

# 電力ネットワークの次世代化

系統制約の克服に向けた  
増強・接続ルールと出力制御ルールの高度化

2020年10月9日  
資源エネルギー庁

# 本日の御議論

- 前回の本小委員会においては、マスタープラン策定の考え方や、送電線の利用ルールの見直しなどについて御議論いただいた。
- 本日は、前回御議論いただいたマスタープラン策定の考え方に関連し、系統増強判断における費用便益評価の手法について電力広域機関から報告するとともに、新たに、2021年中を目指しているノンファーム型接続の全国展開の進め方について御議論いただく。
- また、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の中間整理（第3次）などで、需給制約における出力制御に係る事業者間の公平性等の観点から検討することとされた、「経済的出力制御（オンライン代理制御）」や「指定電気事業者制度の廃止」について、系統ワーキンググループにおいて整理された方針を報告する。

# **1. 送電線の増強・接続・利用ルールの高度化**

(1) マスタープランにおける費用便益評価

(2) ノンファーム型接続の全国展開

# マスタープランに基づく増強判断方法

第19回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会  
第7回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会  
合同会議資料（2020年8月31日）を一部修正

- 2017年に電力広域機関が策定した広域系統長期方針において、**送電ネットワークの形成を効率的に行うため、社会的便益を総合的に評価する費用便益評価により増強判断を行う考え方が盛り込まれ、東北東京間連系線や新々北本連系設備の増強判断に際し、費用便益評価が行われたところ。**
- 8月に行われた本小委員会においては、今後は、再エネの大量導入等に向けて更に効率的に送電ネットワークの形成を行うため、地域間連系線に加えて各エリア内の基幹系統についても、これまで実施してきた募集プロセス等ではなく、**費用便益評価に基づき、その増強方針をマスタープランとして策定していくこととされた。**
- その上で、想定した電源設置が実際には行われないことで無駄な増強とならないよう、増強が望ましいと判断された**送電線の増強に着手するタイミングについては、増強判断の前提となった電源設置に係る進捗を踏まえて、毎年、費用便益評価による評価を実施して、費用便益がある蓋然性が高い状況等となったことを確認したタイミング**とすることとされた。

電力広域機関「広域系統長期方針」2017年3月 抜粋

## （２）費用対便益に基づく流通設備増強判断

これまで、連系する電源の設備容量に応じる等、確定論的な増強クライテリアにより投資判断を行ってきた。

想定潮流の合理化、精度向上に取り組んだとしても、想定潮流が運用容量を上回ることが見込まれる場合には、このクライテリアにより流通設備増強の要否を判断する必要がある。

今後、混雑発生を許容した電源連系を行う場合は、長期的な潮流シナリオに基づく確率論的な想定潮流により、設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果、供給力や系統維持能力が向上することの価値等の社会的便益を総合的に評価した上で投資の合理性を判断するといった手法が考えられる。

# マスタープランにおける費用便益評価の方法

- 前回の本小委員会において、「今後、再エネの大量導入等に向けて、更に効率的に送電ネットワークの形成を行うため」、地域間連系線に加え、各エリアの基幹送電線について、**「費用便益評価に基づき、その増強方針をマスタープランとして策定していく」**こととされた。
- その際、マスタープランの要となる費用便益評価については、便益を広く補足するべき、あるいは、数値化しにくいものについても考慮していく必要がある、との御意見があった。
- これを踏まえ、有識者を集めた電力広域機関の検討委員会において、**「諸外国の取組を参照しつつ、これまで実施してきた費用便益手法の見直しの必要性について検討」**を行っている。本日は、その検討状況を電力広域機関から御報告いただく。

## (参考) 費用便益評価に関する御意見

<8/31 第19回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会  
第7回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議>

(委員)

- 費用便益評価効果は広く補足するべき。エリア間の格差が解消されること、大気汚染物質の排出削減、電力価格が低下することなど消費者にとっての便益は多数あるため、エリア間など広く十分考慮するべき。
- 最終的に貨幣価値に換算するのは難しい問題だが、こうした価値を便益として評価することで各送電線の増強の要否を適切に判断できるのではないか。
- 経済性をもって投資運用の判断を行う点は進めるべき。一方で、必ずしも定量化できない部分がある。定量化できないものについてもきちんと説明し、判断の中に取り入れる姿勢が大切である。
- 地域間連系線の費用便益評価は燃料費削減効果・CO2削減効果といった数値化しやすいものを使用していたが、数値化しにくいものについても考慮していく必要がある。費用便益評価はマスタープランの要であることから、これをどう進めていくか検討していただきたい。

<8/28 第1回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会>

(委員)

- 費用便益評価にはレジリエンスや高経年化設備のリスク評価、設備の縮小による効果も考慮していただきたい。
- 系統混雑を前提とした費用、便益の変化を適切に織り込んで検討していただきたい。

(オブザーバー)

