

容量市場について

2018年12月17日

1. 災害対応を含む稀頻度リスク等への対応

2. 早期の容量確保策

議論の背景

- 2018年9月6日に発生した平成30年北海道胆振東部地震に伴い、北海道エリアにおいて、1951年の9電力体制(1972年の10電力体制)成立以降では我が国初となる一エリア全域に及ぶ大規模停電が発生した。
- 本年夏以降、平成30年北海道胆振東部地震に加え、平成30年7月豪雨、平成30年台風21号・台風24号等自然災害が相次ぐ中で、電力インフラにおけるレジリエンスの重要性、電力政策における安定供給の重要性が改めて認識された。

	平成30年7月豪雨	平成30年台風21号	平成30年 北海道胆振東部地震	平成30年台風24号
時期	<ul style="list-style-type: none">● 2018年6月28日～7月8日	<ul style="list-style-type: none">● 2018年9月4日	<ul style="list-style-type: none">● 2018年9月6日	<ul style="list-style-type: none">● 2018年9月30日
主な停電被害 (のべ戸数)	<ul style="list-style-type: none">● 19万戸 (中国電力管内)● 6万戸 (四国電力管内)	<ul style="list-style-type: none">● 225万戸 (関西電力管内)● 85万戸 (中部電力管内)	<ul style="list-style-type: none">● 295万戸 (北海道エリアブラックアウト)	<ul style="list-style-type: none">● 119万戸 (中部電力管内)
停電の原因	<ul style="list-style-type: none">● 送配電設備への被害	<ul style="list-style-type: none">● 送配電設備への被害	<ul style="list-style-type: none">● 苫東厚真発電所1、2、4号機の停止● 送電線4回線の事故による水力発電の停止	<ul style="list-style-type: none">● 送配電設備への被害

議論の背景

- 西日本豪雨や平成30年台風21号、平成30年北海道胆振東部地震を受けて設置された電力レジリエンスワーキンググループの中間取りまとめの中では災害対応を含む稀頻度リスク等への対応強化として、容量市場の早期開設と供給力の範囲拡大について今後検討を進めていくこととされている。
 - － 「詳細設計中の容量市場について、災害対応を含む稀頻度リスク等への対応強化を図るため、早期開設や取引される供給力の範囲拡大等を含め、政府及び広域機関において検討する。」
- 同様に、平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会を受けた広域機関による経済産業大臣宛の意見の中でも容量市場の早期導入と供給力の範囲について検討を行うことが要請されている。
 - － 「当機関は、今回の事象も踏まえ、国において、容量市場の早期導入と、大規模災害等のリスク対応の供給力を含め容量市場で取引する供給力の範囲について検討が行われることを求めるとともに、当機関の関係する委員会又は検討会において、国と密接に連携し、詳細検討を行ってまいります。」

災害対応を含む稀頻度リスクへの対応についての基本的な考え方

- 現在、N-1事象については、設備形成によって供給支障を起こさないよう対策をすることが一般的なルールとなっている。
- 一方、N-2以上の事象に対しては、設備形成ではなく、運用において連鎖的な停電を防ぐことが原則となっている。
- 従って、本作業部会における災害対応を含む稀頻度リスクに対応する予備力の検討に関しても、設備形成にかかる上記の考え方を基本としつつ緊急に最低限増強すべき容量が存在するか検討することとする。
- なお、N-2以上の事象への対応是非の検討においては、停電コストとその対策費との比較考量が必要なため、これらの電源脱落リスクや停電コストの精査ができた段階で改めて災害対応を含む稀頻度リスクに対応する予備力を再検討することとしてはどうか。

