

再生可能エネルギー出力制御の 長期見通しについて

2023年3月14日

資源エネルギー庁

再エネ出力制御の長期見通しについて

- 再エネ出力制御の長期見通しについては、発電事業者の予見性を高める観点から、本WGにおいて一般送配電事業者より試算結果を公表している。
- 今般、最新の値を基に試算を行ったことから、各社より試算結果をご説明いただく。なお、今年度は連系線の活用について、受電エリアの受電可能量を考慮した算定を試行的に行った。
- これらの見通しでの出力制御は、あくまでも試算値であり、前提と同様の条件が揃った場合に発生するが、実際に発生する出力制御の時間数等について、電力需要や電源の稼働状況等によって変動するため、一般送配電事業者が上限値として保証するものではないことに留意する必要がある。

出力制御の長期見通しの算定に関する考え方

(出所) 第43回系統WG (2022年11月30日)
資料1より一部修正

- 需給バランスによる出力制御の見通しの算定に当たっては、2021年度と同様※に、以下の諸元に加えて、昨年度に本WGで取りまとめた出力制御低減策に係る基本的方向性を踏まえた試算結果を提示する。 ※加えて、今年度は、連系線の活用について、受電エリアの受電可能量を考慮した算定を試行的に行う。
- なお、実際に発生する出力制御の時間数等については、**電力需要や電源の稼働状況等によって変動することや、あくまでも試算値**であり、一般送配電事業者が上限値として保証するものではないことに留意する必要がある。

出力制御の見通しの算定に関する考え方

- ① 「8,760時間の実績ベース方式」による見通しのみ算定。
- ② 実際の導入実績等に即した、今後の導入増加量を採用。
- ③ 過去3年の年度毎に見通しを算定後、過去3年間の平均値を採用※。

※更なる出力制御量低減策を想定するケースについては、単年度（2021年度）実績を用いて算定。

| 項目 | 諸元 |
|----------------|---------------------------------------|
| 算定年度 | 2019年度～2021年度（各年度毎に算定後、過去3年間の平均値を採用） |
| 電力需要 | 2019年度～2021年度のエリア実績 |
| 太陽光発電・風力発電 | 太陽光発電と風力発電の時間帯別の各年度発電実績で評価 |
| 原子力・地熱・水力 | 震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定 |
| 火力発電 | 安定供給が維持可能な最低出力 |
| 揚水式水力・需給調整用蓄電池 | 再エネの余剰電力吸収のため最大限活用（発電余力として最大発電機相当を確保） |
| 地域間連系線 | 間接オークションの活用の見通しに応じた幅を持った数値を採用 |

(参考) 受電可能量の算出方法について

- これまでの長期見通しの算定と同様に各エリア毎に需要、再エネ出力想定に基づき、連系線活用容量0%の場合の1時間コマ毎の余剰量または受電可能量を算定 (フェーズ1)。
- 次に、各エリアの上記算定データと連系線運用容量を集約し、余剰が発生しているエリアから、受電可能量があるエリアに対して、連系線運用容量および当該エリアでの受電可能量の範囲内で受電し、各連系線の活用可能量を1時間コマ毎に算定 (フェーズ2)。
- 上記で算定された1時間コマ毎の連系線活用可能量を、各エリアの出力制御見通し算定ツールに入力し、エリア毎の出力制御見通しを再算定することで受電会社を考慮 (フェーズ3)。

フェーズ1：エリア毎に余剰量または受電可能量を算定
(連系線活用0%)

