

各検討事項の進め方について

2018年12月18日

電力レジリエンス等に関する小委員会 事務局

① 北本の更なる増強等の検討について

①-1 北本の更なる増強等の検討

(1) これまでの経緯について

- 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（以下「検証委員会」という。）の中間報告（2018年10月25日）では、以下の2点が確認された。
 - 苫東厚真発電所2、4号機脱落、及びその後の送電線4回線事故による水力発電の停止等においても北本連系設備が有効に機能したことが確認された。ただし、北本連系設備が最大受電量に達したまま苫東厚真発電所1号機が脱落したため、周波数調整機能を発揮できなかったとされた。
 - また、ブラックアウトを起こさないためには、技術的にはさらに連系設備を増強すること等が安定供給を確保する観点から有益であることが確認された。
- 第4回検証委員会（2018年12月12日）においては、新北本連系設備運転開始後についての検証が実施され、以下の2点が確認・提言された。
 - 苫東厚真発電所3台が同時脱落することを想定した場合、現状想定し得る複数の最過酷断面においてブラックアウトしないことが確認された。
 - 泊原子力発電所発電機3台が同時脱落することを想定した場合、ブラックアウトを回避するためには、周波数変化率要素（df/dt機能）を具備したUFR整定の見直しや高速負荷遮断を行う安定化装置による対策が有効であり、今後、北海道電力において、これらの対策について、検討・実施する必要がある。
- また、国の審議会（電力レジリエンスワーキンググループ）においても、検証委員会の中間報告も踏まえ、検証・検討が行われ、中間取りまとめが取りまとめられた（2018年11月27日）。中間取りまとめで示された対策の一つとして、「新北本連系線整備後の更なる増強、及び設備の他励式から自励式への転換の是非」について、広域機関において速やかに検討に着手することとされた。なお、第4回検証委員会で示された最終報告案においても、中間取りまとめのとおり、国及び広域機関において対応することが求められている。
- さらに、国からの要請を受け、第37回広域系統整備委員会（2018年12月4日）において、北海道本州間連系設備に関する広域系統整備計画の計画策定プロセスを開始するとともに、その具体的な検討については本小委員会において実施することが議決された。

地震発生からブラックアウトに至る経緯について

1. 今回の事象は、主として、苫東厚真発電所1、2、4号機の停止及び地震による狩勝幹線他2線路(送電線4回線)の事故による水力発電の停止の複合要因(「N-3」+「N-4」)により発生した。
2. 北本連系設備のマーヅンを活用し緊急融通が行われ周波数を回復させたが、最大受電量に達したため、苫東厚真発電所1号機のトリップ時は周波数調整機能が発揮できず、ブラックアウトに至った。

ブラックアウトから一定の供給力(約300万kW)確保に至る経緯について

1. 1回目のブラックスタートは手順どおりに適切に復旧が進められたが、泊発電所の主要変圧器に送電したところ、異常電流で南早来・北新得変電所で分路リアクトルが停止。
2. 2回目は大きな問題はなく復旧しブラックアウトから概ね全域に供給できるまで45時間程度を要した。
3. 分路リアクトルの停止を予見することは非常に困難であり、仮に1回目のブラックスタートにおいて不具合事象がなく理想的に行えたとしても数時間の短縮が限度であった。

設備形成及び運用上の不適切な点は確認できなかったがブラックアウトの社会的影響を踏まえ当面(今冬)の対策をとりまとめ

当面(今冬)の再発防止策

1. 周波数低下リレー(UFR)による負荷遮断量35万kW(需要309万kW時)の追加
2. 京極発電所1、2号機の運転を前提とした苫東厚真発電所1、2、4号機3台の稼働
3. 京極発電所1、2号機いずれか1台停止時は苫東厚真発電所1号機の20万kW出力抑制又は10分程度で20万kW供給できる火力機等の確保
4. 周波数が46.0~47.0Hzに低下した場合にも運転が継続可能な電源の需要比30~35%以上確保
5. 京極発電所1、2号機いずれか1台が停止した場合の追加対策実施と広域機関による監視

2018年度末の石狩湾新港発電所1号機や新北本連系設備の運転開始も踏まえ、検証委員会のみならず様々な主体が、今後の検討事項として、北海道エリアにおける運用上・設備形成上の中長期対策等を整理

運用上の留意事項および対策 (石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後)

<北海道エリアにおけるUFR整定の考え方>

- UFR整定を見直す (周波数変化率要素(df/dt機能)を活用する) ことで、最大サイト脱落時の周波数の最下点を47.0Hz以上に引き上げることが可能であるため、早期に対策すべきと考える。

<最大規模発電所発電機の運用>

- 北本・新北本連系設備でAFC余力を確保できる状態であることを前提に、今冬の対策における苫東厚真発電所3台稼働のための「京極発電所1、2号機が運転できる状態」という条件を解除する。
- 今回想定した最過酷断面よりも周波数低下が予想される場合は、最大サイト脱落のシミュレーションを事前に行い、ブラックアウトしないことを確認する。

<ガバナフリー、AFC、連系設備のマージンの再評価>

- 現時点で見直す必要はないと考えられる。

運用上の留意事項および対策 (泊発電所再稼働後)

<UFR整定の考え方>

- UFR整定の見直し (周波数変化率要素(df/dt機能)の活用) や高速負荷遮断を行う安定化装置による対策が考えられる。

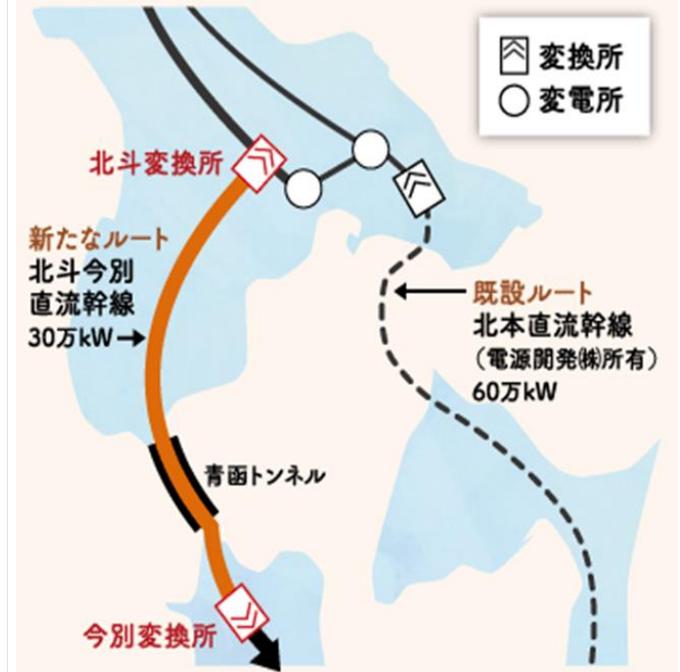
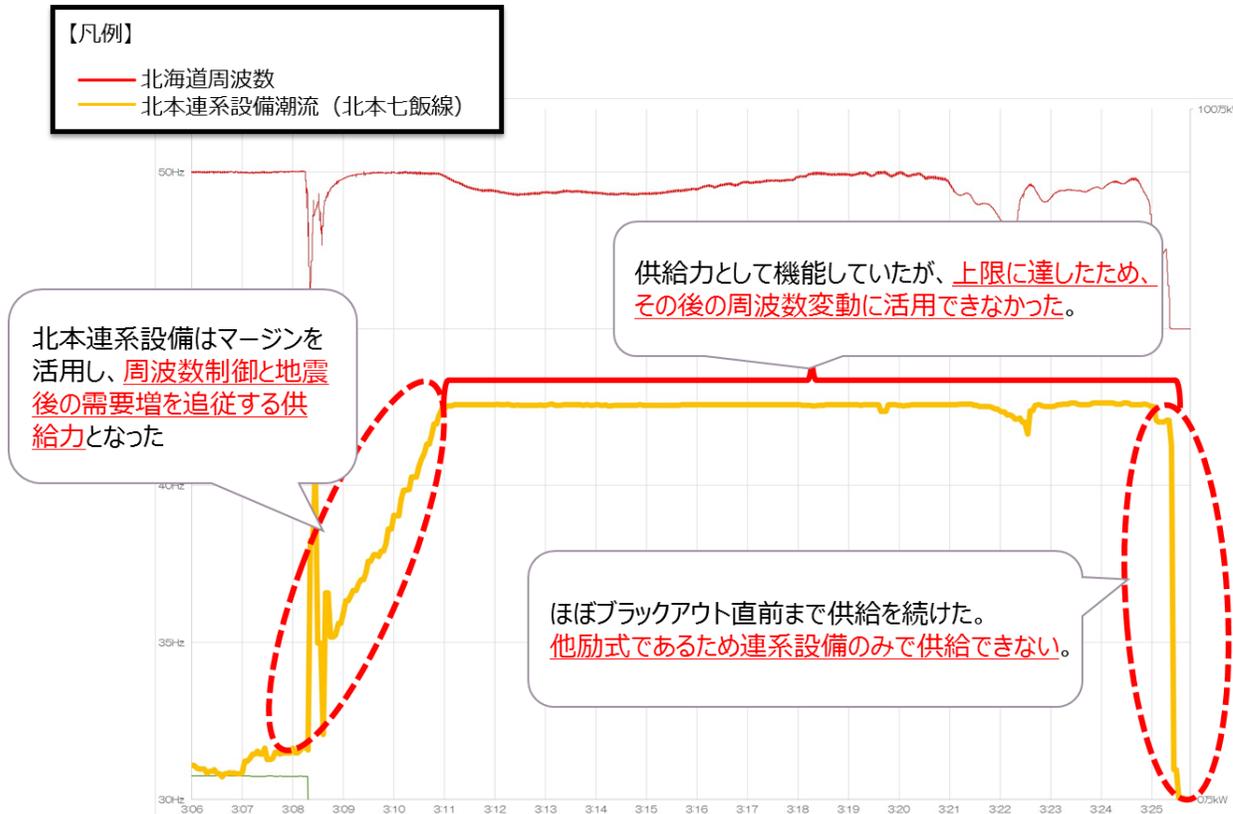
<ガバナフリー、AFC、連系設備のマージンの再評価>

- 現時点で見直す必要はないと考えられる。

設備形成上の中長期対策 (新北本連系設備整備後の更なる増強案)

- 国において、更なる増強が必要となった場合の費用負担の在り方について、早期に検討を行う必要がある。また、広域機関においては、更なる増強の是非の具体的検討を行う。
- 国や広域機関において、ルートや増強の規模含め、来春までを目途に具体化を図ることが求められる。

- 北本連系設備については、マージンを活用して期待していた緊急融通が動作していた。
- ただし、北本連系設備は最大受電量の状態が続き、本来備えていた急速な変動を調整する機能を発揮できなかった。
- 今回の事象を踏まえれば、結果としてマージンの確保量で賄うことはできなかった。
- 現在、新たなルートとして北斗今別直流幹線を通す新北本連系設備を建設中であり、2019年3月に運転開始予定となっている。



電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめの主なポイント③

北海道における対策：大規模停電（ブラックアウト）を踏まえた再発防止策	
早期対策	<ul style="list-style-type: none"> ○緊急時のUFRによる負荷遮断量を追加（需要規模309万kW時の場合、+約35万kW） ○京極揚水発電所発電機2台の稼働状態を前提とした苫東厚真火力発電所発電機3台の運転 ○石狩湾新港LNG1号機活用の前倒し ○北本連系線の増強（+30万kW）の着実な完工・運開（来年3月）等
中長期対策	<ul style="list-style-type: none"> ○北本連系線について、新北本連系線整備後の更なる増強、及び既設北本連系線の自励式への転換の是非について、速やかに検討に着手（新北本連系線整備後の更なる増強については、シミュレーション等により増強の効果を確認した上で、ルートや増強の規模含め、来春までを目途に具体化）等
緊急対策（取りまとめ後に即座に実行に着手）	
情報発信	<ul style="list-style-type: none"> ○Twitterやラジオ等、多様なチャネルを活用した国民目線の情報発信 ○現場情報をリアルタイムに収集するシステムの開発等による被害・復旧情報収集の迅速化 等
早期復旧	<ul style="list-style-type: none"> ○自発的な他の電力会社の応援派遣による初動迅速化 ○資機材輸送や情報連絡等、関係機関、自治体と連携した復旧作業の円滑化 等
中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）	
防災対策	<ul style="list-style-type: none"> ○電源への投資回収スキーム等供給力等の対応力を確保する仕組みの検討（調整力の必要量の見直し、稀頻度リスク等への対応強化（容量市場の早期開設や取引される供給力の範囲拡大含む）等） ○ブラックアウトのリスクについての定期的な確認プロセスの構築 ○レジリエンスと再生可能エネルギー拡大の両立に資する地域間連系線等の増強・活用拡大策等の検討 ○その際、レジリエンス強化と再生可能エネルギー大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方（託送制度改革含む）について検討 ○災害に強い再エネの導入促進（太陽光・風力の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直し（グリッドコードの策定等）、ネットワークのIoT化、地域の再エネ利活用モデルの構築、住宅用太陽光の自立運転機能の利活用促進） ○需要サイドにおけるレジリエンス対策の検討（Ex.デマンド・レスポンスの促進、スマートメーターの活用等） ○合理的な国民負担を踏まえた政策判断のメルクマールの検討（停電コストの技術的な精査） ○火力発電設備の耐震性の確保について、国の技術基準への明確な規定化 等
情報発信	<ul style="list-style-type: none"> ○電力会社が提供可能な情報と災害復旧時に必要となる情報を整理し、道路や通信等重要インフラ情報と共に有効活用できるシステム設計の検討 ○ドローン、被害状況を予測するシステム等の最新技術を活用した情報収集 等
早期復旧	<ul style="list-style-type: none"> ○送配電設備等の仕様共通化 ○復旧作業の妨げとなる倒木等の撤去を迅速に行えるような仕組み等の構築 ○災害対応に係る合理的費用を回収するスキームの検討 ○需給ひっ迫フェーズにおける卸電力取引市場の取引停止に係る扱いの検討 等