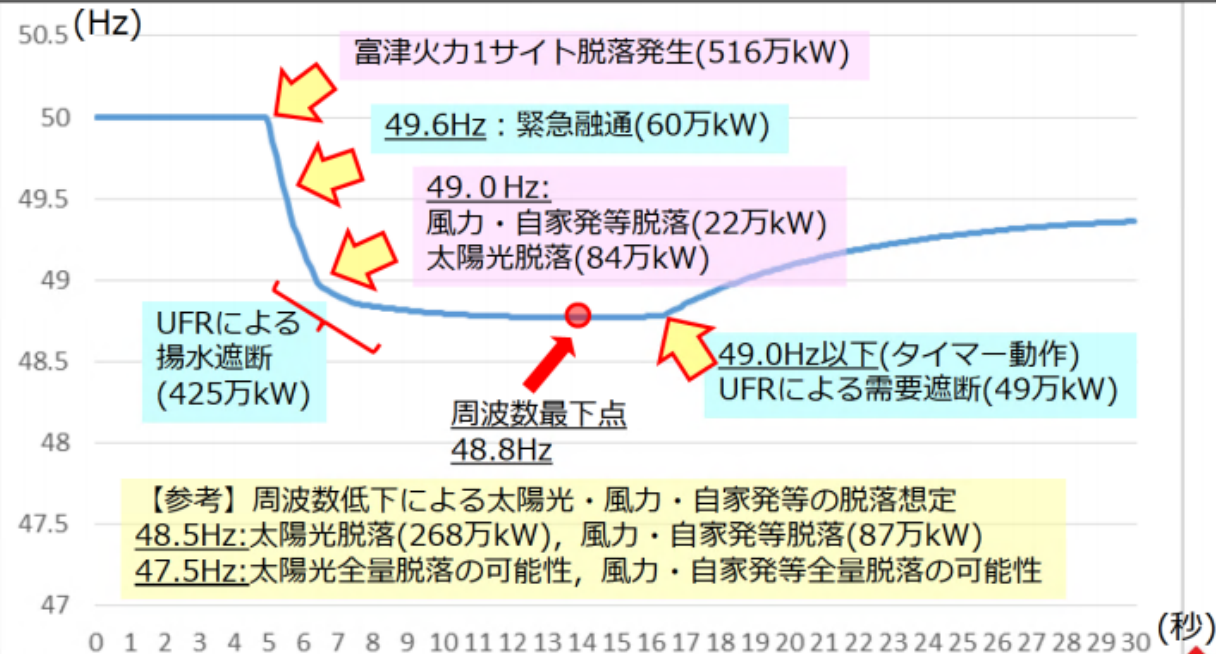
参考：電力レジリエンスワーキンググループにおける検証

- レジリエンスWGにおいても、N-1故障を越えて、最大電源サイト脱落を検証しているが、設備形成ではなく、負荷遮断などの運用により連鎖的な停電を防ぐことにしている。

2. 検証結果：ケース②

5

- 太陽光出力が最大となる昼間断面で、最大電源サイト（富津火力516万kW）が定格出力運転中に脱落した場合でも、周波数低下によるブラックアウトは回避できる見込み。



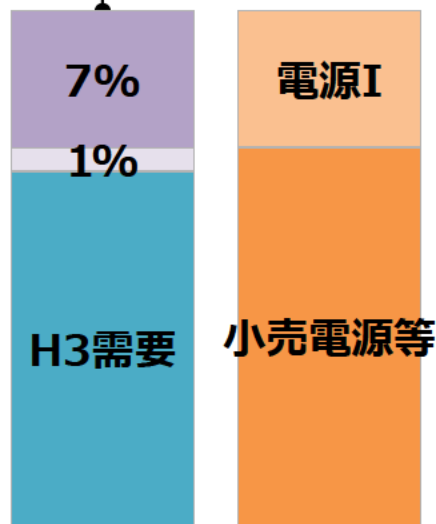
無断複製・転載禁止 東京電力パワーグリッド株式会社 2018.11.5

現行制度において確保している供給力

- 夏・冬の需給検証においては、H1需要と追加的電源脱落等が重なる事態についても追加検証を行っている。これまでの前例では、最低必要量以上に予備力が確保されているエリアが存在し、追加検証で求められる水準であっても3%以上の供給予備力が確保されてきた。

供給計画での通常想定
H3+8%

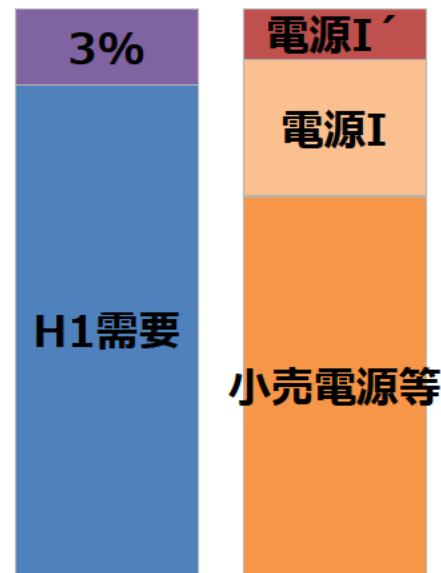
通常起こり得る計画外の電源脱落は織り込み



想定
需要等

確保
供給力

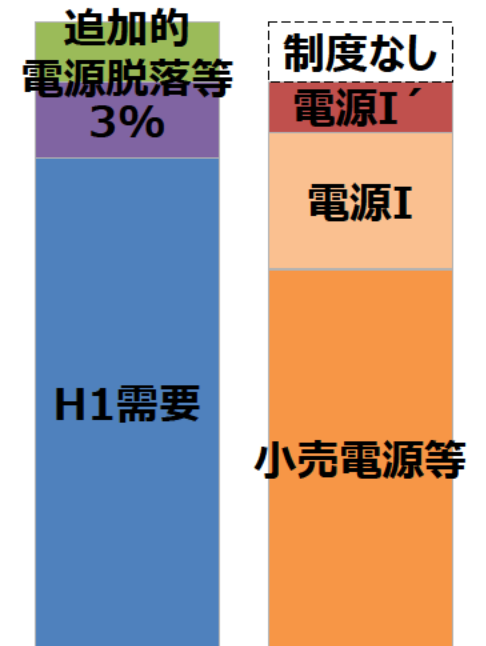
夏・冬の需給検証の通常想定
H1+3%



想定
需要等

確保
供給力

夏・冬の需給検証での追加検証
H1+3%+(追加的電源脱落等)



想定
需要等

確保
供給力

参考：昨年度厳寒期における計画外停止

- 昨年度1月下旬から2月上旬にかけて、東京エリアにおいて冬季H1需要想定を上回る需要が複数日連続発生。その間に東京エリアに接続する火力発電機について、最大約360万kW分の計画外停止が発生している。

1. 2018年1月22日～26日、2月1日～2日の状況

47

(2) 火力発電所の計画外停止

- 需給ひっ迫に特に関わりがあると考えられる、1月22日～26日、2月1日～2日の東京エリアに接続する火力発電機※1について、計画外停止量を確認したところ、以下の通りであった。
- これらの計画外停止がなければ、需給状況は改善していたと考えられる。
- 仮に、計画外停止率2.6%※2で、250万kWの計画外停止を評価した場合、7%程度の発生確率となる。日によって異なるが、下記の計画外停止は稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは多いレベルではないか。

