

2021年度夏季及び冬季の 電力需給の見通しと対策について

2021年5月25日

資源エネルギー庁

本日御議論いただきたいこと

- 本年4月末に、電力広域的運営推進機関（以下広域機関）が2021年度電力需給見通しの結果を公表。夏・冬いずれも例年よりも厳しい見通しが示されたことを受け、梶山経済産業大臣からは早急に対策をまとめるよう指示があった。
- 近年、**火力発電の休廃止**が相次いでいること等により、供給力は減少傾向にある。その背景には、電力の自由化が進展する中で、**卸電力市場の取引の拡大及びFITで支援する再エネ電気の量の拡大**に伴い、取引価格が低迷し、**発電を巡る事業環境が悪化**していることなどが挙げられる。
- 本日は、2021年度の電力需給見通しを踏まえた対応策、及び、背景にある発電事業をとりまく環境と構造的課題への対策という、以下の3点をご議論いただきたい。
 1. 2021年度**夏季**の電力需給対策
 2. 2021年度**冬季**に向けた供給力確保策の基本的な方向性
 3. 2022年度以降に向けた**構造的対策**の基本的な考え方

【参考】梶山経済産業大臣による「検討指示」（5/14閣議後会見）

1. 4月末に広域機関が取りまとめた電力需給見通しでは、この夏は、安定供給に必要な供給力はかろうじて確保できるものの、ここ数年で最も厳しい見通しとなっている。
2. また、近年、発電を巡る事業環境の悪化等による火力発電の休廃止が相次いでおり、この冬については、現時点では、東京エリアにおいて安定供給に必要な供給力が確保できない見通しである。
3. こうした厳しい状況を踏まえ、夏及び冬における電力の安定供給確保に向けた緊急の対応として、
 - ①発電・小売事業者に対する供給力確保の働きかけ
 - ②需要家に対する協力要請
 - ③需給状況に関するタイムリーな情報提供
 - ④その他必要な制度的な措置の検討といった事項について、早急に対策をまとめるよう事務方に検討を指示した。
4. 電力の安定供給確保に万全を期すため、5月中目処に取りまとめた上で、速やかに実行に移していく。

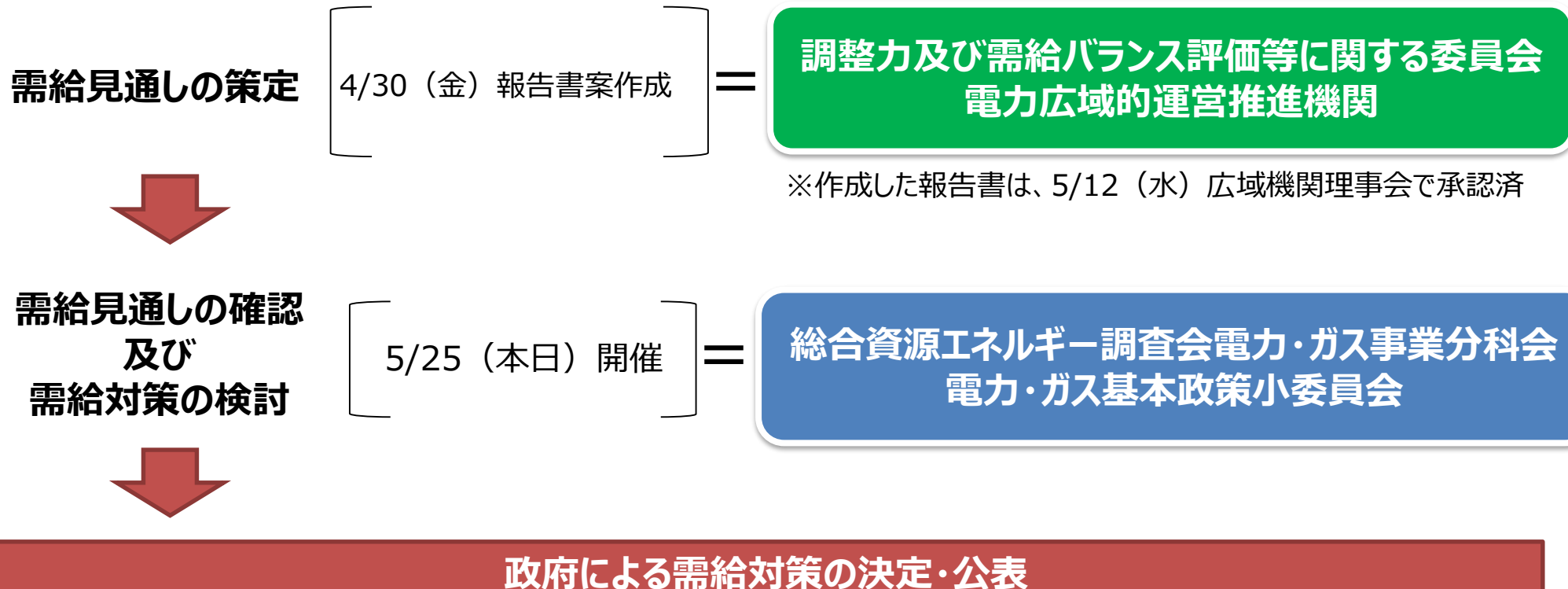
1. 2021年度夏季の電力需給対策

2. 2021年度冬季に向けた供給力確保策の
基本的な方向性

3. 2022年度以降に向けた構造的対策の基
本的な考え方

2021年度夏季見通しの検証

- 東日本大震災以降、電力需給に万全を期するため、毎年、全国の**電力需要が高まる夏（7月～9月）と冬（12月～3月）**の前に電力需給の検証を実施。
- 今年度は、4/30に開催された広域機関の専門委員会において、2021年度夏季の需給見通しを策定。
- 本日は、広域機関による夏季見通しの検証結果を踏まえ、その内容を御確認いただいた上で、**今夏の需給対策について御議論いただく。**



各エリアの夏季需給見通し

- 広域機関が取りまとめた需給検証報告書によれば、今年の夏は、猛暑H1需要に対し、**北海道・沖縄を除く全国 8 エリアで、予備率が3.7%（7月）、3.8%（8月）になる見通し。**
※他エリアからの融通を考慮した値

（電源 I ' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮）

電力需給検証報告書（2021年5月12日電力広域的運営推進機関）

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I ')	7,603 (184)	514 (16)	1,339 (48)	5,750 (120)	9,497 (223)	2,672 (53)	524 (6)	2,937 (82)	1,119 (27)	532 (7)	1,713 (49)	17,100 (407)	201 (11)	17,302 (418)
最大需要電力	7,278	442	1,291	5,544	9,157	2,576	505	2,832	1,079	513	1,652	16,435	155	16,590
供給予備率	4.5	16.2	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	4.1	29.9	4.3

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I ')	7,773 (184)	548 (16)	1,469 (48)	5,756 (120)	9,610 (223)	2,693 (53)	528 (6)	2,960 (82)	1,128 (27)	537 (7)	1,764 (49)	17,383 (407)	210 (11)	17,593 (418)
最大需要電力	7,401	442	1,415	5,544	9,209	2,594	509	2,851	1,087	517	1,652	16,609	160	16,769
供給予備率	5.0	23.9	3.8	3.8	4.4	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	6.8	4.7	31.6	4.9

【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I ')	7,232 (184)	552 (16)	1,382 (48)	5,298 (120)	8,954 (223)	2,635 (53)	485 (6)	2,583 (82)	1,047 (27)	526 (7)	1,679 (49)	16,186 (407)	210 (11)	16,396 (418)
最大需要電力	6,817	421	1,323	5,073	8,280	2,491	454	2,419	980	493	1,443	15,097	155	15,252
供給予備率	6.1	31.2	4.4	4.4	8.1	5.8	6.8	6.8	6.8	6.8	16.4	7.2	35.5	7.5

※供給力、供給予備率等はエリア間融通を勘案後の数値

※需給検証においては、最も厳しい断面において予備率が確保できているかを確認することを目的としており、上表においては新型コロナウイルスの影響による需要の減少見通しは考慮していない。

※九州（8月）の供給予備力は6.8%

【参考】最大需要発生時の予備率（過去の推移と見通し）

- 今年の夏（8月）は、全国7エリアで最大需要発生時の予備率が3.8%と見込まれており、2017年度以降で最も厳しい見通しとなっている。

夏季高需要期（8月）の最大需要発生時の予備率見通しの推移

（万kW）

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
北海道	▲ 1.9%	10.5%	9.2%	8.7%	20.2%	14.7%	17.6%	4.7%	9.7%	23.9%
東北	3.8%	5.5%	7.5%	5.5%	7.3%	11.5%	3.8%		6.4%	3.8%
東京	4.5%	6.7%	5.5%	11.0%	8.1%	3.5%				
中部	5.2%	9.0%	3.4%	4.9%	6.7%	3.0%	8.4%	5.0%	8.1%	
北陸	3.6%	5.2%	3.0%	6.4%	11.1%	4.3%				
関西	▲ 14.9%	3.0%	3.5%	3.0%	8.2%	8.1%				
中国	4.5%	10.5%	4.1%	7.9%	13.0%	23.0%				
四国	0.3%	5.9%	4.3%	12.1%	5.8%	19.2%				
九州	▲ 2.2%	3.1%	3.0%	3.0%	13.9%	9.3%			6.8%	

2018年度より電力融通を折り込んだ
手法に変更

昨年度との供給力の比較

- 電源種別の供給力内訳を確認すると、火力発電所の供給力の減少（約▲680万kW）の影響が大きい。

夏季高需要期(8月)の最大需要発生時の供給力見通しの比較

(万kW)																				
	北海道		東北		東京		中部		北陸		関西		中国		四国		九州		9エリア合計	
	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy
原子力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	309	279	0	0	0	0	225	395	534	674
火力※1	357	401	1,402	1,326	3,760	3,532	1,867	1,745	400	381	1,638	1,527	708	712	517	462	1,150	1,037	11,799	11,123
水力	55	53	139	410	228	228	166	172	156	157	276	273	41	40	56	56	93	90	1,210	1,480
揚水	66	74	48	23	991	924	364	352	11	11	367	334	194	191	68	66	178	212	2,287	2,187
太陽光	18	19	132	180	356	408	228	281	31	40	162	171	148	175	77	88	152	148	1,302	1,511
風力	7	6	25	21	4	3	7	6	1	1	6	4	3	3	3	4	5	6	61	56
地熱	0	0	13	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14	15	28	28
電源 I ´	0	16	26	48	70	120	45	53	5	6	122	82	11	27	12	7	50	49	341	407
その他																			644	381
合計																			18,206	17,847

※ 四捨五入の合計で値が合わない場合がある。
※1 増出力分含む
※ 計画外停止率を考慮していない

▲359万kW

【参考】火力の供給力減少の主な要因

- 2020年度夏に稼働していた設備のうち、計画外停止や休廃止により、2021年度に供給力に見込めない火力発電所は、大手電力会社分だけでも**約830万kW**※²存在。

休廃止

エリア	事業者名	発電所名	燃料	設備容量（万kW）	運転開始年月	休廃止年月
東北	東北電力(株)	東新潟港1	LNG	35	1972年11月	2021年3月長期計画停止
	東北電力(株)	東新潟港2	LNG	35	1975年11月	2021年3月長期計画停止
東京	(株)JERA	姉崎3	LNG	60	1971年6月	2021年4月廃止（リプレイス）
	(株)JERA	姉崎4	LNG	60	1972年9月	2021年4月廃止（リプレイス）
	(株)JERA	姉崎5	LNG	60	1977年4月	2021年4月長期計画停止
	(株)JERA	姉崎6	LNG	60	1979年10月	2021年4月長期計画停止
中部	(株)JERA	四日市4	LNG	58.5	1988年2月	2021年4月長期計画停止
関西	関西電力(株)	姫路第二既設5	LNG	60	1973年	2021年3月廃止
	関西電力(株)	姫路第二既設6	LNG	60	1973年	2021年2月廃止
九州	九州電力(株)	苅田新1	石炭	36	2001年7月	2021年4月長期計画停止

計画外停止

エリア	事業者名	発電所名	燃料	設備容量	運転開始年月	計画外停止理由
東北	相馬共同火力	新地発電所	石炭	100万kW×2基	1994年7月	福島県沖地震による設備被害
四国	電源開発	橋湾1号機	石炭	105万kW	2000年7月	蒸気タービントラブル

