

定款・業務規程・送配電等業務指針  
変更案の概要について  
(第1・2・3号議案ご説明資料)

平成29年1月31日

電力広域的運営推進機関

- F I T制度の見直し、ネガワット取引の開始、本機関への会員加入手続きの簡素化等を目的として、定款、業務規程（以下「規程」）及び送配電等業務指針（以下「指針」）の変更を実施する。
  
- 今般の定款、規程及び指針の主な変更ポイントは以下のとおり。
  - 本機関への会員加入手続きの簡素化等に伴う変更
  - 国の審議会等を踏まえたルール変更（マージンの定義、本機関による計画値変更ルールの見直し、本機関による自然変動電源の出力抑制時の検証に係る変更等）
  - F I T制度の見直し、ネガワット取引の開始を踏まえた変更（送配電事業者によるF I T再エネ買取り、計画提出に関するルールの変更、ネガワット事業者によるスイッチング支援システムの一部利用等）
  - 「リプレース案件系統連系募集プロセスの中止」の変更
  - 用語の整理、意味の明確化、字句修正等
  
- なお、変更認可申請までのスケジュールは以下のとおり
  - 12月27日～1月16日：意見募集（済）
  - 1月31日：評議員会審議
  - 2月上旬（評議員会の審議後速やかに）：理事会議決・通常総会招集通知
  - 3月上旬：総会議決（定款、規程）、報告（指針）、変更認可申請

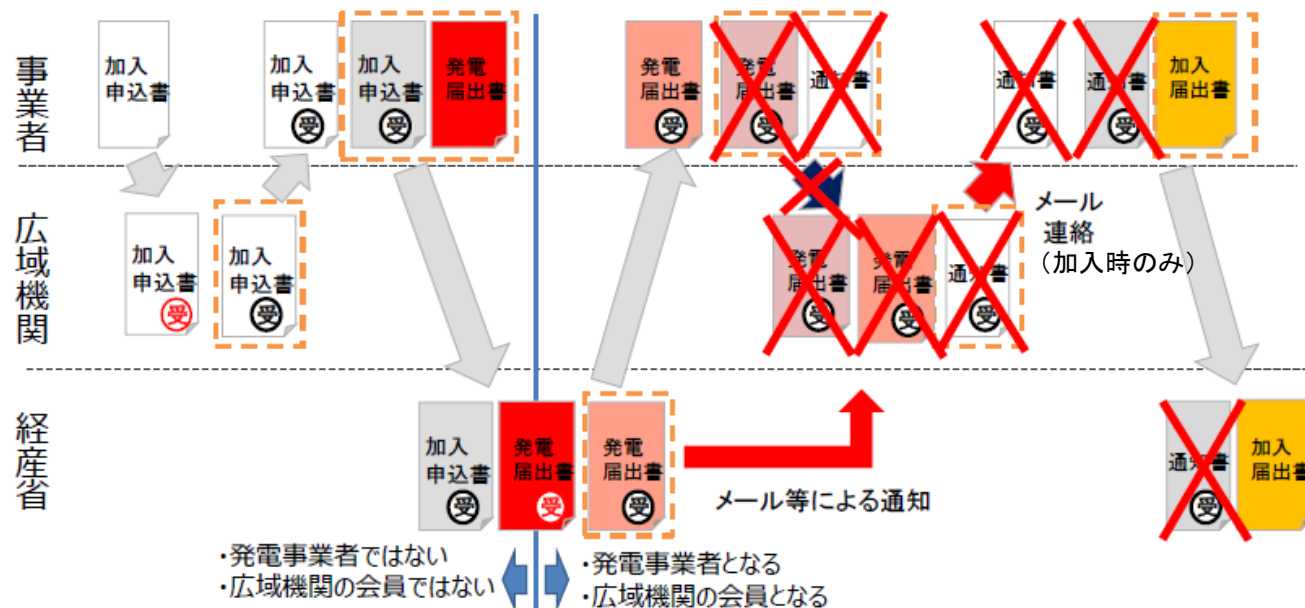
- 会員への加入手続き等を行っている者のうち、経済産業大臣による、登録を受けた者、許可を受けた者又は届出を受理された者が、直ちにその旨を本機関へ通知することを不要とする。【定款第9条、第11条】

