

日本版コネクト&マネージにおける ノンファーム型接続の取組

2023年2月28日
資源エネルギー庁

本日の御議論

- 再エネ導入拡大の鍵となる送変電設備の増強には、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方策の1つとして、送変電設備混雑時の出力制御を条件に早期接続を認めるノンファーム型接続の取組を進めてきている。
- 2021年1月には、空き容量の無い基幹系統以下に連系される電源について、また、2022年4月には、受電電圧が基幹系統の電圧階級の新規接続電源について、ノンファーム型接続の受付を開始した。
- 一方、ローカル系統におけるノンファーム型接続については、2023年4月に受付を開始することとした。ノンファーム型接続に係る系統接続を円滑に進める観点より、本日は、以下の論点について御議論いただきたい。
 - (1) 出力制御機器に関する在り方
 - (2) ローカル系統の混雑管理の開始に向けた各社対応
 - (3) 出力制御に関する情報公開
 - (4) ローカルノンファーム受付開始以降の一括検討プロセス実施中の系統及び電源の取扱い
 - (5) ローカル系統以上の系統増強について特定負担が発生する場合の経過措置への対応について

(参考) 適用系統・電源と制御対象・方法の整理

	基幹系統混雑			□ーカル系統混雑			系統図
	①適用系統	②適用電源	③制御対象	①適用系統	②適用電源	③制御対象	
基幹系統 (上位2電圧)	2021.1 基幹系統	2022.4 全電源	(調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023.12				<p> 基幹系統 上位2電圧送電線 (沖縄は132kV) 連系変電所 □ーカル系統 154, 110kV 送電線 連系変電所 77, 66kV 送電線 33, 22kV 送電線 配電用変電所 配電系統 高圧系統 (6.6kV) 需要 (L) 電源 (G) 低圧系統 (110V) </p>
□ーカル系統 <small>※上位2電圧以外かつ配電系統として扱われない系統</small>		2023.4 全電源	2023.4 □ーカル系統	2023.4 全電源	2023.4 全電源		
配電系統 (高圧以上)			2023.12以降 必要に応じて拡大				
配電系統 (低圧)		10kW未満		10kW未満			
④制御方法	再給電方式			再給電方式 (一定の順序) の出力制御順に基づく制御 (一律制御の対象は計画値変更)			

(1) 出力制御機器に関する在り方（技術仕様書等）

- 2023年4月以降、系統の空き容量の有無に関わらず、ノンファーム型接続を適用することとなる。その際、安定供給のため、エリア全体の需給バランス維持に加えて、設備保護の観点から実需給断面で当該系統の混雑を確実に解消する必要がある。ノンファーム型接続適用電源については、出力制御機器を設置するなど、系統混雑を解消するための対応が必要となる。
- 当該出力制御機器について、現在、主に太陽光・風力を対象とした記載になっている技術仕様書について、他電源種（水力、バイオマス、地熱）の特性も踏まえた仕様とすることも含めて、検討することとしていた。本日、各電源団体からの意見を踏まえた改定案※について、送配電網協議会より御報告いただく。なお、改定に向けては一般送配電事業者が対応中であり、5月を目途に改定予定である。
※出力の変化率等の電源の特性を踏まえ、前日や1 + a時間前の指令値を基に、指令値以下に制御する前提で先行制御を許容する方針等（先行制御を円滑に実施するための方法は検討中）
- また、出力制御システムから電源まで自動で制御することが原則ではあるが、受信装置と電源の間のセキュリティ面や、電源側の技術面等の懸念により、少なくとも受信装置で受けた出力制御指令にて手動で電源を制御できないか等の意見も挙げられた。
- 他方、人の手が介在することで、本来意図した制御との差が発生し、系統運用に支障をきたす可能性も否定できない。このため、出力制御指令の受信装置から電源までの間については、一定の条件※（24時間有人による常時監視、運営体制表提出や運用申合書等の締結等）を課した上で運転員による手動制御も認めることとしてはどうか。
※一定の条件に反することにより、電力受給契約等を解除される可能性があることに注意が必要
- なお、一定規模以上の電源の場合、そのような電源を手動制御とした場合、系統運用に対するリスクが高まるため、手動制御を認める対象は一定規模未満の電源に限定することとしてはどうか。系統運用に対するリスクを鑑みて、手動制御を許容できる条件については、技術仕様書の内容とあわせて、送配電網協議会より御報告いただく。

(1) 出力制御機器に関する在り方 (猶予期間)