※1 設備容量10万kW以上で、2020年度夏に稼働していた設備のうち新たに休廃止したものを対象（それ以前に休止中であった設備が廃止した等は対象外）とする。

※2 前スライド▲680万kWとの差は、各年度の補修停止値の差や大型火力発電所以外の休廃止等によるため、一概には比較できない。

※3 橋湾1号機については2021年8月上旬に出力約60%で仮復旧を予定

（出典）電力広域的運営推進機関調べ

(参考) 月別電力量(系統需要)の増減率<2019年度比>【気象補正あり、確報値】

- 前年比で電力需要を比較すると、一回目の緊急事態宣言(2020年4～5月)以降、減少傾向にあったものの、2020年12月以降は増加傾向が見られる。
- コロナウィルス感染症対策と電力需要の関係については、上振れ・下振れの両面の可能性が考えられ、引き続き、状況を注視していくことが必要。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
2020年 4月	▲2.6%	▲1.3%	▲4.0%	▲4.0%	▲1.1%	▲3.2%	▲1.9%	▲1.9%	▲2.1%	▲6.7%	▲3.1%
5月	▲3.8%	▲6.3%	▲8.5%	▲12.9%	▲8.5%	▲8.4%	▲7.7%	▲4.3%	▲6.9%	▲4.0%	▲8.4%
6月	▲2.3%	▲5.7%	▲5.9%	▲7.7%	▲6.1%	▲6.7%	▲6.0%	▲0.7%	▲3.8%	▲1.3%	▲5.8%
7月	▲2.8%	▲5.3%	▲4.9%	▲6.0%	▲4.6%	▲3.3%	▲3.7%	▲2.4%	▲2.6%	1.8%	▲4.3%
8月	▲3.9%	▲4.4%	▲2.2%	▲6.4%	▲5.5%	▲1.4%	▲3.9%	▲0.6%	▲2.6%	▲0.1%	▲3.1%
9月	▲1.6%	▲3.2%	▲2.4%	▲2.5%	▲3.2%	▲0.3%	▲0.8%	▲0.4%	▲1.8%	▲0.3%	▲1.9%
10月	0.4%	▲2.0%	▲2.4%	▲0.9%	▲0.5%	▲1.8%	▲4.1%	▲3.7%	▲2.3%	1.0%	▲2.0%
11月	1.7%	▲2.0%	▲1.0%	▲0.0%	▲0.5%	▲0.5%	▲4.6%	▲2.1%	▲0.5%	▲2.1%	▲1.0%
12月	0.0%	3.0%	0.5%	3.3%	4.8%	2.0%	▲0.8%	1.2%	2.5%	3.7%	1.7%
2021年 1月	3.9%	6.8%	1.8%	3.8%	7.7%	4.5%	2.7%	3.9%	2.1%	5.9%	3.5%
2月	▲2.0%	0.2	2.1%	3.2%	1.5%	0.4%	▲0.2%	1.9%	0.2%	1.0%	1.2%

(参考) 月別電力量 (系統需要) の増減率 <前年度比> 【気象補正なし・速報値】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国
2020年 4月	▲1.2%	▲2.0%	▲3.9%	▲5.7%	▲2.5%	▲4.9%	▲2.5%	0.7%	▲1.8%	▲8.6%	▲3.6%
5月	▲3.8%	▲6.7%	▲9.1%	▲13.6%	▲10.1%	▲10.6%	▲9.1%	▲3.2%	▲7.2%	▲2.3%	▲9.2%
6月	▲1.3%	▲2.9%	▲1.1%	▲5.9%	▲4.2%	▲2.9%	▲3.8%	1.2%	0.8%	9.5%	▲2.2%
7月	▲3.8%	▲7.6%	▲5.0%	▲7.3%	▲9.3%	▲6.0%	▲6.9%	▲3.3%	▲5.2%	2.2%	▲5.9%
8月	▲2.0%	▲3.2%	1.2%	0.1%	▲2.7%	3.1%	2.1%	7.4%	7.1%	0.4%	1.6%
9月	▲0.5%	1.1%	▲1.6%	▲3.7%	▲1.7%	▲4.3%	▲5.0%	▲6.4%	▲7.3%	▲2.6%	▲3.1%
10月	▲0.3%	0.3%	▲3.1%	▲2.0%	▲1.7%	▲4.1%	▲4.4%	▲6.3%	▲4.2%	▲3.4%	▲2.9%
11月	▲1.6%	▲1.2%	▲2.9%	▲0.6%	▲1.4%	▲1.3%	▲3.7%	▲3.7%	▲0.4%	0.8%	▲1.8%
12月	1.7%	6.6%	2.7%	4.5%	6.3%	3.1%	2.0%	3.2%	6.1%	1.5%	3.8%
2021年 1月	6.8%	12.1%	5.9%	7.3%	13.2%	7.4%	7.4%	9.1%	8.2%	5.6%	7.6%
2月	▲1.7%	2.1%	▲1.8%	▲2.7%	▲0.8%	▲5.1%	▲6.0%	▲4.3%	▲5.0%	▲5.8%	▲2.8%
3月	3.3%	2.0%	▲1.7%	▲0.4%	▲0.3%	▲0.7%	▲1.0%	▲1.7%	▲2.9%	0.0%	▲0.8%
4月	1.0%	▲3.0%	▲1.0%	▲3.4%	▲4.3%	▲5.6%	▲2.8%	▲0.5%	▲4.2%	▲3.3%	▲4.0%

【参考】今夏の気候見通し - 気象庁の予報 -

- 2020年夏から続いているラニーニャ現象はこの春の間に終息する可能性が高いが、現在公表されている気象庁の3か月予報では、7月の平均気温は全国的に「平年並みか平年より高くなる」見込みとされている。

2021年7月の平均気温の見通し

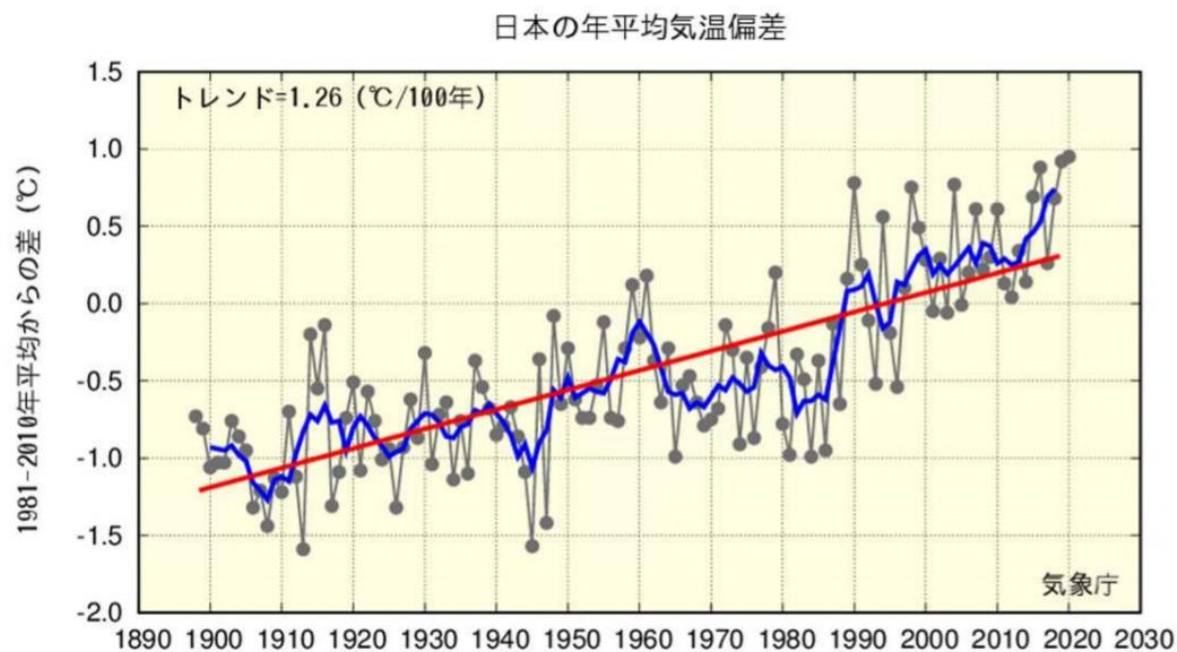
	平均気温 7月
北日本	低 20 並 40 高 40% 平年並か高い 見込み
東日本	低 20 並 40 高 40% 平年並か高い 見込み
西日本	低 20 並 40 高 40% 平年並か高い 見込み
沖縄・奄美	低 20 並 40 高 40% 平年並か高い 見込み

数値は予想される出現確率です

低い確率 (%) 50 40 40 50 高い確率 (%)

(出所) 3か月予報 (2021年4月気象庁) より抜粋

日本の気温変動



(出所) 気候変動監視レポート2020 (2021年4月気象庁)

2021年度夏季に向けた電力需給対策（案）

- 今夏においては、広域機関等関係者の調整の結果、補修期間の調整・追加供給力等を織り込むことにより、**安定供給上最低限必要な予備率3%を確保できる見通し**であるが、昨年度の冬に需給ひっ迫を経験した中で、当初はさらに厳しい見通しであったことを踏まえて、**一定の対策をとる**こととしてはどうか。
- 発電・小売事業者に対しては、供給対策・市場対策に関する要請を行うこととしてはどうか。また、需要家に対しては、節電要請は行わないものの、ここ数年と同様に**無理のない範囲で効率的な電力の使用（省エネ）への協力を呼びかける**こととしてはどうか。

（1）供給対策（発電事業者への要請）

- 要請1：**保安全管理**の徹底、計画外停止の未然防止
- 要請2：**燃料の十分な確保**（LNG在庫状況を確認）

（2）市場対策（小売電気事業者への要請）

- 市場安定化：**セーフティネット措置**の早急な導入・実施（精算金上限＝80円/kWh、200円/kWhの2段階適用）
- 電源調達：ひっ迫に備え、供給力確保やリスクヘッジが重要 ➡ 要請：**相対契約・先物取引等の拡大**、デマンドリスポンス契約の拡充

（3）ひっ迫時の対応体制

- 事業者間の連携ルールの整備 ➡ 状況に応じ、各主体がどのような対応を実施するのか（行動基準）整理
- 情報発信手法の見直し ➡ 「でんき予報」等の表示の改善

（4）需要家への呼びかけ

- 一般需要家：**「無理のない範囲での効率的な電力の使用（省エネ）」**への協力要請
- 産業界：**省エネや緊急時における柔軟な対応**への協力要請

発電事業者への働きかけ（案）

- 電源の計画外停止や燃料不足等による想定外の供給力減少リスクに備え、**国から発電事業者に対し、保安管理等の徹底及び必要な燃料確保の徹底を求めることとして**
はどうか。