② レジリエンスと再生可能エネルギー拡大の両立に資する地域間連系線等の増強・活用拡大策等の検討

災害時等に電源脱落等が発生した場合に備えレジリエンスを高めるとともに、再生可能エネルギーの大量導入に資するため、各地域間を結ぶ連系線等について、東日本大震災後に講じられている各種の地域間連系線強化対策の現状も踏まえつつ、需給の状況等を見極めながら、増強・活用拡大策について検討する。

その際、北本連系線の新北本連系線整備後（合計連系容量 60 万 kW から 90 万 kW に増強後）の更なる増強等も含めて、これらの検討にあたって、増強等の意義を整理するとともに、レジリエンス強化と再生可能エネルギー大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方（託送制度改革含む）についても、関係者の意見を踏まえつつ、政府にて検討に着手する。

また、「需給調整市場」の構築の着実な実施など、調整力の広域的な最適調達・運用を可能とするための制度整備について検討を行っていく。

電力

電力インフラ緊急点検

北海道における対策：大規模停電（ブラックアウト）を踏まえた再発防止策

- 緊急時に需要を遮断する負荷遮断装置を追加設置（+約35万kW）
- 建設中の石狩湾新港LNG火力発電所1号機活用の前倒し（今年10月5日から）
- 北本連系線の増強（60万kW → 90万kW）の着実な完成・運転開始（来年3月）
- 北本連系線について、90万kW後の更なる増強等について早急に検討し、ルートや増強の規模含め、来春までを目途に具体化（※）

インフラ強靱化など防災対策

- （中期対策）
- 他のエリアにおける連系線等の増強・活用拡大策等の検討（※）
 - 電源への投資回収スキーム等の供給力を確保する仕組みの検討
 - ブラックアウトの発生リスクについての定期的な確認プロセスの構築
 - 他の電源離脱時にも発電を維持できる災害に強い再エネの促進
 - 火力発電設備の耐震性の確保について、国の技術基準への明確な規定化の検討

事業者との連携（早期復旧）

- （緊急対策）
- 自発的な他電力の応援派遣による初動迅速化
 - 資機材輸送や情報連絡等、関係機関、自治体と連携した復旧作業の円滑化
- （中期対策）
- 送配電設備等の仕様共通化
 - 倒木等の撤去を迅速に行えるような仕組み等の構築
 - 災害対応の費用回収スキームの検討

情報発信の強化

- （緊急対策）
- Twitterやラジオ等、多様なチャネルを活用した国民目線の情報発信
 - 現場情報をリアルタイムに収集するシステムの開発等による被害情報・復旧見通しの収集・提供の迅速化
- （中期対策）
- ドローン、被害状況を予測するシステム等の最新技術を活用した情報収集

停電の影響緩和策等

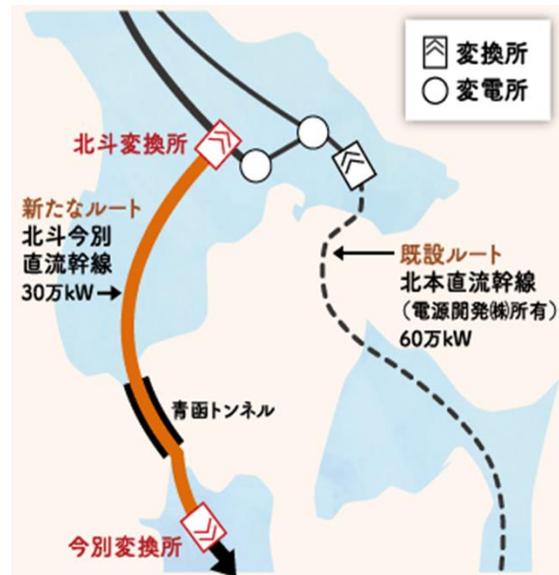
- 災害時にも活躍する自家発・蓄電池・省電力設備等の導入支援、再エネ等の地域における利活用促進・安全対策等

■ これまでの文書の引用を除き、名称を以下のとおり整理する。

正式名称

本小委員会での呼称

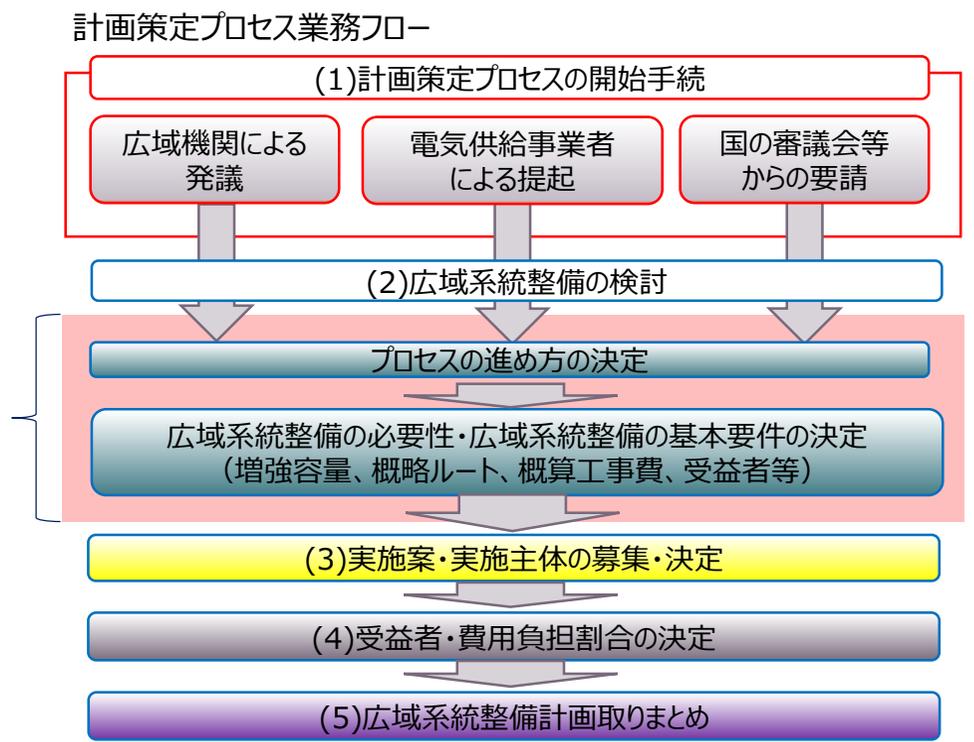
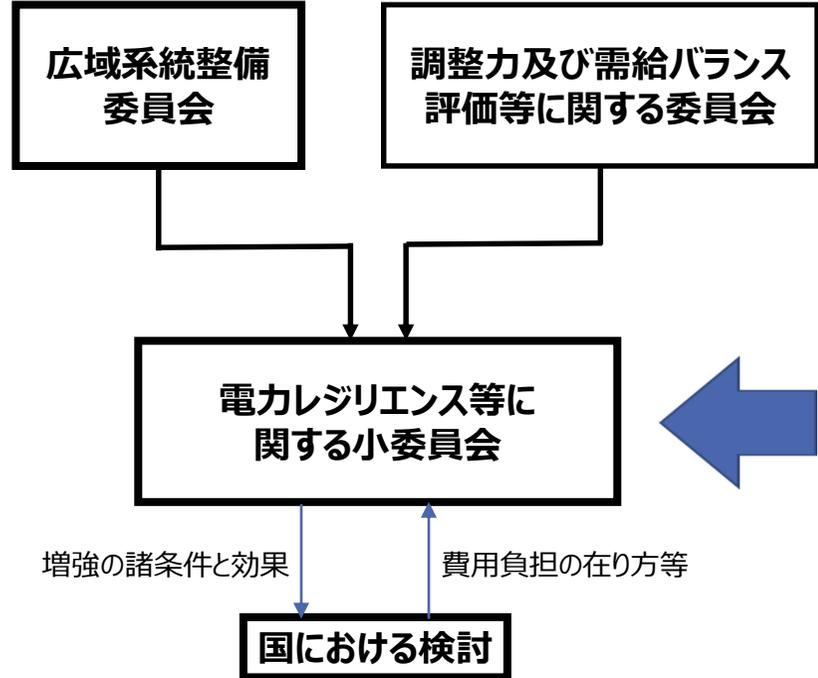
- | | | |
|------------------------------|---|----------|
| ①北海道本州間連系設備（②、③の総称） | ⇒ | 北本連系設備 |
| ②北海道・本州間電力連系設備（電源開発(株)）60万kW | ⇒ | 旧北本連系設備 |
| ③新北海道本州間連系設備（北海道電力(株)）30万kW | ⇒ | 新北本連系設備 |
| ④今回増強を検討する北本連系設備 | ⇒ | 新々北本連系設備 |



①-2 北本の更なる増強等の検討（検討の進め方について）

（2） 広域系統整備委員会からの委任

- 第37回広域系統整備委員会（2018年12月4日）において、北本連系設備の増強に関する計画策定プロセスが開始され、「新北本連系線整備後の更なる増強、及び設備の他励式から自励式への転換の是非」について検討するため、合同小委員会において増強ルートや工事費、工期等の諸条件、増強による効果について具体的な検討を行うこととした。
- 本小委員会の検討は適宜政府に報告し、政府における「レジリエンス強化と再生可能エネルギーの大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方（託送制度改革を含む）」に関する検討と連携を図りつつ検討を進める。



（3） 本小委員会での審議内容及びスケジュール（案）

- 国の要請を踏まえ、広域機関では早急に北本連系設備の更なる増強について検討を行い、国に対して、増強ルートやその規模、増強によって得られる効果について提示する必要がある。
- 今後の検討の進め方については、以下のとおりとすることとしてはどうか。

○第1回（2018年12月18日）

- ・検討の対象とする増強ルート
- ・検討の対象とする増強規模
- ・北本連系設備の増強効果検討の視点

～～工期・工事費の算定～～

○年明け（1月～2月頃）

- ・増強工事の具体化（工事費、工期）
- ・増強により得られる効果の考え方

～～シミュレーション等による効果の確認～～

○来春

- ・増強により得られる効果の定量化

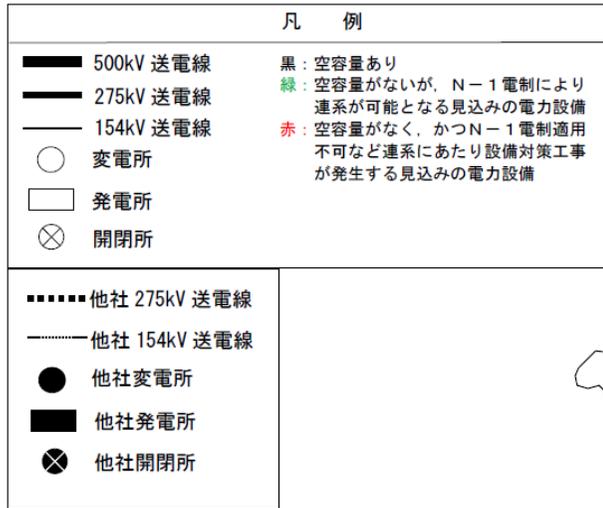
①-3 北本の更なる増強等の検討（検討すべき増強内容）

（5） 地内増強に係る設備形成の効率化

- 北本連系設備の潮流増加に伴い、地内増強が必要となる場合がある。
- 特に東北地内は北からの潮流を流すための容量がない状況。
- 増強を最小限に抑え効果を最大化するため、新たなルールの構築も含めた検討を行うこととしてはどうか。