【見直し後の加入手続き】（発電事業者の例）

- ① 発電事業届出書の提出に先立って、広域機関に加入申込書を提出。
- ② 加入申込書の写しを添えて、経済産業大臣に発電事業届出書を提出。  
⇒ 届出が受理された日より、発電事業者になるとともに、同時に、広域機関の会員になる。
- ③ 加入届書を経済産業大臣に提出。

赤色バツ印の手続きが今回の加入手続き簡素化により削除することから、以下の対応を実施

- 経済産業省は、会員となった事業者の情報を本機関にメールにより通知
- 本機関は、事業者に対して、以下の内容をメールで通知
  - ・ 届出書が受理され会員と認められた旨
  - ・ 会費請求書の送付を行う旨
  - ・ 経済産業省に加入届出書の届出を行っていただく旨



<変更前>

<変更後>

(加入)  
第9条 (略)  
2 (略)  
3 本機関に加入する手続きをとった者のうち、経済産業大臣による登録を受けた者、経済産業大臣による許可を受けた者又は経済産業大臣への届出が受理された者は、直ちにその旨を本機関に通知しなければならない。

(会員の責務)  
第11条 (略)  
2 (略)  
3 会員は、次の各号に掲げるいずれかに該当した場合は、直ちに、その旨を本機関に対し書面で通知しなければならない。  
一～三 (略)  
四 新たに第9条第2項各号に掲げる電気事業の登録若しくは許可を受けたとき又は届出が受理されたとき



削除

- マージンの定義について、以下の検討状況を踏まえたマージンの設定が可能となるよう、「調整力の供給区域外からの調達のために」の観点を追加する。【規程第2条】
  - 「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」（H28.10.17制定）の中で、「資源エネルギー庁、広域機関及び委員会において、早急に地域間連系線の利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえて供給区域外も含めて募集対象地域が設定されることが望ましいと考えられる。」（p.20）と整理された。
  - 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、「調整力のエリア外調達分」のマージンの区分の追加について議論されているところ。（第11回 H28.11.24）
  - 第9回系統WGにおいて、北海道風力実証試験が実施可能となるように、広域機関において連系線利用ルールの整備を速やかに検討するよう要請があった\*。  
\* 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ（第9回）

## <変更前>

「マージン」とは、電力系統の異常時又は需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給し、若しくは電力系統を安定に保つため、又は、電力市場取引の環境整備のために、連系線の運用容量の一部として本機関が管理する容量をいう。



## <変更後>

「マージン」とは、電力系統の異常時若しくは需給ひっ迫時その他の緊急的な状況において他の供給区域から連系線を介して電気を受給するため若しくは電力系統を安定に保つため、電力市場取引の環境整備のため、又は調整力の供給区域外からの調達のために、連系線の潮流方向ごとの運用容量の和の一部として本機関が管理する容量をいう。

- 広域機関システムにおいて、計画値不整合が生じている場合は、計画の整合性を確保する観点から、広域機関システムにより計画値の変更を行うことができることとしていた。
- 第8回電力基本政策小委員会において、今後のインバランス精算の在り方として託送供給等約款に定められるルールで実施することと整理されたため、事業者から提出された計画値の整合性を確保するための本機関による計画値の変更に関する部分を削除する。【指針第145条】
  - ※ 計画値不整合が生じている場合の対応については、本機関で不整合チェックを行い、不整合が認められた事業者に対しては、エラーメッセージを発出して実需給断面までの不整合解消を促す。
- 他方、計画値の整合性を確保する目的ではないが、需給状況の監視上必要となる場合、非常時や緊急時等において、「本機関により計画値を変更することができる」ことは残しておく。【規程第109条】

<変更前>

（本機関による計画値の変更）【規程】  
第109条 本機関は、送配電等業務指針に定めるところにより、託送供給契約者又は発電契約者から提出を受ける第107条第1項第1号及び第2号に掲げる計画について、関連する計画の整合性を確保するため、計画値を変更することができる。