※直近では、2018年9月の北海道胆振東部地震によるブラックアウトを受けて、2018年度冬季に保安管理の徹底についての通知文を発出している。

直近の通知文の例（2018年度冬季）

経済産業省

30保電安第43号
平成30年12月3日

殿

経済産業省産業保安グループ電力安全課長

冬季の電力需要期における電気設備の保安管理等の徹底について

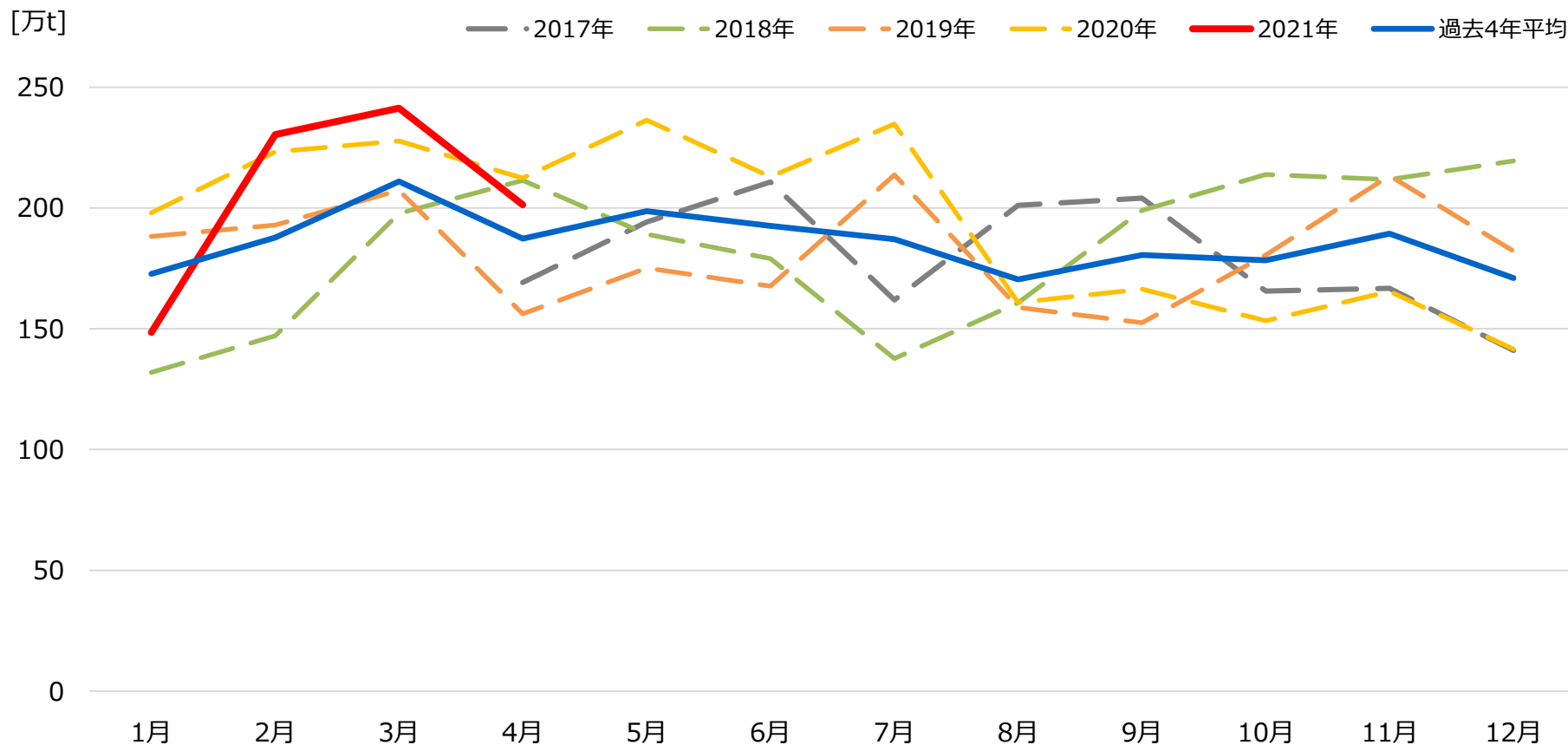
本年夏以降、平成30年7月豪雨、平成30年台風第21号・台風24号、平成30年北海道胆振東部地震などの災害が発生し、大規模停電が生じる等、電力供給に大きな被害をもたらしました。これらの災害によって、情報発信の在り方、電力業界の広域連携の在り方などに関する課題が明らかになるとともに、社会経済における電力の安定供給の重要性と、電力インフラ・システムのレジリエンス強化の必要性が改めて認識されました。

今冬の電力需給については、いずれの電力管内でも最低限必要な予備率を確保できる見通しが示されておりますが、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し、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。

貴社におかれましては、日頃より電気設備の安全性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、老朽火力設備及び送変電設備等を中心に巡視・点検を強化すること等により、電気設備の事故の防止及び万一の事故発生時の早期復旧のための対策に万全を期すとともに、事故発生後の迅速かつ正確な情報発信についても徹底いただくことを求めます。

【参考】大手電力の燃料在庫水準（2017～2021年）

- 2021年における大手電力の合計LNG在庫量（各月末時点）は、2月以降過去4年と比較し高い水準を維持している。



※旧一般電気事業者にヒアリングに基づき、資源エネルギー庁作成。（2017年4月～2021年4月の各社の月末在庫実績の統合値）
※在庫は各月末のデッド在庫を除いた有効在庫をベース。

小売電気事業者への働きかけ（案）

- 2020年度冬季は、市場価格が高騰。これは、電力・ガス取引監視等委員会の検証において、一義的には、市場における売り札切れにより発生したものと分析されている。
- 今年度は、夏季・冬季ともに厳しい需給見通しが示されているところ、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、小売電気事業者に対し、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の確保やリスクヘッジ、デマンドリスポンス契約の拡充等の検討を要請することとしてはどうか。

【参考】広域機関から発電・小売事業者への供給力確保協力の求め

これまでの対応とその後の需給バランスの変化 発電事業者及び小売電気事業者への依頼

第60回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
(2021年4月30日) 資料3一部抜粋

- 電源入札等の実施を検討する前に、まずは発電事業者が電源を供給余力として稼働できる状態にし、小売がこれら供給力を調達することで、高需要期の適正予備率8%の水準まで需給バランスを整えることが必要である。
- このため、全発電事業者に対して、供給余力の精査と余力があった場合の小売への先渡取引や相対取引による提供を求め、合わせて、小売電気事業者に対しても、発電事業者の供給力確保への協力等を求めた。

発電事業者各位

広域計第4号
2021年4月14日

電力広域的運営推進機関
理事長 大山一力

2021年度夏季及び冬季の更なる供給力確保について

日頃より供給計画のとりまとめを始め本機関の取り組みにご理解、ご協力いただき誠にありがとうございます。

2021年3月31日に公表いたしました2021年度供給計画及び2021年度冬季の需給変動リスク分析の結果を踏まえて、改めて発電事業者様へのお願いがございます。

一部報道においても取り上げられておりますが、今般のとりまとめの結果は、年度開始時点での評価として特に冬季の予備率が過去最低の水準となっております。

月別の需給バランス評価（月別上位3日の最大電力平均値に対する供給余力で評価）では、2021年7月に東京エリアで予備率7.5%となり、2022年2月には東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が5.8%となるなど、適正予備率である8.0%を下回る結果となっております。

加えて、冬季の需給変動リスク分析では、ほとんどのエリアで2022年2月に厳気象H1需要に対して予備率3%を下回り、東京エリアでは2022年1月及び2月ともに供給力が厳気象H1需要も下回る厳しい状況となっております。

こうした状況については、本機関から全小売事業者様宛に「2021年度夏季及び冬季の計画的な供給力確保について」（2021年4月7日付広域計第3号）を通知し、供給力の確保に向けて取引所を介した先渡取引や相対取引での調達をお願いしているところです。

しかしながら、現時点で夏季及び冬季ともに十分な供給力の確保には至っておらず、特に2022年1月及び2月は東京エリアから九州エリアまで依然として厳しい需給状況が続いております。発電事業者様におかれましては、今一度、当該期間において提供可能な供給力の精査と積み増しを検討いただきますようお願いいたします。

これにより、供給余力として稼働できる電源があれば、上記通知を踏まえた小売電気事業者の調達の申し出に対してご協力いただくようお願いいたします。

以上

小売電気事業者各位

広域計第3号
2021年4月7日

電力広域的運営推進機関
理事長 大山一力

2021年度夏季及び冬季の計画的な供給力確保について

日頃より供給計画のとりまとめを始め本機関の取り組みにご理解、ご協力いただき誠にありがとうございます。

本機関が2021年3月31日に公表いたしました2021年度供給計画及び2021年度冬季の需給変動リスク分析について、お知らせしたいことがございます。また、その内容を踏まえ、小売電気事業者様へのお願いがございます。

一部報道においても取り上げられておりますが、今般のとりまとめの結果は、年度開始時点での評価として特に冬季の予備率が過去最低の水準となっております。

月別の需給バランス評価（月別上位3日の最大電力平均値に対する供給余力で評価）では、2021年7月に東京エリアで予備率7.5%となり、2022年2月には東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が5.8%となるなど、適正予備率である8.0%を下回る結果となっております。

加えて、冬季の需給変動リスク分析では、ほとんどのエリアで2022年2月に厳気象H1需要に対して予備率3%を下回り、東京エリアでは2022年1月及び2月ともに供給力が厳気象H1需要も下回る厳しい状況となっております。

こうした中、高需要期までに電源トラブルなど供給力の減少や厳気象などにより、需給ひっ迫が生じる可能性も否定できないと考えております。

供給力減少の要因として高需要期に電源補修停止が多く計上されたことにあり、本機関としても発電事業者に対して電源補修時期を変更するなどの調整を申し入れているところですが、仮に発電事業者が売り先の決まっていない電源を停止した場合、需給ひっ迫が発生しても直ちに起動できないおそれもあります。

このため、小売電気事業者の皆様におかれましても高需要期において調達先未定の供給力確保が難しくなることも想定されることから、可能な限り取引所を介した先渡取引や相対取引などを活用した早期の供給力の調達に努めていただきますようお願いいたします。

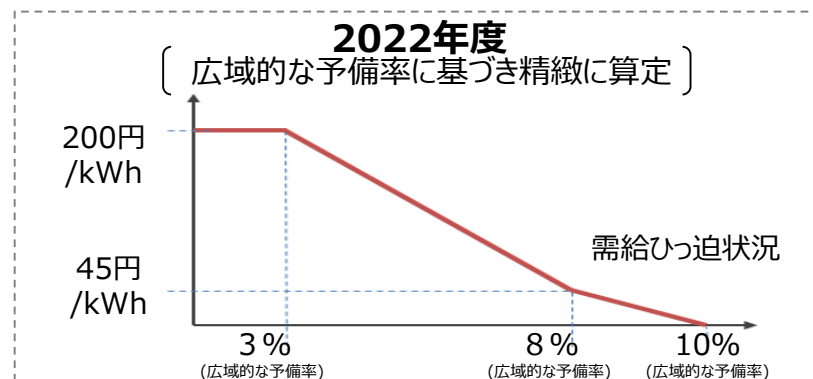
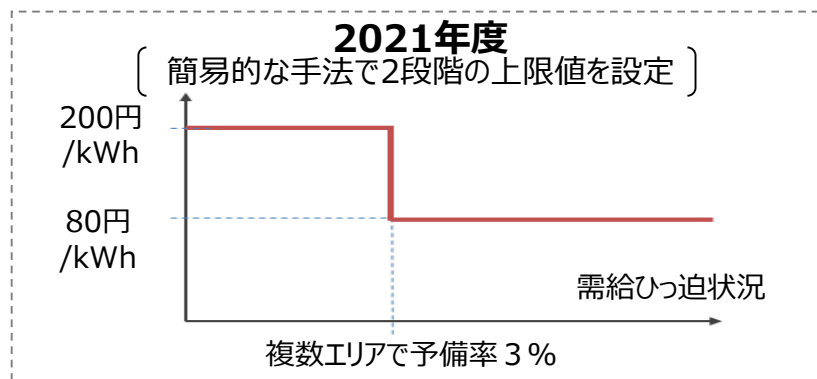
以上

kWh不足時のセーフティネットの導入

- 2020年度冬の市場価格は、売り札切れにより、一部需給ひっ迫の状況と異なる動きとなった。
- 今後も同様に価格が高騰する可能性があるところ、市場参加者の予見性確保のため、**市場価格が需給ひっ迫状況等を反映する仕組み**が重要。

➡2022年度以降、インバランス料金を需給ひっ迫状況等に基づき算定する仕組みの導入を予定していたが、2021年度中の対策として、簡易に同様の制度を導入すべく、夏前を目指して**2段階の上限値(セーフティネット)の導入**を図る予定。