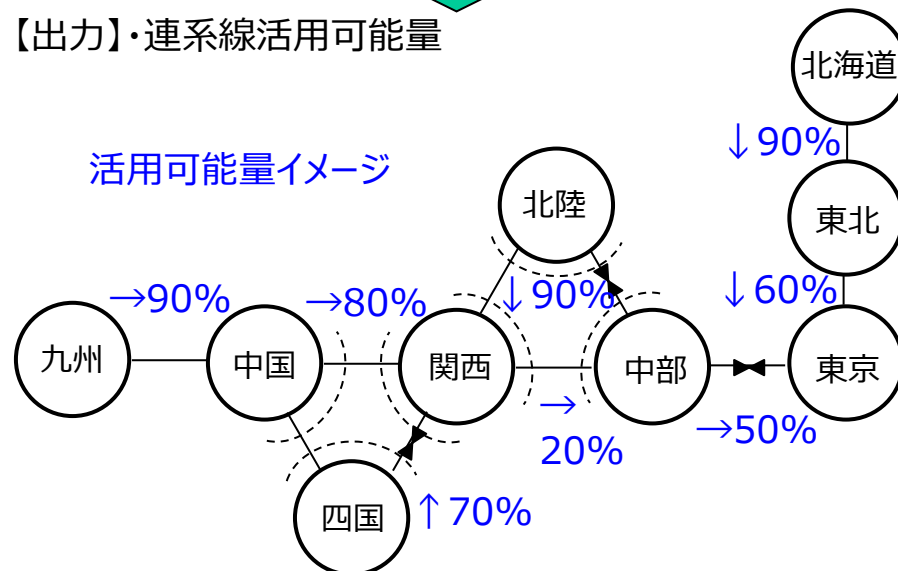
フェーズ2：各エリアの余剰量・受電可能量、および連系線運用容量を集約し、連系線活用可能量を1時間コマ毎に算定

フェーズ3：1時間コマ毎に算定した連系線活用可能量を、各社の出力制御算定的前提条件に入力し、エリア毎の出力制御量を再算定

○月○日○時○分断面

【入力】・各エリアの余剰量または受電可能量
・連系線運用容量

【出力】・連系線活用可能量



(参考) 各社の試算結果イメージ図

- 太陽光・風力の足元の導入実績を基準に、太陽光・風力双方の今後の導入量の見込みに応じた出力制御量を算定する。
- 太陽光・風力については、供給計画における今後の導入量見通しも踏まえ、複数のケースに分けて算定を行う。
- その際、代表的なケースについて、出力制御の低減に向けた対策※を踏まえた出力制御の試算結果を公表する。 ※例) 需要対策：蓄電池の導入、供給対策：電源Ⅲ火力最低出力引下げ、系統対策：連系線増強

● 無制限・無補償ルール事業者に対して、見込まれる導入量における出力制御の見通し

| | 2022年9月 時点導入量 | 最小需要 (※1) | 連系線 活用量 (※2) | 実績ベースの見通し (2019~2021年度の実際の需要、 日照等を基礎にして試算後、過去3 年間の平均値) (※3) | | 蓄電池を ●万kW (●万kWh) 導入した場合 | 火力電源Ⅲ (●万kW) の 最低出力を引下げた 場合 | 連系線増強を 踏まえた場合 (●●連系線を● kW増強) (※4) |
|--------|-------------------------------|--------------|--------------------|--|---|--|--|--|
| | | | | ケース① 太陽光 + ●●万kW 風力 + ●●万kW | ケース② 太陽光 + ▲▲万kW 風力 + ▲▲万kW | ケース②a 太陽光 + ■■万kW 風力 + ■■万kW | ケース②b 太陽光 + ■■万kW 風力 + ■■万kW | ケース②c 太陽光 + ■■万kW 風力 + ■■万kW |
| ○ ○ | 太陽光 ○○万 kW 風力 ○○万 kW | ○○万 kW | 0万 kW <0%> | ○% (○時間) | ○% (○時間) | - | - | - |
| | | | ○○万 kW <100%> | ○% (○時間) | ○% (○時間) | ○% (○時間) | ○% (○時間) | ○% (○時間) |

※1 最小需要については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2019~2021年度の平均値である。

※2 中三社については、足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量0%の場合のみの出力制御の見通しを算定。

※3 太陽光と風力について、足元から2022年度供給計画2031年度の導入量の伸びの1.0倍(ケース①)及び1.5倍程度(ケース②)まで導入されたケースごとに、出力制御の見通しを算定。
出力制御量低減策については、2021年度の需要、日照等を基礎にして試算。

※4 マスタープラン中間整理において増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定。

(参考) 「出力制御見通し」の算定方法①

【需給バランス断面のイメージ図】

【A】需要

需要については、各年度のエリア需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を考慮した需要を用いる。

また、最低需要については、4月又は5月の休日（GWを除く）の晴天日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要とする。