<変更後>

（本機関による計画値の変更）【規程】  
第109条 本機関は、託送供給契約者、発電契約者又は需要抑制契約者から提出を受ける第107条第1項第1号、第2号及び第5号に掲げる計画について、需給状況の監視その他の本機関の業務の遂行のために必要と認める場合には計画値を変更することができる。



<変更前>

<変更後>

（本機関による計画値の変更）【指針】

第145条 業務規程第109条に定める本機関による計画値の変更は、次の各号に掲げるところにより実施する。

一 託送供給契約者又は発電契約者が本機関に対して提出する調達計画と販売計画が、翌日計画の一又は複数の断面において整合していない場合（但し、連系線を利用しない場合に限る。） 整合していない断面における調達計画及び販売計画の値をゼロにする。

二 託送供給契約者又は発電契約者が本機関に対して提出する調達計画、販売計画及び連系線利用計画が、翌日計画の一又は複数の断面において整合していない場合 整合していない断面における調達計画及び販売計画の値を週間計画で容量登録された連系線利用計画と整合する値に変更する。

三 翌日計画以降の連系線利用計画又は通告値が、送電可否判定又は連系線の混雑処理により変更された場合 関係する調達計画と販売計画の値を変更後の連系線利用計画と整合する値に変更する。

四 前日スポット取引又は1時間前取引による約定が成立した場合 翌日計画以降の関係する販売計画及び調達計画の値を約定した取引量と整合する値に変更する。



削除

- 第9回系統WGにおいて、出力制御に関する広域機関等での検証として、現行ルールで実施している検証に加えて、公平性の観点から「一般送配電事業者で予め定められた手続きに沿って年間を通じて出力制御が行われたかどうか」の検証を行うことと整理された。
- 上記より、本機関で公平性の観点から検証を行うための資料の提出を追加【指針第183条】（変更）

<変更前>

（自然変動電源の出力抑制を行った場合の検証）

第183条 一般送配電事業者は、第174条第1項第5号に定める自然変動電源の出力抑制を行った場合、本機関に対し、速やかに次に掲げる事項の説明を行うとともに、これを裏ける資料を提出しなければならない。

- 一 自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況
- 二 一般送配電事業者が講じた第173条の措置の具体的内容
- 三 第174条第1項第5号に定める措置を行う必要性

<変更後>

（自然変動電源の出力抑制を行った場合の検証）

第183条 一般送配電事業者は、第174条第1項第5号に定める自然変動電源の出力抑制を行った場合、本機関に対し、第1号から第3号に掲げる事項は速やかに、第4号に掲げる事項は翌年度4月末日までに説明を行うとともに、これを裏付ける資料を提出しなければならない。

- 一 自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況
- 二 一般送配電事業者が講じた第173条の措置の具体的内容
- 三 第174条第1項第5号に定める措置を行う必要性
- 四 第174条第1項第5号に定める措置を実施するために、予め定められた手続きに沿って年間を通じて行われた出力抑制の具体的内容



- F I T制度の見直しにより、F I T再エネは送配電買取りとなることにより、需給状況の監視等のため送配電事業者が計画提出を行うこと、及び低圧F I T電源についてはスイッチングの対象外となることから、以下の項目についてルールを見直し。(変更)
  - 送配電事業者（一般送配電・特定送配電）による発電販売計画の提出【規程第107条、指針第139条】
  - 平成29年4月以降のF I T特例制度①の小売電気事業者（再生可能エネルギー電気卸供給約款に基づき、市場を介さず小売電気事業者へ供給する制度）の追加【指針第140条】
  - 送配電事業者（一般送配電・特定送配電）によるF I T再エネ買取り実績の本機関への提出【指針第141条】
  - 低圧F I T電源のスイッチング処理及び再点処理の削除【指針第247条、第253条、第266条】
- 改正電気事業法の施行に基づきネガワット取引が開始されることにより、託送供給等約款に基づきネガワット事業者から需要抑制計画が提出されること、及びスイッチング支援システムの機能の一部が利用可能となることにより、以下の項目についてルールを追加及び見直し。(変更・新規)
  - ネガワット事業者による需要抑制計画の提出(新規・変更)【規程第107条、第108条、指針第138条、第139条の2、第143条、第144条、第152条】
  - ネガワット事業者がスイッチング支援システムの情報照会系の機能の利用(変更)【規程第169条、第188条、指針第247条、第249条～252条、第262条、第265条、第269条、第270条】

