>火力2.5%</b> (代表で火力数値を記載)	算定方法変更 EUE算定向け計画外停止率と定義し <b>火力4.3%</b>	変化なし (信頼度基準の見直し)	廠気象対応等に用いている計画外停止率は当面従来の2.6%と整理
④ 連系線の計画外等停止の影響織り込み	健全な状態（年間運用容量）にて算定	健全な状態（年間運用容量）にて算定	変化なし	<b>必要供給力への影響はそれほど大きくないことから、連系線計画外停止等の影響は見込まない</b>

※青字：必要供給力過少評価の可能性  
赤字：必要供給力過大評価の可能性  
黒字：過小方向か過大方向が現時点では不明

# 【参考】目標調達量の増加量試算結果

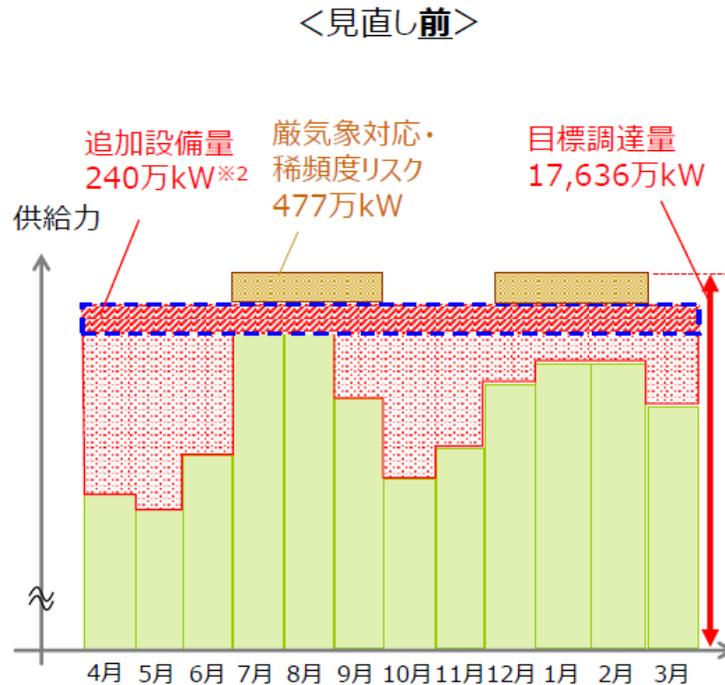
第81回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会  
(2023年1月24日) 資料1

## 検討結果を踏まえた目標調達量の増加量試算について

27

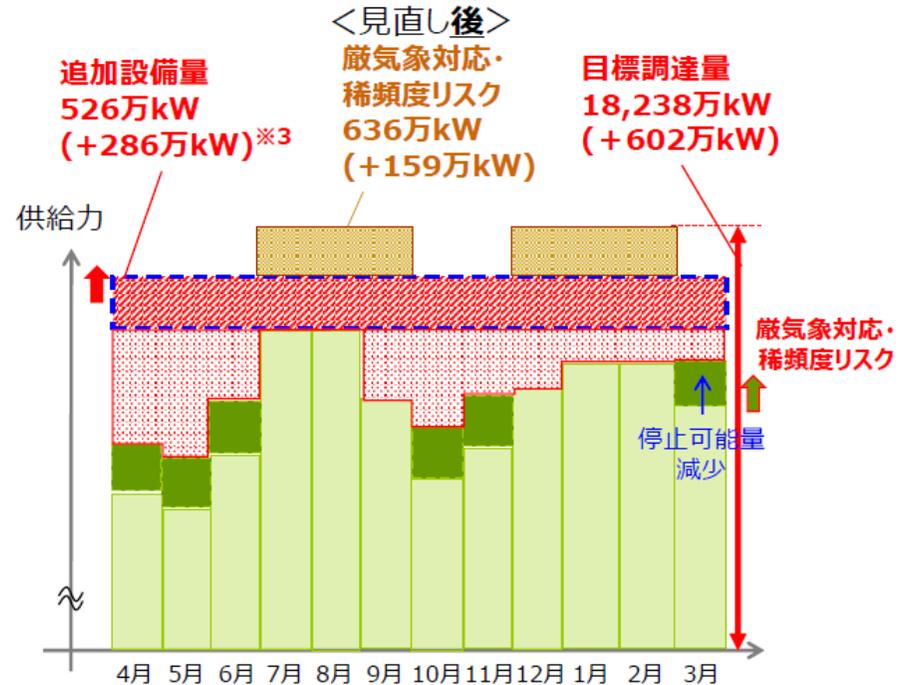
- **持続的需要変動を2%、稀頻度リスクを年間通して1%、厳気象対応を春季・秋季2%、夏季・冬季3%と見直した場合、2026容量市場において目標調達量が602万kW程度増加する試算結果となる。**

※1 春秋の厳気象対応・稀頻度リスクに、安定電源の補修調整で対応する場合の試算



※2 持続的需要変動を1%を必要量に加算したうえで、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合

\* 2026容量市場向けの諸元を使用した比較



※3 持続的需要変動を2%に見直したうえで、仮に、春季・秋季に、厳気象対応2%、稀頻度リスク1%を必要量として織り込み、年間計画停止可能量1.9ヵ月とした場合の試算