※1 需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分

※2 第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 参考資料「電源の計画外停止率の調査結果」

※ 今回調査した計画外停止の量は各日のピーク断面の数値

日付	1月22日～1月26日、2月1日、2日の火力計画外停止量					送電端(万kW)	
	1/22(月)	1/23(火)	1/24(水)	1/25(木)	1/26(金)	2/1(木)	2/2(金)
計画外停止	▲ 289	▲ 360	▲ 342	▲ 342	▲ 301	▲ 125	▲ 148

※需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分。系統制約等により必ずしも全量が東京エリアへの影響量とはならない。

2017年度冬季の見通し(2月分)をベースに、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会においてご報告した、火力総合の計画外停止率2.6%を適用したシミュレーションによる計画外停止量の試算を行った。


(参考)モンテカルロシミュレーションの前提

- 東京エリアに接続する火力発電機※の計画外停止量(MW)を、モンテカルロシミュレーションを用いて算出した。
- 発電機は、東京エリアに接続する火力発電機※のうち、計画段階(2017年度冬季見通し)で、2月に供給力を計上しているものを対象とし、定格出力(送電端)で評価した。(定格出力計4,378万kW)

※需給検証で2017年度冬季実績のデータ収集対象とした事業者分

参考：電源I'の必要量

- 現在、電源I'必要量は夏季及び冬季いずれかのうちH1需要が最大となる月について、「H1需要×103%」と「H3需要×101%+電源I必要量」の差分として算定されている。
- 夏季H1需要を基準として電源I'必要量が設定されているエリアにおいては、冬季は一般的に気象条件からH1需要とH3需要の乖離が大きくなりやすい中で、H3需要を基準に冬季に補修停止を行うことがあるため、冬季に需給状況が厳しくなることがあり得る。

電源 I' 必要量	5
<p>■ 電源 I' 必要量は、夏季及び冬季における厳しい気象条件（10年に1回程度の猛暑及び厳寒）における最大電力需要（以下、「厳気象 H 1 需要」）が最大となる月について、次式により算定される値とする。</p> $\text{電源 I'} = (\text{厳気象 H 1 需要} \times 103\%) - (\text{平年 H 3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$ <p>※ 算定値が0以下の場合、電源 I' 募集量は0とする。</p>	
<p>■ ここに、上式各項の算定は以下による。</p> <ol style="list-style-type: none">厳気象 H 1 需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。厳気象 H 1 需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して3%とする。	
<p>■ また、以下の通り補正等を行う。</p> <ol style="list-style-type: none">次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I' の募集量から控除できる。「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）に基づいて算定した厳気象 H 1 需要に対する供給力と平年 H 3 需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源 I' の募集量に反映させる。	
<p>※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する。</p>	
	

暫定的に追加確保すべき予備力のイメージ

- 今後電源廃止などが進み、全国的に予備率が低下していく可能性も鑑みると、各エリアに存在する余剰供給力に頼るのではなく必要な予備力は制度的に確保するべきではないか。
- 現行の需給検証においては、各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生した際に全エリアの予備力に対応することを前提に予備率を検証している(案①)。しかし、現実においては大小問わず1つまたは複数の電源・送電故障がランダムに発生しており、過去の電源故障率を参照し(案②)、現行の需給検証の考え方で十分か検証する必要があるのではないか。
- 他方、自エリア内の最大電源・送電線故障に対応する予備力をエリアごとに確保することも考えられるが(案③)、全エリアの最大電源・送電線故障が同時に起こることは考えにくいのではないか。
- 従って、広域機関において案①・②における必要量を再精査し、これらを追加確保すべき予備力の目安とした上で、停電コスト等を精査の上追加確保量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エリアにおける必要量を広域機関において更に精査してはどうか。
- また、現行の需給検証においては、全エリアでH1需要が同時に発生することを想定しているが、現実においてはエリアごとに異なるタイミングで発生しているため、H1需要想定も需要の不等時性を考慮し適宜広域機関において検証を行い見直してはどうか。