- 費用便益評価は広域期間を中心に欧米の事例を踏まえ、最適な評価手法を考えてほしい。

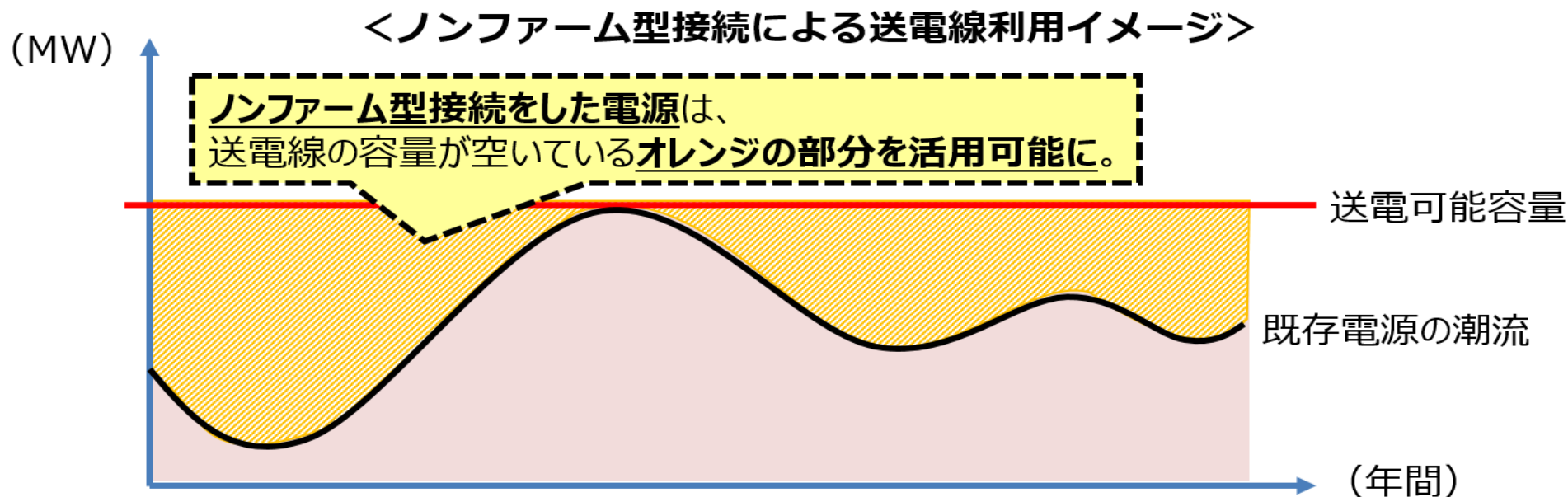
# **1. 送電線の増強・接続・利用ルールの高度化**

(1) マスタープランにおける費用便益評価と接続ルール

(2) ノンファーム型接続の全国展開

# ノンファーム型接続の全国展開

- 再エネの導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、早期の再エネ導入を進めるための方策の1つとして、2019年以降、送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」を試行的に実施している。
- 具体的には、2019年9月から千葉エリアにおいて、また、2020年1月から北東北エリア及び鹿島エリアにおいて先行的に実施しており、その他の地域においても、2021年中の全国展開を目指している。
- 本日は、今後、ノンファーム型接続の全国展開を進めるに際し、以下の各論点について御議論いただく。
  - ① 全国展開するノンファーム型接続の類型
  - ② 適用対象の送電線
  - ③ 全国展開のタイミング
  - ④ 全国展開における費用便益評価のプロセス





# ノンファーム型接続に関する御意見

＜8/31 第19回 再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会  
第7回 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会 合同会議＞

(委員)

- 先着優先ルールは、接続に関わる議論。今までは容量が確保できなければ、接続ができなかった。ノンファームの運用として、どの電源から制御されるかという議論は、安定供給の観点も踏まえて検討する必要がある。先着優先ルールに基づいた既存契約について、既得権を認めるかどうか、よく検討する必要がある。
- ノンファーム接続について、適切に検討、実施されていることを確認できるためにも、リアルタイムの潮流情報が見えることが重要。メリットオーダーには社会的費用が価格シグナルとして乗る必要があり、シャドウフィー・インプリシットフィーを導入することも検討してほしい。

＜8/28 第1回広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会＞

(委員)

- 非常に限定的な所だけを取り上げてノンファームや混雑の可能性を考え、それを全国展開と呼ぶのではなく、検討する選択肢としては日本中どこでもあり得るのだと考えなければならない。

(オブザーバー)

- マスタープランを支える仕組みの中でノンファーム型接続について触れられているが、我が国の系統運用を考える場合において、現時点ではベストの方策ではないかと認識している。ノンファーム型接続を全国に拡大する事は極めて重要だと思うので、是非その方向で進めて頂きたい。ただし、系統運用上、ノンファーム型接続が最適であるかどうかについては検討の余地があるのではないかと考えており、メリットオーダーへの混雑管理方法の転換も含めて、検討を進めて頂きたい。

# ①全国展開するノンファーム型接続の類型

- 現在、先行的に行われているノンファーム型接続としては、以下の2 類型がある。
  - ① 試行ノンファーム型接続：全ての発電設備\*を対象としてノンファーム型接続
  - ② 暫定ノンファーム型接続：ファーム型接続の発電設備を暫定的に接続
- ノンファーム型接続の全国展開は、一定の系統混雑時の制御の下で、**あらゆる発電設備の早期の接続を可能とすることを目的とする**。このため、先行的に進めている2種類のノンファーム型接続のうち、ファーム型接続をする前提の有無に関わらずに、全ての発電設備を対象としている**試行ノンファーム型接続を全国展開することとしてはどうか**。
- なお、ファーム接続とすることを前提としている発電設備に対して、暫定ノンファーム型接続を認めることは、従来どおり行うこととする。

| 現在の類型                 | ノンファーム型接続できる発電設備                                                | 例                      |
|-----------------------|-----------------------------------------------------------------|------------------------|
| 試行ノンファーム型接続           | ノンファーム適用系統に整理以降、<br>連系する全ての発電設備*が接続対象                           | 千葉・鹿島エリア               |
| 暫定接続<br>(暫定ノンファーム型接続) | 増強完了後は系統を制約なしに利用できる<br>(ファーム型接続とする)ことを前提しており、<br>ファーム接続の発電設備に限定 | 東北北部エリア<br>(募集プロセスエリア) |

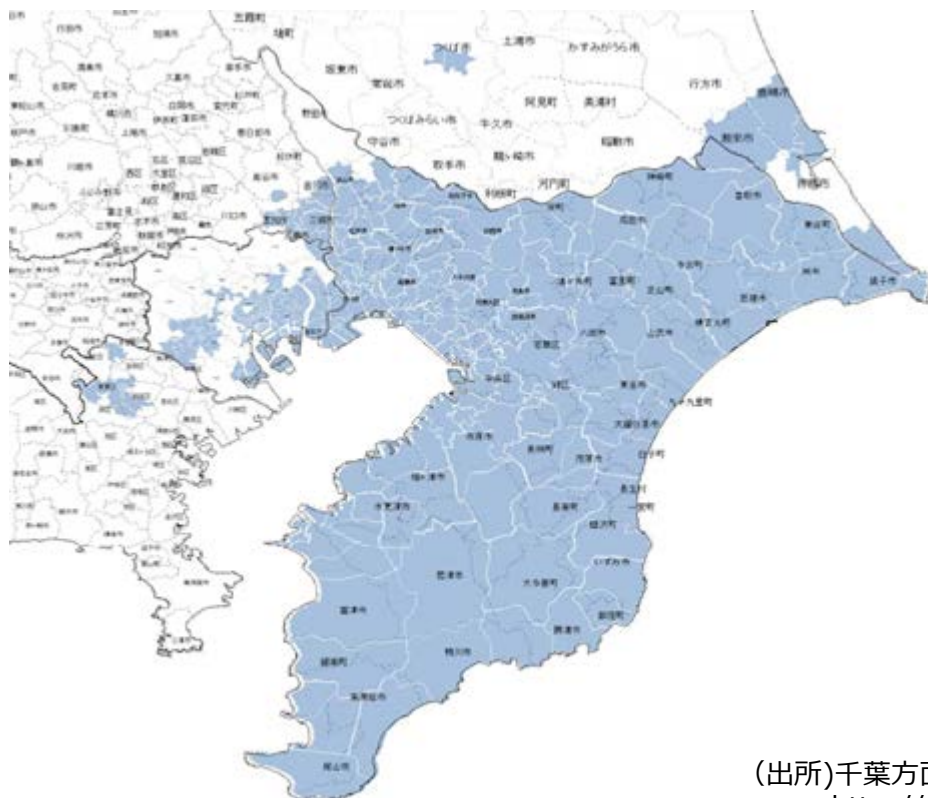
\* 低圧に連系する発電容量10kW未満は対象外

# (参考)千葉エリアにおけるノンファーム型接続の先行実施（試行ノンファーム型接続）

- 千葉エリアは、多くの再エネの接続申込みがあり、基幹系統の空き容量がゼロのため、追加接続を可能にするには、長期かつ高額な増強工事が必要となる。
- そこで、試行的な取り組みとしてノンファーム型接続を先行的に実施することを2019年9月に決定し、申込み順に接続契約手続を実施中。

