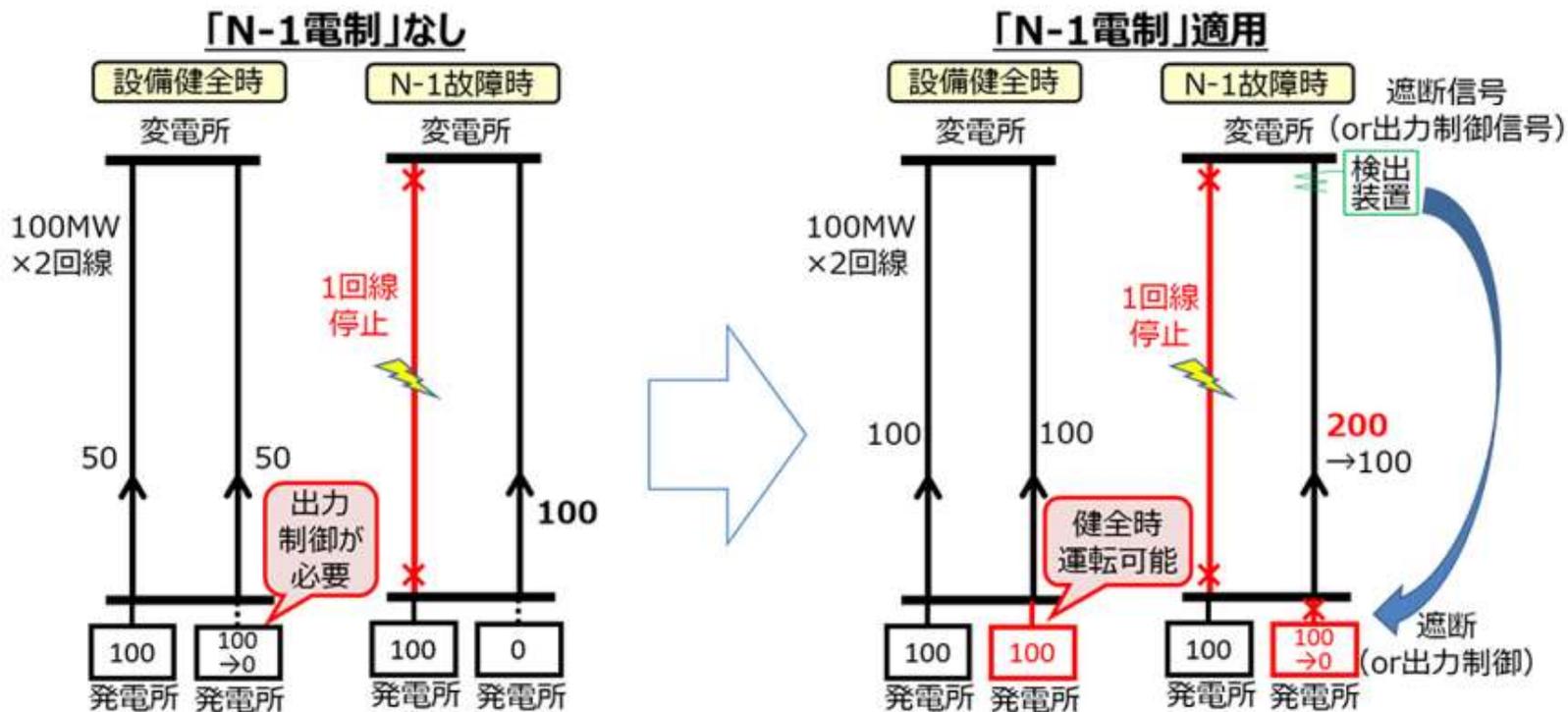


# N-1電制動作時の精算対象となる オペレーション費用について

2025年1月15日  
広域系統整備委員会事務局

- コネクト&マネージの取組みとして、2022年7月より、既設電源を含む全ての特高電源をN-1電制の対象として、運用容量を拡大するN-1電制本格適用を開始している。
- このうち、N-1電制動作時には、電制対象となった電源の停止に伴い発生したオペレーション費用（詳細は別頁）を、広域機関がその妥当性を確認の上で、一般送配電事業者が精算することとしている。
- このオペレーション費用算出に用いる電力量は、発電契約者の発電計画を基に求めるが、FIT電源たる自然変動電源（特例制度①・③を選択している太陽光・風力）は発電契約者が発電計画を策定するわけではないため、何らかの方法で発電計画値を推定しなければならない。
- 推定方法について、第54回本委員会（2021年6月29日）を経て、発電所に日射量計や風速計が設置されていない場合、一般送配電事業者が予測する供給区域全体のFIT発電電力想定量（公表値）を基に、N-1電制対象電源の認可出力按分によって発電計画値を推定することと定めて公表※しているが、実案件の妥当性確認において、現状推定方法では個別地点の実態と比べて誤差が大きくなる場合があることを確認した。  