基本的な考え方

想定しているリスク

案①: 全国最大供給力減少リスク

- 各エリアで最大の供給力減少リスクに対応するための予備力を全国で確保

- 各エリアで最大の電源または送電線故障が単一に発生

案②: 電源故障率

- 過去の電源故障確率と同等の予備力を確保

- 大小問わず電源または送電線故障が全国で同時に一つまたは複数発生

案③: エリアごと最大供給力減少リスク

- エリアごとに自エリア内の最大供給力減少リスクに対応するための予備力を確保

- 各エリア内の最大電源または送電線故障が全エリアで同時に発生

これらを追加確保すべき供給力の目安とした上で、停電コスト等を精査の上追加確保量を検討

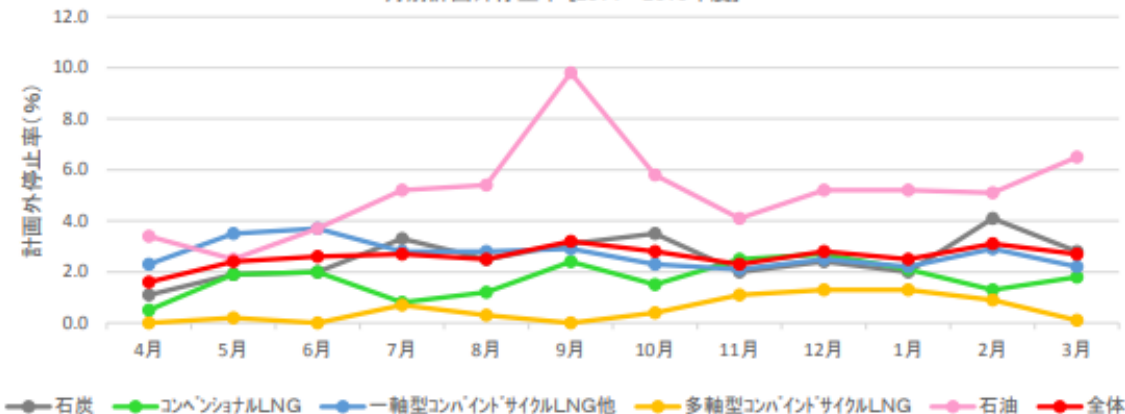
参考：広域機関による計画外停止率の検証

4. 調査結果(火力)

7

(3) 月別・発電種別計画外停止率

月別計画外停止率 [2014~2016年度]



- ✓ 月別では、計画外停止率(火力総合)の傾向に違いは見られなかった。
- ✓ 発電種別では、石油火力の計画外停止率が火力総合2.6%に対して、5.0%と高くなっている。これは同じ計画外停止時間でも稼働率が低いと計画外停止率が高くなる(計画外停止率算定式の分母が小さくなる)ことが一因であると考えられる。

$$\text{計画外停止率} = \frac{\text{認可出力} \times \text{計画外停止時間} + \text{出力抑制量} \times \text{出力抑制時間}}{\text{認可出力} \times (\text{運転時間} + \text{計画外停止時間})} \times 100$$

$$\text{時間稼働率} = \frac{\text{運転時間}}{\text{総時間}(24\text{h} \times \text{対象期間日数})} \times 100$$

[]は時間稼働率(%) (単位:%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年間
石炭	1.1 [66]	1.9 [62]	2.0 [71]	3.3 [89]	2.5 [94]	3.1 [87]	3.5 [80]	2.0 [82]	2.4 [86]	2.0 [92]	4.1 [92]	2.8 [82]	2.6 [82]
コンベンショナルLNG	0.5 [55]	1.9 [58]	2.0 [65]	0.8 [72]	1.2 [74]	2.4 [61]	1.5 [59]	2.5 [65]	2.7 [65]	2.1 [71]	1.3 [72]	1.8 [62]	1.7 [65]
一軸型コンバインドLNG他	2.3 [71]	3.5 [68]	3.7 [75]	2.8 [83]	2.8 [86]	2.9 [82]	2.3 [76]	2.1 [80]	2.5 [84]	2.2 [85]	2.9 [85]	2.2 [82]	2.7 [80]
多軸型コンバインドLNG	0.0 [77]	0.2 [73]	0.0 [88]	0.7 [95]	0.3 [98]	0.0 [88]	0.4 [78]	1.1 [76]	1.3 [88]	1.3 [91]	0.9 [93]	0.1 [89]	0.5 [86]
石油	3.4 [34]	2.5 [32]	3.7 [31]	5.2 [34]	5.4 [36]	9.8 [20]	5.8 [25]	4.1 [29]	5.2 [37]	5.2 [43]	5.1 [39]	6.5 [32]	5.0 [33]
火力総合	1.6 [59]	2.4 [56]	2.6 [62]	2.7 [72]	2.5 [75]	3.2 [65]	2.8 [62]	2.3 [66]	2.8 [70]	2.5 [75]	3.1 [74]	2.7 [67]	2.6 [67]

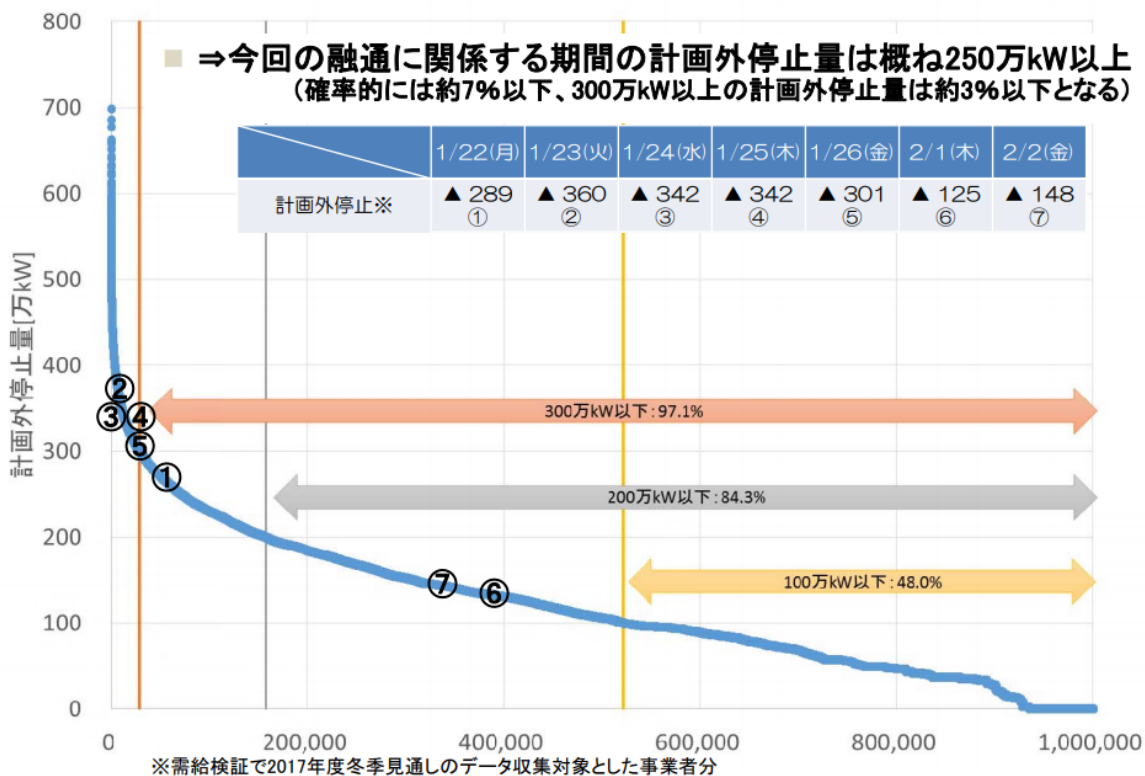
資料：第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料4参考資料より抜粋