## 【ノンファーム型接続の対象エリア】

(青色が対象エリア)



## 【千葉エリアの接続申込状況】

|             | 電源種別  | 件数    | 容量(万kW) |
|-------------|-------|-------|---------|
| 特高<br>高压    | 洋上風力  | 18    | 958     |
|             | 陸上風力  | 2     | 1       |
|             | 太陽光   | 71    | 12      |
|             | バイオマス | 8     | 3       |
|             | 火力    | 7     | 633     |
|             | 小計    | 106   | 1,607   |
| 低压<br>(事業用) | 太陽光   | 約1.4万 | 約60     |
|             | 陸上風力  | 99    | 0       |
| 合計          |       | 約1.4万 | 約1,670  |

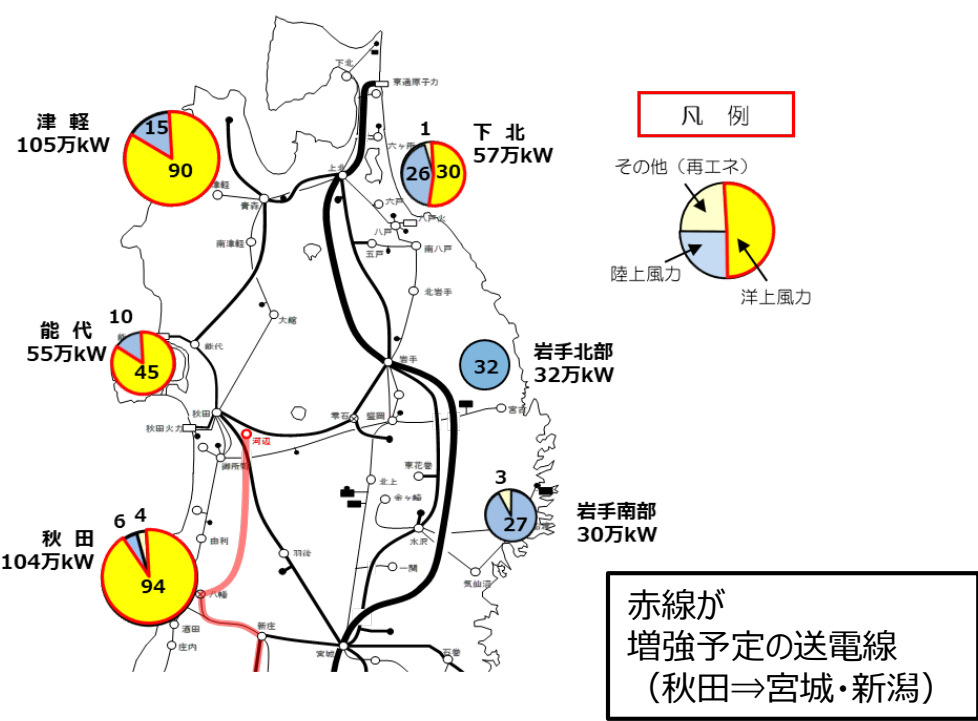
(出所)千葉方面における「試行的な取り組み」の概要

[http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/fit/pdf/briefing\\_20190809.pdf](http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/fit/pdf/briefing_20190809.pdf)

# (参考)北東北エリアにおけるノンファーム型接続の先行実施(暫定ノンファーム型接続)

- **東北北部地域**では、送電線の空き容量不足により、再エネ導入のため大規模な基幹系統の増強が必要となり、2016年10月より、**増強費用を共同負担する電源を募集する入札を実施**。入札の結果、**約380万kWの再エネ電源の接続が確定**。
- これらの再エネ電源については、**送電線が混雑している場合には出力制御を受け得ることを条件に**、系統の増強（2031年頃完成）を待たず、**順次速やかに接続を認めること**としている（**暫定ノンファーム型接続**）。

【東北地方北部で接続予定の電源：地域別内訳】



【東北地方北部で接続予定の電源：電源別内訳】

| 電源種別         | 件数<br>[ 件 ] | 連系容量<br>[ 万kW ] |
|--------------|-------------|-----------------|
| 太陽光          | 2           | 2               |
| 陸上風力         | 24          | 115             |
| 洋上風力         | 16          | 260             |
| その他再エネ(バイオ等) | 25          | 6               |
| 合計           | 67          | 383             |