【B】原子力、地熱、水力

原子力、地熱、水力の出力については、震災前過去30年間の設備平均利用率を用いて評価。また、地熱、小水力については、導入が見込まれる案件を織り込む。

【C】火力、バイオマス

LFC調整力の確保や、夕方ピーク時の需要に対応するために必要な量も含め、最大限に出力が制御される。なお、バイオマスについて、制御可能な場合は事業者との協議値、制御不可な場合は過去の実績等を用いる。（原則、最低出力50%以下）。

【D】太陽光・風力

太陽光・風力発電の出力については、過去実績をベースに今後見込まれる導入量に基づき出力を算定。

※ 風力発電については、JWPAより「風力発電の出力制御の実施における対応方針」において示された部分制御考慮時間により算定する。

【E】揚水式水力

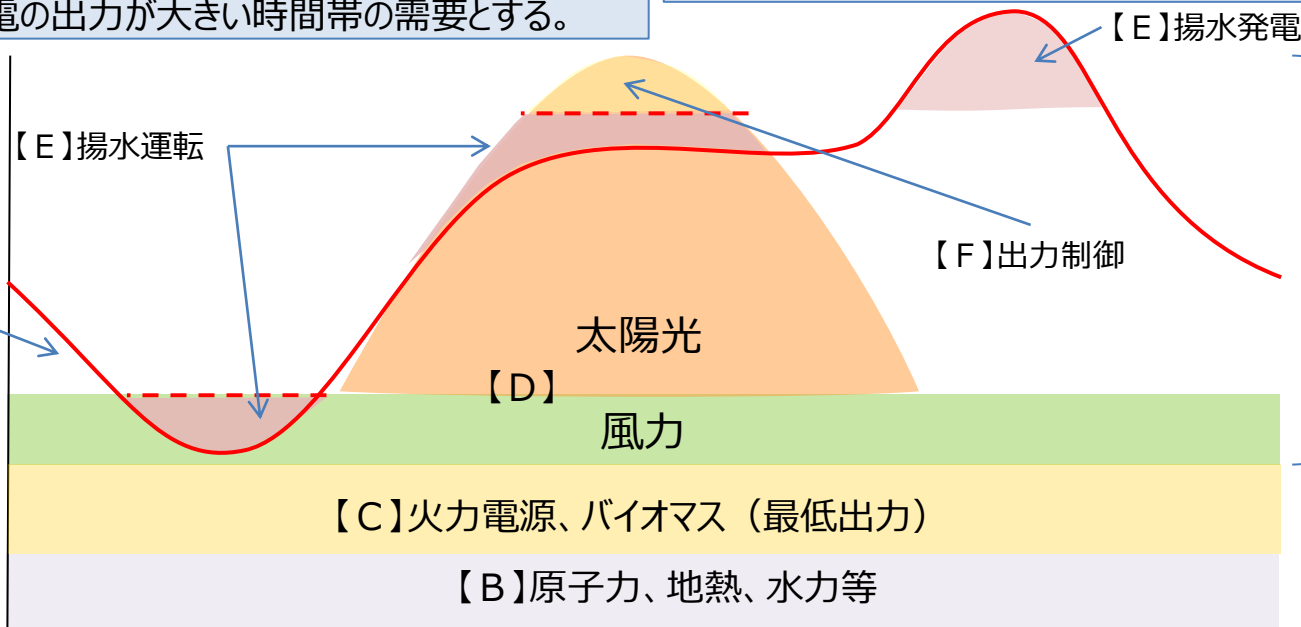
揚水式水力については、再エネ余剰時に揚水運転を行い、再エネ受け入れのために最大限活用する。その際には、以下の3点を考慮。

1. kW：再エネの出力（上図の高さ）に対して、揚水運転が対応可能か
2. kWh：揚水可能量が、余剰再エネ量（上図の面積）に対して十分か
3. 週間運用：揚水した水を、夜間等に放水（揚水発電）が可能か