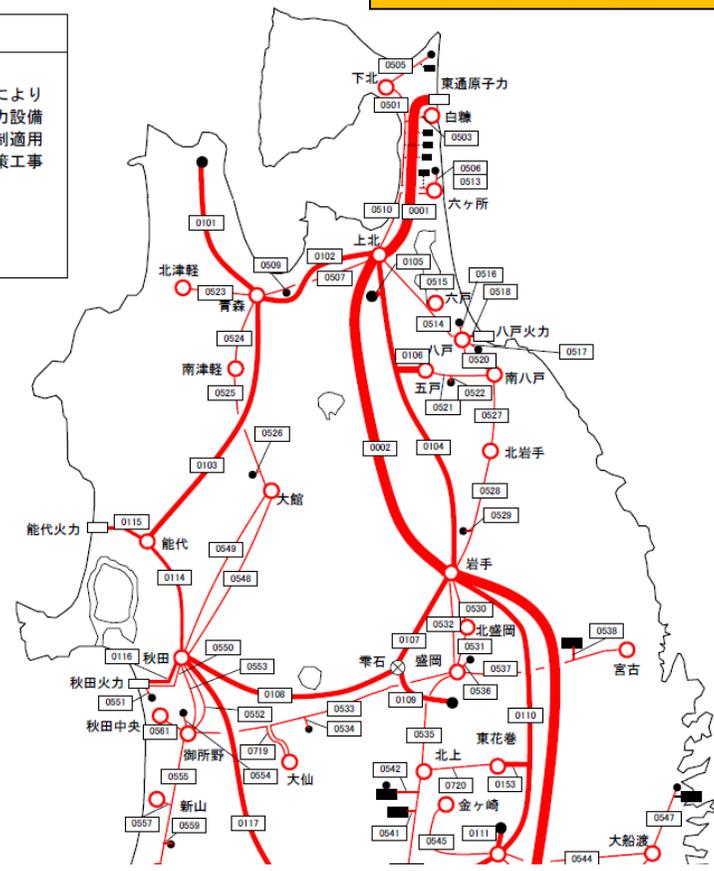
電力系統図（1次系）

東北電力「送電線および変電所の空容量」より



<注意事項>

- ・空容量の有無は目安であり、系統接続の前に、接続検討をお申込みいただき、その検討の中で接続点に応じた空容量を精査した上で、必要な対策を回答いたします。
- ・原則として熱容量に基づく空容量の有無を記載しております。その他の要因（電圧や系統安定度など）で連系制約が発生する場合があります。
- ・緑色・赤色箇所は、空容量が不足しているため、発電設備等の連系にあたり、原則対策工事が必要となる設備となります。このうち緑色箇所についてはN-1電制適用により発電設備の連系が可能となる見込みの設備となります。ただし、緑色・赤色箇所以外において、連系制約が発生しないことを保証するものではありません。また、緑色箇所においても、N-1電制適用にあたっては接続検討をお申込みいただき、その検討の中で適用にあたっての諸条件を確認の上、回答いたします。



①-3 北本の更なる増強等の検討（検討すべき増強内容）

（6）増強規模

■ 北本連系設備の増強規模については、新北本連系設備が30万kWであることから、これを最小単位とし、まずは現在の90万kWに、

① +30万kW（増強後 計120万kW）

② +60万kW（増強後 計150万kW）

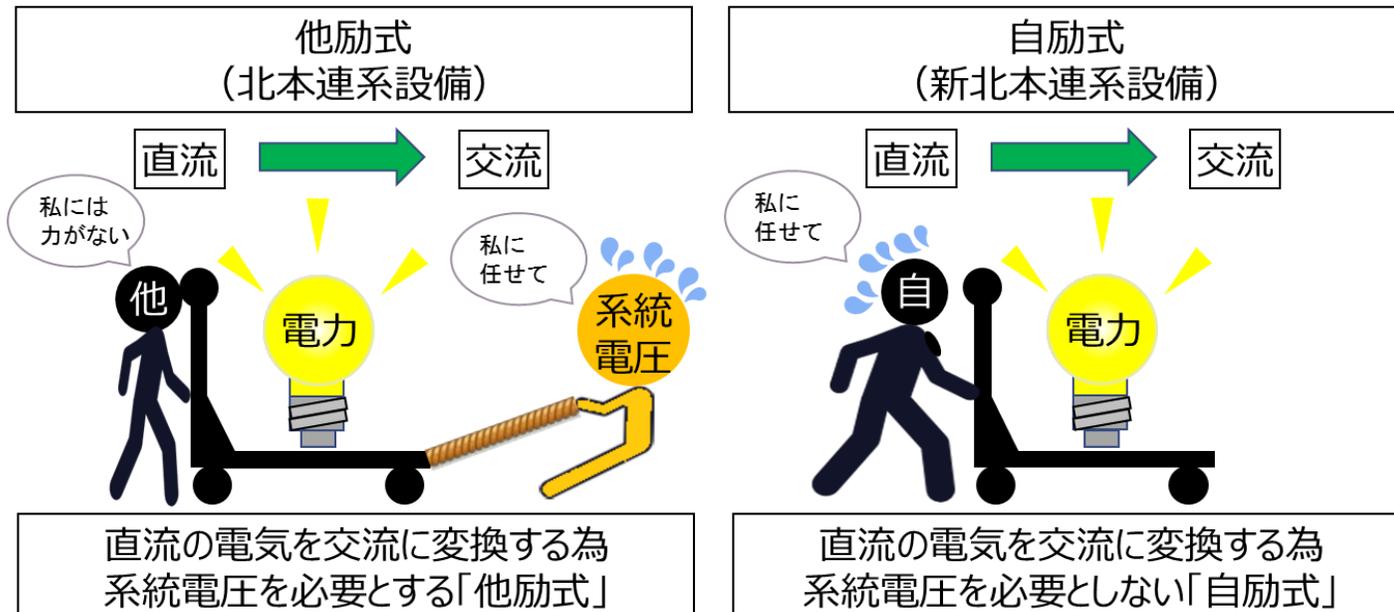
の2つの増強規模で各ルートと比較を行うことにより、検討を進めることとしてはどうか。

①-3 北本の更なる増強等の検討（検討すべき増強内容）

（7） 自励式の活用

- 検証委員会において明らかになったとおり、新北本連系設備において日本で初めて採用された自励式交直変換器は北海道電力管内の発電に関係なく送電ができるため、ブラックアウトのリスク低減やブラックスタートの時間短縮に貢献する場合がある。
- こうしたことを踏まえ、今般の検討においては、自励式による新々北本連系設備の増強と旧北本連系設備の他励式から自励式への変換についても検討することとしてはどうか。

※新北本連系設備については、自励式交直変換器を採用していることから、北海道電力管内の発電に関係なく、電気を送ることができる。このため、実務上の時間は必要ではあるが、即座にブラックスタートに使うことができる



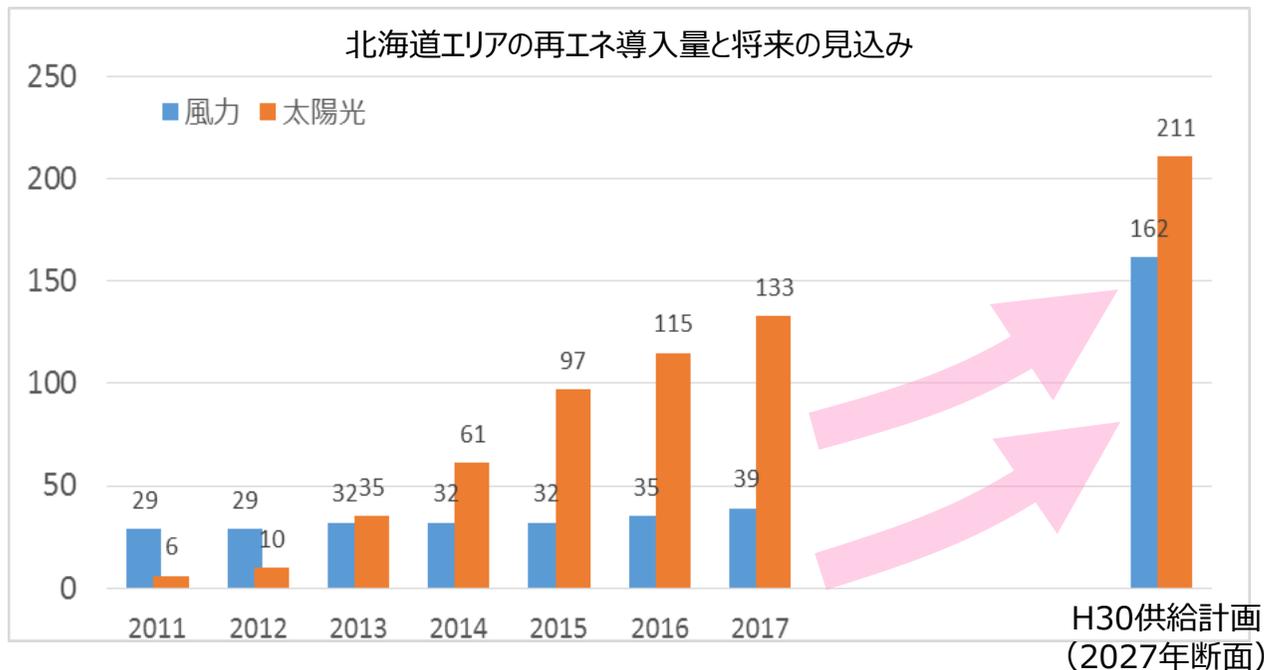
(8) 新北本連系設備の増強検討時の更なる増強の考え方

- 北本連系設備は、信頼度面から60万kW→90万kWへ増強。(2019年3月運開予定)
- 更なる増強については、政策的観点からも拡大が見込まれる再生可能エネルギーの導入状況等を見つつ、必要となる地内系統の整備等ともタイミングを合わせながら、検討を行うこととされた。
「平成24年4月地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書より」



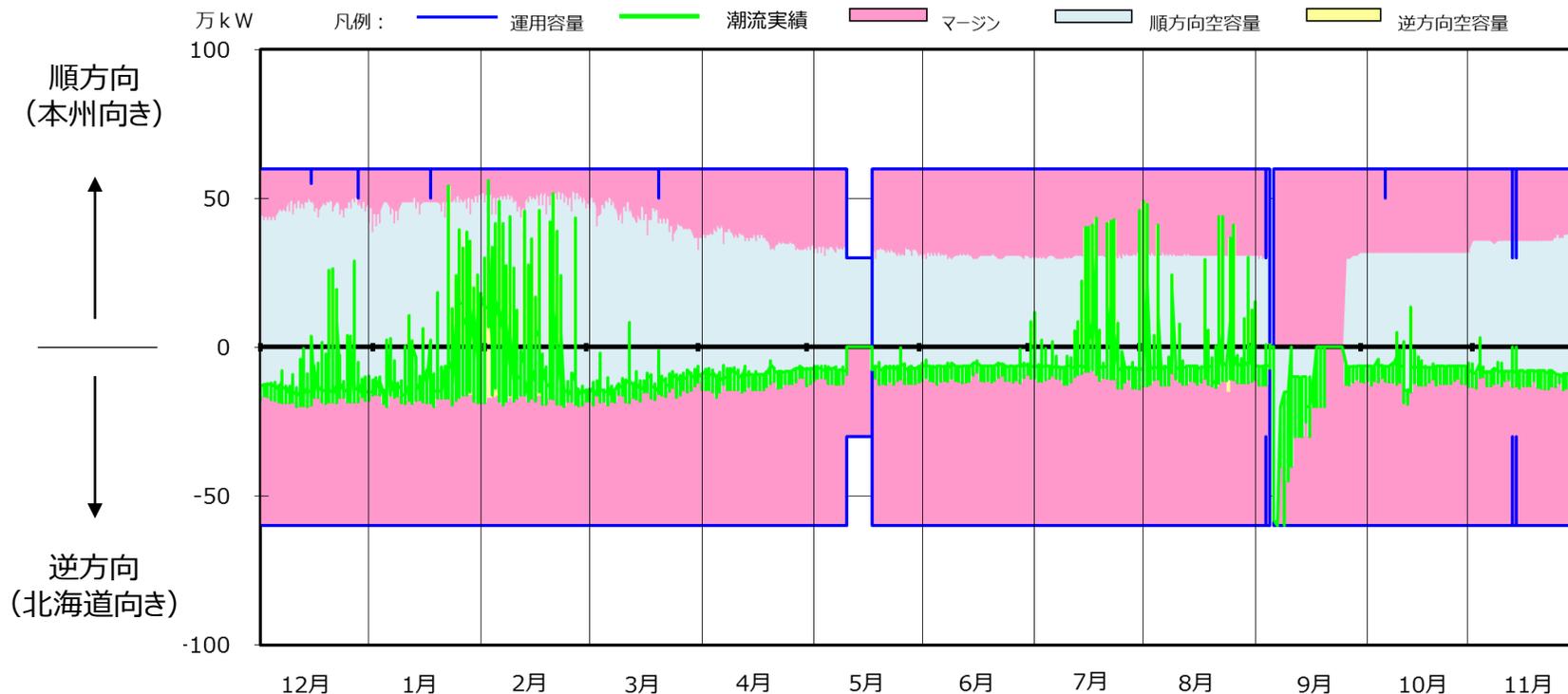
（9）再生可能エネルギーの大量導入を踏まえた広域的取引の観点からの効果

- 再生可能エネルギーの大量導入に向けて、国において検討がなされており、特に大規模な風力発電の導入が期待されている北海道エリアにおいては、連系線の増強が再エネの出力抑制低減や、導入拡大に資するものと考えられる。
- 現在の潮流実績によれば北流（東北エリアから北海道エリアへの潮流）において混雑が発生しているが(次ページ参照)、泊再稼働及び将来の北海道エリアにおける再エネ大量導入を考慮すると、新北本連系設備整備後においても南流（北海道エリアから東北エリアへの潮流）により混雑が発生する可能性がある。
- 以上を踏まえ、様々な電源シナリオにおいて評価を行うこととしてはどうか。