インバランス料金の算定イメージ

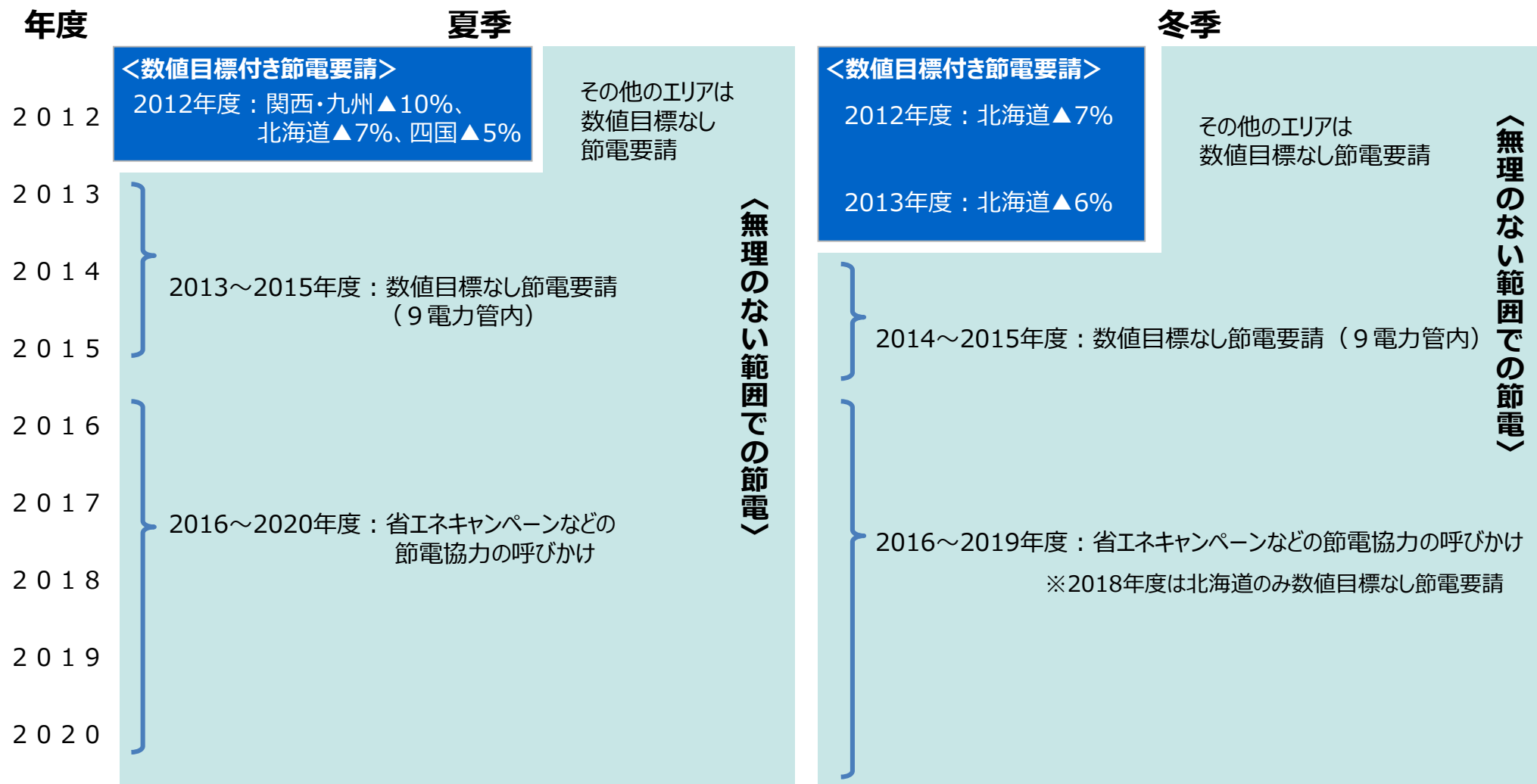


需要家への働きかけ（案）

- 例年、夏と冬の省エネキャンペーン期間が始まる前には、省エネルギー・省資源対策推進会議省庁連絡会議が開催され、「夏季/冬季の省エネルギーの取組について」が決定される。例年はこの決定に基づき、省エネキャンペーンの期間において、各方面に省エネルギーの取組を呼びかけ、国、地方公共団体、事業者及び国民が一体となった省エネルギーの取組をより一層推進することとしている。
- 今夏については、同連絡会議を通じて省エネルギーの取組を需要家に呼びかける際、**予備率の確保がここ数年で最も厳しい見通しであり、需要家による省エネの取組が例年以上に重要であるとのメッセージを発出してはどうか。**
- また、産業界に対して、省エネの取り組みの呼びかけとともに、デマンドレスポンス等に積極的に応じることや、緊急時において柔軟に対応するよう要請してはどうか。

【参考】これまでの電力需要対策

- ここ数年は、夏冬の電力需給対策として、数値目標を設定した節電要請は行わず、無理のない範囲での節電の協力を呼びかけている。



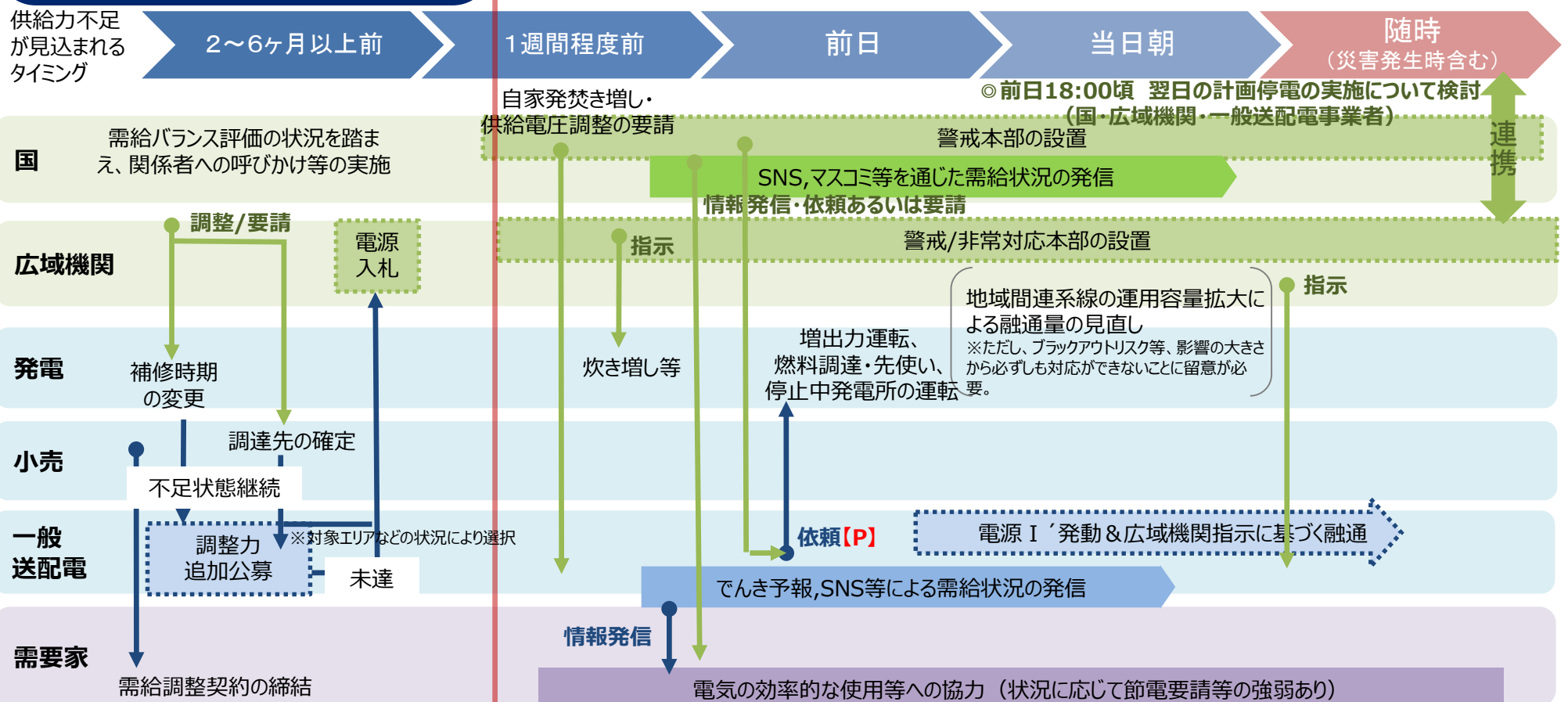
需要側の対策（節電等）の基本的考え方

- 日本全体で安定供給を確保するためには、国や広域機関、発電・小売電気事業者さらには需要家など、各関係者がそれぞれの立場で果たすべき役割を日頃から考え、需給ひっ迫に備えることが重要となる。
- 一般に、発電所の建設をはじめとする供給側の対策は長期間を要する一方、節電をはじめとする需要側の対策は比較的短期間の対応が可能であり、特に需給ひっ迫が差し迫った時の効果は大きい。
- 他方、経済的インセンティブを伴わない純粋な節電等は、国民生活や経済活動への負担が大きく、電気事業の健全な発展の観点からも、できる限り回避することが望ましい。したがって、需要対策の判断基準となる予備率の算定に当たっては、最大限の供給力確保策等に取り組むことが大前提となる。
- 具体的には、①自社需要に見合った供給力の確保義務を負う小売電気事業者、②自ら確保した調整力を活用して域内の電圧・周波数維持義務を負う一般送配電事業者、③一般送配電事業者の確保する調整力の原資について発電義務を負う発電事業者、のそれぞれが、適切に自らの義務を果たすことが必要となる。

【参考】需要側の対策（節電要請、計画停電等）の判断基準（イメージ）

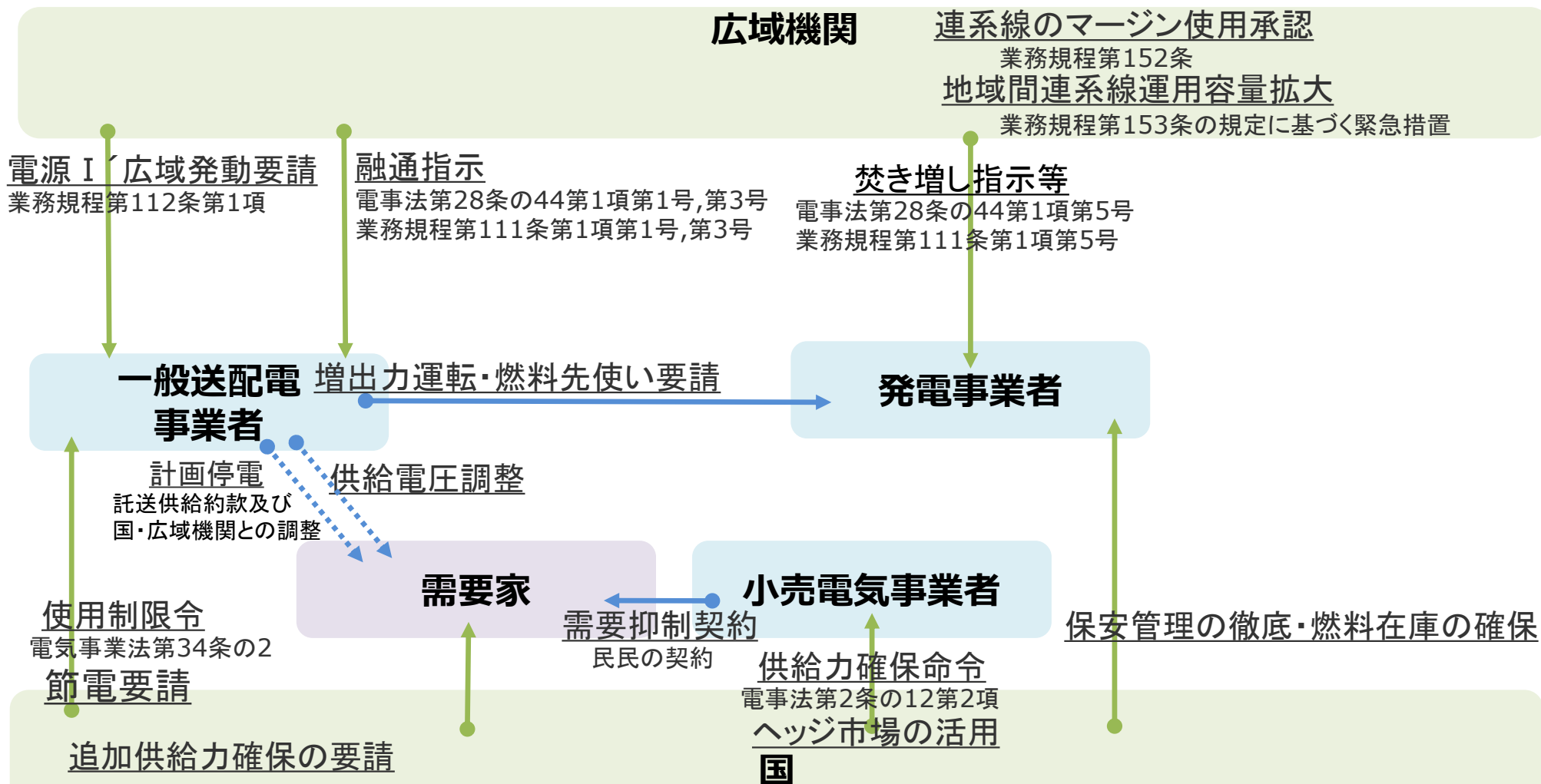
- 関係者がそれぞれの立場から「最大限の追加供給力確保策等に取り組む」にあたり、関係者の実務が円滑に回り、予期せぬタイミングでの停電とならないことを前提に、いつ誰がどのような判断をするのか、あらかじめ一定の整理をしておくことが望ましい。
- ただし、需給ひっ迫に至るケースには様々な要因・ケースが考えられ、実際の状況に応じた判断・対応が必要。