※「流通設備の整備計画の策定（送配電等業務指針 第55条関連）におけるN-1電制の考え方について」（以下、「N-1電制ガイドライン」。）
- そのため、本日は、FIT電源（特例制度①・③を選択している太陽光・風力）の発電計画値の推定方法の精度向上余地をご説明させていただいた上で、一般送配電事業者の再エネ予測精度向上の取り組み状況等を踏まえた推定方法の見直しについて、ご議論いただきたい。

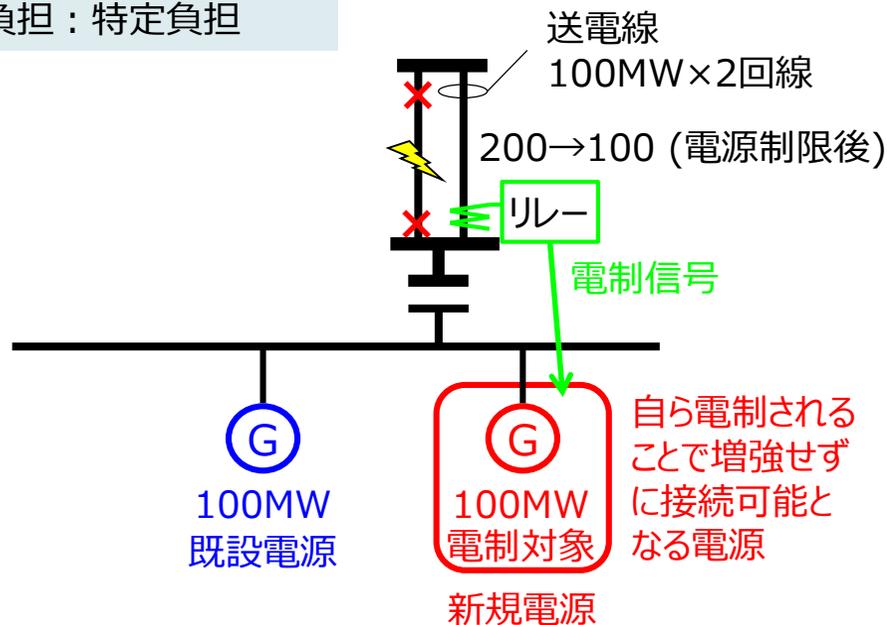
- コネクト&マネージの取組みとして、2022年7月より、**送変電設備の運用容量を拡大するN-1電制本格適用を開始**している。
- 具体的には、下図のように、送電線等で事故が発生した際に健全設備で過負荷が発生する場合に、リレー等により自動的に電源の出力制限（電源を遮断もしくは出力制御）を行うことで、平常時の運用容量を拡大する。



- 系統設備の更なる有効利用のため、N-1電制の本格適用にあたっては、**既設電源を含む全ての特高電源をN-1電制の対象**とし、**電制対象となった電源に発生したオペレーション費用を一般送配電事業者が負担**することとしている。