- 発電設備（10万キロワット以上）のリプレース案件系統連系募集プロセスの中止について、リプレース自体が中止になった場合においてもプロセスの進捗状況によっては、そのままリプレース案件系統連系募集プロセスを継続したほうが良い場合もあるため、表現を変更。【規程第93条】

<変更前>

（リプレース案件系統連系募集プロセスの中止）  
第93条 本機関は、次の各号に掲げる場合においては、リプレース案件系統連系募集プロセスを中止する。

- 一 需給状況の悪化その他やむを得ない事由により、リプレース発電設備等の廃止の蓋然性が低くなったとき
- 二 リプレースの新規発電設備等の開発計画が中止となったとき



<変更後>

（リプレース案件系統連系募集プロセスの中止）  
第93条 本機関は、次の各号に掲げる場合においては、リプレース案件系統連系募集プロセスを中止することができる。

- 一 需給状況の悪化その他やむを得ない事由により、リプレース発電設備等の廃止の蓋然性が低くなったとき
- 二 リプレースの新規発電設備等の開発計画が中止となったとき

## ■ 需給状況悪化時の指示等（新設）

- 需給状況悪化時等において、連系線の利用状況及び需給状況を的確に把握することを目的とし、通告変更及び1時間前取引の送電可否判定の照会を受付しないこと、又当該事象について託送契約者、発電契約者及び需要抑制契約者に周知することを追加（新設）【規程第123条の2】

## ■ 地域間連系線の管理（変更）

- 北陸関西間連系線及び中部北陸間連系設備並びに関西中国間連系線のフェンス管理の扱いを明確化（変更）【規程第124条】

## ■ 需要者スイッチング支援（新設・変更）

- 使用量情報照会に関し、一般送配電事業者が需要者本人から直接情報照会の依頼を受けた場合の取扱いについて追加（新設）【指針第252条第5項】
- 同一供給地点におけるアンマッチの解消について、現行の記載では、一般送配電事業者のみが主体となってアンマッチの解消に努めるよう誤解を招いているケースがあった。契約の当事者として一般送配電事業者のみならず、小売電気事業者も主体となりアンマッチの解消に努めるべきであるため、文言を修正（変更）【指針第259条】

## ■ 附則（新設）

- 第9回系統WGで承認された北海道域内風力実証試験の実施のため、「調整力の供給区域外からの調達のためのマージン」を用いることを追加（新設）【指針附則第2条】

調整力及び需給バランス等に関する委員会  
(第11回) 資料抜粋

- 経済産業省制定の「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」の指針において、「資源エネルギー庁、広域機関及び委員会において、早急に地域間連系線の利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえて供給区域外も含めて募集対象地域が設定されることが望ましいと考えられる。」とされている。

⇒ 「通常考慮すべきリスクへの対応のためにエリアが確保する調整力のエリア外調達のためのマーシン」の区分を追加してはどうか。

※ 当該マーシンについては、受電方向だけではなく、送電方向も含めた双方向の設定や隣の隣のエリアからの調達の場合は、経由する連系線全てに設定する必要がある等、従来のマーシンとは性格が異なる可能性がある。

- 調整力の広域的な調達については、「調整力のエリア外調達のためのマーシン」を設定した場合には電力取引の方に経済的損失が発生することを考慮しつつ、その在り方について検討を行う。

※ なお、一般送配電事業者に対して、他エリアの調整力を活用することによって自エリアの接続可能量を越える量の再生可能エネルギー発電の導入・運用を求めるためには、一般送配電事業者が他エリアの調整力を活用するための費用回収の仕組みが必要<sup>※1</sup>。

※1：総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会（第4回） 広域機関プレゼン資料 ([http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/saisei\\_kanou/pdf/004\\_02\\_00.pdf](http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/saisei_kanou/pdf/004_02_00.pdf)) p.15参照。