■ 現状、年間通して概ね北流（東北エリアから北海道エリアへの潮流）により混雑が発生。
（逆方向空容量が無い状態）

北海道本州間連系設備の空容量実績について（2017.12.1～2018.11.30）



マージンを確保する理由

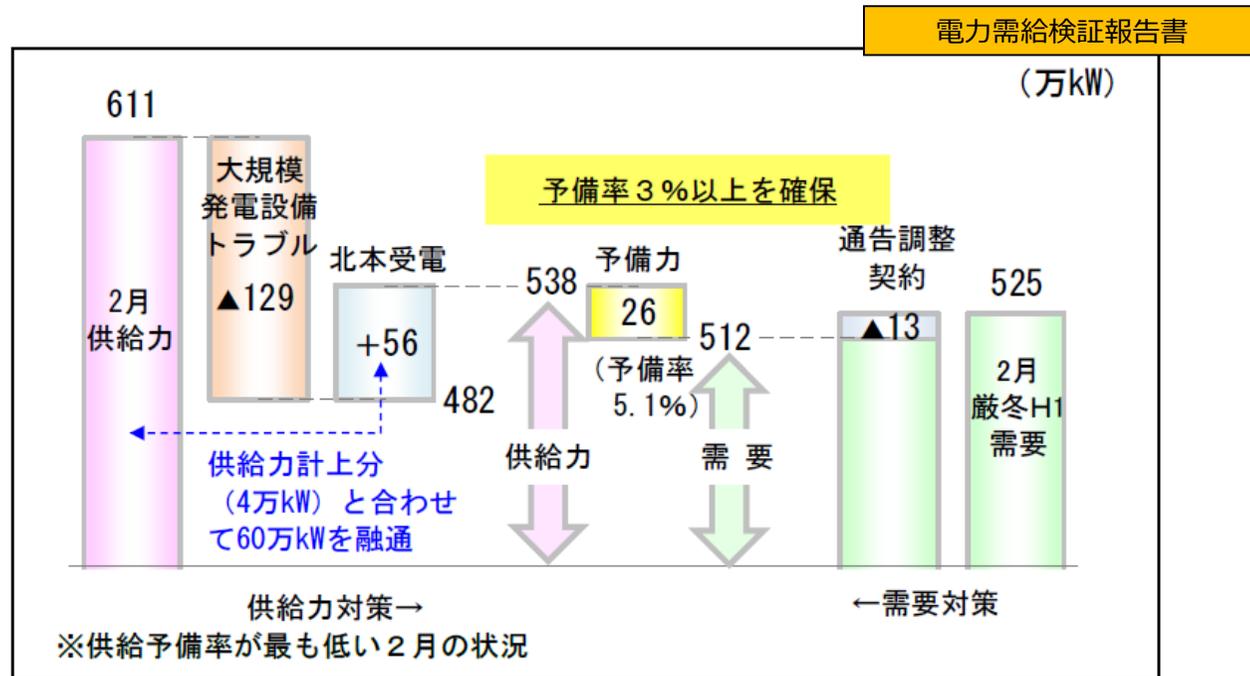
北海道⇒東北：北海道本州間連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数上昇を一定値以内に抑制するため。

東北⇒北海道：北海道エリアの電源のうち、出力が最大である単一の電源の最大出力が故障等により失われた場合にも、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑制するため。

(10) アデカシーの観点からの効果

- アデカシーの観点、すなわち、供給力確保の十分性について、以下2つの視点から増強効果を確認することとしてはどうか。
 - H3需要に対し予備率8%が確保されているか※1
 - H1厳気象に対し予備率3%が確保されているか※2
- 併せて、既設設備の改修期間における増強による効果についても、検討することとしてはどうか。

※1：供給計画におけるバランス評価手法 ※2：電力需給検証報告におけるバランス評価手法



：第33回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018.10.23)資料2-1 参考資料3 一部抜粋

【図6 北海道エリアの供給力減少リスク確認①】

（1 1）セキュリティの観点からの効果

- セキュリティの観点からは、同期安定度、電圧、周波数維持の効果を確認する必要があるが、今般の大規模停電の様相を踏まえ、とりわけ周波数面において、増強後の大規模電源脱落時等の周波数応動を周波数シミュレーションにより確認することとしてはどうか。
- 併せて、旧北本連系設備の改修期間における増強による効果についても、検討することとしてはどうか。

(参考) 深夜需要時に苫東厚真発電所3台フル出力が同時脱落(揚水なし)

(ケース①-3 : 深夜帯の需要断面(揚水なし) シミュレーション結果)

- 深夜の需要であり、①-1とほぼ同じ条件であるが、このケースにおいては、揚水遮断による周波数の回復がないため、周波数低下が大きく周波数最下点は46.95Hzとなる。47.0Hzを下回っているが、最終的に50Hzまで回復し、ブラックアウトに至らない。47.0Hz以下の継続時間が約0.7秒間と短く、発電所のUFR遮断(47.0Hz以下10秒)に至らない。

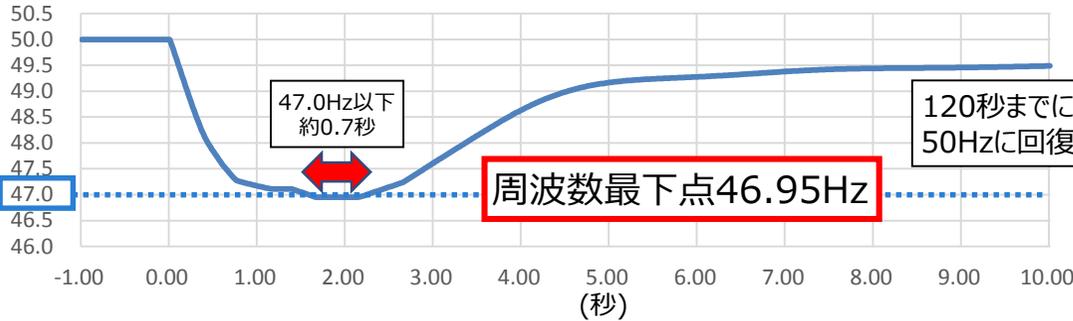
苫東厚真
3台脱落
想定

シミュレーションケース : ①-3

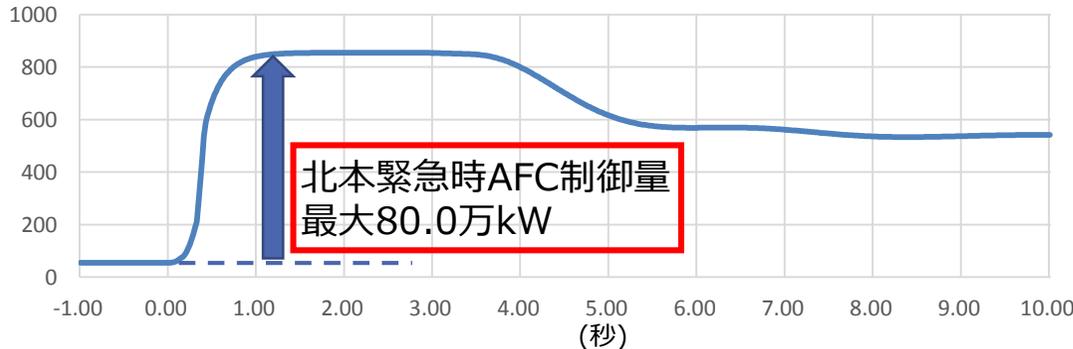


- ・その他発電機脱落 : 風力等の周波数リレーによるトリップ
- ・負荷側の挙動 : UFRによる負荷遮断
- ・供給側の挙動 : 北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北本潮流
(MW)
北流↑
南流↓



電源脱落対象量(MW)

苫東厚真 計	1598
再エネ(風力+太陽光)	115
その他	149
計	1862

シミュレーション結果

結果	○*
周波数最下点(Hz)	※1 46.95
UFR動作量(MW)	1166.2
UFR残量(MW)	518.5
北本AFC最大動作量(MW)	800.0
北本潮流最終値(MW)	651.6
北本潮流最終余力(MW)	203.4

※1 47.0Hz以下であるが、発電所UFR(47.0Hz-10秒)遮断なしのため、ブラックアウトしない

(参考) 泊発電所が再稼働した場合の断面の再発防止対策について
(周波数変化率 (df/dt要素) を活用したUFR整定) (揚水なし)

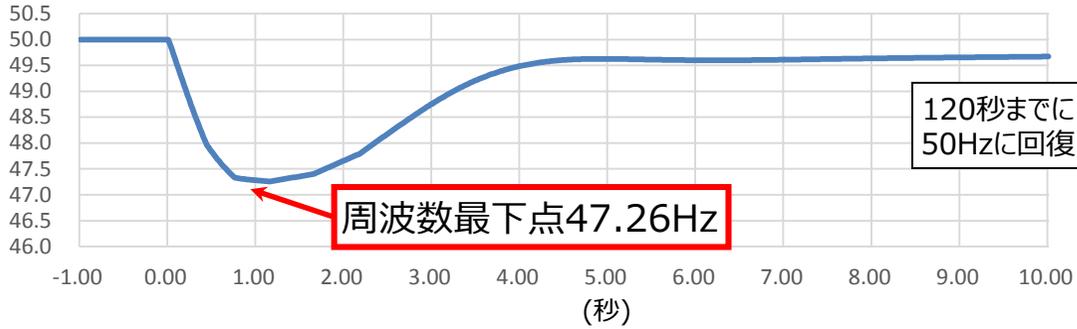
第4回平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 資料1より抜粋

(ケース②-1-a2 : 全UFR設備をdf/dt機能付に更新後 シミュレーション結果)
■ ②-1と比較し、df/dt機能による早い段階でのUFR負荷遮断が39万kW増加するため、周波数最下点は47.26Hzとなり、最終的に50Hzまで回復する。その後、最終的に50Hzまで回復しブラックアウトに至らない。

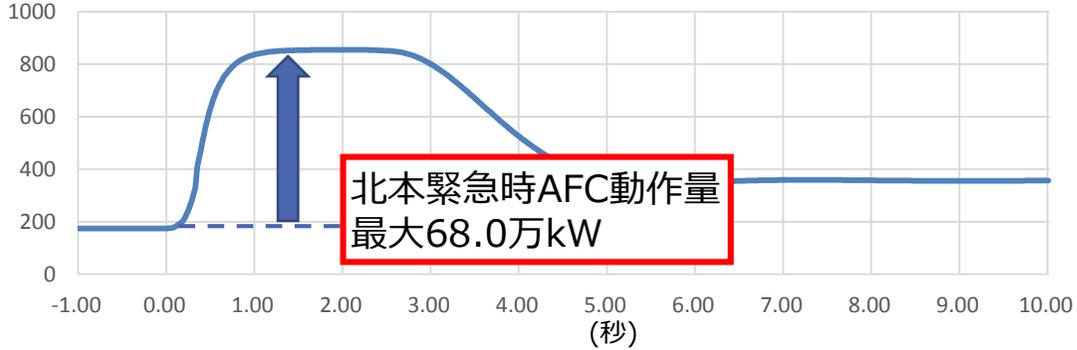
泊
3台脱落
想定

シミュレーションケース : ②-1-a2 変更案2 将来の対応
揚水なし
・その他発電機脱落 : 風力等の周波数リレーによるトリップ
・負荷側の挙動 : UFRによる負荷遮断
・供給側の挙動 : 北本及び新北本緊急時AFC動作、非脱落電源出力上昇

周波数
(Hz)



北流 ↑
北本潮流
(MW)
南流 ↓



電源脱落対象量(MW)	
泊 計	2070
再エネ(風力+太陽光)	30
その他	0
計	2100

シミュレーション結果	
結果	○
周波数最下点(Hz)	47.26
UFR動作量(MW)	1732.3
UFR残量(MW)	152.2
北本AFC最大動作量(MW)	679.9
北本潮流最終値(MW)	450.6
北本潮流最終余力(MW)	404.4