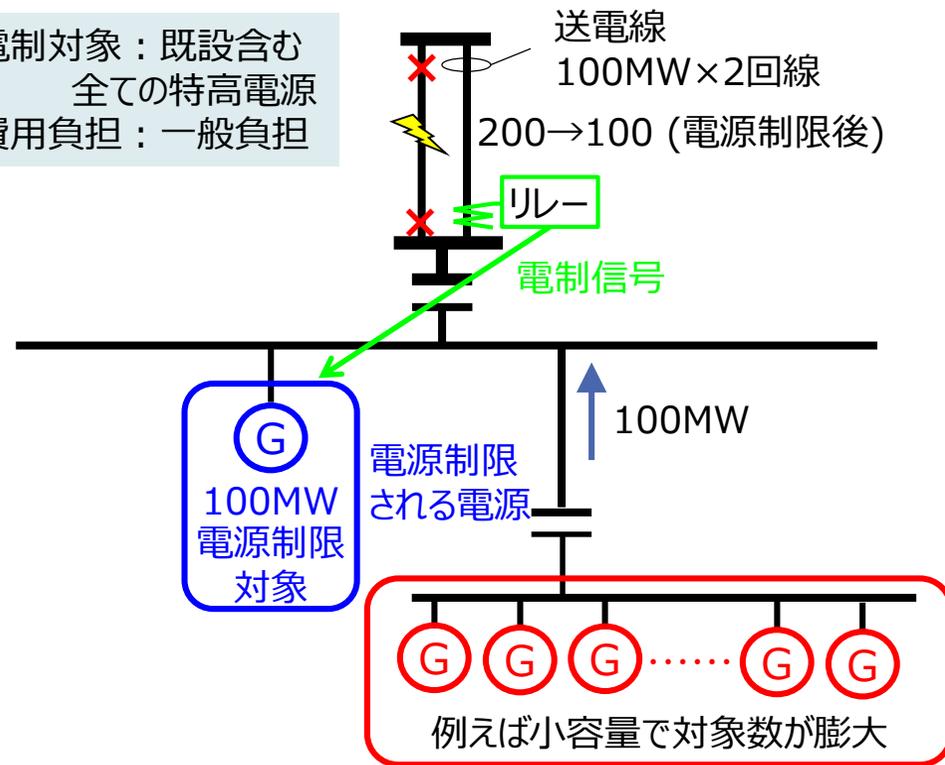
【N-1電制先行適用 (2018年10月より開始)】

電制対象：新規特高電源  
費用負担：特定負担



【N-1電制本格適用 (2022年7月より開始)】

電制対象：既設含む  
全ての特高電源  
費用負担：一般負担



事故時に電源制限される電源が存在することで、これら系統内の電源も、平常時の運用容量拡大効果を受益する

- オペレーション費用の精算フローの概要は以下のとおり。
- N-1電制実施後、精算費用の算出および妥当性確認後に費用精算することとしている。

電制により生じた費用の算定期間

電制により生じた費用の精算



- N-1電制対象となった電源のオペレーション費用については、**下表の3項目により算定することとしている。**
- このうち、「**代替電源調達費用**」と「**再エネ特措法に基づく収益**」は、**単価×精算対象電力量にて算出。**

項目	概要
代替電源調達費用	電制に伴う電源制限により、当該電源から電気を調達していた発電契約者が、電源制限された電源の代替となる電源を調達することによって生じる費用。
再エネ特措法に基づく収益	FIT電源が電制により電源制限された場合、電制により電源制限されなかった場合に固定買取価格により得られたであろう収益。 FIP電源が電制により電源制限された場合、電制により電源制限されなかった場合に供給促進交付金（プレミアム）により得られたであろう収益。
再起動費用	電制により遮断された際に電制された電源が停止してから再び起動するのに要した費用。