調整力及び需給バランス等に関する委員会  
(第11回) 資料抜粋

【予備力・調整力に関連したマージン】

内は当該区分に該当する現状のマージン

マージンの目的 マージンの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力分※1	左記のうち、 エリア外調達分	エリア外 期待分	エリア外 期待分
「需給バランスに対応したマージン」 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	電源 I	A0	A1 旧① 旧②	A2 旧⑤
		(該当なし)	・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当※2	・系統容量3%相当※3
「周波数制御に対応したマージン」 電力システムの異常時に電力システムの周波数を安定に保つために設定するマージン  ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマージンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。	電源 I-a	B0	B1 旧③	B2 旧③
		(該当なし)	・東京中部間連系設備 (EPPS:逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC:逆方向)	・東京中部間連系設備 (EPPS:順方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC:順方向)

※1: 表中には記載を省略しているが、電源IIの余力も含む。

※2: 従来区分①の系統容量3%相当マージンについては、長期計画断面では区分Dのマージンのほうが大きいため必要性を検討する必要性が無くなっている。一方、現在、前々日時点でエリア予備力不足時にはマージンを確保していることから、ここに記載している。

※3: ESCJの整理において、系統容量3%相当マージンに従来区分⑤(稀頻度リスク対応)に該当する観点が含まれることから記載



## (参考1) 送配電買取における小売電気事業者への引渡し方法

- 国全体でFIT電気を広域的・効率的に使用することによって再生可能エネルギーの最大限の導入を促進する観点から、送配電事業者が調達したFIT電気は、原則として、卸電力取引市場を経由して小売に引き渡すこととする。
- その上で、電源を特定した供給が必要となる場合や市場が使えない場合等において、再生可能エネルギー電気卸供給約款に基づく送配電事業者と小売電気事業者との相対供給を可能とする。

第9回再エネ改革小委員会より抜粋

### <改正法第17条に基づく引渡しの詳細（省令事項）>

	契約上の電気の流れのイメージ	詳細
1 項	<p>(1) 市場経由の引渡し</p> <p>市場での買い付け</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ この引渡しを原則とする。</li> <li>■ 旧一般電気事業者内のやり取り（法律上は「使用」）についても同様とする。</li> </ul>
2 項	<p>(2-1) 電源・供給先固定型</p> <p>※FIT発電事業者と小売との間に個別の契約が締結されていることが必要。 ※あくまで送配電事業者が買い取った上で、小売電気事業者に供給。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再生可能エネルギー電気卸供給約款における供給メニューの一つとして措置。</li> <li>■ 発電・小売双方の間に契約が成立していることが条件。</li> <li>■ 地域をまたぐ場合は、連系線の確保が必要。</li> </ul>
	<p>(2-2) 電源・供給先非固定型</p> <p>※個別の電源は特定されず、小売電気事業者にはkWhだけが渡される。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 再生可能エネルギー電気卸供給約款における供給メニューの一つとして措置。</li> <li>■ 利用できる場合は、 ①市場が存在していない地域（沖縄・離島等） ②市場が存在していても使えない場合等（災害時等）</li> </ul>



## 2. FIT制度と計画値同時同量制度の整合性を図る仕組みの維持について

### <特例制度の類型>

特例制度の 類型	計画発電 量の設定	インバランス 精算主体等	FIT小売買取	FIT送配電買取	引き渡し形態
			適用の有無	適用の有無	
特例制度①	一般送配 電事業者	小売電気 事業者 (リスクなし)	○	○ 維持	(2-1) 電源を特定した小売 電気事業者との相対供給
特例制度②	小売電気 事業者	小売電気 事業者 (リスクあり)	○	○ 維持	
特例制度③	送配電事 業者	送配電事 業者	—	○ 導入	(1) 市場経由の引渡し (2-2) 電源を特定しない小 売電気事業者との相対供給