【F】出力制御

今後の出力制御対象範囲の拡大を考慮した上で、見込まれる再エネの導入量における出力制御量を算定する。

【A】
需要



(参考) 「出力制御見通し」の算定方法②

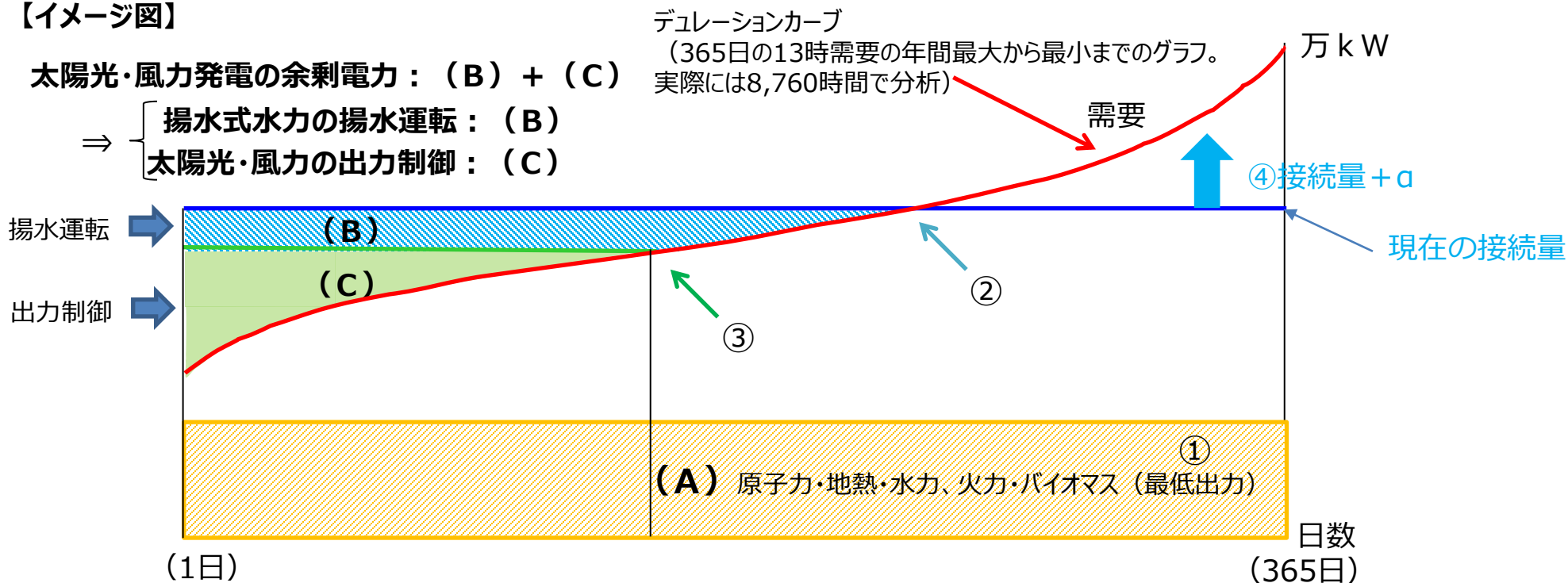
● 年間を通しての「出力制御見通し」算定のイメージ

- ① 太陽光・風力の出力が大きい状況では、火力電源等を安定供給に必要な最低出力とする。・・・ (A)
- ② その上で、電気の供給量が需要量を超過する場合、まずは揚水運転を実施し、できる限り余剰の再エネ電気を吸収。・・・ (B)
- ③ それでもなお、太陽光・風力の余剰電力が発生する場合は、出力制御を実施 (ルール毎の出力制御上限を考慮)。・・・ (C)
- ④ 現状の接続量をベースとし、今後見込まれる導入量 (接続量 + a) における出力制御量を算定

【イメージ図】

太陽光・風力発電の余剰電力： (B) + (C)

⇒ { 揚水式水力の揚水運転： (B)
太陽光・風力の出力制御： (C)



(参考) 前提条件

出典：各エリア一般送配電事業者

<再エネ導入量（設備容量）>

[万kW]

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 | 沖縄 | 合計 |
|--------|------|--------|-------|-------|------|------|------|------|-------|------|--------|
| 太陽光※1 | 216 | 773 | 1,795 | 1,065 | 120 | 678 | 644 | 323 | 1,127 | 38 | 6,779 |
| ケース① | +36 | +800 | +295 | +122 | +30 | +438 | +272 | +100 | +377 | +5.6 | +2,476 |
| ケース②※2 | +55 | +1,200 | +443 | +184 | +45 | +657 | +408 | +150 | +566 | +8.4 | +3,716 |
| 風力※1 | 58 | 186 | 43 | 38 | 17 | 17 | 35 | 31 | 63 | 1 | 489 |
| ケース① | +182 | +260 | +378 | +23 | +150 | +5 | +110 | +50 | +320 | +0.3 | +1,478 |
| ケース②※2 | +273 | +390 | +567 | +35 | +225 | +7.5 | +165 | +75 | +480 | +0.5 | +2,218 |