行すべき追加需給対策のイメージ



【参考】それぞれの対策にかかる根拠等

- 前ページに示したそれぞれの対策については、以下の根拠に基づき実施することが考えられる。
- ただし、各事業者が対策を行うにあたっては、それぞれが自らの事業の実施状況、周辺状況等を鑑みて、指示等が出ずとも自発的に考えて行動することが望ましい。



警戒モードへの切替え（案）

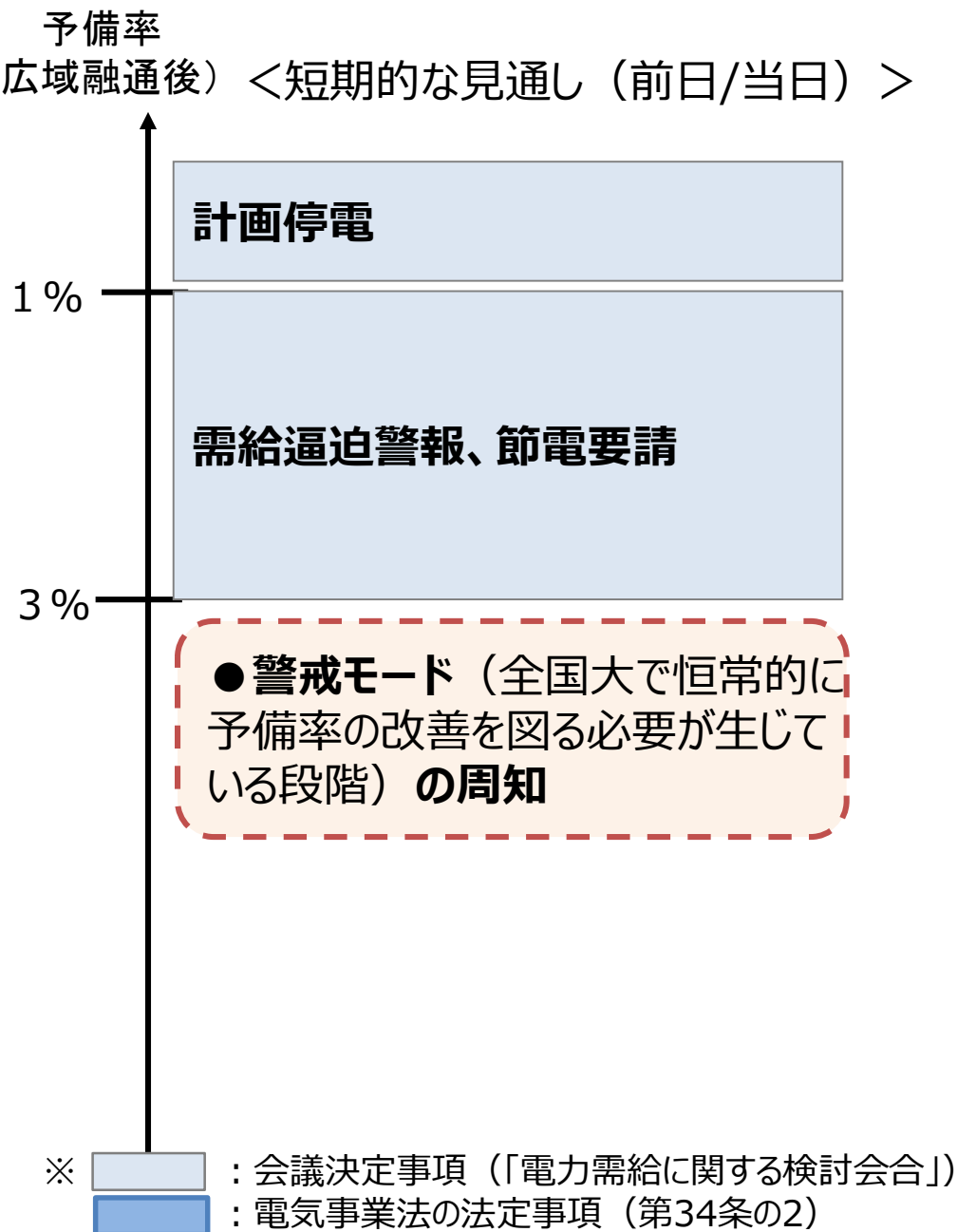
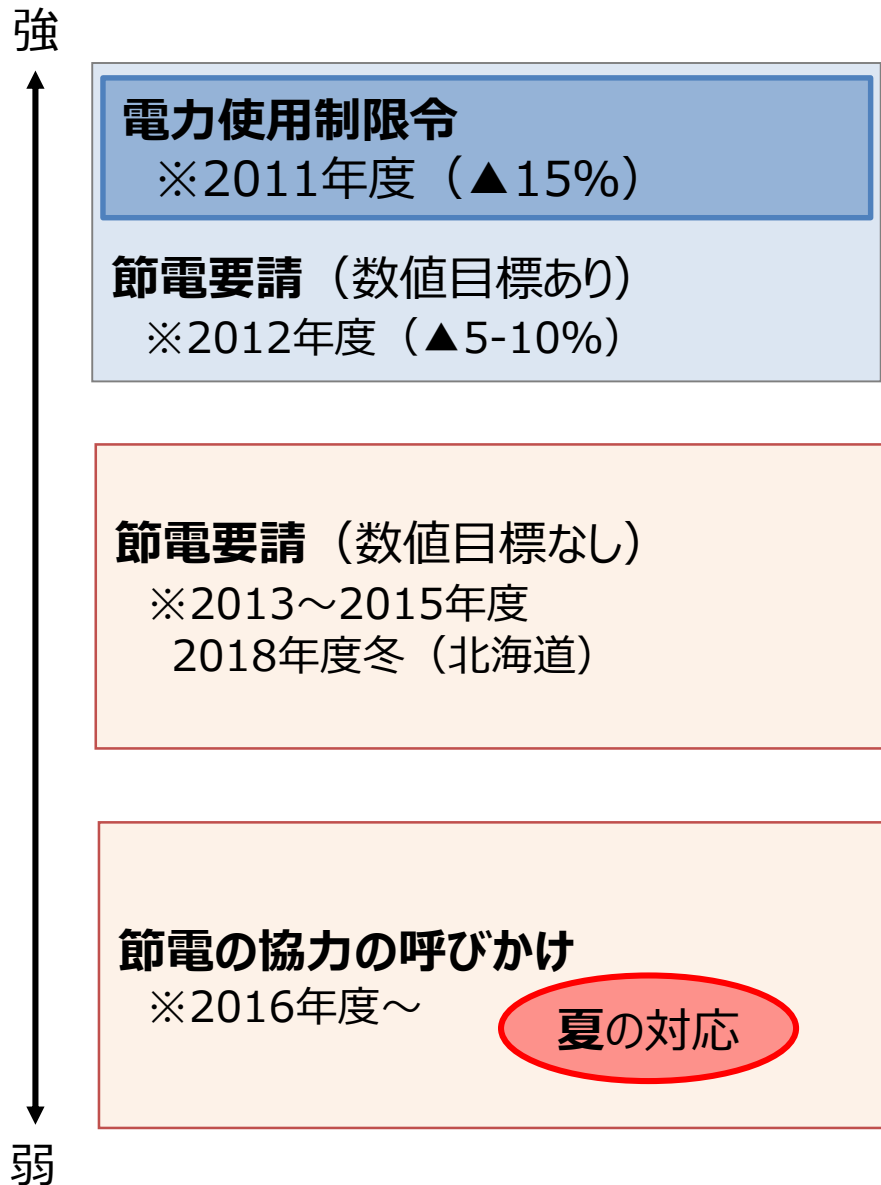
- 需給ひっ迫時の対応として、国においては、広域的な予備率が3%を下回る見通しとなった場合※にひっ迫警報の発令や節電の要請を行い、それらの対応を行った後も予備率が1%を下回る見通しの場合、計画停電等を検討することとしている。

※2021年度は複数エリアで3%

- しかしながら、今冬の需給ひっ迫時に見られたように、電気事業者の尽力等により安定供給に必要な供給力がかりうじて確保されていた場合であっても、そのような需給状況が一定期間継続した場合、卸電力市場への売入札量が減少するなどして市場価格が高騰するようなこともあり得る。
- このような場合のような、需給ひっ迫に至るおそれがあるような状況にあり、平時とは異なる一定の警戒注意をもって対応が求められる状態になっていることについて、国においても、何かしら公知することとしてはどうか。
- そのことは、関係者間の情報の非対称性を解消することにもつながりうる。
- なお、そのような警戒モードへの切替えについては、具体的な基準を一義的に定めることは困難であり、例えば、全国的な融通が頻発するなどし、全国的な需給ひっ迫が一定期間継続することが見込まれる場合が考えられるがどうか。

(参考) 需要対策

<中期的な見通し（夏・冬の需給検証）>（広域融通後）<短期的な見通し（前日/当日）>



【参考】需給ひっ迫時の対応について（kWベース）

第33回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年4月20日) 資料6

前日18:00目処

需給ひっ迫警報(対象者:事前に登録されているメディア)の発令(第一報)

- ・広域機関による融通指示等、あらゆる需給対策を踏まえても、広域予備率が3%(ただし、2021年度は複数エリアで3%)を下回る見通しとなった場合、前日18:00を目途に資源エネルギー庁から警報を発令。

※翌日節電要請、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。

当日9:00目処

需給ひっ迫警報(対象者:事前に登録されているメディア)の発令(第二報)

- ・当日9:00を目途にエネ庁から警報を発令。

※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。

実需給の
3～4時間前

需給ひっ迫警報(対象者:事前に登録されているメディア)の発令(第三報)

- ・需給ひっ迫状況が解消されない場合、実需給の3～4時間前を目安に、エネ庁から警報(第三報)を発令。

無理のない範囲での節電のお願い、節電要請(数値目標有／無)

警報発令・節電要請等を行った後も予備率が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、エネ庁から「緊急速報メール」を発信。

※緊急速報メールは、早朝・深夜の時間帯等、需要抑制効果が見込めないと判断される場合には送信しない。

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、急遽供給力不足に至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。

タイムリーかつ的確な情報発信（案）

- 電力の安定供給に向けて発電・小売事業者や需要家の積極的な行動を促すため、一般送配電事業者は、自社ＨＰ上の「でんき予報」を通じ、エリア内の電力の需給状況について、タイムリーかつ的確な情報提供を行うことが望ましい。
- エリア内の電力需給が厳しい状況が継続すると見込まれるときや、全国的に厳しい需給状況が継続し、「警戒モード」に切り替わったときは、でんき予報の目立つ場所にその旨を明記し、発電・小売事業者や需要家に対して注意を喚起し、供給力の確保や需要抑制等の積極的な取組を促してはどうか。
- 需給状況に余裕があるとの誤解を与えないよう、揚水発電の水量制約や火力発電の燃料制約により持続的な供給力に必ずしも十分な余裕がないと判断されるときは、その旨をでんき予報に明記し、発電・小売事業者や需要家に対して注意を喚起することとしてはどうか。
- 需給状況について、より一層的確な情報発信を行うため、需給ひっ迫時には、でんき予報における供給力をこまめに更新してはどうか。これにより、例えば、需要の増大に応じて必要な供給力を確保しているにもかかわらず、電力使用率が一時的に「９９％」と表示されることを回避することができる。