- N-1電制に伴うオペレーション費用は、**当面は一般負担**としている。

## 1. 国の審議会での審議状況について

5

- 第56回広域系統整備委員会（2021年11月12日）でのN-1電制本格適用の費用負担見直しに関するご議論を踏まえ、**国の第37回大量導入小委においてN-1電制本格適用の費用負担の審議が行われ、下記の費用負担見直しが了承されている。**

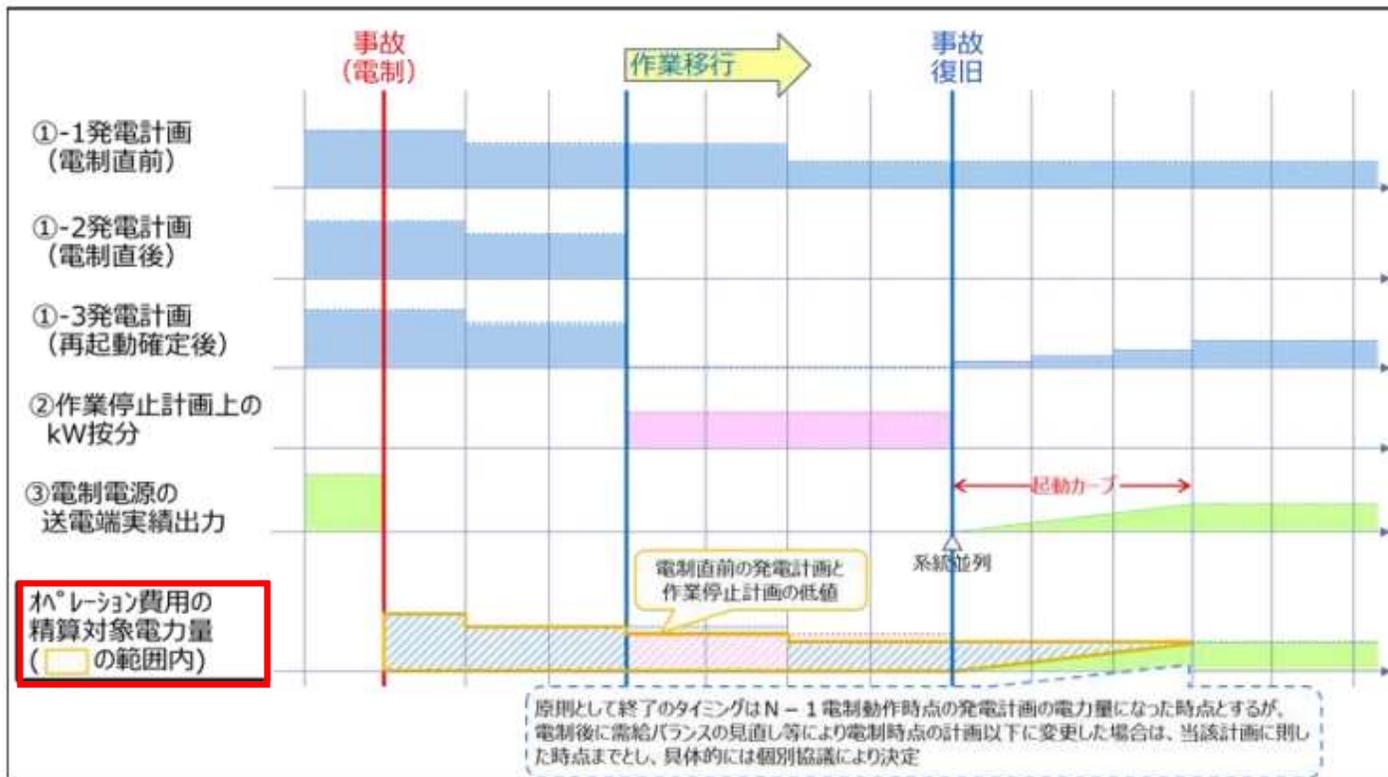
- ✓ **初期費用に関しては、**今後の系統整備が受益者となる発電事業者を特定せず社会的な便益が費用を上回る場合に行われることを考慮すれば、この考え方に倣い、**一般負担**とする。
- ✓ **オペレーション費用に関しては、**今後ローカル系統でのノンファーム型接続や再給電方式の導入といった系統利用ルールの変更を予定しており、発電事業者の新たな負担やN-1電制のオペレーション費用のみ独自の考えで開始することに伴う制度設計への影響や、制度変更の都度、費用負担を見直す必要性がある点などを踏まえ、**当面は一般負担**とする。なお、この一般負担の整理は過渡的な扱いであり、今後、混雑エリアの発電事業者の費用負担の在り方について整理を行う中で検討を深めることとする。