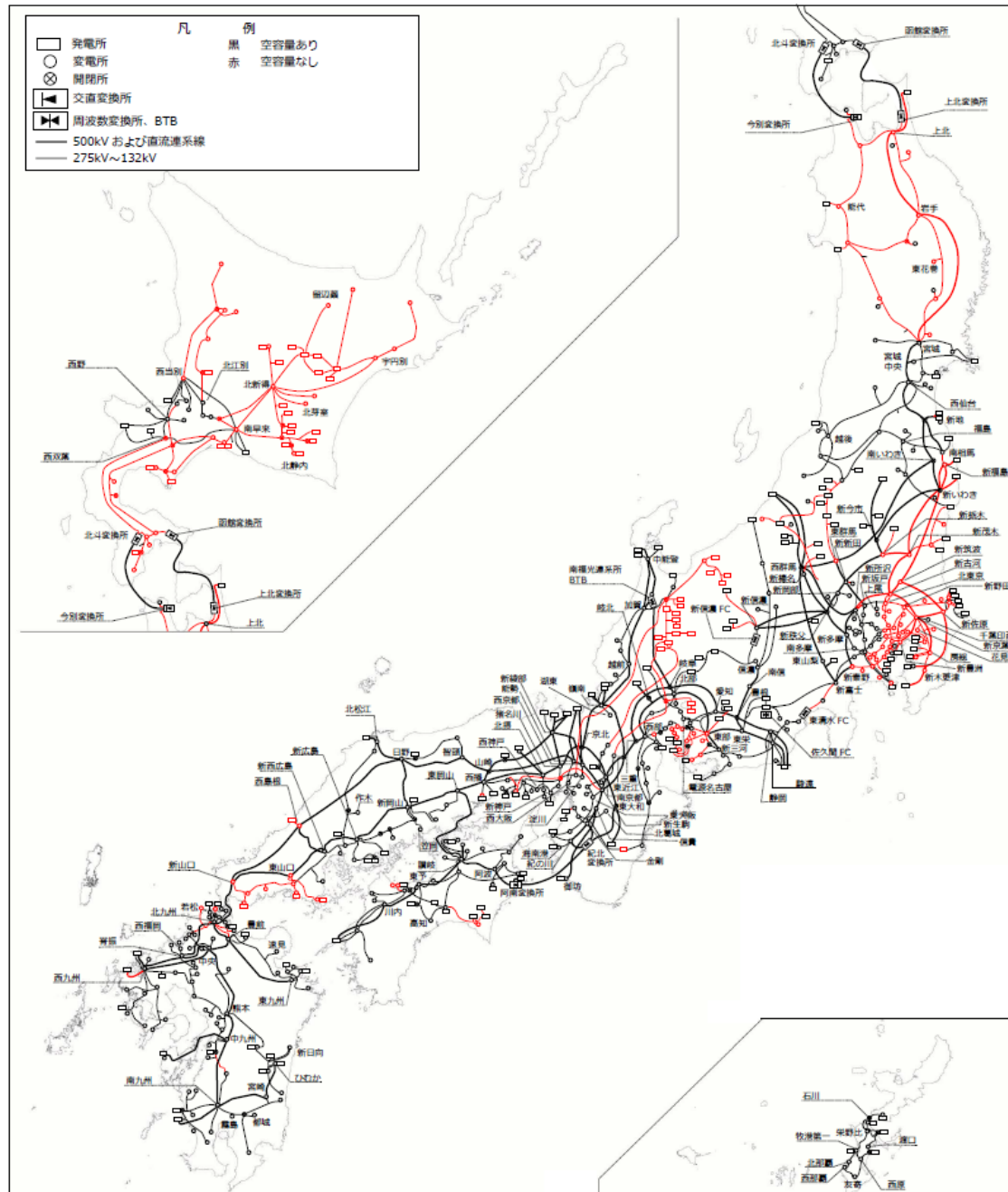
(注)「系統確保」と洋上風力の「事業者選定」の関係

- 公募の結果、募集プロセスにより系統確保した事業者以外の者が選ばれる可能性がある。
- そのため、支払済みの工事費負担金等及び諸経費相当額を対価として選定事業者に系統容量が承継される仕組みを整備。

## ② ノンファーム型接続の適用対象

- ノンファーム型接続は、本来、送電線を増強しなければ接続できない、空き容量の無い送電線について、混雑時の出力制御を条件に接続を許容することにより、あらゆる発電設備の早期接続を可能とするものである。
- したがって、再エネの導入促進の観点からは、全国展開に際して適用対象の送電線を限定せず、ローカル系統を含め、すべての送電線にノンファーム型接続を認めることも考えられる。
- 他方、全国展開の対象をローカル系統まで広げた場合、制御対象となる送電線の数が多くなり、混雑管理・出力制御に対応したシステムの導入費用が高くなるなどの課題があり、展開のあり方について整理が必要である。
- このため、**まずは空き容量の無い基幹送電線を対象とすることとしつつ、ローカル系統への展開の在り方については、引き続き検討を行っていくこととしてはどうか。**

# (参考) 全国の空き容量のない基幹系統





### ③ ノンファーム型接続の全国展開のタイミング

- ノンファーム型接続を許容した上で、将来、送電線の混雑が発生した際に適切に混雑管理・出力制御を実施するためには、一般送配電事業者において、混雑管理・出力制御に対応したシステムを開発・導入する必要がある。
- このため、本年7月より、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）事業として、全一般送配電事業者が活用可能な共通基盤システムの開発が進められており、2023年度の完成を目指している。
- 他方、システムの導入前においても、FIT認定等の前提となる接続契約については締結可能であるため、再エネの導入を促進する観点から、まずは**2021年中にノンファーム型での接続契約の締結をできるようにしてはどうか。**
- その上で、各社における送電線の混雑見込みや、他のシステムで代替することなどにより、システム開発を待たずに接続することも可能と考えられることから、各社に対して、できる限り早期の接続を求めることとしてはどうか。

#### NEDOによる開発スケジュール



（出所）NEDO「再生可能エネルギーの大量導入に向けた次世代電力ネットワーク安定化技術開発」基本計画より作成

## (参考) 全国10エリアの接続検討の受付&契約申込件数

| 受付機関   | 接続検討受付件数 |       |          | 契約申込件数 |       |       |
|--------|----------|-------|----------|--------|-------|-------|
|        | 特別高圧     | 高圧    | 合計       | 特別高圧   | 高圧    | 合計    |
| 広域機関   | 8 3      | —     | 8 3      | —      | —     | —     |
| 北海道電力  | 3 5      | 3 0   | 6 5      | 8      | 1 7   | 2 5   |
| 東北電力   | 2 4 5    | 1 1 8 | 3 6 3    | 1 5 3  | 7 9   | 2 3 2 |
| 東京電力PG | 8 7      | 2 0 0 | 2 8 7    | 2 8    | 1 4 6 | 1 7 4 |
| 中部電力   | 5 7      | 1 0 6 | 1 6 3    | 2 9    | 6 5   | 9 4   |
| 北陸電力   | 5 7      | 2 2   | 7 9      | 1 8    | 8     | 2 6   |
| 関西電力   | 4 3      | 4 8   | 9 1      | 3 7    | 2 0   | 5 7   |
| 中国電力   | 5 1      | 4 0   | 9 1      | 2 2    | 2 3   | 4 5   |
| 四国電力   | 2 4      | 1 8   | 4 2      | 1 0    | 1 0   | 2 0   |
| 九州電力   | 7 8      | 6 0   | 1 3 8    | 4 9    | 6 1   | 1 1 0 |
| 沖縄電力   | 1        | 4     | 5        | 2      | 0     | 2     |
| 合計     | 7 6 1    | 6 4 6 | 1, 4 0 7 | 3 5 6  | 4 2 9 | 7 8 5 |

- ・ 2019年度(2019年4月～2020年3月)の受付・回答状況の実績である。
- ・ 対象電源は、2015年4月1日以降に広域機関及び一般送配電事業者において系統アクセス業務に係る受付または回答を行った最大受電電力500kW以上の発電設備等の案件を対象とする。

(参照) 発電設備等系統アクセス業務に係る情報の取りまとめ(2019年度の受付・回答分) 2020年6月 電力広域的運営推進機関より



## ④全国展開における費用便益評価のプロセス

- 現在、試行的に行われているノンファーム型接続は、基幹送電線の増強判断に際して電力広域機関が費用便益評価を行い、便益が費用を下回るため増強を行わないと判断された場合に限り、認められている。
- これは、将来的に増強される基幹送電線にノンファーム型接続を認めた場合、増強に際して費用負担を行う事業者があったときは、ノンファーム型接続を行う事業者が費用負担の問題が生じ得るためである。
- この点、電力広域機関が策定するマスタープランに沿って行う今後の基幹送電線の増強※は、受益者となる発電事業者を特定せず社会的な便益が費用を上回る場合に基本的になされ、特定の事業者が費用を負担することはないことから、同様の問題は生じないと考えられる。 ※費用負担ガイドラインの対象外
- このため、費用便益評価を行うことで時間がかかることを避けるために、**2021年中に実現を目指す試行ノンファーム型接続の全国展開においては、これまでの電力広域機関による費用便益評価を不要とすることとしてはどうか。**