1. 2021年度夏季の電力需給対策

**2. 2021年度冬季に向けた供給力確保策の
基本的な方向性**

3. 2022年度以降に向けた構造的対策の基
本的な考え方

各エリアの冬季需給見通し ※他エリアからの融通を考慮した値

- 広域機関の見通しによると、厳寒H1需要に対し、**中西6エリアでは2月の予備率が最低限必要な3%となっており、東京エリアでは予備率3%の水準を下回っている。**
- 冬季の需給見通しについてはあらためて今秋の需給検証において確認することになるが、現状では、東京エリアに関しては、連系線の空き容量を考慮して他エリアから最大限の融通を受けたとしても1・2月のH1需要をまかなえない見通し。

第60回調整力及び需給バランス評価に関する委員会
(2021年4月30日) 資料3抜粋

〈電源 I' 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,016 (242)	576 (74)	1,469 (48)	4,971 (120)	8,898 (223)	2,349 (53)	543 (6)	2,610 (82)	1,172 (27)	536 (7)	1,688 (49)	15,914 (465)	164	16,078 (465)
最大需要電力	6,431	515	1,349	4,567	8,259	2,157	506	2,432	1,092	499	1,573	14,689	115	14,805
供給予備率	9.1	11.8	8.9	8.9	7.7	8.9	7.3	7.3	7.3	7.3	7.3	8.3	42.2	8.6
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,449 (242)	575 (74)	1,550 (48)	5,324 (120)	9,020 (223)	2,457 (53)	565 (6)	2,656 (82)	1,155 (27)	522 (7)	1,665 (49)	16,468 (465)	164	16,632 (465)
最大需要電力	7,313	536	1,445	5,332	8,594	2,341	538	2,531	1,100	498	1,587	15,907	120	16,027
供給予備率	1.9	7.3	7.3	▲0.2	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	3.5	36.5	3.8
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	7,396 (242)	570 (74)	1,512 (48)	5,314 (120)	8,855 (223)	2,412 (53)	554 (6)	2,607 (82)	1,133 (27)	513 (7)	1,635 (49)	16,251 (465)	160	16,411 (465)
最大需要電力	7,315	541	1,442	5,332	8,594	2,341	538	2,531	1,100	498	1,587	15,909	120	16,029
供給予備率	1.1	5.3	4.9	▲0.3	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	2.2	33.6	2.4
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I')	6,74	526	1,385	4,863	8,198	2,303	500	2,399	1,050	474	1,471	14,972	169	15,141
最大需要電力	6,291	489	1,286	4,516	7,613	2,139	464	2,228	975	440	1,366	13,904	108	14,013
供給予備率	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	55.8	8.1

※供給力、供給予備率等はエリア間融通を勘案後の数値

※需給検証においては、最も厳しい断面において予備率が確保できているかを確認することを目的としており、上表においては新型コロナウイルスの影響による需要の減少見通しは考慮していない。

昨年度との供給力の比較

● 電源種別の供給力内訳を確認すると、火力発電所の供給力の減少（約▲599万kW）の影響が大きいものの、調整力としての電源Ⅰ'の契約量等の増加により、供給力全体としては約370kWの減少となっている。

冬季高需要期（2月）の最大需要発生時の供給力見通しの比較

(万kW)

	北海道		東北		東京		中部		北陸		関西		中国		四国		九州		9エリア合計	
	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy	'20fy	'21fy
原子力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	242	196	0	0	0	85	282	258	524	539
火力※1	462	406	1571	1598	3901	3652	2042	1953	407	409	1658	1478	743	731	532	524	1129	1095	12446	11847
水力	49	58	129	158	181	220	118	166	148	162	234	210	38	47	44	51	70	99	1010	1171
揚水	73	71	71	46	814	739	328	268	10	7	265	318	166	146	63	59	154	167	1943	1821
太陽光	2	3	10	12	9	15	35	28	2	1	24	17	19	15	12	9	16	12	129	113
風力	14	18	107	115	12	12	18	19	5	5	14	13	12	20	14	13	21	20	217	235
地熱	2	1	15	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	17	31	32
電源Ⅰ'	77	74	26	48	70	120	0	53	5	6	122	82	11	27	12	7	50	49	373	465
その他																			380	463
合計																			17055	16685

※ '21fyデータに関しては今秋の需給検証において追加的な確認を行うことから、数字の比較には留意。また、四捨五入の合計で値が合わない場合がある。

※1 増出力分含む

※2 計画外停止率を考慮していない

▲370万kW

【参考】過去の最大需要発生時の予備率（見通し）

- 来年の冬（２月）は、東京エリアで厳寒Ｈ１需要に対する予備率がマイナスとなることが見込まれており、2012年度以降で最も厳しい見通しとなっている。

冬季高需要期（２月）の最大需要発生時の予備率見通しの推移

（万kW）

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
北海道	5.8%	7.2%	11.4%	14.0%	16.2%	16.6%	16.4%	6.6%	6.3%	5.3%
東北	6.1%	8.9%	9.0%	6.1%	8.0%	15.8%	4.3%			4.9%
東京	9.4%	10.2%	7.9%	6.6%	6.4%	8.9%				
中部	6.6%	6.3%	5.7%	6.1%	3.1%	3.0%	8.6%	4.3%	6.4%	3.0%
北陸	8.3%	6.0%	7.2%	5.3%	10.5%	11.8%	4.0%			
関西	4.1%	3.0%	3.0%	3.3%	9.3%	17.9%	8.6%			
中国	7.7%	8.5%	8.3%	9.6%	15.9%	12.2%				
四国	9.1%	7.2%	5.5%	6.2%	10.4%	25.3%				
九州	3.1%	3.1%	3.0%	4.7%	8.9%	5.9%				

（出典）電力需給検証報告書

2018年度より電力融通を折り込んだ
手法に変更

2021年度冬季に向けた供給力確保策の基本的な方向性（案）

- 今冬においては、広域機関等関係者が調整を行い、補修期間の調整・追加調整力等を織り込んでいるものの、**現時点では、東京エリアにおいて、安定供給上最低限必要な予備率3%を確保できる見通しがたっていない状況。**
- この冬に入る前にあらためて需給の状況を検証した上で21年度冬季の対策を検討することとなるが、現状の厳しい状況を改善するべく、半年あまり前の現時点において、**以下のような方向性で対策を行っていくこと**としてはどうか。

1. 発電事業者による対応

- 現時点で来年1月・2月に東京エリアで予定されている発電所の補修計画（200～300万kW）に関して、1月・2月以外の時期に変更できないか、引き続きの調整を行う。

2. 小売電気事業者等への働きかけ

- 相対契約や先渡市場等を活用した供給力の確保、DR（デマンドレスポンス）契約の拡充等の更なる検討を要請
- 自家発を有する事業者に対して、相対契約等へ積極的に応じるように要請

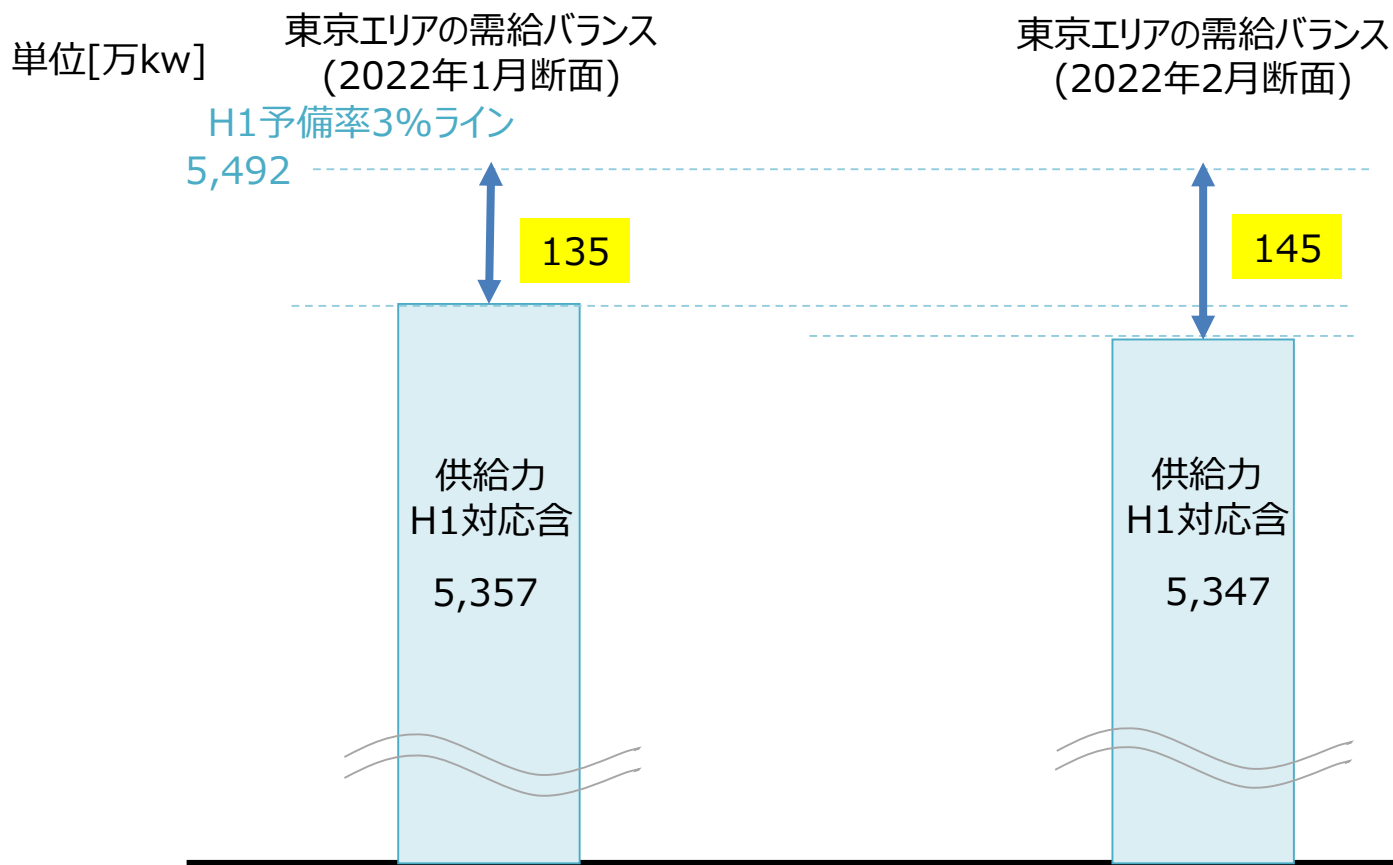
3. 追加供給力確保のために必要な制度的な検討

- 追加的な供給力確保の手法として、調整力公募を基本として、早急に制度的な検討を行う。

※調整力公募・・・本資料においては募集対象に電源とDRの両方を含むことを想定している。

東京エリアにおける2022年1月・2月の需給ギャップ

- 夏見通しへの対応と同様に、広域機関で個別事業者との調整を実施し、供給力を積み上げた結果を踏まえても、東京エリアの1・2月の需給ギャップは大きく、**厳寒H1需要に対し予備率3%を確保するためには約150万kWの追加供給力が必要**。
- 今回の結果を受けた状況の分析と、追加供給力の確保のため、冬季需給検証本番（今秋予定）に向けて準備・検討しておくべき事項を整理していくこととしたい。



【参考】現時点では織り込んでいない供給力

- 現時点において、2021年度冬季に東京エリアの需給バランス評価に織り込んでいない供給力として、例えば、IGCCの実証試験機や自家発などがある。
- IGCC実証試験機については、商用運転と並行して技術的な安定性について確認をしている段階にある。また、営業運転後もトラブル停止が発生しておりその原因を検証しつつ運転を行っている状況であるため、今冬も安定的に期待できる供給力として織り込んでいない。
- いわゆる自家発については、特定自家発の保有者からの届出によると、東京エリアにおいて2,093地点・最大792万kW程度存在すると見込まれるが、小売電気事業者・DR事業者の契約と重複する可能性があるため、現時点では織り込んでいない。

IGCC実証試験機

事業者名	燃料	設備容量[万kW]	営業運転開始日
勿来IGCCパワー合同会社	石炭	52.5	2021年4月16日
広野IGCCパワー合同会社	石炭	54.3	2021年秋頃予定