今後の追加検討

- 過去の電源故障率はランダムに発生している計画外停止量の平均値であり、稀頻度事象対応として適切な必要量を停電コストの精緻化も踏まえ、広域機関において更に精査していく必要があるのではないか。

(参考) 計画外停止量のデュレーションカーブ (N=1,004,400)

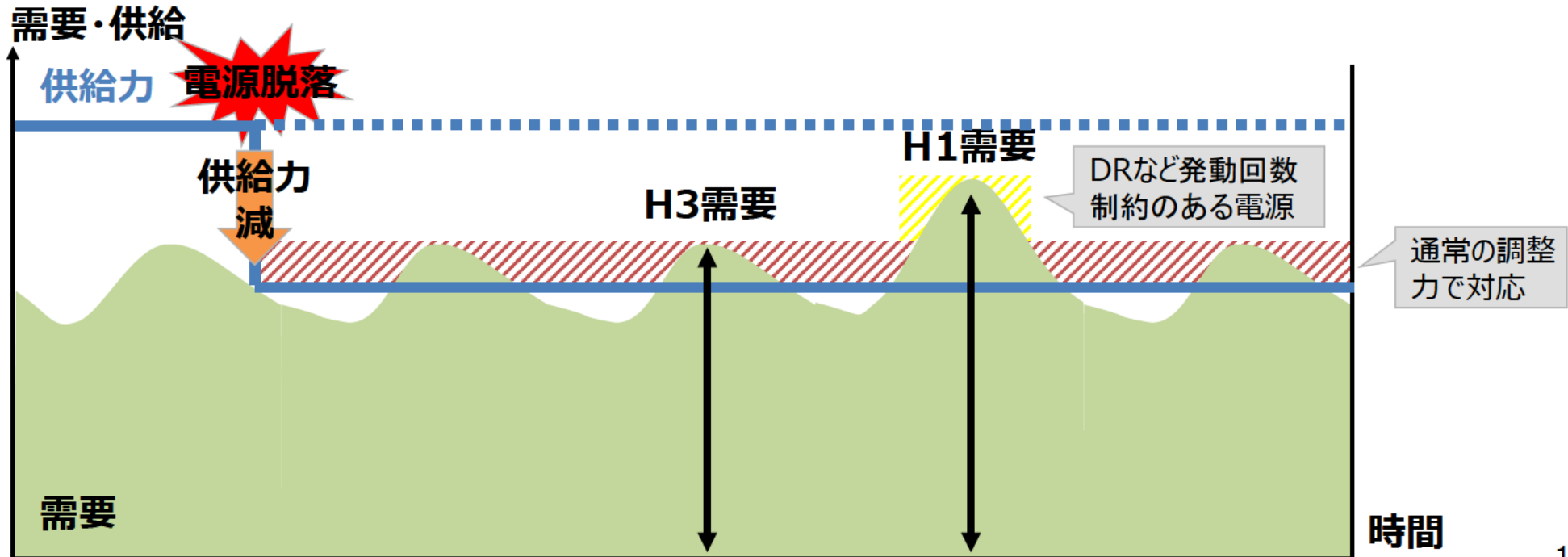
48



確保される供給予備力に求められる役割

- 災害対応を含む稀頻度リスクに対応する電源は、H1需要と追加的電源脱落等が同時発生した際に供給力を支えることが求められ、H1需要時以外は電源脱落が発生しても通常確保されている調整力(電源I)によって対応される。従って、追加確保される電源は、H1需要が発生する時間に短期的に供給力を提供できれば十分であり、DRなど発動回数制約のある電源で対応することも可能であると考えられる。
- また、従来型電源もH1需要と追加的電源脱落等が同時発生した際にタイムリーな対応ができるよう、リクワイアメントにおける高需要期のバランス停止の考え方を広域機関において詳細に検討してはどうか。

電源脱落への対応イメージ



参考: DRのリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

3. DRのリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

26

(追加整理11) リクワイアメント、及びアセスメントについて

- 発動回数等の制約のあるDRについては、電源 I '同様の要件を求めることとしてはどうか。
 - 具体的には、年間発動回数は12回、指令応動は3時間、発動後の継続時間は3時間とする。
- また、確実な供給力の確保を期待するためにも、最低年1回は発動を求めることとしてはどうか。