- オペレーション費用で精算する電力量は、N-1電制動作時に発電契約者が提出していた発電計画を基に、電制電源の送電端実績出力との差引により算定する。

第3章 (抜粋)

本格適用で新たに整理

18



《精算対象と整理された各項目の精算範囲等》  
(上記は精算対象となる電力量を示した一例)

■ 第54回本委員会（2021年6月29日）を経て、発電所に日射量計や風速計が設置されていない場合には、**一般送配電事業者が予測する供給区域全体のFIT発電電力想定量（公表値）を基に、N-1電制対象電源の認可出力按分によって発電計画値を推定**することとし、N-1電制ガイドラインに定め、公表している。

3-(2)-2. FIT電源電制時の費用精算の考え方  
FIT電源（太陽光・風力）電制後の発電電力量の推定 25

- FIT電源（太陽光・風力）の電制後の発電電力量推定を行う上で重要であるのは以下の点である。
  - 電力量推定対応の確実性
  - 電制後に出力変動が予測される場合にも対応（例：太陽光発電電制後に日没となった場合）
  - 推定量に対する費用負担者の理解
- 電制対象電源への風速計や日射量計の設置を義務化し、電制対象電源自らが電制後の電力量推定を行う案もある。しかし、設置の義務化は電制対象電源の更なる負担となる。また、精算費用を受け取る側がその諸元を決定することとなり、費用負担者の理解が得られにくい（検証を行うには、その風速・日射量でどれだけ発電するかという電源側機微情報の提出となるが、これは標準値とすることで機微情報の提出を控えるという考え方に反する）。
- 一方、各一般送配電事業者は、別用途<sup>※</sup>にて電源種別ごとにFIT発電電力想定量を30分単位で公表している。これを用いてFIT電源の電制後の発電電力量推定を行えば、電制後の一定の出力変動反映も可能である。

※一般送配電事業者が各小売電気事業者に対し、分配する予定のFIT発電電力想定値を公表（電源種別、30分単位）。



3. 5 オペレーション費用精算に必要な資料の提出  
(1) 精算対象電力量を算定するために必要となるデータ (略)

F I T 電源たる自然変動電源（特例制度①③）を選択している太陽光・風力）など発電計画を有していない電源の精算において、発電所に設置している日射量計や風速計などの実績から精算対象電力量を算定した場合には、それらの算定根拠となったデータも提出する。ただし、日射量計や風速計がない場合は、当該電源の発電計画を何らかの方法で推定する必要があるが、一般送配電事業者は小売電気事業者の各特例発電BGに配分する電力量を電源種別ごとに30分単位で公表していることから、このデータに基づいて発電契約者等が当該電源の発電計画値を以下のとおり算定する。なお、特例制度③の電源で発電BGを組成していない場合には、一般送配電事業者から通知された電力量を発電計画値とする。

当該電源の発電計画値（30分単位、kWh） =  
電制対象電源を含む発電BGが分配されるFIT発電電力想定量(kWh)  
×電制対象電源の認可出力(kW) / その発電BGの電源の合計認可出力(kW)