※1 2022年9月時点。 ※2 ケース①足下から2022年度供給計画2031年の導入量の伸びの1.0倍程度まで導入量が入った場合を想定したもの。ケース②足下から2022年度供給計画2031年の導入量の伸びの1.5倍程度まで導入された場合を想定したもの。

<評価出力※1>

[万kW]

| | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 | 沖縄 |
|--------------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-------|------|-------|------|
| 一般水力 ※2、3 | 77.4 | 196.7 | 173.3 | 134.4 | 125 | 111.7 | 42.7 | 21.8 | 56.4 | 0.1 |
| 地熱※3 | 4.8 | 23.4 | 0.7 | 1.8 | - | - | - | - | 23.8 | - |
| バイオマス※4 | 34.4 | 76.9 | 114.5 | 113.2 | 13 | 76.0 | 30.7 | 25.7 | 125.6 | 2.9 |
| 原子力※3 | 175.5 | 200.3 | 793.1 | 314.0 | 119.7 | 549.9 | 174.6 | 78.3 | 348.6 | - |
| 火力※4 | 60.4 | 273.3 | 1,276.8 | 353.5 | 57 | 317.0 | 204.6 | 33.3 | 117.9 | 40.9 |
| 揚水動力 ※5 | 67.5 | 46.0 | 1,095.3 | 369.7 | 0 | 437.5 | 171 | 30 | 219.2 | - |
| 蓄電池充電 | 1.5 | 4 | - | - | - | - | - | - | 5 | - |
| 連系線活用 ※6 | 58 | 162.3 | 0 | 0 | 115 | 0 | 150 | 180 | 124.4 | - |

※1 最小需要となる昼間帯(GW(4/29~5/5)を除く4月~5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯)の発電出力。 ※2 沖縄は小水力。 ※3 震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定。 ※4 安定供給が維持可能な最低出力。 ※5 補修作業・計画外停止による1台停止を考慮。 ※6 運用容量から、①マージン、②他エリアから受電し、自エリアを通過して別の他エリアに送電される量、③長期固定電源・電制電源の他エリア送受電分を控除した量。

算定結果（再エネ出力制御低減対策の効果）

仮に以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率※がどのように変化するかを試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール事業者に対する出力制御率

- 需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
- 供給対策：電源Ⅰ～Ⅲの火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）を20%（バイオマスは40%）としたと仮定
- 系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、マスタープラン中間整理において増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定
（北海道→東京+400万kW、北海道→東北+30万kW、九州→中国+278万kW、東北→東京+455万kW）

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース②において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

| (%) | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 | 沖縄 |
|--|---------|---------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|-------|---------|
| 各社ケース② ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率 | 53.6 | 54.2 | 3.4 | 2.8 | 4.2 | 3.8 | 25.5 | 2.8 | 26 | 0.87 |
| 需要対策 | 53.4 | 49.2 | 2.9 | 1.6 | 3.6 | 3.4 | 19.5 | 1.6 | 20 | 0 |
| | (▲0.2) | (▲5) | (▲0.5) | (▲1.2) | (▲0.6) | (▲0.4) | (▲6.0) | (▲1.2) | (▲6) | (▲0.87) |
| 供給対策 | 43.5 | 41.5 | 0 | 1.8 | 2.9 | 0.6 | 13.4 | 2.3 | 23 | 0 |
| | (▲10.1) | (▲12.7) | (▲3.4) | (▲1.0) | (▲1.3) | (▲3.2) | (▲12.1) | (▲0.5) | (▲3) | (▲0.87) |
| 系統対策 50%分活用 | 1.7 | 27.4 | — | — | — | — | — | — | 15 | — |
| | (▲51.9) | (▲26.8) | — | — | — | — | — | — | (▲11) | — |
| 100%分活用 | 0 | 11.2 | — | — | — | — | — | — | 9 | — |
| | (▲53.6) | (▲43) | — | — | — | — | — | — | (▲17) | — |