## (参考) 現行の試行的なノンファーム型接続の適用判断の方法

| 要件    | 要件の評価結果                          |                                                    | 系統増強の取扱い                                                                                |
|-------|----------------------------------|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|
| 費用対効果 | 費用対効果あり                          |                                                    | 系統増強実施                                                                                  |
|       | 費用対効果なし                          | 電源接続時に系統増強しても費用対効果がないが、系統改修時にあわせて増強することで費用対効果がある場合 | 系統改修計画時に改めて増強判断<br><b>ノンファーム適用系統(判断保留)</b>                                              |
|       |                                  | 系統改修にあわせて増強したとしても費用対効果がない                          | 想定したシナリオの範囲内では増強しない<br>ただし、想定したシナリオ外の変化があれば再検討（定期評価の中で確認）<br><b>ノンファーム適用系統(費用対効果なし)</b> |
|       | 明らかに費用対効果がない（工事の難易度が高く工事費が著しく高額） |                                                    | 基本的に増強しない<br><b>ノンファーム適用系統(工事困難)</b>                                                    |

# 【報告事項】

## 2. 出力制御ルール的高度化

- (1) オンライン代理制御の導入
- (2) 指定電気事業者制度の見直し

# 需給制約による出力制御の現状

- これまで国内で需給バランス制約による出力制御が行われたのは、太陽光発電の導入が急速に進んでいる九州エリアのみであり、九州においては、2018年以降、休日やGW等の軽負荷期に再エネの出力制御が行われている。

※本年3月末時点での太陽光の総接続量は944万kWであり、直近1年で約90万kW増加。

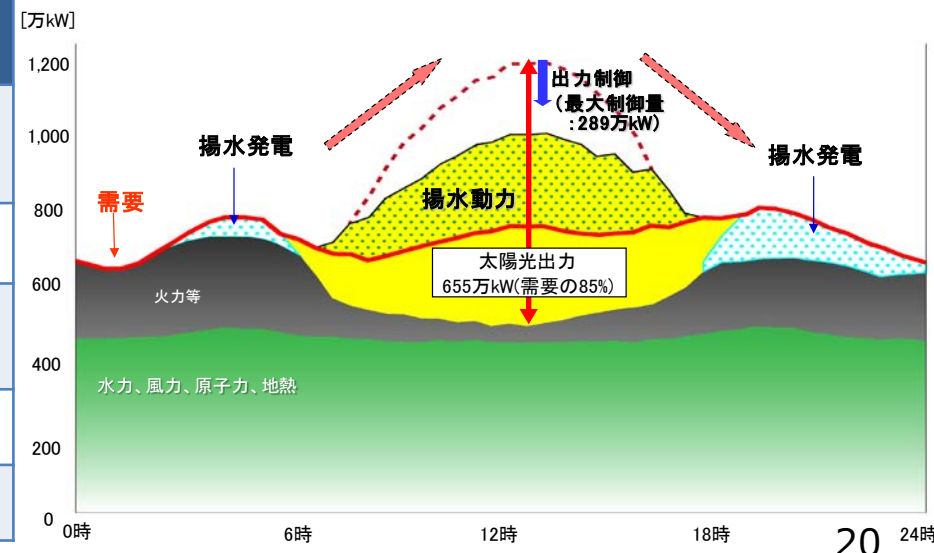
- 2019年度は出力制御が合計74日※行われ、再エネ（太陽光・風力）の総発電量に占める制御量の割合は4.1%となった。※1発電所あたり、オフライン23～24日、オンライン15～16日
- 2019年秋以降、出力制御量低減に資する新たな運用※に移行したことにより、従来の運用に比べ、出力制御量は約19%、制御日は約24日減少している。

※平均制御見込量まではオフライン制御、当日の需給状況に応じてオンライン制御を活用

＜九州における出力制御実績＞

|                          | 2019年度                                      | 2018年度                                    | (比較)                       |
|--------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------------------|
| 太陽光・風力接続量<br>(いずれも年度末時点) | <b>1,002万kW</b><br>〔太陽光 944万kW<br>風力 58万kW〕 | <b>904万kW</b><br>〔太陽光 853万kW<br>風力 51万kW〕 | +98万kW                     |
| 出力制御日数                   | <b>74日</b>                                  | 26日                                       | +48日                       |
| 1発電所あたりの<br>累積制御日数       | <b>15～16日(オンライン)<br/>23～24日(オフライン)</b>      | 5～6日                                      | +10日(オンライン)<br>+18日(オフライン) |
| 出力制御率                    | <b>4.1%</b>                                 | 0.9%                                      | +3.1%                      |
| 最大出力制御量                  | <b>289万kW</b>                               | 180万kW                                    | +109万kW                    |

＜九州エリアの需給イメージ（2020年3月8日）＞



# 経済的出力制御（オンライン代理制御）について

- 再生可能エネルギーの導入拡大に向けて、事業者間の公平性を確保しつつ、出力制御のオンライン化を通じた出力制御量低減を行う観点から、昨年8月の再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会中間整理（第3次）において、経済的出力制御（オンライン代理制御）導入の方針が取りまとめられた。
- その実務的手法については、系統ワーキンググループで検討することとされ、本年7月の会合において、以下の論点等への対応の方向性が合意された。
  - －代理制御したオンライン事業者に対する補填の方法
  - －オンライン発電設備の逸失電力量・オフライン発電設備の出力制御量の算定方法
  - －代理制御時のオフライン事業者の発電電気の取扱い
  - －オンライン代理制御システムの導入時期(2022年早期を目指す)
- 今後、導入に向けた技術的課題の検討や、省令改正等手続きを進めていく。

## ◆再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会中間整理（第3次）（2019年8月）

### 2. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた適切な出力制御の在り方

#### ③経済的出力制御

先述のとおり、オンライン制御の導入拡大を進めていくべきであるが、直ちにすべての発電設備をオンライン化するのは制度運用上困難であることから、出力制御の公平性と実効性の両立を図ることからも、経済的出力制御の仕組みを導入すべきである。

具体的には、オフライン事業者が本来行うべきである出力制御分をオンライン事業者に実施させた上で、オフライン事業者が出力制御を行ったとみなして、オンライン事業者がその買取価格での発電を行ったものとして対価を受けるといった仕組みを引き続き検討していくべきである。