（12） 費用対便益の手法について

- 地域間連系線の増強に対する費用対便益の評価については、増強が行われない場合(Without)と、行われた場合(With)の総便益、総費用各々の変化を比較し評価することとしてはどうか。
- 連系線増強に伴う便益については、主要と考えられる以下2項目を概算することとしてはどうか。
 - 燃料費削減については、広域メリットオーダーに基づいた連系線潮流シミュレーションにより、地域間連系線を増強した場合(With)と増強しない場合(Without)の総燃料費の差分として算出。
 - CO2削減については、同様に燃種毎の発電量の差分から、燃種毎の排出係数やCO2クレジット価格を用いて貨幣価値に換算。
- 評価にあたっては、前述のアデカシー面やセキュリティ面の効果などについても定量化できるものは考慮することとしてはどうか。

【便益の評価方法例】

【燃料費削減】

(Without)		➔ (削減分)	(With)	
総コスト (億円)			総コスト (億円)	
エリア	合計		エリア	合計
9エリア計	56,786	114億円/年	9エリア計	56,672

(燃料価格のパラメーター考慮)
(例) 100~114~120 (億円/年)

【CO2削減】

燃種	削減量 (億 kWh)	排出係数 (※) (kg-CO2/kWh)	クレジット価格 (円/t-CO2)	CO2削減便益 (億円/年)
石炭	20	0.864	1,900~5,500	43~125
LNG	10	0.476		
石油	1	0.695		

(※)出典:電力中央研究所
「日本における発電技術のライフサイクルCO2排出量総合評価 (2016年7月)」

(13) 送配電等業務指針第38条に基づく「計画策定プロセスの進め方の決定」

- 本日の議論を踏まえて、計画策定プロセスの進め方を決定することとしてはどうか。
- 送配電等業務指針第38条に基づき、以下のとおり計画策定プロセスの進め方を決定することとしてはどうか。
 - ✓ 第38条第1項 ア「過去案件との照合確認」：該当なし
イ「検討中又は検討予定の案件との照合確認」：該当なし
 - ✓ 第38条第2項 「計画策定プロセスの継続の必要性」：北海道における大規模停電発生に伴う国からの広域システム整備に関する検討要請であることから**継続検討が必要**。
 - ✓ 第38条第3項 「検討スケジュール」：次スライド参照。

送配電等業務指針

（計画策定プロセスの進め方の決定）

第38条 本機関は、次の各号に掲げる事項の確認及び検討の上、計画策定プロセスの進め方を決定するものとする。

一 他の案件との照合確認

ア 過去の検討案件との照合確認 新規の計画策定プロセスに係る案件（以下「新規検討案件」という。）と、過去の計画策定プロセスにより検討を行った案件（但し、広域システム整備計画の決定に至らなかった案件に限る。）との間の検討開始の理由及び内容の同一性。同一性が認められる場合には、当該案件の検討を行った時からの状況の変化の有無及び程度

イ 検討中又は検討予定の案件との照合確認 新規検討案件と、現在、計画策定プロセスにより検討を行っている又は検討を行おうとしている他の案件との間の検討開始の理由又は内容の同一性。同一性が認められる場合には、当該他の案件とは別に広域システム整備の検討を行う必要性

二 計画策定プロセスの継続の必要性 前号ア及びイの確認結果その他計画策定プロセスを継続する必要性に関する事項

三 検討スケジュール 計画策定プロセスの進め方の決定から業務規程第60条に基づく広域システム整備計画の決定までの期間

(14) 具体的スケジュール（案）

- 計画策定プロセスとしての来春までのスケジュールについては、以下のとおりとすることとしてはどうか。
- なお、国における費用負担等の議論を踏まえ、必要に応じ、見直すこととしてはどうか。

		2018年度				2019年度
		12月	1月	2月	3月	来春
開始手続き		<input type="checkbox"/>				
進め方の検討		<input type="checkbox"/>				
基本要件	対策案の検討	増強要否・対策案検討、各案比較評価				
	受益者範囲の検討					国の審議会にて議論
広域系統整備委員会		★12/4 ・検討開始				
電力レジリエンス小委員会		★第1回(12/18) ・検討の対象とするルート ・増強規模 ・進め方の検討		★ ・増強工事の具体化 ・増強の効果の考え方整理	★ ・増強により得られる効果の定量化	
理事会		12/19 ◆プロセスの進め方決定 ・経済産業大臣報告内容				
公表関連		☆12/20 ・プロセスの進め方決定公表 ・経済産業大臣報告				

②更なる供給力等の対応力確保策の検討

第4章 今後の対策パッケージ

2. 中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）

<防災対策（ブラックアウト等の発生の最大限回避）>

(2) 供給サイドにおける対策

① 更なる供給力等の対応力の確保策

ブラックアウト等を最大限回避し、早期に需給を安定化させるために必要な供給力等の対応力の確保を図るため、電源への投資回収スキーム等の対策を講じる。

具体的には、早期に需給を安定化させるために必要な対応力の確保及び供給力の更なる確保を図るため、供給信頼度基準の考え方等について検討を引き続き行っていく中で、調整力公募における調整力（稀頻度リスク対応調整力を含む。）の必要量の見直しを検討する。加えて、現在、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の可能性も含め、政府及び広域機関において検討する。

こうした取組を含め、不確実性が高まる中で、投資判断の予見性を向上させ、過少投資を回避するため、電源等に対する投資が促進される仕組みの整備が求められる。また、本ワーキンググループにおける議論においては、経年化した火力発電所等について、

- 系統事故等が発生した際に出力を所内電力分に見合った量まで即座に落とし自立運転を可能とするFCB（Fast Cut Back）機能の具備を検討すべきではないか
- 老朽化しメンテナンスも十分になされていない発電所について、他の常時活用されている発電所と同様の供給能力があると評価することが適切か、検討すべきではないか
- 今般の北海道における大規模停電について、老朽火力発電所がブラックアウトからの早期復旧等に活躍したことを踏まえれば、これらの火力発電所の廃止については慎重に検討すべきではないか

といった意見が委員から出された。3点目の意見については、例えば、来年度開始予定の広域機関が管理者となる発電設備等の情報掲示板による、老朽火力発電所の廃止が検討される際に当該発電所を他の発電事業者等が活用する希望があるかについてマッチングを図る仕組みの構築といったことも考え得る。これらの意見も踏まえ、老朽火力発電所等の適切な活用を図るための方策についても、国民負担とのバランスも加味しながら、中長期的な視野に立って検討する。

また、電源への投資回収スキーム等の中長期的に必要な供給力を確保する仕組みの検討を早急に開始する。

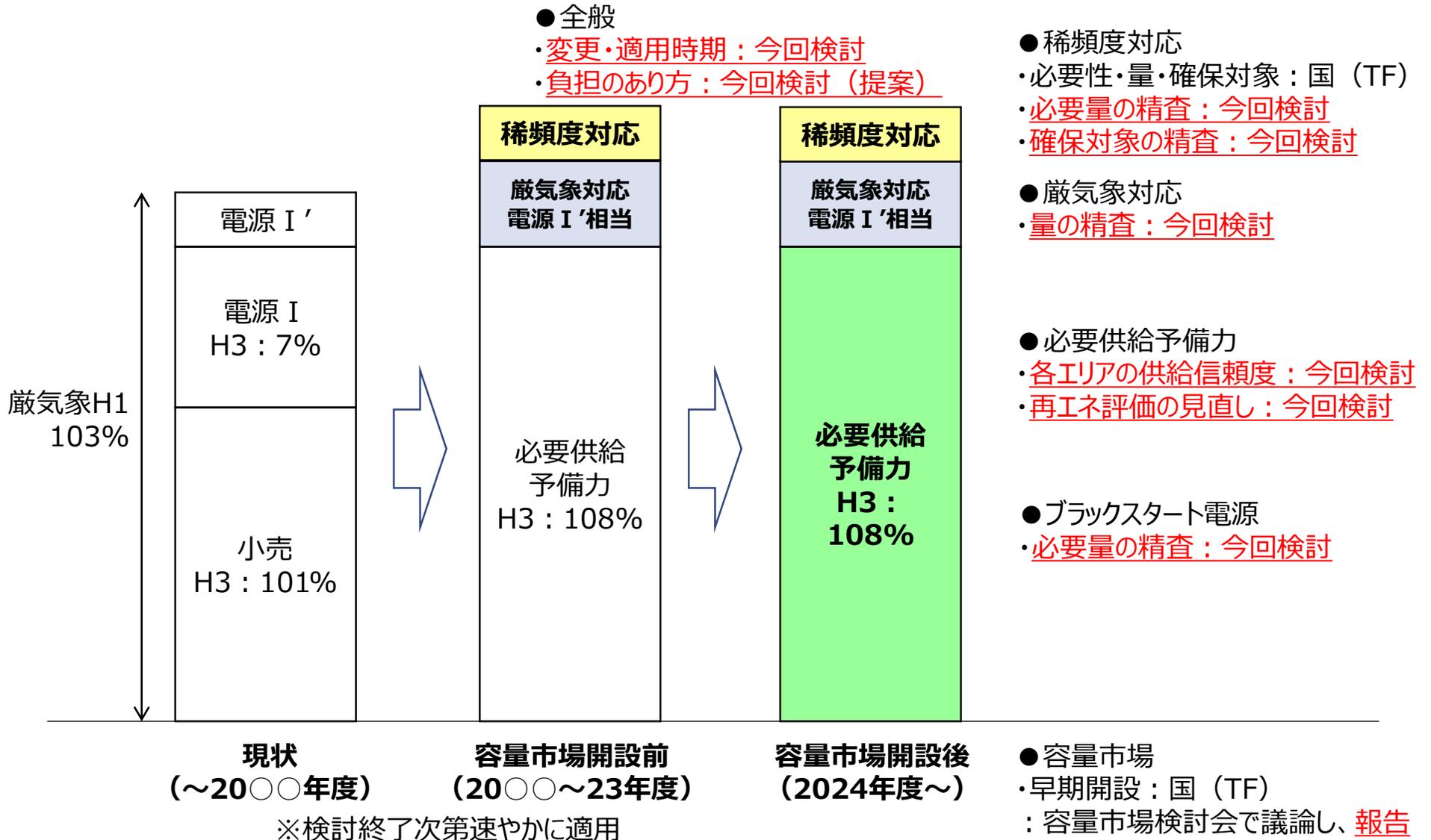
また、今般の北海道における大規模停電等も踏まえ、広域的な観点からも含め、送電線等の大規模故障が発生してもブラックアウトを回避するために部分的にも単独系統を残すといった緊急時・復旧時の対応の高度化を図る方策についても検討する。

さらに、本ワーキンググループにおいて、電力インフラの総点検（ネットワーク全体）を行い、第3章に記載のとおりの評価を行ったが、設備構成等は随時変化するため、従来の需給検証プロセスに加え、電力インフラ総点検の方法をベースとしつつ、より精度を高めた形で、ブラックアウトのリスクを定期的に確認するプロセスを構築する。

(1) これまでの経緯・検討状況

- 現在の供給力等の確保は以下の通り
 - ✓ 供給計画：エリア毎にH3需要の108%を確保（予備率均平化含む）
 - ✓ 調整力公募：H3需要の108%と厳気象H1需要の103%の差分を電源 I'として確保
 - ✓ ブラックスタート電源等の確保（H3需要の108%の内数）
- H3需要の108%相当は下記の変更を検討中
 - ✓ 供給信頼度基準（偶発7%相当）の指標をLOLPからEUEに変更
 - ✓ 再エネの供給力評価をL5から再エネkW価値（火力代替）に変更
 - ✓ 計画停止を踏まえた設備量としての確保
- 容量市場は下記の方角性で検討中
 - ✓ 目標調達量は、H3需要の108%と電源 I'相当（ただし、必要量の考え方に応じ変更する）
 - ✓ 全国市場で確保
 - ✓ 2020年度に開設し、2024年度分以降の調達を行う

(2) 本小委員会での審議内容



② 更なる供給力等の対応力確保策の検討

(2) 本小委員会での審議内容

① 必要供給予備力

①-1 再エネ導入進展（年間需要フラット化）に対する、必要な系統電源の確保

- ✓ 再エネkW価値見直しに伴う、系統電源必要量の算定方法の考え方
- ✓ 計画停止を踏まえた設備量の確保量の算定方法の考え方

①-2 各エリアの供給信頼度のあり方

- ✓ 各エリアの供給信頼度の確保方法

（必要予備率の設定有無、EUE算定における連系線マージンの扱い）

② 調整力公募

②-1 厳気象対応

- ✓ 厳気象の定義「10年に1回程度の猛暑や厳寒」の見直し是非
- ✓ 必要量の算定対象の見直し是非（厳気象H1需要の発生月以外も算定するか）

②-2 ブラックスタート電源

- ✓ ブラックスタート電源の必要量（箇所数等）の見直し是非

② 更なる供給力等の対応力確保策の検討

(2) 本小委員会での審議内容

③ 稀頻度リスク

- ✓ TFで整理した必要量の妥当性評価、具体的な算定
- ✓ TFで整理した確保対象の具体化

④ 全般

- ✓ 各項目の変更・適用時期（適用までの運用方法含む）
- ✓ 各変更を踏まえた需給検証の考え方
- ✓ 各項目の変更・適用による負担のあり方

(参考) 本小委員会での報告内容

① 容量市場の早期開設

- ✓ TF、容量市場検討会での審議事項の報告

(3) 具体的な検討スケジュール (案)