出所) 第54回広域系統整備委員会（2021.6.29）資料1  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2021/files/seibi\\_54\\_01\\_01.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/2021/files/seibi_54_01_01.pdf)  
出所) 流通設備の整備計画の策定（送配電等業務指針 第55条関連）におけるN-1電制の考え方について（2024.5.17変更）  
[https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2018/files/20240517\\_n-1densei.pdf](https://www.occto.or.jp/access/oshirase/2018/files/20240517_n-1densei.pdf)

(参考) FIT電源の電制後の発電電力推定に用いる各エリアのFIT発電予測値

26

■ 一般送配電事業者が各小売電気事業者に分配するFIT発電電力想定値は、もともと別用途にて30分単位で公表するため、事前に算出しておくデータである。今回、この一項目(赤枠)を用いるが、電制が発生する前に算出されるデータであるため、費用負担者の理解が得られやすいと考えられる。

(参考) FIT発電想定電力量の各小売電気事業者への配分の考え方：関西電力送配電 公開情報

FIT特例制度①及びFIT特例制度③の発電計画配分について

1

FIT特例制度①：各特例発電BGに配分する電力量の算出方法

小売電気事業者の各特例発電BGに配分する電力量(電源種別ごと、30分単位)は、気象予測に基づき想定した供給区域全体の発電電力量(電源種別ごと、30分単位)※1※2に当該特例発電BGの購入電力量実績比率(電源種別ごと、3ヶ月前実績)を乗じて算出する。

$$\boxed{\begin{array}{l} \text{小売電気事業者の} \\ \text{各特例発電BGに} \\ \text{配分する電力量}^{*4} \\ \text{〔電源種別ごと} \\ \text{30分単位} \end{array}} = \boxed{\begin{array}{l} \text{供給区域全体の} \\ \text{想定電力量} \\ \text{〔電源種別ごと} \\ \text{30分単位} \end{array}} \times \frac{\boxed{\begin{array}{l} \text{小売電気事業者の各特例発電BGの購入電力量} \\ \text{(電源種別ごと、3ヶ月前実績)} \end{array}}}{\boxed{\begin{array}{l} \text{供給区域の全小売電気事業者および} \\ \text{全送配電事業者の購入電力量} \\ \text{(電源種別ごと、3ヶ月前実績)} \end{array}}}$$

また、新規に調達を開始し、3ヶ月前の購入電力量実績が無い場合は、同一の電源種別の平均原単位(3ヶ月前実績ベース)に認定出力を乗じた値を購入電力量の3ヶ月前実績とみなして、配分電力量を算出する※3。

$$\boxed{\begin{array}{l} \text{平均原単位} \\ \text{〔kWh/kW} \\ \text{(電源種別ごと)} \end{array}} = \frac{\boxed{\begin{array}{l} \text{供給区域の全小売電気事業者および} \\ \text{全送配電事業者の購入電力量 [kWh]} \\ \text{(電源種別ごと、3ヶ月前実績)} \end{array}}}{\boxed{\begin{array}{l} \text{供給区域の全認定出力合計 [kW]} \\ \text{(電源種別ごと、3ヶ月前認定量)} \end{array}}}$$