# (参考) オンライン代理制御の導入による制御量の低減

2019年10月8日 第23回 系統ワーキンググループ資料 6

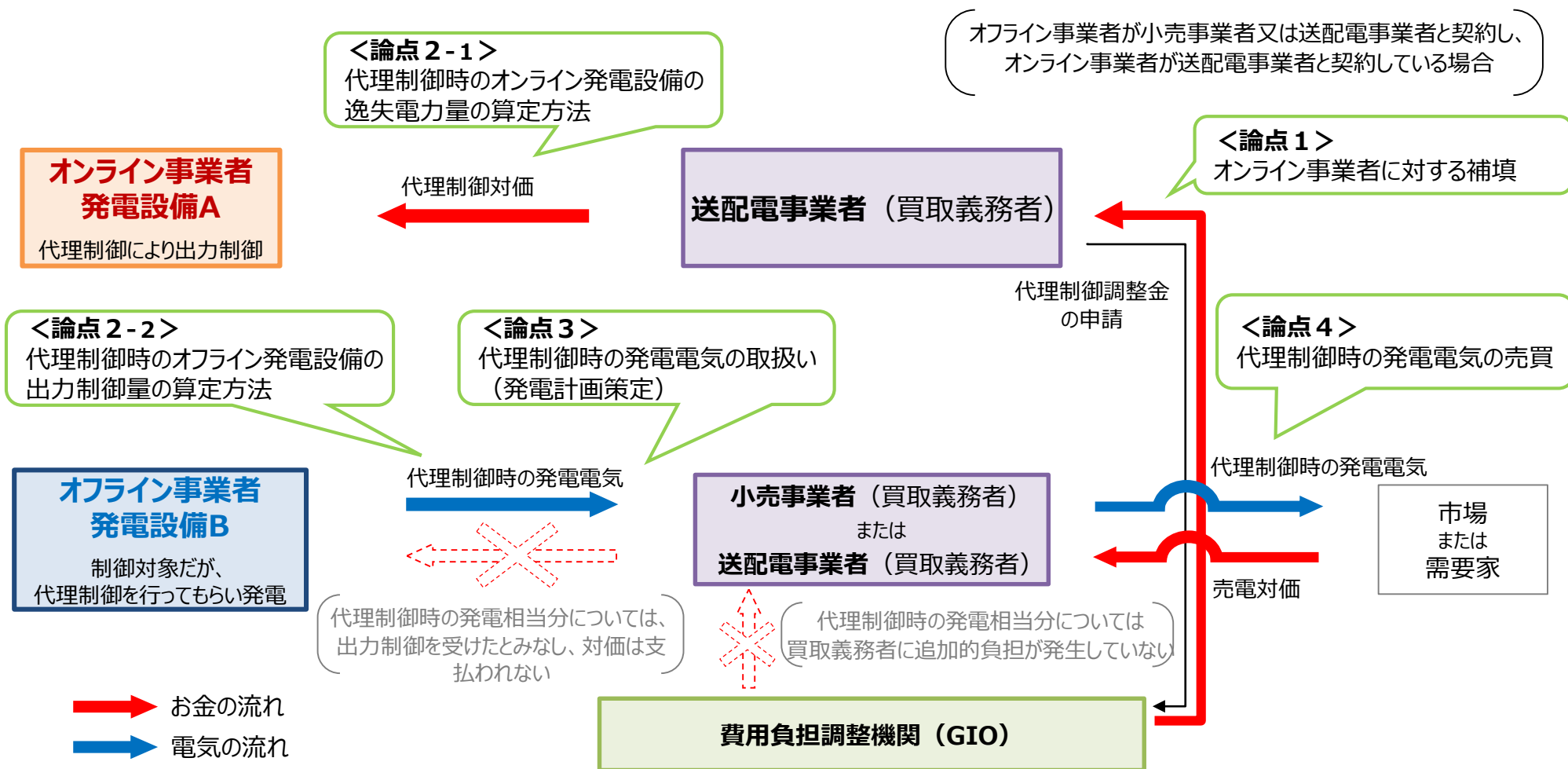
- オンライン代理制御（経済的出力制御）が導入され、オンライン制御が拡大すると実質的にオンラインのみの制御となり、実需給に近い柔軟な調整が可能となるため、オンライン制御とオフライン制御が混在する現状の運用に比べて制御量の低減が期待される。
- 例えば、既に出力制御が行われている九州でオンライン代理制御（経済的出力制御）を導入した場合、現状に比べて制御量が2割程度低減する効果が見込まれる。

＜オンライン代理制御（経済的出力制御）による制御量低減効果＞  
（九州における2019年4月の制御実績を基に試算）

| 〔単位：万kWh〕  | 制御量<br>（実績） | 制御量<br>（経済的出力制御導入時） | 低減効果 |
|------------|-------------|---------------------|------|
| オフライン制御事業者 | 10,305      | 11,163              | ▲17% |
| オンライン制御事業者 | 3,187       |                     |      |

（備考）九州における2019年4月の太陽光発電の制御実績に基づき試算。制御量がオンライン制御可能な設備の最大発電量を下回る時間帯は全てオンライン制御を実施し、上回る時間帯はオンライン制御とオフライン制御を併用したと仮定した場合の試算結果である。

# (参考) オンライン代理制御のスキーム



# (参考) オンライン代理制御の制度構築に向けた論点と方向性①

## 論点

## 対応の方向性

### 1. オンライン代理制御により出力制御が行われた再エネ発電事業者への補填

- 費用負担調整機関（GIO）から買取義務者に対してFIT電源の代理制御の調整に起因する負担分を交付金で補填し、買取義務者からオンライン事業者に対して代理制御実施分の対価を補填する。
- また、オンライン代理制御時のオフライン事業者の発電相当分については、出力制御されたものとみなして対価は支払われない。

### 2. 代理制御時のオンライン発電設備の逸失電力量の算定方法、及びオフライン発電設備の出力制御量の算定

- オンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量は、代理制御時間帯における実発電量をベースに算定することが望ましいが、実発電量の把握に不可欠なスマートメーター設置には一定期間を要する。
- 上記を踏まえ、スマートメーター設置完了後にシステム改修が整い次第、実発電量に基づくスキームを導入することを前提に引き続き検討を行うこととした上で、当面はみなし電力量に基づきオンライン発電設備の逸失電力量及びオフライン発電設備の出力制御量を算定するスキームで運用する。
- また、オンライン代理制御システムの導入時期については、発電事業者への一定の周知期間の確保、契約上の実務、システム改修等を考慮して、2022年早期を目指す。
- さらに、再エネ大量導入・次世代電力NW小委 中間整理（第3次）において、当面の間出力制御の対象外と整理されてきた旧ルール500kW未満の太陽光・風力発電事業者（一部エリアでは新ルール50kW未満も含む）についても出力制御の対象とすることが合意されたところ、出力制御量低減や運用効率化の観点から当該事業者をオンライン代理制御システムに組み入れることが望ましいことから、出力制御対象事業者の拡大と代理制御システムの導入時期を合わせる。
- なお、風力発電については、現時点ではオフライン発電設備を代理制御できるだけの十分な量のオンライン発電設備が存在しないことから、当面の間はオンライン代理制御の対象外とし、オンライン発電設備の導入拡大等の状況を踏まえつつ導入を検討する。