※ 発電者の立場からは、いずれの場合においても、計画値同時同量制度における特例制度を選択しないことも可能。

※ (2-2) 電源を特定しない小売電気事業者との相対供給の場合、個別のFIT電源が特定されず、BGを設定できないため、特例制度③の適用となる。

※ バイオマス発電のうち、化石燃料を混焼しているものは、FIT小売買取制度と同様に、特例制度①の対象外とする。(ただし、ゴミ発電など化石燃料混焼ではない混焼バイオマスは特例制度①の対象とする。)

- なお、送配電事業者が計画策定を行う場合に負うインバランスリスクの補填については、現行制度と同様、インバランス量低減へのインセンティブも考慮の上で別途、適切に検討する必要がある。

## <論点1> インバランス精算における例外的な計画不整合の取扱い

- 本来、生じるべきでない計画の不整合については、不整合の類型に応じた精算方法を予め定めておくことにより、インバランス精算に際して実態を伴わないインバランスの発生を防止すべきではないか。

### <精算方法(案)>

以下のようなルールを託送供給等約款に定めるべきではないか。

- ① 調達計画と需要計画に不整合があった場合は、調達計画※1を基準にインバランス精算を行う。
- ② 発電計画と販売計画に不整合があった場合は、販売計画※2を基準にインバランス精算を行う。

※1：小売事業者が転売を行う場合、[調達計画-販売計画]を基準とする  
 ※2：発電事業者が調達を行う場合、[販売計画-調達計画]を基準とする

- ③ 取引関係にある二者間の、対応する販売-調達計画値に不整合があった場合は、その都度一般送配電事業者がどちらの値に合わせるべきか判断するのは困難である。  
 二者間の計画を一致させるのは、計画の正誤と別に両者に共通の責任であることから、下記のような例外を除き、必ず取引があったと言える電力量に相当する、当該2つの値のうち小さい値を基準に揃え、必要に応じ①または②の処理を実施した上でインバランス精算を行う。

<例外> ・JEPX取引の場合：JEPXの約定量を基準とする  
 ・連系線を介する場合：連系線利用計画を基準とする 等

※実際の負担額は二者間で協議し、精算額を事後調整することとし、必要に応じて紛争処理プロセス等で解決する。

小売事業者X			需要計画
調達計画			
発電A	70 → 70		100
JEPX調達	30 → 0 (調達できず)		
合計	100	70 (需要計画と不整合)	

需要実績	110
------	-----

精算

発電事業者A	小売事業者X	
販売計画	調達計画	需要計画
小売X	20	
	発電A	30
		30

需要実績	30
------	----

20 < 30

精算

## 北海道における風力発電の連系拡大に向けた対応方策②

4

## ○各種対応方策の具体的内容

対応方策	内容	対応の方向性	将来的な検討課題
①解列条件付の接続受入	火力による調整力不足の場合の解列を条件に蓄電池容量を低減。	・火力3台運転時の解列(停止)を条件とした新たな接続受入(蓄電池の必要容量の大幅低減が可能)。	自然変動電源の増大に伴う、調整力の確保の在り方について、検討が必要ではないか。
②実証試験の空き枠の再募集 ※1※2	20万kWの風力導入実証試験について、空き枠(6.3万kW)を活用。	・本実証試験が実施可能となるように、広域機関において連系線利用ルールの整備を速やかに検討するように要請する。 ・年明けに再募集を開始、年度内目途の実施案件確定に向けて進める。	実証枠20万kWの実証結果等を踏まえ、更なる拡大方策について、今後、検討が必要ではないか。
③系統側蓄電池の活用※2	各サイト毎ではなく、系統の変電所等に蓄電池を設置。	・南早来蓄電池実証の中間評価(年末予定)を踏まえて、系統側に必要な蓄電池容量等を確定。 ・系統側蓄電池の設置費用を共同負担することを前提とした連系希望案件募集プロセスを、年度末目途に試行的に実施。 ・募集の方法、費用負担の在り方等は募集プロセス開始までに別途、検討を進める。	周波数調定率制御が可能な風力発電所や、スペインの再エネ監視・制御センター(CECRE)のようなリアルタイム制御の導入可能性について、今後、検討が必要ではないか。
④LNG火力発電所の活用	建設中の石狩湾新港発電所(平成31年2月に1号機運転開始予定)を調整力として活用。	・運転開始後に調整力として活用することにより系統側蓄電池の必要容量の低減を図る。 ・火力3台運転時の石炭火力との差替費用の負担の在り方について、別途、検討を進める。	出力変化速度等に優れたLNG火力発電機の導入により、調整力の増大可能性について検討が必要ではないか。
⑤京極発電所(揚水)、北本連系線の活用状況の確認	京極揚水や北本連系線の最大限活用が行われているか検証。	・今後とも活用状況を確認	北本連系線の平常時AFC(平常時AFC幅は±60MW)の拡大可能性について、検討が必要ではないか。