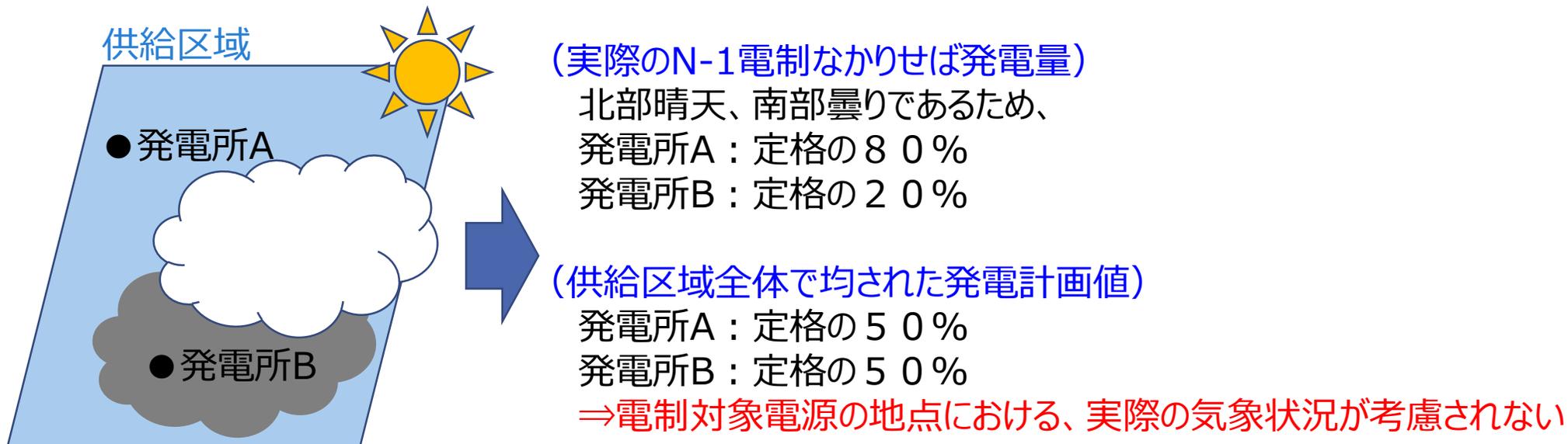
$$\boxed{\begin{array}{l} \text{購入電力量} \\ \text{(3ヶ月前実績)} \\ \text{〔kWh]} \end{array}} = \boxed{\begin{array}{l} \text{平均原単位} \\ \text{(電源種別毎)} \end{array}} \times \boxed{\begin{array}{l} \text{系統連系設備} \\ \text{(電源種別毎)} \\ \text{〔kW]} \end{array}} \times \boxed{\text{月日数}} \times \boxed{24 \text{ 時間}}$$

※1 気象予測に基づく供給区域全体の発電電力量の想定方法は、各エリアの発電出力予測手法に基づく。  
 ※2 供給区域の需給バランスにおいて太陽光発電または風力発電の出力抑制が見込まれる場合においても、出力抑制見込み量を控除しないこととする。  
 ※3 平均原単位による補正は原則として月単位とする。  
 ※4 特例発電BGに配分する電力量が、特例発電BGの認定出力を超過する場合には、特例発電BGの認定出力を上限とした値を配分する電力量とする。



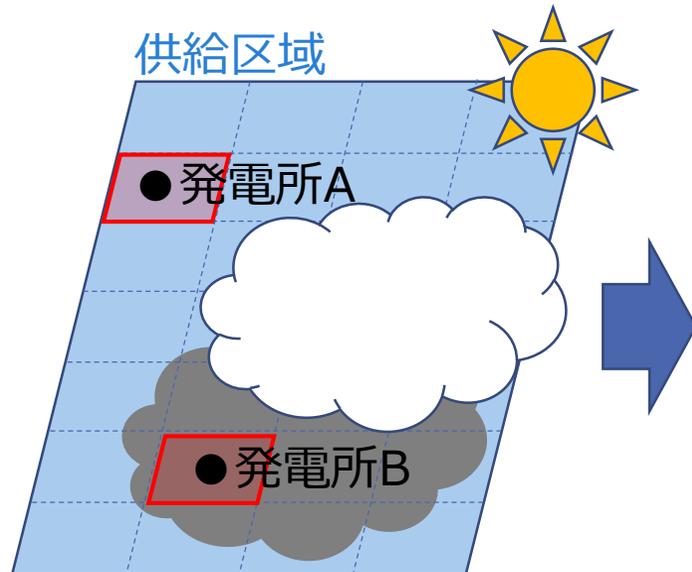
- 発電所に日射量計や風速計が設置されていないFIT電源（特例制度①・③を選択している太陽光・風力）の発電計画値を推定する場合、一般送配電事業者が予測する供給区域全体のFIT発電電力想定量（公表値）を基に認可出力按分するため、個別地点の気象状況等が考慮されない。
- この点について、実案件において、現行の推定方法では、個別地点の実態と比べて誤差が大きくなる場合があることを確認した。