※これらの設備については、IGCC（石炭ガス化複合発電）の実証試験のために設置された設備。
現時点においては、過去の運転実績等を考慮し、安定的に期待できる供給力に折り込んでいない。

特定自家用電気工作物（東京エリア）

＜資源エネルギー庁に届出がなされているものを計上（2021年5月14日時点）＞

事業者数	設備数	設備容量合計
673社	2,093箇所	792万kW

※特定自家用電気工作物については、平時は自らの需要設備への電力供給を行っているものであり、通常、供給力に織り込めるものは一部にとどまることに留意が必要。

東京エリアにおいて2022年1月・2月に補修予定の火力発電所

- 2022年1月・2月に補修を予定している発電所は以下のとおり。これらについては、補修停止時期を動かせない理由（地元漁協との取り決め（海水温度上昇対策）、売電先との契約等）がある一方で、現在も継続して調整を行っているところ。
- なお、広域機関では、毎年次年度の供給計画における**発電所の補修計画を策定する際には、原則、夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けるよう発電事業者に要請**している。

現時点で1・2月に補修を予定している発電所数

電源種	発電所数	設備容量
LNG	6 箇所	約340万kW
水力	1 8 箇所	約270万kW
石炭	1 箇所	約10万kW

注：設備容量の合計値であり、補修計画を見直した場合に供出される供給力量とは一致しない。

（出典）電力広域的運営推進機関調べ

追加的な供給力確保策と費用負担の在り方

- 今年の冬に向けた追加的な供給力の確保策としては、①発電所の補修点検時期の更なる調整、②現時点で供給力にカウントされていない自家発電等の精査及び供給要請、③休止中の電源の稼働要請、が考えられる。
- 他方、上記①～③は、いずれも追加的な費用を要する可能性があり（特に③）、届出制の下、事業の実施そのものが自由化されている発電分野において、安定供給確保を理由として発電事業者を追加的な費用負担を求めることは合理性を欠く。
- したがって、追加的な供給力確保策を検討するに当たっては、その費用をだれが負担するかを明確にする必要がある。
- この点、今回顕在化している供給力不足の主な要因は、電気事業法上、自らの需要に応じた供給力を確保する義務を負う小売電気事業者において、現時点において必ずしも十分な供給力を確保できていないことにある。
- このため、今後、仮に供給力の確保に向けた追加的な対策を講じる場合には、それに要する費用については、小売電気事業者が公平に負担することを基本としてはどうか。
※費用負担の方法としては、①託送料金を通じて将来にわたって行う場合と、②直接に行う場合（容量市場の拠出金と同様の方法や調達エリア内の小売電気事業者に請求する方法など）があり得る。

追加的な供給力確保策の検討方法

- 追加的な供給力確保策の実施に当たっては、最小の費用で最大の効果を得ることが重要であり、そのような観点から、まずは最も費用負担の小さい対策を中心に検討することが合理的と考えられる。
- 他方、以下に掲げる追加的な供給力確保策のうち、特に③については、費用・効果ともに大きい一方、一定の工事が必要となる場合が多く、実施に当たり相当のリードタイム（例えば半年程度）を要する。
 - ①発電所の補修点検時期の更なる調整
 - ②現時点で供給力にカウントされていない自家発電等の精査及び供給要請
 - ③休止中の発電所の稼働要請
- このため、これらの対策について同時並行で検討・調整を進めた上で、追加的な費用負担が生じる対策については、次回の本小委員会であらためて御議論いただき、実施するか否かを含め、来月中をめどに決定することとしてはどうか。

休止中の電源の稼働を求める方策

- 休止中の電源に稼働を求める方法としては、現行制度上、以下の3つが考えられる。
 - ①特別調達電源 →小売電気事業者の負担の下、一般送配電事業者が募集
 - ②調整力公募 →託送料金回収を前提に、一般送配電事業者が募集
 - ③電源入札 →託送料金回収を前提に、広域機関が募集
- このうち、電源入札は、実施主体が全国的な需給安定化の役割を担う広域機関であり、同機関の実施する入札は安定供給確保のための最後の手段であるべきことを踏まえると、まずは上記①②を追求することとしてはどうか。
- また、特別調達電源（①）と調整力公募（②）は、いずれも募集主体が一般送配電事業者である点が共通する一方、毎年行われる調整力公募と異なり、特別調達電源についても電源入札同様過去に例がなく、またその具体的な制度設計において、小売電気事業者からの費用回収方法など、詰めるべき点が少なからずある。
- このため、小売事業者からの費用回収方法の検討を進めつつ、今冬に向けた追加的な供給力確保策としては、暫定的な対応として、調整力公募を基本として検討を深めていくこととしてはどうか。
- また、仮に実施する場合の費用負担のあり方については、今後検討することとしてはどうか。
- なお、仮に供給力の確保に向けた追加的な対策を講じる場合には、小売電気事業者が追加供給力を有効に活用できるよう、その市場供出の在り方について検討してはどうか。また、追加的な供給力確保費用の妥当性を担保するため、電力・ガス取引等監視委員会が必要な確認を行うこととしてはどうか。

【参考】電源の退出防止策（既存の3 類型）

1. 特別調達電源

供給計画とりまとめでは、平年H3想定需要に対し、安定供給上必要な予備率8%を確保できているかを確認。

うち、予備率7%部分は電源Ⅰにより、一般送配電事業者が確保される。それを考慮してもなお、予備率8%を満たさない場合（つまり、**本来小売電気事業者が確保すべき供給力部分が不足**する場合）、一般送配電事業者が調整力公募の考え方に基づいて調達。

◆発動判断

供給計画とりまとめの際、H3想定需要に対して予備率8%を確保できない場合

◆実施主体

一般送配電事業者
（ただし必要量は広域機関が算定）

◆費用負担者

（例1-1）調達エリア内の小売電気事業者
（例1-2）託送料金による需要家負担

2. 調整力追加公募

一般送配電事業者は、毎年秋に翌年度分の調整力（電源Ⅰ、Ⅱ、Ⅰ'）を調達。仮に、調整力公募結果が未達となった場合には、追加公募の可能性を検討。また、電源Ⅰ'に関しては、厳気象及び稀頻度リスク対応分の調整力として定義されており、需給検証において厳気象H1想定需要（稀頻度リスクを考慮）に対し、安定供給上必要な予備率3%が確保されていない場合にも追加公募の可能性があり得る。

◆発動判断

- ①調整力公募の結果、未達となった場合
- ②需給検証において、H1想定需要に対して予備率3%を確保できない場合

◆実施主体

一般送配電事業者
（ただし必要量は広域機関が算定）

◆費用負担者

（例2-1）一般送配電事業者負担
（例2-2）託送料金による需要家負担

3. 電源入札

電力システム改革に寄り、供給力の確保を担保するセーフティーネットとして位置づけ。電源入札等補填金は、最終的に、託送料金に上乗せして回収することとなっている。

◆発動判断

- ①供給計画とりまとめ・需給検証等により翌年度以降の需給見通しを確認、供給力等が不足している場合
- ②自然災害、社会情勢の変化等により、危機管理対策として設備確保の必要性がある場合
- ③一般送配電事業者あるいは国から検討の要請を受けた場合、等

◆実施主体

広域機関

◆費用負担者
託送料金による需要家負担

1. 2021年度夏季の電力需給対策

2. 2021年度冬季に向けた供給力確保策の
基本的な方向性

**3. 2022年度以降に向けた構造的対策の基
本的な考え方**

2022年度以降に向けた構造的対策の基本的な考え方（案）

- 経済合理的な事業者判断の一環として、今後も電源の休廃止の加速化が想定される中で、電力の安定供給を確保するための対策（規制・インセンティブ双方）が必要ではないか。

1. 短期（電源の退出防止）

- 足下では、安定供給に必要な予備率を下回るエリア・時期が発生する見通し。再エネの導入量拡大を背景に、とりわけ冬季において、再エネ供給力の予測誤差が需給バランスに与える影響が増大。
- 再エネの出力変動に対応する調整電源、供給力不足が見込まれる場合のセーフティネットの重要性が高まっている。
 - ⇒ 送配電事業者等が必要な供給力・調整力を確実に確保できる仕組みの構築
 - ⇒ 国において、休廃止予定の電源を確実に把握し、安定供給に与える影響を評価

(2) 中期：容量市場の導入（2024年～）

- 卸電力市場価格の低下や稼働率の低下により、電源の維持管理費の回収が困難に
 - ⇒ 容量市場の導入

(3) 長期：電源の新規投資の促進

- 長期的な回収見込みが不確実なため、建設期間が長く投資額が大きい電源投資が停滞
 - ⇒ 新規電源投資について長期間固定収入を確保する仕組みの導入

【参考】夏季の供給力見通しの推移

- 2021年度夏季の全国9エリアの供給力は、前年度と比較して約350万kW減少。
2019年度に検証手法の見直しもあったため、単純比較はできないものの、過去5年間で最低水準となった。

夏季高需要期の供給力見通しの推移

2019年度より計画外停止率を
折り込んだ手法に変更 (万kW)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
北海道	485	524	516	513	515	511	519	451	489	548
東北	1,475	1,520	1,553	1,524	1,514	1,540	1,434	1,462	1,514	1,469
東京	5,771	5,813	5,612	5,650	5,201	5,744	5,849	5,793	5,894	5,756
中部	2,785	2,817	2,737	2,725	2,739	2,645	2,848	2,741	2,774	2,693
北陸	578	574	570	580	605	544	569	546	553	528
関西	2,542	2,932	2,960	2,875	2,778	2,888	2,947	2,948	3,034	2,960
中国	1,235	1,250	1,181	1,217	1,259	1,347	1,172	1,141	1,155	1,128
四国	587	595	583	616	574	632	574	554	560	537
九州	1,574	1,659	1,722	1,693	1,782	1,755	1,777	1,726	1,760	1,764
9エリア合計	17,032	17,684	17,434	17,393	16,967	17,604	17,688	17,362	17,732	17,383

【参考】冬季の供給力見通しの推移

- 2021年度冬季の全国9エリアの供給力は、前年度と比較して約360万kW減少。
2019年度に検証手法の見直しもあったため、単純比較はできないものの、過去10年間で最低水準となった。