参考: DRのリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

3. DRのリクワイアメント・アセスメント・ペナルティ

28

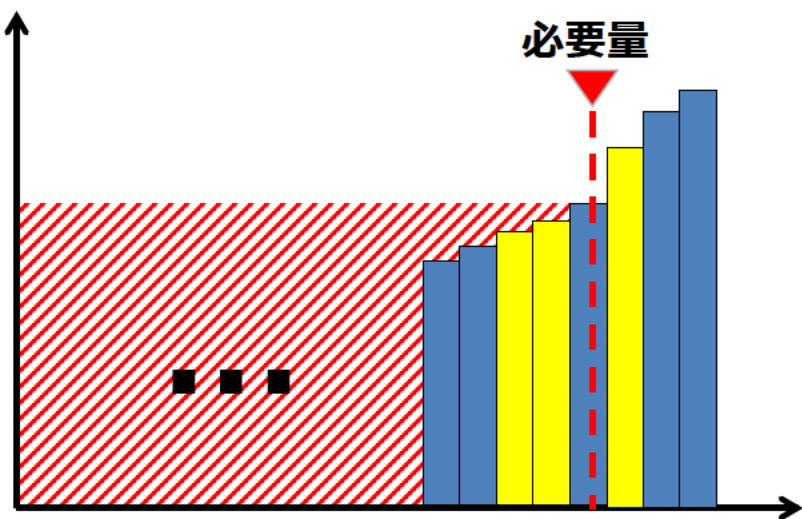
(追加整理12) DRのペナルティレートについて

- DRのペナルティは、従来型電源の需給ひっ迫のおそれがあるときに準じて、ペナルティレートは対象時間で設定し、経済的ペナルティ額はリクワイアメント未達成量で評価してはどうか。
- DRのペナルティレート [¥/kW]
= 容量収入額 × 110% / 容量確保契約量 (kW) ・ 12 (回) ・ 6 (30分コマ)
※ 3時間 = 30分コマ × 6
- リクワイアメント未達成量 = 容量確保契約量 - 発動実績
- 経済的ペナルティ額 = リクワイアメント未達成量 (kW) × ペナルティレート (¥/kW)
 - 経済的ペナルティ額は30分コマ毎に算定する。
 - 13回目以降はリクワイアメント対象外とする。(13回目以降は協力をお願いとする。)
 - オークション約定価格の110%が経済的ペナルティの上限額とする。
 - ペナルティレートは1年間で求める発動回数に基づくため、月間上限無しとする。
- なお、経済的ペナルティを未達成回数ではなく、未達成量に応じて評価することで、連続で発動を求められた場合、2回目以降に容量確保契約量の達成が困難となるDRの特性を適切に評価できるのではないか。

容量市場における確保方法

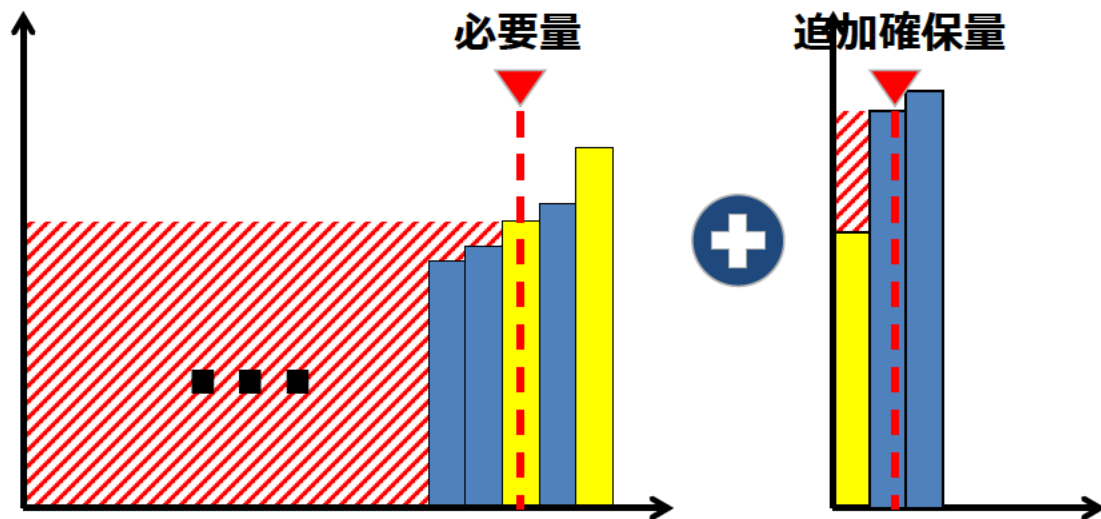
- H1需要の電源脱落の同時発生には従来型電源、発動回数制約有電源のいずれの電源でも対応可能である。
- そのため、追加確保すべき予備力を、容量市場の中で調達することとして、目標調達量および発動回数制約有電源の落札量上限値に加えることで、適切な競争を促し、より安価に必要な供給力を調達することとしてはどうか。