1月

- ・審議項目の概要
- ・①－2 各エリアの供給信頼度のあり方
- ・②－1 厳気象対応 (1/2)
- ・④ 適用時期・需給検証の考え方

2月

- ・①－1 再エネ導入進展 (1/2)
- ・②－1 厳気象対応 (2/2)
- ・③ 稀頻度リスク (1/2)

3月

- ・①－1 再エネ導入進展 (2/2)
- ・②－2 ブラックスタート電源
- ・③ 稀頻度リスク (2/2)
- ・(報告) 容量市場の早期開設

未定

- ・④ 費用負担のあり方

(余 白)

③レジリエンスと再エネ拡大の両立に資する地域間連系線等の 増強・活用拡大策等の検討

第4章 今後の対策パッケージ

2. 中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）

<防災対策（ブラックアウト等の発生の最大限回避）>

（2）供給サイドにおける対策

② レジリエンスと再生可能エネルギー拡大の両立に資する地域間連系線等の増強・活用拡大策等の検討

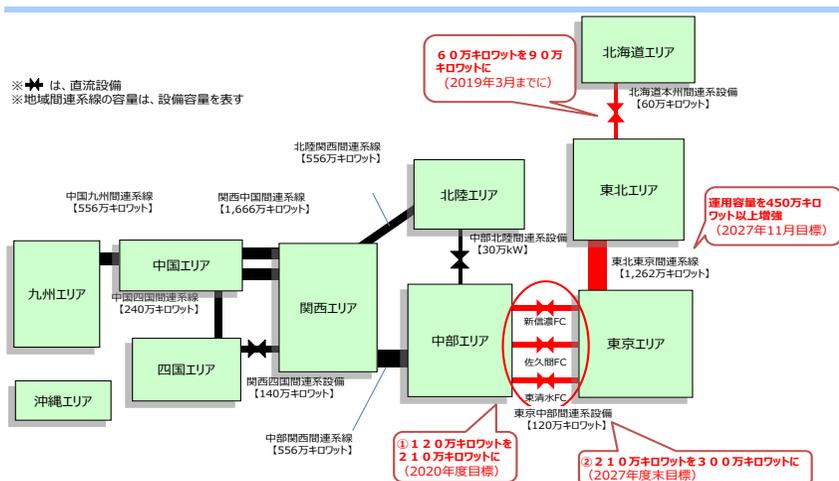
災害時等に電源脱落等が発生した場合に備えレジリエンスを高めるとともに、再生可能エネルギーの大量導入に資するため、各地域間を結ぶ連系線等について、東日本大震災後に講じられている各種の地域間連系線強化対策の現状も踏まえつつ、需給の状況等を見極めながら、増強・活用拡大策について検討する。

その際、北本連系線の新北本連系線整備後（合計連系容量60万kWから90万kWに増強後）の更なる増強等も含めて、これらの検討にあたって、増強等の意義を整理するとともに、レジリエンス強化と再生可能エネルギー大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方（託送制度改革含む）についても、関係者の意見を踏まえつつ、政府にて検討に着手する。

また、「需給調整市場」の構築の着実な実施など、調整力の広域的な最適調達・運用を可能とするための制度整備について検討を行っていく。

（参考）地域間連系線の増強計画

地域間連系線の増強計画



(1) これまでの経緯・検討状況

- 国の審議会において、一般送配電事業者が必要とする調整力は市場を通じてより効率的に調達・運用することとされた。このため需給調整市場を創設することとなり、資源エネルギー庁、電力・ガス取引監視等委員会及び広域機関で検討を進めているところ。
- 調整力は一般送配電事業者が需要と供給を合わせるために用いるものであり、現在はエリア内の運用しかできないため、一般送配電事業者が公募によりエリア内から調達している。
 - ✓ 調整力の運用とは、変動する需要に対して供給力を系統全体で合わせるために一般送配電事業者が調整力の出力を増減させることであり、発電機等に中給からリアルタイムで制御信号を送る仕組みが必要。
 - ✓ 従前の発送電一貫体制の下では電力会社が調整力を自ら保有するとされていたため、自エリアから調整力を調達することが基本であり、そのため現在の中給システムはエリア内の調整力とのみ関係されている。
 - ✓ 以上より、現状では調整力はエリア内でしか運用できないことからエリア内で調達されている。
- 需給調整市場の検討において、調整力の効率的な調達や透明性の確保、商品の細分化による新規参入の促進などを目的として、調整力の広域的な調達・運用の仕組みなどについて需給調整市場検討小委員会にて検討を進めている。
- 広域的な運用については、2021年度から三次調整力②および三次調整力①の9社広域運用が開始される予定であり、順次、対象商品の拡大を検討している。これにあわせて、広域調達についても順次開始の検討をしており、2021年度の需給調整市場を創設し三次調整力②から開始される予定。

- 2020年度の需給調整市場（リアルタイム市場）の創設に向けて、調整力公募の評価も踏まえながら、資源エネルギー庁・広域機関・監視等委員会において、一体的に検討を進める。
- 本作業部会で全体制度設計を行うとともに、実際に需給調整市場の運営を行うに際して万全を期すため、広域機関において市場運営等の課題についてより詳細な検討を行い、監視等委員会において参入要件や市場監視等の在り方について検討を進めていくこととしてはどうか。

<検討の枠組み>

資源エネルギー庁
～全体制度設計～

- 具体的な市場設計、運営主体・ルールの検討
- 安定供給と低廉化の両立 等

電力広域的運営推進機関
～市場運営等に係る詳細検討～

- 実運用の観点から踏まえた必要な調整力の量・質等条件の検討
- 市場運営等や広域化に関する技術的検討 等

電力・ガス取引監視等委員会
～参入要件・市場監視等の在り方検討～

- コスト合理化の観点からの競争活性化に係る検討
- 価格情報のより詳細かつタイムリーな公表の在り方 等

商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。*1

広域需給調整システム発注
(広域運用のシステム)

需給調整市場創設

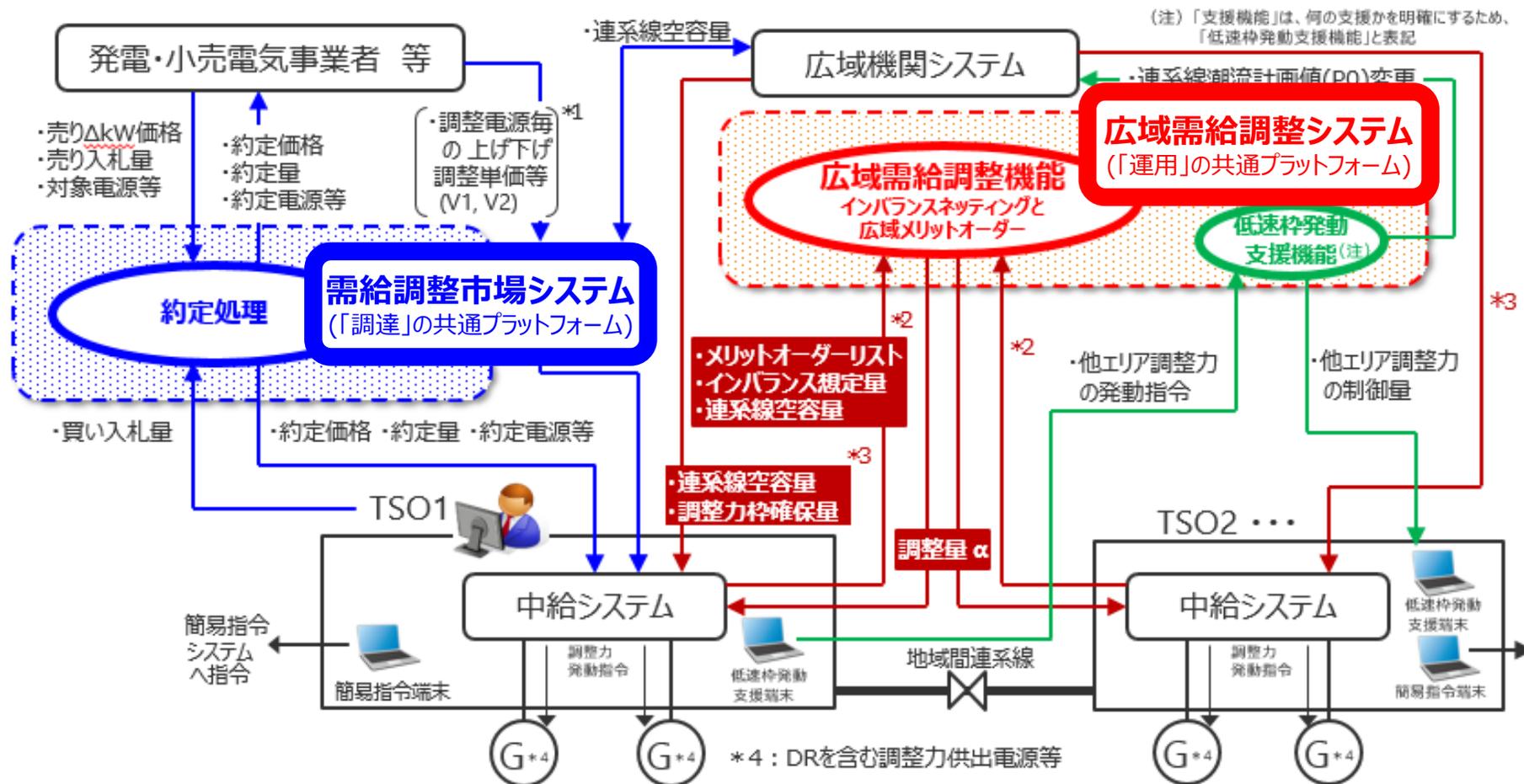


容量市場初回オークション

容量契約発効

- *1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う (各社の改修時期は未定)
(例: kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大...)
- *2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み (現行の電源 II に相当する仕組み) を続ける。
詳細については今後検討。
- *3 EDC (経済負荷配分制御) : 全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御 (小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる)。
LFC (負荷周波数制御) : 周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。
GF (ガバナフリー制御) : 発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

- 多数の事業者が利用する需給調整市場システム (情報系) と、一般送配電事業者のみが利用し、実需給に直結する広域需給調整システム (制御系) とは、サイバー攻撃や安定供給等のセキュリティ面から分けて構築。
- 需給調整市場システム (調達) は、実需給で出力調整できる権利を確保するものに対し、広域需給調整システム (運用) は、実需給で最も経済的に出力調整するものであり、独立したシステム構築が可能。



需給調整市場に係る課題一覧				
年度	2020	2021	~ 2020+X (遅くとも2024)	2020+Y ・中給システム改修後 ・細分化する場合
広域運用	三次①相当(3社~) 一次相当	三次② 三次①相当(9社*)	二次②相当(9社*)	二次①
広域調達		三次② 一次(可否・時期の検討要)	三次① 二次②	二次①
課題	【課題1】 -1 三次①・二次②の広域調達時期 -2 二次①の広域調達可否と時期 -3 一次の広域調達可否と時期		(2024年度からは広域調達かエリア内調達か にかかわらず全商品の週間調達を開始)	
	【課題2】 -1 契約・精算(TSO-TSO) -2 直流設備の扱い -3 運用段階での設備 トラブル時等の対応	【課題3】 -1 契約・精算(TSO-BG) -2 余力活用の仕組み -3 商品設計 -4 調達スケジュール -5 情報公開 -6 調整係数 -7 事前審査 -8 リクワイアメント -9 アセスメント・ペナルティ -10 調整力必要量 -11 下げ調整力の調達 -12 ΔkW調達不調・減少時の扱い	【課題4】 -1 一次に係る 具体的な 調達方法	【課題5】 -1 複合約定ロジック -2 連系線容量確保 -3 特定地域立地電源 調達方法
※ 具体的なスケジュールは、広域需給調整システムの製作メーカーが決まり次第、各社中給対応の調整等も踏まえ今後検討				

(2) 今後の進め方

- 「需給調整市場」の構築の着実な実施など、調整力の広域的な最適調達・運用を可能とするための制度整備の検討
 - ① 現在、需給調整市場検討小委員会において、調整力の広域的な運用の仕組み、広域調達するための市場の仕組みの検討を実施中。
 - ② これについては、引き続き、需給調整市場検討小委員会にて検討を進めることとしてはどうか。