出典：各エリア一般送配電事業者

※1 太陽光と風力について、足下から2022年度供給計画2031年の導入量の伸びの1.5倍程度まで導入された場合を想定したものの、導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない。

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見直し」（2021年度実績ベース） ※3 連系線活用量100%の場合（中三社は連系線活用量0%）

※4 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示

(参考) 受電会社の受電可能量を考慮した出力制御率の試算

- 連系線の活用について、受電エリアの受電可能量を考慮した算定を試行的に行った結果次の通り。

<出力制御率(%)>

| 各社ケース①※1,2,3 において見込まれる 出力制御率 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 |
|------------------------------------|-------|-------|------|------|-------|------|-------|-------|-----|
| 連系線 活用量0% | 70.7% | 63.2% | 2.1% | 2.4% | 50.5% | 2.1% | 48.8% | 37.5% | 49% |
| 連系線 活用量100% | 48.9% | 45.5% | — | — | 2.4% | — | 13.7% | 1.4% | 21% |
| 受電可能量 考慮 | 52.1% | 48.1% | 2.1% | 2.4% | 20.5% | 2.1% | 23.2% | 26.7% | 38% |

※1 太陽光と風力について、足下から供給計画2031年の導入量の伸びの1.0倍程度まで導入量が入った場合を想定したもの

※2 「無制限無補償ルール事業者の制御見直し」(2021年度実績ベース)

※3 各一般送配電事業者試算の数値うち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示

<受電可能量を考慮した場合の連系線の活用率(%)>

| | | 北本 | 相馬双葉 | FC | 三重東近江 | 南福光 | 越前嶺南 | 関西中国 | 阿南紀北 | 本四 | 関門 |
|----------------|--------|------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|------------------|------------------|----------------|------------------|------------------|
| 自エリア | 順 逆 | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 中部 | 北陸 | 関西 | 関西 | 中国 | 中国 |
| 至エリア | | 東北 | 東京 | 中部 | 関西 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 四国 | 九州 |
| 活用率※ (活用時間) | 順 | 76.2% (6,986) | 59.0% (6,464) | 65.7% (3,719) | 40.6% (684) | 61.8% (72) | 33.6% (5,711) | 3.3% (41) | - (0) | 17.6% (256) | 48.7% (74) |
| | 逆 | 54.7% (98) | 4.5% (33) | 30.6% (498) | 37.3% (4,023) | 77.2% (512) | 17.6% (328) | 34.8% (5,981) | 65.4% (748) | 35.9% (6,518) | 44.2% (6,079) |

※ 連系線の活用率は、連系線を活用したコマについて、 Σ 連系線活用量/ Σ 連系線活用可能量を算定。活用時間は8,760時間のうち連系線を活用した時間数
ただし、連系線活用量には再エネ余剰分以外の送受電量を含む。

(参考) 2021年度の算定結果（再エネ出力制御低減対策の効果）

仮に以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率※がどのように変化するかを試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール事業者に対する出力制御率

- 需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
- 供給対策：電源Ⅰ～Ⅲの火力発電設備の最低出力（現行概ね30%、一部50%）を20%（バイオマスは40%）としたと仮定
- 系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、マスタープラン中間整理において増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定
（北海道→東京+400万kW、北海道→東北+30万kW、九州→中国+278万kW、東北→東京+455万kW）

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース③において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

| (%) | 北海道 | 東北 | 東京 | 中部 | 北陸 | 関西 | 中国 | 四国 | 九州 | 沖縄 |
|--|---------|---------|--------|--------|--------|--------|---------|--------|-------|--------|
| 各社ケース③ ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率 | 49.3 | 41.6 | 6.3 | 5.8 | 3.7 | 1.2 | 28.6 | 2.1 | 34 | 1.7 |
| 需要対策 | 49.0 | 37.8 | — | 4.2 | 3.1 | — | 17.4 | 1.0 | 28 | 0.1 |
| | (▲0.3) | (▲3.8) | — | (▲1.6) | (▲0.6) | — | (▲11.2) | (▲1.1) | (▲6) | (▲1.6) |
| 供給対策 | 38.3 | 22.9 | 0.2 | 3.7 | 2.4 | 0 | 13.2 | 1.9 | 31 | 0.0 |
| | (▲11.0) | (▲18.7) | (▲6.1) | (▲2.1) | (▲1.3) | (▲1.2) | (▲15.4) | (▲0.2) | (▲3) | (▲1.7) |
| 系統対策 50%分活用 | 0.9 | 8.4 | — | — | — | — | — | — | 22 | — |
| | (▲48.4) | (▲33.2) | — | — | — | — | — | — | (▲12) | — |
| 100%分活用 | 0 | 0.6 | — | — | — | — | — | — | 12 | — |
| | (▲49.3) | (▲41.0) | — | — | — | — | — | — | (▲22) | — |