## (参考) オンライン代理制御の制度構築に向けた論点と方向性②

| 論点                                    | 対応の方向性                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|---------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>3. 代理制御時の発電電気の取扱い<br/>(発電計画策定)</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>● <u>オンライン代理制御はFIT制度における出力制御の一樣態</u>であり、代理制御時にオフライン発電設備が発電した電気は出力制御されたものとみなして対価は支払われないが、<u>FIT認定設備が発電した電気</u>である。</li><li>● また、出力制御は発電事業者の制御機会の公平性を考慮して一般送配電事業者が実施するものであり、<u>発電事業者及び買取者は代理制御時に発電する電気を予め特定することができない</u>ことから、<u>オンライン代理制御の運用面で一定の配慮が必要</u>。</li><li>● これを踏まえ、<u>代理制御時の発電電気は、FIT電気と同様、発電事業者による発電計画策定を免除</u>する。</li></ul> |
| <b>4. 代理制御時の発電電気の売買</b>               | <ul style="list-style-type: none"><li>● 買取義務者は、代理制御時にオフライン発電設備が発電した電気を市場取引ないし相対取引によって売電することになる。</li><li>● 一方、出力制御は発電事業者の制御機会の公平性を考慮して一般送配電事業者が実施するものであり、<u>買取義務者は代理制御時のオフライン発電設備の発電電気を予め特定することができない</u>。</li><li>● 上記を踏まえ、<u>みなし電力量に基づくスキームでは代理制御時の発電電気の売電対価について適切な扱いを検討することとし、代理制御調整金算定にあたっては考慮しない</u>こととする。</li></ul>                                                     |

# 【報告事項】

## 2. 出力制御ルール的高度化

(1) オンライン代理制御の導入

(2) 指定電気事業者制度の見直し

# 指定電気事業者制度の見直しについて

- 昨年 8 月の再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会中間整理（第3次）において、出力制御に係る事業者間の公平性の確保等の観点から、30日等出力制御枠<sup>注1</sup>や指定電気事業者制度<sup>注2</sup>の見直し等について検討を行うこととされた。

（注1）年間30日（もしくは太陽光360時間、風力720時間）の出力制御の上限内で系統連系が可能な量。

（注2）30日等出力制御枠を超過するとして指定電気事業者に指定された電気事業者のエリアにおいて、30日等出力制御枠を超過して接続する発電事業者は、無制限無補償ルールが適用される。

- 再エネの導入拡大により、現在、**東京、中部、関西（いわゆる「中三社」）以外の全エリアにおいて、太陽光及び風力の接続量等が30日等出力制御枠を超過<sup>注3</sup>している。**
- 一方、需要規模が相対的に大きい中三社には、これまで30日等出力制御枠がなかった<sup>注4</sup>。しかし、これらの地域でも再エネの導入拡大が進んでおり、**接続可能量を試算した結果、条件によっては太陽光の接続量等が既に接続可能量を超過するケースもあった。**
- こうした状況を踏まえ、本年 7 月の系統ワーキンググループにおいて、**可能な限り早期に指定電気事業者制度を廃止し、全エリアについて無制限無補償ルールを適用**することが合意された。
- 今後、省令改正等、廃止に向けた手続きを進めていく。

（注3）沖縄は太陽光の接続量等が30日等出力制御枠に近づいていることから、太陽光のみ指定電気事業者に指定されている。

（注4）新規に接続する発電事業者は、太陽光360時間、風力720時間ルールが適用されている。

## ◆再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会中間整理（第3次）（2019年8月）

### 2. 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた適切な出力制御の在り方

#### ①事業者間の公平性確保

（中略）また、事業者間の公平性の確保、必要な制御量や調整力を確保していく観点から、東京・中部・関西のいわゆる「中三社地域」を含め、30日等出力制御枠や指定電気事業者制度の見直し等についても、検討を行うべきである。

# (参考) 電力エリア別の太陽光・風力発電の接続量・接続申込量

2020年7月16日 第26回 系統ワーキンググループ資料 1

## <太陽光>

| [単位：kW]       | 北海道  | 東北     | 東京     | 中部     | 北陸   | 関西   | 中国   | 四国   | 九州     | 沖縄    |
|---------------|------|--------|--------|--------|------|------|------|------|--------|-------|
| 30日等出力制御枠     | 117万 | 552万   | －      | －      | 110万 | －    | 660万 | 257万 | 817万   | 49.5万 |
| 接続量・接続契約申込量合計 | 233万 | 1,145万 | 2,536万 | 1,186万 | 132万 | 771万 | 762万 | 343万 | 1,481万 | 44.8万 |
| 接続量           | 188万 | 576万   | 1,472万 | 897万   | 103万 | 572万 | 493万 | 275万 | 944万   | 35.2万 |
| 接続契約申込量       | 45万  | 569万   | 1,064万 | 289万   | 29万  | 199万 | 270万 | 69万  | 537万   | 9.6万  |
| 指定電気事業者       | ○    | ○      | －      | －      | ○    | －    | ○    | ○    | ○      | ○     |
| 接続検討申込量       | 28万  | 319万   | 1,135万 | 109万   | 47万  | 140万 | 365万 | 38万  | 125万   | 0.5万  |

## <風力>

| [単位：kW]       | 北海道    | 東北     | 東京     | 中部     | 北陸   | 関西   | 中国   | 四国   | 九州   | 沖縄    |
|---------------|--------|--------|--------|--------|------|------|------|------|------|-------|
| 30日等出力制御枠     | 36万    | 251万   | －      | －      | 59万  | －    | 109万 | 71万  | 180万 | 18.3万 |
| 接続量・接続契約申込量合計 | 190万   | 748万   | 319万   | 294万   | 84万  | 160万 | 185万 | 78万  | 508万 | 2.0万  |
| 接続量           | 48万    | 158万   | 43万    | 37万    | 16万  | 12万  | 36万  | 28万  | 58万  | 1.4万  |
| 接続契約申込量       | 142万   | 590万   | 276万   | 257万   | 67万  | 148万 | 150万 | 50万  | 450万 | 0.6万  |
| 指定電気事業者       | ○      | ○      | －      | －      | ○    | －    | ○    | ○    | ○    | －     |
| 接続検討申込量       | 1,107万 | 1,524万 | 3,106万 | 1,038万 | 186万 | 151万 | 301万 | 241万 | 866万 | 0.0万  |

(備考)