(参考) 地域間連系線等の増強・活用拡大策等の検討

- なお、「地域間連系線等の増強・活用拡大策等の検討」にあたっては、レジリエンス強化と再生可能エネルギー大量導入を両立させる費用負担方式やネットワーク投資の確保の在り方（託送制度改革含む）に係る国での検討を踏まえたうえで着手することとする。

④ 太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う解列の整定値等 の見直し

第2章 北海道大規模停電に係る検証・評価

1. 検証委員会の中間報告

(2) 中間報告の概要

③再発防止策

(中略)

(エ) 北海道エリアにおける運用上の中長期対策

(中略)

- 発電機（風力、太陽光）のリレーの整定値等：周波数低下時に一斉解列等が発生し系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、風力発電機、太陽光発電機それぞれの周波数低下リレー（UFR）の整定値が運転周波数の下限に設定されているかどうか、また、最新のFRT要件（事故時に運転を継続するための要件）を満たしているかどうかを確認し、そうでない場合は、適切な対策を講じる必要がある。加えて、風力発電機、太陽光発電機それぞれのUFRの整定値及びFRT要件について、まずもって北海道から系統連系技術要件の見直しの是非を検討する必要があると考えられる。当該見直しの検討については、まずは北海道エリアの特性も踏まえ、関係機関・関係者（事業者、事業者団体、広域機関）において対応を検討する必要がある。

第4章 今後の対策パッケージ

2. 中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）

<防災対策（ブラックアウト等の発生を最大限回避）>

(2) 供給サイドにおける対策

③ 災害に強い再生可能エネルギーの導入促進

今般の北海道における大規模停電において、ほぼ全ての風力発電所は地震発生直後に解列したことも踏まえ、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる変動再エネ（太陽光、風力）について、周波数変動への耐性を高めるため、周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しを行う（グリッドコードの策定等）。

(1) これまでの経緯（北海道胆振東部地震）

- 北海道胆振東部地震においては、風力発電機のほぼ全てが地震発生直後に周波数低下により停止した。（夜間であったため、太陽光発電はなかった。）
この風力発電機の停止については、周波数が46.13Hzまで低下していく過程で周波数低下リレーが動作した結果であり、必ずしも問題はなかったと考えられる。
- しかしながら、今後、大規模電源脱落等による周波数低下時に一斉解列等が発生し系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しが提言された。

電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめより引用

＜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における中間報告＞

発電機（風力、太陽光）のリレーの整定値等：周波数低下時に一斉解列等が発生し系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、風力発電機、太陽光発電機それぞれの**周波数低下リレー（UFR）の整定値が運転周波数の下限に設定されているかどうか**、また、最新の**FRT 要件（事故時に運転を継続するための要件）を満たしているかどうかを確認し、そうでない場合は、適切な対策を講じる必要がある**。加えて、風力発電機、太陽光発電機それぞれの**UFR の整定値及びFRT 要件について、まずもって北海道から系統連系技術要件の見直しの是非を検討する必要がある**と考えられる。当該見直しの検討については、まずは北海道エリアの特性も踏まえ、**関係機関・関係者（事業者、事業者団体、広域機関）において対応を検討する必要がある**。

＜電力レジリエンスWGにおける中期対策＞

③ **災害に強い再生可能エネルギーの導入促進**

今般の北海道における大規模停電において、ほぼ全ての風力発電所は地震発生直後に解列したことも踏まえ、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる**変動再エネ(太陽光、風力)について、周波数変動への耐性を高めるため、周波数変動に伴う解列の整定値見直しを行う(グリッドコードの策定等)**。

(参考) 周波数低下に関する検討事例 (平成28年度に発生した60Hz系統における周波数低下事象)

- 平成28年度に発生した中西系統における周波数低下事象を調査した結果、
 - ・ 周波数変動を敏感に検出し、FRT※¹要件非対応の太陽光発電が不要解列する
 - ・ 一部の発電機において、UFR※²の整定値が59.0Hz以上となっていることが判明した。(参考資料参照)

※1: FRT (Fault Ride Through : 事故時運転継続) ※2: UFR (Under Frequency Relay : 周波数低下リレー)

- これを受けて、一般送配電事業者10者とともに、「太陽光、風力発電のFRT要件非対応設備の調査」や「発電機のUFR整定値の調査」を行い、対応方法について事業者団体と協議を行った。その結果、
 - ・ 太陽光発電は、100万件を超えるFRT要件非対応の設備があり、対応策としてはPCSの取替が必要となるが、費用が高額となるうえに事業者にとっては、連系以降に規定された要件の遡及対応となる
 - ・ 風力発電は、周波数に影響があるほどFRT要件非対応の設備は導入されていない
 - ・ 発電機のUFRの整定変更は、技術員派遣等で対応可能であることなどが分かった。
- このため、まずは発電機のUFRの整定変更について、周波数低下防止に効果の高い特別高圧連系および高圧連系のうち整定値が高いものについて、一般送配電事業者10者が発電事業者と整定変更の個別協議を実施しているところである。

(2) 本小委員会での審議内容

- 太陽光・風力発電機のUFR等については、既に全国大における課題として一般送配電事業者10者と広域機関が一体となって検討しており、エリア毎の特性を踏まえて、以下の事項を審議することとしてはどうか。

<既連系の設備対応>

- ①：太陽光・風力発電機のUFR整定値およびFRT要件非対応設備の状況確認
- ②：①の状況を踏まえた課題整理と対応方法
(発電機の解列の影響、整定変更方法、FRT要件非対応設備への対応方法)

<新規連系の設備対応>

- ①：太陽光・風力発電機の運転限界周波数の下限値の整理
- ②：UFR整定値を運転限界周波数の下限値とするための対策
(託送供給等約款別冊の系統連系技術要件等の見直しの是非)

(3) 本小委員会で整理される一定の結論

- ・ 既連系の太陽光・風力発電機のUFR整定値を踏まえた対応の方向性及びFRT要件非対応設備への対応要否
- ・ 新規連系設備のUFR整定値を運転限界周波数の下限値とするための対策

(4) 具体的な検討スケジュール (案)

- 一般送配電事業者10者と広域機関が一体となり、関係事業者とともに合理的な対策について協議し、検討を進めていくこととしてはどうか。
 - 1月 ・ 既連系設備のUFR整定値及びFRT要件非対応設備の状況報告
 - ・ 新規連系設備のUFR整定値
 - ・ 系統連系技術要件等の見直しの是非
 - 3月 ・ 既連系設備のUFR整定値及びFRT要件非対応設備の連系量を踏まえた課題整理と対応の方向性
 - ・ 必要により系統連系技術要件等の見直し案提示
 - ・ 今後の進め方及びスケジュール報告

〔 以降 今回の審議内容踏まえた対策の実施 〕

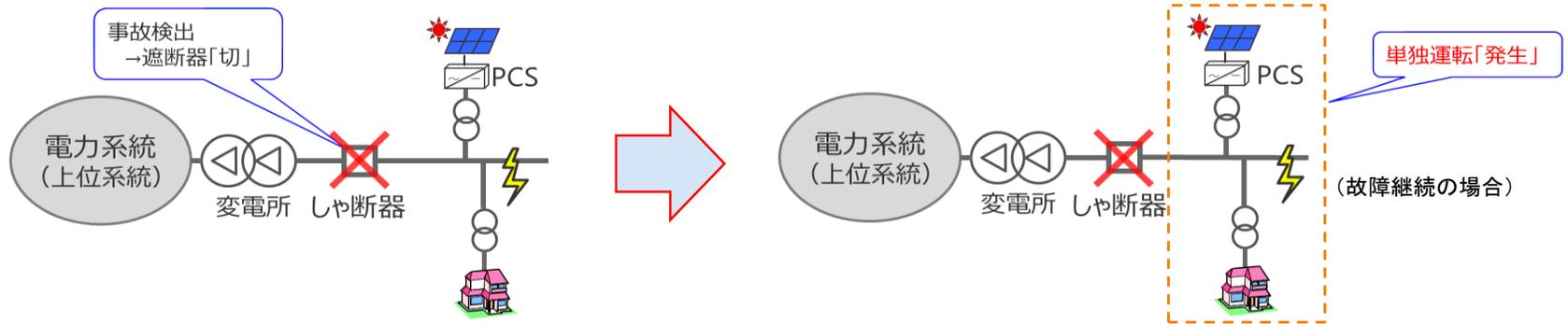
○平成28年度の275kV幸田碧南線、および275kV上越火力線のルート故障の際、60Hz系統の周波数が想定以上に低下する事象が発生した。調査の過程において、一般送配電事業者が運転監視する電源の解列等の他、太陽光発電や自家発の一部が解列したとの情報が広範囲の地域で確認された。

(第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (平成29年4月6日) にて報告)

○系統故障時の周波数安定性は、大規模停電を回避するセキュリティ面から重要である。このため、60Hz系統の一般送配電事業者は、自家発等の調査を実施するとともに、太陽光発電については、PCS (パワーコンディショナ : 電力変換装置) メーカーの協力のもと、単独運転検出機能の動作条件等のアンケートを実施し、系統解析シミュレーション等による原因の調査を行い、電力広域的運営推進機関 (以下、広域機関) と連携し、評価および対策等について検討してきたので、報告する。

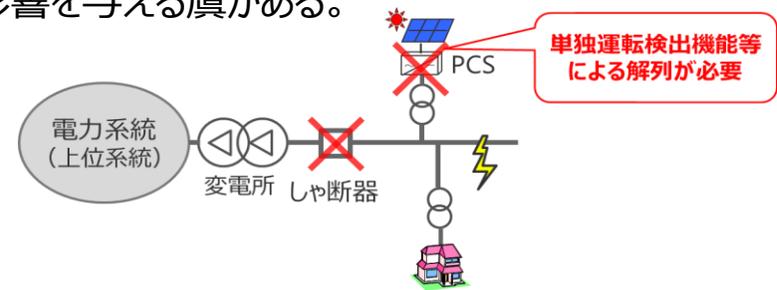
※検討状況は、全一般送配電事業者に情報提供をしている。

- 送配電系統において故障が発生した場合、当該系統の保護のため、送電用のしゃ断器が「切」となる。この場合、当該線路に連系する発電設備が、分離された部分系統内で運転する状態を『単独運転』と言う。



- 系統故障発生時に、発電機が系統連系したまま運転を継続した場合、本来無電圧であるべき範囲が充電され、事故点の被害拡大や復旧遅れなどにより長時間停電に至る可能性がある。また、単独運転は、人身および設備の安全に対する影響を与える虞がある。

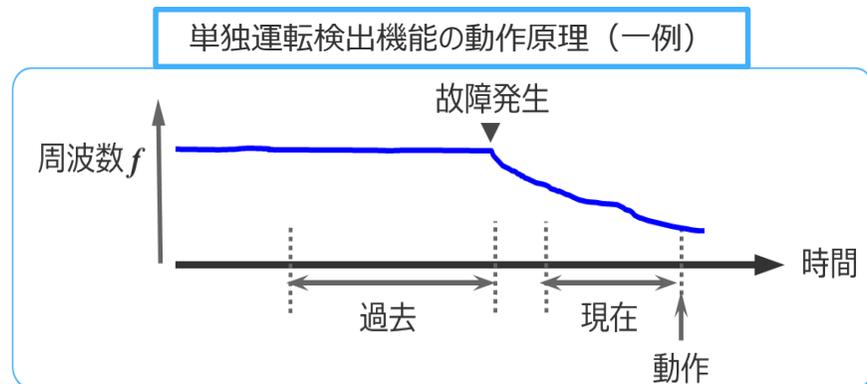
- (単独運転が継続する場合の問題)
- ・公衆感電
 - ・機器損傷の発生
 - ・復旧作業、消防活動への影響



- このため、自家発や太陽光発電などの分散型電源は、単独運転を検出する機能や保護リレーなどを用いて、単独運転時に発電設備を自動的に解列することが、系統連系規程で定められている。

① 単独運転検出機能の動作

- 一部のPCSの単独運転検出機能（受動的方式、FRT非対応）が、系統故障時の周波数変化を敏感に検出し、太陽光発電が解列することが判明した。



- PCSの単独運転検出機能（受動的方式）の動作原理（一例）は「過去」と「現在」の平均周波数の差が整定値を超えた際に動作する。

- なお、平成23年8月の系統連系規程の改定で、周波数変化率 2Hz/s 以内を運転継続範囲とするFRT（事故時運転継続）要件が追加されており、幸田碧南線および上越火力線のルート断故障時の周波数変化は、FRT要件の運転継続範囲であることを確認した。

② 周波数低下リレー（UFR）の整定値

- 周波数低下時に、安定的に単独運転に移行するための条件となっている場合など、お客さま個々の事情により、一部の自家発においてUFRの整定値が 59.0Hz 以上であった。
また、調査の過程において、一部のPVについては単独運転を検出するためのUFRが、整定刻みの制約がある場合に、単独運転の防止を考慮して 59.0Hz に整定されていることが判明した。