※1 太陽光と風力について、足下から2021年度供給計画2030年の導入量の伸びの1.5倍程度まで導入された場合を想定したもの。導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない。

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見直し」（2020年度実績ベース）

※3 連系線活用量100%の場合（中三社は連系線活用量0%）

※4 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示 ※5 赤字部分が修正箇所。

出典：各エリア一般送配電事業者

(参考) 再エネ出力制御の実施状況等 <2023年3月13日(月)時点>

| | 九州エリア | | | |
|-------------|---|---|---|---|
| | 2018年度 | 2019年度 | 2020年度 | 2021年度 |
| 太陽光・風力接続量※1 | 904万kW 太陽光 853万kW 風力 51万kW | 1,002万kW 太陽光 944万kW 風力 58万kW | 1,088万kW 太陽光 1,029万kW 風力 59万kW | 1,154万kW 太陽光 1,091万kW 風力 63万kW |
| 年間の出力制御率※2 | 0.9% | 4.0% | 2.9% | 3.9% |

| | 北海道エリア | 東北エリア | 中国エリア | 四国エリア | 九州エリア | 沖縄エリア |
|-------------|---|---|---|---|---|--|
| | 2022年度 | 2022年度 | 2022年度 | 2022年度 | 2022年度 | 2022年度 |
| 太陽光・風力接続量※1 | 272万kW※1 太陽光 214万kW 風力 58万kW | 914万kW※1 太陽光 735万kW 風力 179万kW | 652万kW※1 太陽光 616万kW 風力 36万kW | 340万kW※1 太陽光 312万kW 風力 28万kW | 1,154万kW※1 太陽光 1,091万kW 風力 63万kW | 43.9万kW※1 太陽光 42.5万kW 風力 1.4万kW |
| 年間の出力制御率※2 | 0.03%※3、4 (2022年度見込み) | 0.36%※3、4 (2022年度見込み) | 0.16%※3、4 (2022年度見込み) | 0.58%※3、4 (2022年度見込み) | 3.0%※3、4 (2022年度見込み) | 0.3%※3 (2022年度見込み) |
| 出力制御実施日 | 5/8、5/15、 8/21、9/11、25 | 4/10、17、23、 24、30 5/2~6、8、10、 15、29、3/11 | 4/17、30 5/2~5、22 10/2、16 3/5、11、12 | 4/9、16、17、30 5/2~5、8、22 3/11、12 | 4/1~10、16、17、 19、20、22、28、30、 5/3、4、14、 16~18、22、8/28、 9/25、10/2、20、 23、26、28~30、 11/5~7、27、 12/31~1/4、8、9、 2/4、5、8、11、12、 15、16、20、22、25 ~28、3/2~8、 10~13 | 1/1、3/5、12 |

※1 九州エリアは2018~2021年度は年度末時点。2022年度は2022年3月末時点。四国は淡路島南部地域を含む。

※2 出力制御率 [%] = 変動再エネ出力制御量 [kWh] ÷ (変動再エネ出力制御量 [kWh] + 変動再エネ発電量 [kWh]) × 100

※3 各エリア一般送配電事業者による2022年度見込み(4~6月の実績を反映)。あくまでも試算値であり、電力需要や電源の稼働状況等によって変動することがあり得る。

※4 北海道、四国エリアにおいては、50%連系線利用の場合の見込み。100%の場合は再エネ出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。東北、中国、九州エリアは、100%連系線利用の場合の見込み。

※5 当該表に無い他4電力エリアにおいては、現時点で、再エネ出力制御は発生していない。