全量を容量市場で確保



従来型・DR等全てが競争し、
安い電源から確保

追加確保すべき予備力のみ別の仕組みで確保

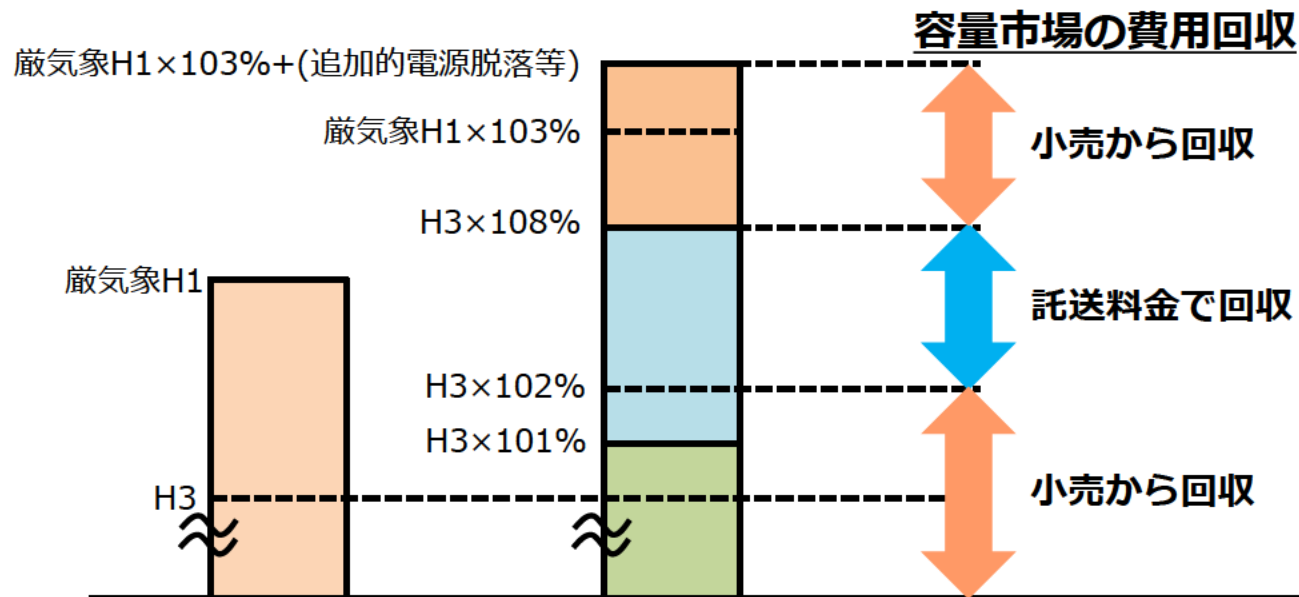


より安い電源があっても、別個の仕組みに参
加した電源が優遇されてしまう

■ 従来型電源 ■ 発動回数制約有電源

費用負担

- 容量市場で一括確保された供給力(kW価値)について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額に変わりはない。(小売電気事業者が直接的かつ一律に容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いであり、小売電気事業者の実質的な支払い額総額に大きな違いはない。)
- このため、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することを基本として検討が進められてきており、追加確保すべき予備力の費用負担についても同様に考えてはどうか。
- なお、託送料金の考え方が見直される場合はその際の議論内容を鑑みて容量市場での費用負担のあり方も再度検討してはどうか。



1. 災害対応を含む稀頻度リスク等への対応

2. 早期の容量確保策

議論の背景

- 今後、災害対応を含む稀頻度リスク対応としての必要供給力積み増しや電源廃止の可能性を鑑みると、2024年以前においても供給力不足となるおそれがある。
- 従って、容量市場開設以前においても追加的に供給力を確保するための方策の検討が必要である。
- この際追加の供給力として想定されるのは、新設電源、休止電源の立上、DRなど。

表2-10 中長期の予備率見通し（8月17時）

（連系線・他エリア余力・供給計画未計上電源・短期立上可能電源考慮、送電端）

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
北海道	21.8%	10.9%	30.7%	30.4%	31.1%	31.4%	31.3%	31.6%	31.3%	42.1%
東北	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
東京	8.4%	8.5%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	14.2%	14.5%	14.5%	14.4%
中部	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
北陸	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
関西	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
中国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
四国	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
九州	10.6%	9.3%	10.4%	8.0%	8.7%	11.0%	11.1%	10.2%	10.7%	10.6%
9社合計	10.0%	9.0%	11.0%	8.6%	9.3%	11.6%	12.9%	12.6%	12.9%	13.1%
沖縄	38.6%	36.8%	44.6%	43.7%	42.8%	34.1%	41.1%	40.1%	38.9%	30.5%
10社合計	10.3%	9.3%	11.3%	9.0%	9.6%	11.8%	13.2%	12.9%	13.1%	13.2%

供給力確保手法の類型

- 2024年以前における供給力不足に対しては①必要供給力全量に対して手当をする（容量市場の早期開設）、②不足分のみを確保する（電源入札等）、③対応策をとらないという3つの対応が考えられる。

	具体的な制度	対象電源	メリット	デメリット
案①： 全量手当	<ul style="list-style-type: none">容量市場（早期開設）	<ul style="list-style-type: none">全電源	<ul style="list-style-type: none">必要量を一つの仕組みで包括的に確保するため、より確実に供給力を確保できる	<ul style="list-style-type: none">全量確保のため、短期的な小売負担が大きくなる
案②：不足分 のみ手当	<ul style="list-style-type: none">電源入札等	<ul style="list-style-type: none">供給計画に計上されていない電源（新設、DR、休止電源立上等）	<ul style="list-style-type: none">調達量を限定するため、短期的な小売負担を抑えられる	<ul style="list-style-type: none">供給計画対象外となると容量市場開設前に固定費分をカバーしてもらえないようになるため、供給計画への未計上や休止等を促してしまう危険性がある
案③：手当なし	<ul style="list-style-type: none">-	<ul style="list-style-type: none">-	<ul style="list-style-type: none">追加的な負担は発生しない	<ul style="list-style-type: none">停電や節電要請のリスクが高まる可能性がある