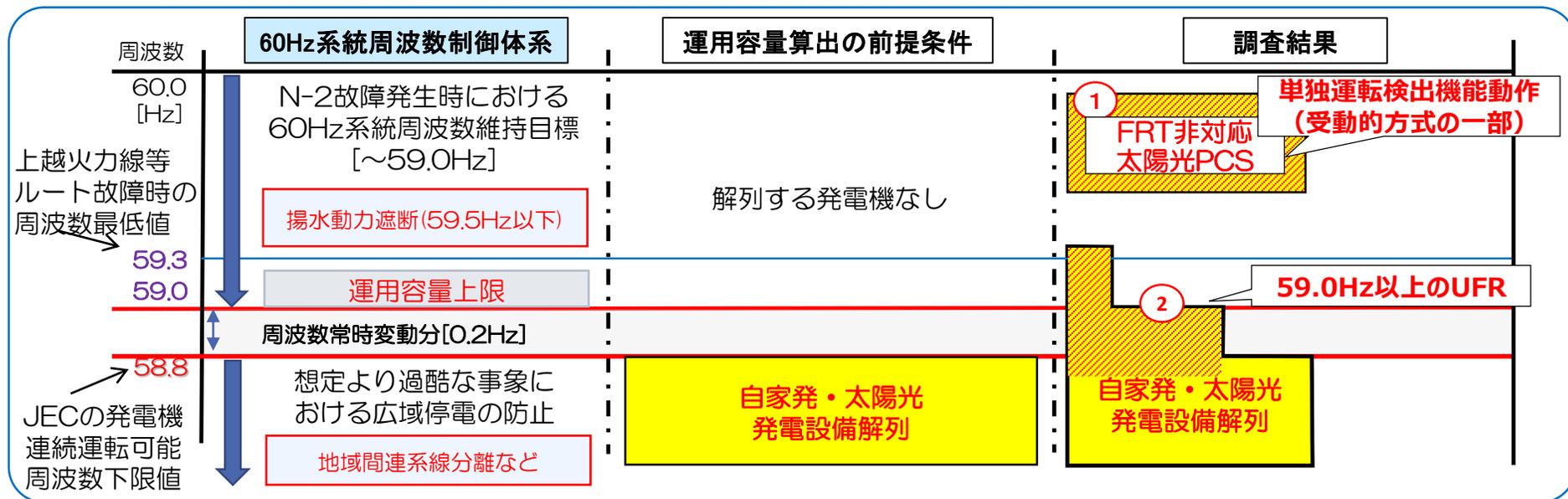
第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4より抜粋

○上越火力線等ルート故障時の評価

調査結果を反映した上越火力線等ルート故障時の周波数低下は、実績※と概ね一致した。※59.3Hzまで低下

○中国九州間連系線ルート故障への影響

- ・60Hz系統は、地域間連系線等のN-2故障においても、周波数を59.0Hz以上に維持する制御体系となっており、中国九州間連系線の運用容量は、この周波数低下限度から設定されている。
- ・このため、軽負荷期の昼間帯で全域において日射 (= 太陽光発電出力) が多く、かつ中国九州間連系線の中国向き潮流が運用容量近くであった場合、揚水動力の遮断量によっては、同線のルート故障時に周波数が59.0Hzまで低下し、UFRが59.0Hz整定の太陽光発電や自家発などを解列し、更なる周波数低下により60Hzの各エリアが系統分離する等、安定供給に支障を及ぼす虞がある。



- 60Hz系統の一般送配電事業者において、下記の対応を実施している。
 - ・自家発電や太陽光発電の新設や設備更新時には、UFR整定を58.8Hz以下とする（対応済）
 - ・既設の特別高圧連系の自家発電などのUFR整定見直しに向け、お客さまと協議中。
- 高低圧連系の太陽光発電のFRT要件非対応PCSやUFRについては、50Hz系統を含む一般送配電事業者10者と広域機関が一体となり、太陽光発電協会（JPEA）や日本電機工業会（JEMA）等へはたらきかけ、合理的な解決策について協議し、検討を進めていく。
- 一方、中国九州間連系線ルート故障対策として、上記の検討等には時間を要することから、同線の運用容量低下による社会的影響を考慮し、運用容量を維持する運用対策を当面実施していく。
具体的には、60Hz地域の一般送配電事業者が協調し、必要時に、系統保安ポンプ※（揚水動力）の追加実施や潮流調整（相殺潮流）などを組み合わせた対策を実施していく。

※（系統保安ポンプ）大規模電源が故障により電力系統から解列した際には、即座に対応できる上げ代不足により系統周波数が低下し、運用に支障を及ぼす場合がある。この対策として、予め揚水発電機によるポンプアップ運転を実施し、大規模電源故障時に、UFRにより即座に揚水発電機を解列させることで、周波数を回復できるようにする運用。

(余 白)

⑤停電コストの技術的な精査

第4章 今後の対策パッケージ

2. 中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）

<防災対策（ブラックアウト等の発生の最大限回避）>

（2）供給サイドにおける対策

③ 災害に強い再生可能エネルギーの導入促進

今般の北海道における大規模停電において、ほぼ全ての風力発電所は地震発生直後に解列したことも踏まえ、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる変動再エネ（太陽光、風力）について、周波数変動への耐性を高めるため、周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しを行う（グリッドコードの策定等）。

また、太陽光や風力といった再エネの出力変動への迅速かつ効率的な対応等を可能とするネットワークのIoT化を推進する方策について検討するとともに、大規模停電等の災害時にも蓄電池等を組み合わせて地域の再生可能エネルギーを活用するモデルの構築を進める。

併せて、家庭用太陽光を災害時に利用できるよう、まずは家庭向けに自立運転機能の周知徹底や情報提供に向けた取組を速やかに実施するとともに、メーカーによって仕様が一部異なっている点も踏まえて、自立運転機能の更なる利用容易化に向けた検討を進める。

（4）合理的な国民負担を踏まえた政策判断のメルクマールの検討

電力インフラのレジリエンス強化を図るための対策は、国民負担とのバランスの中で決定されることが必要となるところ、その政策判断の一つのメルクマールとして、停電コストの技術的な精査を広域機関において行う。

(1) これまでの経緯・検討状況

- 旧電力系統利用協議会は、至近10年において、停電コストに関する調査を平成20年度（2008年度）と平成25年度（2013年度）の2回実施
 - ✓ 平成20年度・・・地域間連系線増強に係るプロセスにおいて、連系線増強の経済的価値を行う目的
 - ✓ 平成25年度・・・東日本大震災（平成23年3月）後の計画停電実績等を踏まえた連系線増強の経済的評価を行う目的

- 震災後の計画停電の経験を踏まえた調査結果である「停電コストに関する調査報告書」の結果に基づき試算された停電コストの値は、「3,050～5,890円/kWh」。

- 現状把握する停電コストとしては、旧電力系統利用協議会が平成26年1月に報告した「停電コストに関する調査報告書」の結果に基づき試算された「3,050～5,890円/kWh」という数値が存在。

(参考9) 停電コスト

48

- 直接的な被害額の調査結果(電力系統利用協議会実施「停電コストに関する調査(平成26年1月)」)

- ▶ 供給力不足による停電を前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した2ケースについて計画停電の事前予告のある場合の停電コストをアンケート調査(大口事業者、中小事業者、個人を対象)

ケース※1	停電コスト単価(円/kWh)※2		
	大口事業者	中小事業者※3	個人
夏の平日	2,199 ~ 4,517	1,651 ~ 6,177	5,999
冬の平日	2,198 ~ 4,763	1,215 ~ 9,082	4,317

※1 夏の平日:13~15時(2時間)、冬の平日:17~19時(2時間)

※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。事業所については、計画停電の1~2ヶ月前より予告がある条件、個人については2時間前に予告がある条件での回答。

※3 中小事業者の調査結果については少ない有効回答(個人や大口事業者の1割程度)の集約結果であることに留意が必要。

- 調査結果を元に大口事業者、中小事業者、個人の需要割合※4で加重平均し算出

ケース	停電コスト単価(円/kWh)
夏の平日	3,573 ~ 5,603
冬の平日	2,533 ~ 6,185

※4 平成24~26年度の大口、中小、個人の需要電力量の割合

- 夏の平日平均と冬の平日平均の平均値から停電コスト単価(円/kWh)として設定(1桁目を四捨五入)

停電コスト単価(円/kWh)
3,050 ~ 5,890

- 停電コストに関する調査については、旧電力系統利用協議会が平成20年度と平成25年度の2回にわたり実施しているが、「3,050～5,890円/kWh」は平成25年度の調査結果を基に算定されている。
- 平成25年度の調査については、東日本大震災後の計画停電実績等を踏まえた停電コストを把握するため、事業所（企業）及び個人（一般家庭）向けにアンケートを実施し、その結果から停電コストを調査している。

<調査の概要>

- ✓ 電力供給力の不足により計画停電を実施することを前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した2ケースについて、事前に予告がある場合の停電コストをアンケート調査
- ✓ 停電対象とする時間帯は電力需要のピーク時間帯に限定し、夏の平日13時～15時（2時間）と冬の平日17時～19時（2時間）を設定。計画停電の事前予告について、事業者を対象とした調査については計画停電実施の1～2か月前から、個人を対象とした調査は計画停電実施の2時間前からそれぞれ予告を実施
- ✓ 事業者の調査対象は、大口事業所12,919件、中小事業所10,000件で、個人の調査対象は20,000人
- ✓ アンケートの回答方法については、郵送またはインターネットにて回答を依頼

<調査結果>

ケース※1	停電コスト単価（円/kWh）※2		
	大口事業所	中小事業所※3	個人
夏の平日	2,199 ～ 4,517	1,651 ～ 6,177	5,999
冬の平日	2,198 ～ 4,763	1,215 ～ 9,082	4,317

※1 夏の平日：13～15時（2時間）、冬の平日：17～19時（2時間）

※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。事業所については、計画停電の1～2ヶ月前より予告がある条件、個人については2時間前に予告がある条件での回答。

※3 中小事業所の調査結果については少ない有効回答（個人や大口事業所の1割程度）の集約結果であることに留意が必要。

- 停電コスト調査結果の精度については、報告書の中で、以下のとおり、まとめられている。

3. 停電コスト調査結果の精度について

今回調査した計画停電による停電コスト単価の結果は、**事前予告の方法などの前提条件の設定によって大きく変わる可能性があるものである**。また、ほとんどの方が経験したことのない計画停電を想定して損害額を予想していただいたため、回答いただいた損害額そのものもある程度の予想誤差を含んでいると考えられる。さらに、損害額とともに回答いただいた2時間の電力使用量 (kWh) も専門的な知識がないと正確な回答が難しいと想定されるため、損害額と同様にある程度の予想誤差を含んでいることを認識しておく必要がある。

また、予想した損害額の精度は、同様に予想したWTP (停電を回避するために支払ってもよいと考える最大の金額) との関係から考察することができる。一般的に、損害額とWTPとの関係は、回答者の熟慮の度合いが高まり、回答の確からしさ (信頼性) が高まれば、損害額とWTPはほぼ同じ値に収束していくと言われている。個人の停電コスト調査では、損害額にあわせてWTPも回答していただいているが、調査額がWTPの約3~6倍という結果になっている。また、事業所についてはWTPの調査は実施していないが、同様の調査を経済産業研究所が実施しており、その結果と比較しても今回調査した損害額と大きな乖離がある。

以上を踏まえると、**今回の停電コストの調査結果は、絶対的な数値ではなく、回答の信頼性や前提条件の違いなどから、ある程度幅を持った数値であることにも留意し、これらの調査結果の利用にあたっては、前提条件等と照らし合わせて、幅を持った理解をする必要がある**。

また、今後同様の調査を行う際には、回答者が熟慮したうえでより確からしい回答を導くことができるように、アンケートの質問内容などについてさらに工夫が必要である。

⑤ 停電コストの技術的な精査

(2) 本小委員会での審議内容

■ 現在把握している停電コストの精査

- ✓ 海外事例や他の参考指標の調査を行い、停電コストのレベル感の確認を行うことで停電コストを精査することとしてはどうか。

(3) 本小委員会で整理される一定の結論

■ 上記調査による精査により、現在把握している停電コストを見直すべきかどうか。

※現在把握している停電コストは停電により発生するであろう損失額である。これに対する備えに需要家が投資する際には、その発生頻度も踏まえた期待値を考慮していると考えられるが、近年の台風や地震による停電の経験を踏まえると、その期待値が上がっている可能性がある。

(4) 具体的な検討スケジュール (案)

- 停電コストの調査による精査・・・3月末までに実施
- 精査に基づき停電コストの見直しの是非・・・3月末までに実施