冬季高需要期の供給力見通しの推移

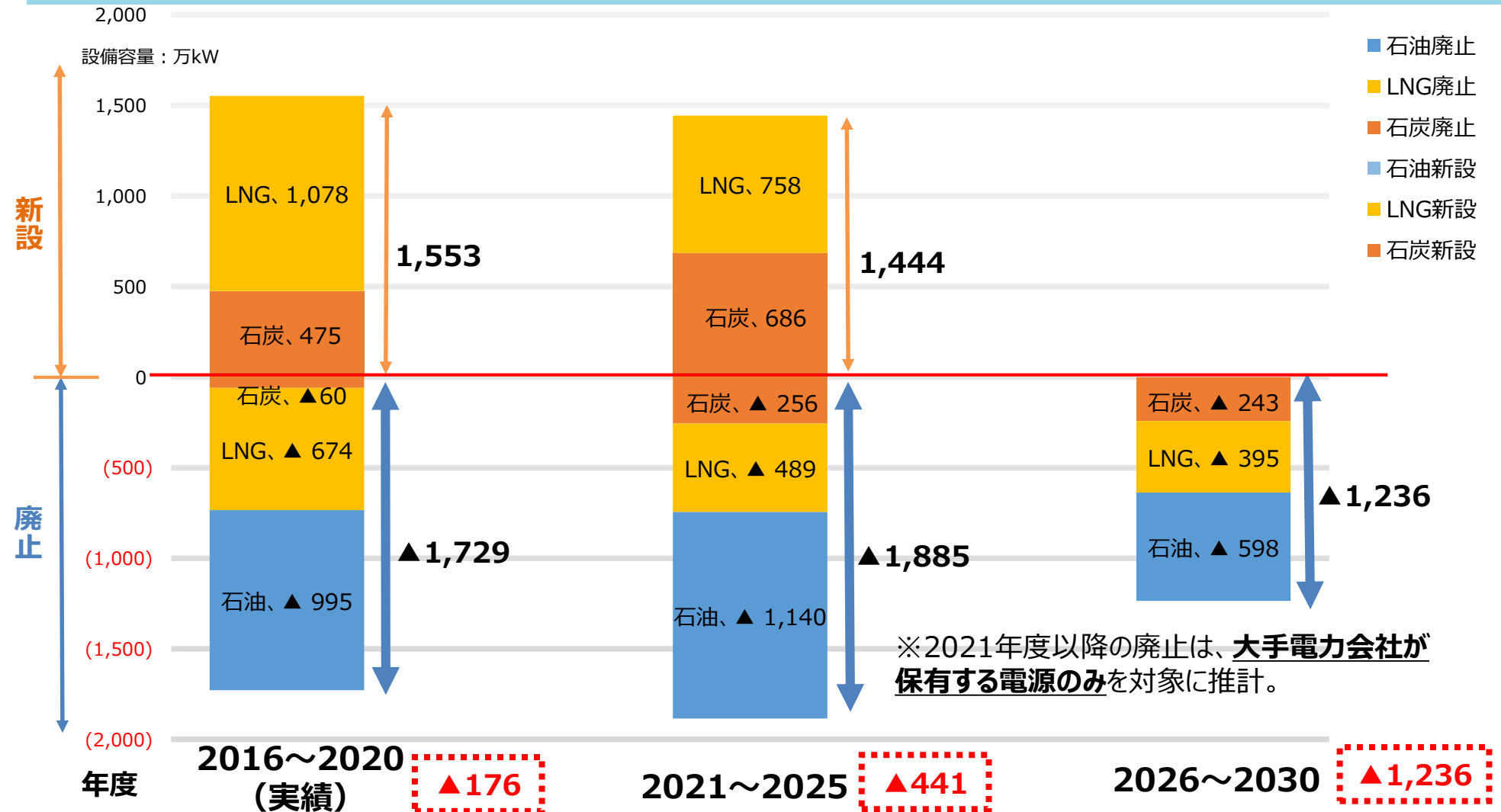
2019年度より計画外停止率を
折り込んだ手法に変更 (万kW)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
北海道	596	604	620	619	606	602	567	562	575	570
東北	1,477	1,500	1,516	1,493	1,515	1,605	1,531	1,519	1,509	1,512
東京	5,524	5,424	5,375	5,160	5,350	5,347	5,621	5,440	5,499	5,314
中部	2,524	2,502	2,530	2,499	2,456	2,435	2,588	2,488	2,468	2,412
北陸	562	550	559	557	569	572	565	563	556	554
関西	2,642	2,655	2,612	2,579	2,813	2,835	2,796	2,635	2,680	2,607
中国	1,181	1,141	1,135	1,170	1,225	1,169	1,205	1,139	1,151	1,133
四国	557	542	527	528	542	598	552	528	528	513
九州	1,584	1,584	1,562	1,586	1,610	1,603	1,714	1,642	1,644	1,635
9エリア合計	16,647	16,502	16,436	16,192	16,686	16,765	17,139	16,516	16,611	16,251

【参考】今後10年間の火力供給力の増減見通し

第32回 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 資料8 一部修正

- 今後も、主に緊急時に活用されていた石油火力発電設備の廃止が継続する見込み。
- 当面は火力の新設計画も予定されている一方、供給力全体としては減少傾向にある。



注1. 2016~2020年度：新設実績は資源エネルギー庁「石炭火力発電所一覧」および電気事業便覧（2019年版）、廃止実績は各年度供給計画より大手電力実績。
 注2. 2021年度以降（新設）：2020年度供給計画とりまとめにおける、2029年度までの火力新設計画より（大手を含む全事業者）
 注3. 2021年度以降（廃止）：大手電力が保有する電源のうち、運転開始から45年経過した電源＝廃止と仮定。

【参考】再エネ中心の電力システムへの移行期の課題

- 今後、再生可能エネルギーの更なる導入拡大を進める中で、火力を中心に構成されてきたこれまでの電力システムの構造転換を加速し、再エネを中心とした電力システムを追求していくことが不可欠となる。
- その際、太陽光や風力のように自然条件に出力が大きく左右される再エネの導入拡大を進めるためには、広域的な電力融通により出力変動の抑制に資する地域間連系線の増強とともに、再エネの変動性を補完する蓄電池やデマンドリスポンス（DR）などの調整力の活用が鍵となる。
- 他方、地域間連系線の増強には10年単位の期間を要し、また、価格面での課題のある蓄電池の大量導入には一定の期間を要することを考えると、こうした設備の導入・増強等により電力システムの構造転換が完了するまでの移行期においては、電力の安定供給を確保するため、火力を含めた既存の電源を最大限活用していくことが欠かせない。
- 具体的には、変動再エネの変動に応じて出力を機動的に調整できる調整力や、昼夜を問わず安定的に発電できるベースロード電源など、各電源の特徴を最大限に活用し、適切なバランスを確保していく必要がある。

発電所の過度な退出への対応（案）

- 2050年のカーボンニュートラル実現に向けて、今後、電力分野において脱炭素化を加速していくに当たり、安定供給を損なわないよう、再エネ等の脱炭素電源の拡大ペースに合わせて火力の退出を進めていくことが重要。
- 他方、足元では、再エネの拡大に伴う設備利用率の低下や卸電力市場価格の下落等の事業環境の悪化により火力の休廃止が増加しており、2021年度夏冬の需給見通しにおいて、供給力不足が顕在化している。
- このため、脱炭素電源の拡大を上回るペースで過度に火力の退出が進まないよう、退出のペースを管理する新たな仕組みを整備することとしてはどうか。
- 具体的には、電力需給に影響を与え得る一定規模以上の発電所を対象に、以下の制度的な措置について、検討を深めていくこととしてはどうか。
 - ①休廃止予定の確実な把握（例：休廃止調査、事前届出）
 - ②休廃止が電力需給に与える影響の確認（例：確認が終わるまで休廃止を留保、補修調整）
 - ③安定供給確保のための電源公募
- なお、今後、こうした制度的な措置を講じることを念頭に、足元においては、国において休廃止予定の電源を速やかに調査するなど、必ずしも制度化されていない取組を含めて火力の過度な退出防止に必要な取組を進めていくこととしてはどうか。

休廃止火力電源調査（案）について

- 足元における休廃止予定の電源を調査するにあたって、調査の位置づけ、対象事業者・報告対象の考え方について、以下の整理が考えられるのではないか。

<調査の位置づけ>

- ✓ 電力各社は供給計画により休廃止計画を含む今後10年間の電源計画を毎年度報告しているが、休廃止報告される電源は、地元調整等も完了し休廃止が確定したものであるため、休廃止検討段階の電源は計上されていない。供給力不足の可能性が顕在化してきている中で、今後の安定供給の確保のためには休廃止情報の予見性が必要となってくる。
- ✓ 国として近いうちに休廃止の可能性のある電源を把握するため、供給計画の補足資料として位置付け調査することとしてはどうか。

<調査対象の事業者>

- ✓ 休廃止した場合の電力需給に与える影響が大きい設備について補足の必要がある。そのため、一定規模以上の火力電源を保有する事業者（例：保有合計30万kW以上）について対象としてはどうか。

<調査報告の対象>

- ✓ 対象事業者は、近いうちに（例：2024年より前）休廃止の可能性のある火力電源について報告することとする。
- ✓ 一般論で言えば、事業者が電源の休廃止を判断するにあたっては、電源の保有が事業性悪化に資することが挙げられるとともに、悪化に繋がり得る一定の要因があるものと考えられる。そのような、休廃止可能性電源の報告にあたっては、その電源が休廃止となる可能性がある要因も併せて報告することとしてはどうか。
- 休廃止要因（例）
 - ・ 老朽化等による設備利用率低下
 - ・ 設備トラブルの多発
 - ・ 保有電源のポートフォリオにおける優先順位の低下

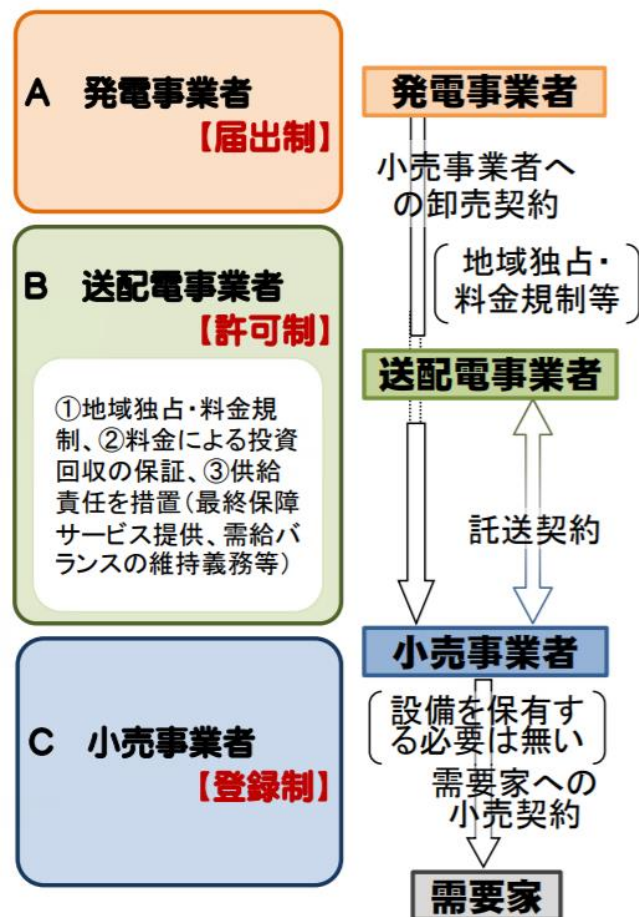
供給力確保義務の在り方

- 東日本大震災後の電力システム改革において、小売電気事業者は、自らの需要に応じて必要な供給力を確保することが義務付けられた。また、一般送配電事業者は、需給バランスを維持するために必要な調整力を確保することとなった。
- 他方、今冬の需給ひっ迫・市場価格高騰において顕在化したように、卸電力市場における売り入札量が大幅に減少した場合、小売電気事業者が市場調達を通じて供給力確保を義務を果たそうとしても限界が生じる。
- また、特に需給ひっ迫時には、個々の小売電気事業者による供給力の確保と、一般送配電事業者による調整力の確保が競合し、結果的に必要以上に調整力が確保されることも考えられる。
- このため、中長期的な制度のあるべき論として、700者を超える小売電気事業者に対して一律の供給力確保義務を課すことが妥当かどうか、諸外国の例を参考にしつつ、多角的な観点からメリット・デメリットの検討を行うこととしてはどうか。
- その際、電源の保有状況が小売の競争環境に与える影響や、小売との契約状況が発電の競争環境に与える影響等について、検討・分析を深めていくこととしてはどうか。

【参考】構造的対策：供給力の確保に関する各電気事業者の責任等の整理

第31回電力・ガス基本政策小委員会
(2021年3月10日) 資料5

- 現状、各電気事業者に求められる義務は以下のとおり。
- 電力システム改革の下で自由化が進む中、電力システム改革の目的（①安定供給の確保、②電気料金の最大限抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大）と照らし、改めて各電気事業者にかかる責任等について考えることとしてはどうか。



◆発電事業者

- ① 経済産業大臣の供給命令に従う義務
- ② 一般送配電事業者との間で、電気の供給契約を結んでいる場合の供給義務（需要家保護のため、私契約上の義務に委ねず、公法上の義務として位置付け）

◆一般送配電事業者

- ① 需給バランス維持を義務付け（電圧・周波数維持義務）
- ② 送配電網の建設・保守を義務付け
- ③ 小売電気事業者等への託送供給を義務付け
- ④ 最終保障サービス（需要家が誰からも電気の供給を受けられなくなることをないよう、セーフティネットとして最終的な電気の供給を実施）を義務付け
- ⑤ 離島のユニバーサルサービス（離島の需要家に対しても、他の地域と遜色ない料金水準で電気を供給（需要家全体の負担により費用を平準化））を義務付け

◆小売電気事業者

需要に応ずるために必要な供給力を確保することを義務付け（空売り規制）
※参入段階・計画段階・需給の運用段階、それぞれにおいて、国や広域的運営推進機関が確認を行い、実効性を担保。

その他、供給計画の提出義務、広域的運営推進機関への加入義務等、全ての電気事業者にかかる義務もある。