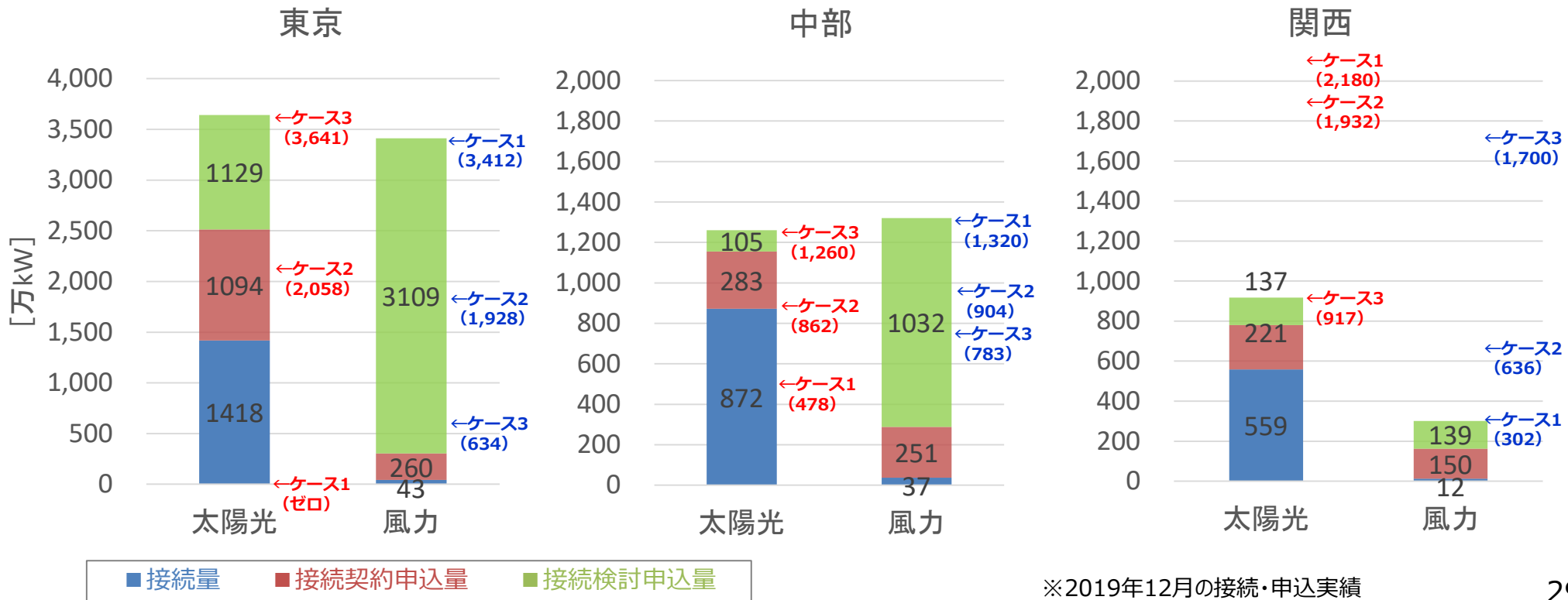
- ・接続量・接続申込量は各エリアの電力会社ホームページの情報に基づく（2020年3月末時点）。
- ・接続検討申込量は、事業者が1発電所に対して複数地点に検討申込を行ったものを含む。
- ・淡路島南部分は、四国エリアに含む。
- ・接続量・接続契約申込量合計については、四捨五入のため、内訳の計と一致しない場合がある。

# (参考) 中三社の接続可能量の算定結果

2020年7月16日 第26回 系統ワーキンググループ資料 1

- 中三社は以下3ケースで接続可能量の算定を行った。  
 (ケース1) 風力の導入見込量を固定し、太陽光の接続可能量を算定 (※中三社を除く7社はケース1で算定)  
 (ケース2) 太陽光・風力の接続量及び申込量の比率を基に、太陽光・風力の接続可能量を算定  
 (ケース3) 太陽光の導入見込量を固定し、風力の接続可能量を算定
- こうした前提に基づいて算定した一例を示す。算定条件によって太陽光及び風力の接続可能量は大きく変動する結果となった (東京及び中部では、ケース1及び2の場合に太陽光の接続量及び契約申込量が接続可能量を超過)。

<接続可能量の算定結果 (ケース別)>



※2019年12月の接続・申込実績

# (参考) 制御対象拡大と無制限無補償ルール適用による制御機会の低減効果

2020年7月16日 第26回 系統ワーキンググループ資料 1

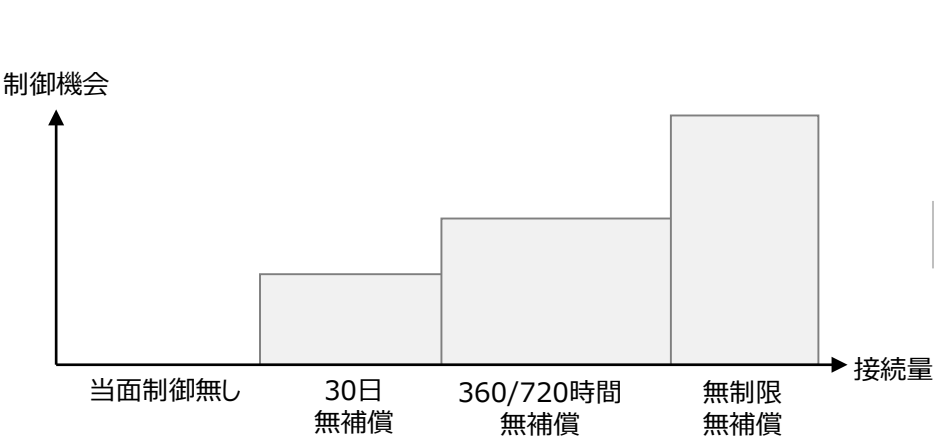
## <対象拡大による制御機会低減効果（九州のケース）>

|             | 現在の出力制御対象発電所 |   | 対策後の出力制御対象発電所 | 効果     |
|-------------|--------------|---|---------------|--------|
| 発電所数        | 約2.6万件       | ➡ | 約9.1万件        | + 250% |
| 設備容量        | 471万kW       | ➡ | 682万kW        | + 45%  |
| 発電所あたりの制御日数 | 8.5日         | ➡ | 5.9日          | - 31%  |

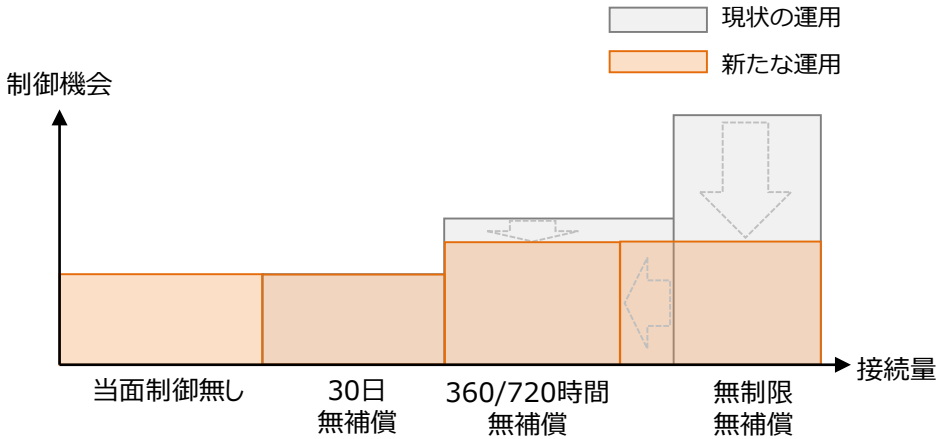
（備考） 発電所数、設備容量は2019年3月末時点の実績。制御実績は2019年4～6月の出力制御実績に基づく、事務局試算

## <補償ルール毎の出力制御（イメージ）>

現状の運用で導入が進んだ場合



新たな運用で導入が進んだ場合



（備考） 現状及び新たな運用における発電所あたりの制御日数が30日を越えている場合を想定したイメージ図。