※1 北海道電力・東京電力の共同実証事業として、連系線利用による広域的な調整を通じ、北海道地域における風力発電の導入拡大を行う。

※2 北海道電力においては、②実証試験の空き枠再募集又は③系統側蓄電池の募集プロセスの参加を前提として、南早来蓄電池実証の中間評価(年末予定)や再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会(1月開催予定)等において、系統側に必要な蓄電池容量や募集の方法等の準備が整い次第、可及的速やかに風力事業者からの接続申込を受付開始予定。



## 2. ⑦出力制御に関する広域機関等での検証

10

- 一般送配電事業者が自然変動電源の出力制御を行った場合には、広域機関は以下の観点から、法令及び送配電等業務指針に照らして、適切であったか否かを確認及び検証し、その結果を公表している。
  - ①自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況
  - ②一般送配電事業者が講じた下げ代の確保の具体的内容
  - ③自然変動電源の出力抑制に定める措置を行う必要性
- 今後は需要が減少し、再エネが増加する中、離島のみならず、本土での再エネ出力制御の可能性もあること等から、自然変動電源の抑制を行う前に講じる措置（電源Ⅲやバイオマスの抑制、長周期広域周波数調整等）が着実に実行されている等の観点に加えて、出力制御が行われた翌年度に、以下の観点についても確認及び検証の対象とする。
  - 一般送配電事業者で予め定められた手続きに沿って年間を通じて出力制御が行われたかどうか
- なお、この確認及び検証は前述の「①出力制御の機会の公平性」、「②各ルールの下で接続する再エネ発電事業者間の公平性」の項目に照らして行うものとする。
- また、一般送配電事業者が予め定める手続きの基本的な考え方等については、系統WG等で示すものとする。

＜広域機関による検証例（平成28年2月21日（日）における九州電力（種子島）の出力制御）＞（広域機関「再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果の公表について」より（平成28年3月24日））  
 （需給バランス（抑制指令を行った時点の想定）） （検証結果）

九州電力は、2月20日（土）16時10分、翌21日（日）に下げ代不足が発生することを想定したため、太陽光発電の1事業者（設備容量 1,000kW）に対し、21日（日）9～16時の出力抑制を指令した。

気象予報	天候	晴れ		
	最高気温	12.1℃		
需給 バランス	下げ代	時刻	13時	
		需要	16,400kW	
	最小時	16,840kW		
	発電出力合計		16,840kW	
	内 訳	水力	—	
火力（内燃力機）		9,000kW		
太陽光		7,840kW		
その他		—		
抑制必要量		440kW		

以下の項目について検証した結果、下げ代不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、適切であると判断する。  
 前回の抑制時に指摘、提案した改善点については、1. 需要想定精度向上は実施済みであり、今後も引き続き改善に向けた取り組みを実施していくこと、2. 太陽光出力想定精度向上は検討中であるため、早期に導入することを期待する。

## ① 抑制指令を行った時点で予測した離島の需給状況

- ・需要想定は新たな手法で精度向上に努めていた。
- ・供給力の再エネ分は気象予測値や過去実績をもとに算出していた。

## ② 下げ代確保の具体的内容

- ・内燃力機を最低負荷率50%まで出力抑制し、下げ代を最大限確保する計画としていた。

## ③ 再エネの出力抑制を行う必要性があったか

- ・必要な供給力を確保し、太陽光の出力変動に対しても、内燃力機の最低負荷率50%を確保するため、出力抑制を行う必要性があった。