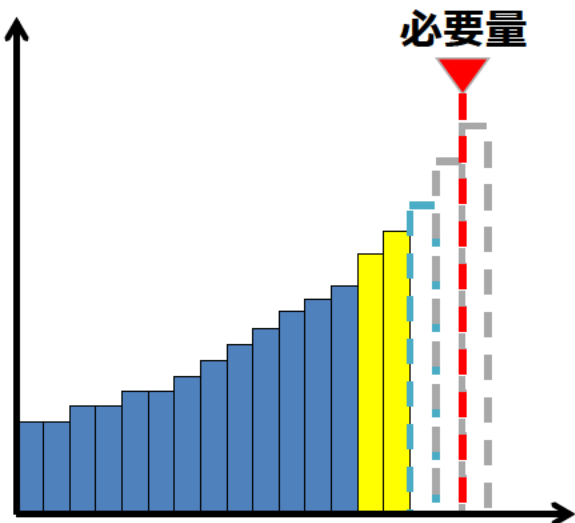
供給力確保の実効性

- 供給計画に計上されていない電源のみを対象として入札を行い、固定費を全て負担するような仕組みを導入した場合、老朽電源等は電源休止等をして仕組みに参加した方が収入を得られるため、むしろ電源休止等を誘発し、最終的な結果として供給力が増えない可能性がある。

■ 既設電源 ■ 廃止を検討している電源 □■ 新設を検討している電源 □■ 廃止電源

現状の仮定

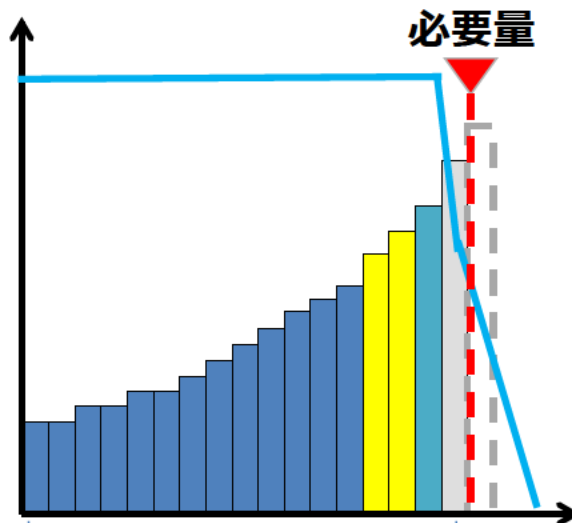
供給力が不足しているため、追加で2ユニットが必要



追加分確保策の導入

案a 容量市場で必要量を全量確保

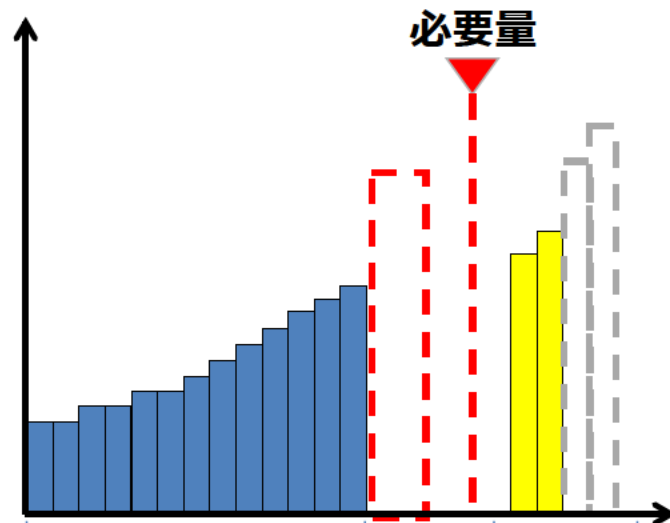
追加2ユニットの確保に成功



容量市場導入:
新設・既設・休止等の全電源から安いものを調達

案b 不足分のみを別個の仕組みで確保

別個の仕組みが電源休止等を誘発し結局供給力が増えない



手当なし:
別個の仕組みに惹かれ休止等が進む

別個の仕組み:
2ユニットのみ確保

供給力確保手法（事務局案）

- 供給力を確実に確保するためには、可能な限り容量市場を早期開設することが望ましい。
- 一方で、容量市場の初回オークションは制度設計やシステム構築などの準備を可能な限り早めたとしても2019年度へ前倒しすることが限界。また、電源新設のリードタイム等も考慮してオークション実施から受渡までの期間を4年と整理したことも踏まえると、容量市場の初回受渡は2023年度(1年度前倒し)としてはどうか。
- なお、その際には、容量市場の受渡開始を2024年度とした際の考慮事項との関係について留意が必要。
- 2023年度より前については、供給力が不足すると判断された際には、緊急に供給力(休廃止延期、休廃止電源の立上、DR等)を確保する手段を整備する必要があるのではないかと。ただし、このような制度の導入によって電源の休廃止が促進されないような工夫が必要(募集対象電源等の範囲や、このような手段で確保した供給力のリクワイアメントやペナルティ等について今後整理)。