<供給区域全体の想定電力量を用いた算出方法における実態との乖離（イメージ）>



- 一般送配電事業者では、別用途向けに託送供給区域をメッシュ単位等に区切り、気象予測と組合わせた再生エネルギー発電電力量の予測精度向上を図っている。
- 前項の事象を改善することを目的に、**この個別地点の気象条件を考慮した想定電力量を、FIT電源（特例制度①・③を選択している太陽光・風力）の発電計画値の推定に用いることとしてはどうか。**

<メッシュ単位等の想定電力量を用いた算出方法の場合（イメージ）>



（実際のN-1電制なかりせば発電量）

北部晴天、南部曇りであるため、  
発電所A：定格の80%  
発電所B：定格の20%

（メッシュ単位等で算出した発電計画値）

個別地点での気象状況が考慮できるため、供給区域全体からの  
比率按分と比較して精度向上が見込める

- 他方、「個別地点の気象条件を考慮した想定電力量」は、公表されていない情報である。
- この点について、広域機関が実施する妥当性確認の中で、「個別地点の気象条件を考慮した想定電力量」の妥当性を**N-1電制動作前の発電実績値（既存の提出データ）**や、**一般に公表されている当該地点の気象状況を踏まえて確認できると考えている。**

- 今回、N-1電制におけるFIT電源（特例制度①・③を選択している太陽光・風力）の発電計画値の推定方法の精度向上余地をご説明させていただいた上で、**一般送配電事業者の再エネ予測精度向上の取組み状況等を踏まえた推定方法の見直しについて検討した。**
- 本委員会でいただいたご意見も踏まえ、発電所に**日射量計や風速計が設置されていないFIT電源（特例制度①・③を選択している太陽光・風力）の発電計画値を推定する方法について、今回見直した方法へ速やかにN-1電制ガイドラインを改定**することとしたい。
- 今後、N-1電制ガイドライン改定後の妥当性確認案件においては、今回整理した内容を基本に精算額の算定を行うとともに、広域機関においてその内容の妥当性を確認する。

- 広域機関が公表するN-1電制ガイドラインは、広域機関の理事会での承認を経て見直しを行う。

<見直し前>

3. 3 オペレーション費用精算の対象となる電力量の算定

(2) 精算対象電力量  
(略)

一方、F I T電源たる自然変動電源（特例制度①③を選択している太陽光・風力）は上記のような発電計画が存在しない。このため、まずは、N-1電制された発電所において、日射量計や風速計が設置されており、この実績値から理論的な発電量を発電者が算定することが可能な場合には、その発電量を発電計画値と見做すこととするが、これが難しい場合は、一般送配電事業者が予測するF I T特例①および③の発電計画を電制対象電源の出力に応じて按分した値を個別の発電計画と見做すこととする。

<見直し後>

3. 3 オペレーション費用精算の対象となる電力量の算定

(2) 精算対象電力量  
(略)

一方、F I T電源たる自然変動電源（特例制度①③を選択している太陽光・風力）は上記のような発電計画が存在しない。このため、まずは、N-1電制された発電所において、日射量計や風速計が設置されており、この実績値から理論的な発電量を発電者が算定することが可能な場合には、その発電量を発電計画値と見做すこととするが、これが難しい場合は、一般送配電事業者が予測するメッシュ単位等のデータを用いて算定し、発電計画と見做すことを基本とする。その他方法による算定が必要な場合には一般送配電事業者と広域機関にて個別協議の上、算定することも可能とする。