## (参考)稀頻度リスクとは

9

- 稀頻度リスクとは、厳気象対応を踏まえた必要供給力を上回るリスクへの対応として整理されており、追加的な発電機脱落や送電線故障による供給力低下率から、**平年H3需要に対して1%程度とされている。**

### 3 稀頻度リスク対応として必要な供給力の算定

60

- 厳気象対応を踏まえた必要供給力については、「②-1 厳気象対応の見直し」にて示したように、厳気象需要（不等時性含む）および計画外停止率などの一定の条件のもと設定したものであり、当該条件を上回るリスクについて、稀頻度リスク対応として下記のN-1事象について検討した。
  - a. 単機最大ユニット脱落
  - b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
  - c. N-1送電線故障
- 上記a～cのN-1事象における供給力低下率は0.7%～1.4%程度であることから、稀頻度リスク対応として必要な供給力は、**総じて平年H3需要に対して1%程度と評価できるのではないかと。**
- なお、N-2以上の事象については、供給信頼度評価における停電コストと調達コストの経済性も踏まえて、対応要否を検討してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいては別途検討することでどうか。

想定されるリスク	供給力低下率（H3需要比率）
a.単機最大ユニット脱落	最大0.7%程度（全国H3需要比率）
b.50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落	50Hzエリアで1.4%、60Hzエリアで1.3%程度(各エリアH3需要比率)
c.N-1送電故障	最大1.1%程度（全国H3需要比率）

【第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

『むしろ世の中としては、**なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、**ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が出来ているのだと思うが、**現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保するべき供給力として、どこまでが最低限必要なのか**ということについて、停電コスト等も踏まえながら検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

# 【参考】費用負担の在り方に関するこれまでの議論

第6回 電力レジリエンス等に関する小委員会  
(2019年4月26日) 資料2-1

## 費用負担の在り方について

20

- 本小委員会にて、必要供給力についての全体量を整理した。これを踏まえ、必要供給力の費用負担について、どの供給力をどの事業者が確保すべきかという観点から、あらためて整理することが必要か。
- 現状、電気事業法上、小売電気事業者には供給能力確保義務が課されている。これにより、小売電気事業者は稀頻度事象や厳気象、偶発的需給変動等が発生した際にも、実需給断面で需要に見合った供給力を提供することが求められている（義務が果たされない場合にはインバランス料金を支払うこととなる）。
- したがって、中長期での供給力確保の観点でも、小売電気事業者が必要供給力全てを確保するよう義務付けられていると考えることもでき、仮にそのまま費用負担の考え方に適用すれば、次頁の表の案1が考えられる。
- 一方で、送配電事業者が電気事業法上定められた周波数維持義務を果たすための調整力を確保するという観点から、現在の費用負担の仕組みは上記と異なり、偶発的需給変動対応に必要な調整力の一部について送配電事業者が確保し、費用負担することとしている（暫定的には厳気象対応および偶発的需給変動対応の全てを送配電事業者が確保している）。
- さらに、必要供給力のうち予備力相当（偶発的需給変動、厳気象対応、稀頻度リスク）については、本来は小売電気事業者が確保すべきものの、偶発的事象および稀頻度事象という観点から、個々の小売電気事業者が確保するよりも、不等時性などを期待して送配電事業者が一体的に効率的な確保をするという考え方を適用すれば、次頁の表の案2も考えられるか。
- ただし、託送料金負担とする場合、当該費用を含め送配電事業者の負担を託送料金に反映できるように、適切な場で託送料金制度を見直すことが必要であり、その見直し方法等も踏まえ、引き続き、国の審議会にてご議論いただきたい。

# 【参考】託送費用負担に関するこれまでの整理

制度検討作業部会 第四次中間取りまとめ  
(2021年6月)

(容量拠出金の一般送配電事業者負担額について)

初回オークションにおいて、容量拠出金の送配電負担は、託送料金で回収される調整力の固定費分に合わせてH3 需要の 6%とされた。H3 需要の 6%相当を託送料金負担とすることは、2016 年の小売全面自由化時の託送料金認可において決定された。これは、確保すべき調整力をH3 需要の 7%とした上で、従前の託送料金原価に 5%相当が織り込まれていたことを踏まえ、小売負担分 2%の半分に相当する 1%を控除して定められたものである。その際、小売負担分を 2%でなく 1%とした理由として、以下が示されている。

- 調整力として有用な電源が、限界費用が高く設備利用率が低いため、長期停止あるいは廃止となる可能性がある。
- その結果、一般送配電事業者にとって指令対象たり得る電源が減少し、また、予備力の調達に現在よりもしくなる可能性も否定できない。
- こうした点を起こり得るものと評価することで、2%相当分のうち半分程度を、こうした可能性への対応に充当することを暫定的に認めることとする。

その後、約 5 年が経過し、当時懸念されていた指令対象たり得る電源の減少が現実のものとなり、過去 5 年間で当時の休廃止計画を上回る 1,600 万 kW 超の火力電源が廃止された。また、さらに、火力電源の休廃止が進む計画となっている。こうした状況変化を踏まえ、次回オークションにおいては、調整力の固定費の小売負担分 1%を送配電負担とし、容量拠出金の送配電負担を 7%としたうえで、2025 年度以降、一般送配電事業者が負担する容量拠出金の託送料金負担の在り方について、現在、新たな託送料金制度の詳細設計を進めている電力・ガス取引等監視委員会において検討を行うこととした。<sup>7</sup>