- 技術仕様書が改定されて以降、他電源種についても仕様書に沿った出力制御機器の開発が可能になるが、出力制御機器の開発等に要する期間がボトルネックとなって系統接続が遅れないようにすることも重要である。
- メーカーや発電事業者等へのヒアリングにて、新設電源の場合は連系までに出力制御機器の設置をすることが基本だが、既設電源の増出力の場合は出力制御を前提とした設計となっていないため、出力制御機器の設置に時間を要する場合があるとの回答が得られた。
- **技術的難度等により出力制御機器の設置が連系開始までに間に合わない既設電源の増出力案件等は、混雑管理に影響を与えない前提で猶予期間を確保することで、円滑な連系促進が可能になると考えられる。**
- **したがって、技術的難度等により連系時点で出力制御機器の設置が困難であると発電事業者から申出があった場合、発電事業者は連系開始後に速やかに出力制御機器設置の対応を行うこととしつつ、一般送配電事業者は出力制御機器設置に係る必要な期間において出力制御機器設置の猶予を認めることとしてはどうか。**

※最長でも予想潮流が運用容量を超える時点までに、発電事業者が出力制御機器を設置することを求めることとする。なお、予想潮流の見通しは変動し得るため、猶予期間に混雑が発生した場合は、手動等で出力制御への対応を求めることとする。

＜出力制御機器設置における猶予期間のイメージ＞

	①新設電源	②既設電源の増出力 (連系までに出力制御機器設置可能)	③既設電源の増出力 (連系までに出力制御機器設置不可)
連系希望が混雑発生見込み時点より前の場合			
連系希望が混雑発生見込み時点より後の場合			
(参考) ヒアリング結果	連系までに出力制御機器の設置可能	出力制御前提の設計でなく、出力制御の機器設置に時間を要する可能性あり (③)	

(参考) ノンファーム型接続全国展開の同意書【電力受給契約】

第22回 再エネ大量導入小委（2020年12月7日）資料1

1. 発電場所住所・発電所名

発電所住所：

発電所名：

2. 電力受給契約申込における「ノンファーム型接続」への参加条件

① 国や電力広域的運営推進機関で議論されている「ノンファーム型接続」や「送電線利用ルール見直し」の詳細制度決定前に契約することにより、事後的に契約条件、約款や運用ルール等が変更となり、不利益を生じる場合があるが、その際の不利益を受容し、貴社とのいかなる契約変更等にも応じること。

② 本契約を締結することで、容量市場及び需給調整市場に参加できない場合は、これを容認すること。

③ 系統混雑時の無補償での出力制御（オンライン制御）を前提に、系統連系開始までに出力制御に必要な機器*を導入すること。

④ 出力制御機器の導入や出力制御は貴社の求めに応じること。

⑤ 系統混雑時の発電出力制御によるインバランス等のリスクを負うよう制度変更される場合は、これを容認すること。

⑥ 流通設備を停止して、保守点検や設備改修等を実施する場合は、「ノンファーム型接続」により接続された発電設備を優先的に抑制すること。

⑦ 多くの発電機が同時に接続することにより、事故電流が許容値を超える場合等、系統混雑時でなくとも系統から解列すること。

⑧ 上記①～⑦により被る損害および事前周知した方法に基づく系統混雑時の出力制御に伴い当社に生じた損害について、貴社に対して一切の責任および損害賠償を求めないこと。

⑨ 本参加条件に反することにより、電力受給契約を解除されても貴社に対して異議を申し立てないこと。

* 貴社出力制御指示と連動する出力制御ユニットおよび、出力制御対応パワーコンディショナー（PCS）等必要な装置をいう。

(参考) ノンファーム型接続全国展開の同意書【発電量調整供給契約】

第22回 再エネ大量導入小委（2020年12月7日）資料1

1. 発電場所住所・発電所名

発電所住所：

発電所名：

2. 発電量調整供給契約申込における「ノンファーム型接続」への参加条件

① 国や電力広域的運営推進機関で議論されている「ノンファーム型接続」や「送電線利用ルール見直し」の詳細制度決定前に契約することにより、事後的に契約条件、約款や運用ルール等が変更となり、不利益を生じる場合があるが、その際の不利益を受容し、貴社とのいかなる契約変更等にも応じること。

② 本契約を締結することで、容量市場及び需給調整市場に参加できない場合は、これを容認すること。

③ 系統混雑時の無補償での出力制御（オンライン制御）を前提に、系統連系開始までに出力制御に必要な機器*を導入すること。

④ 出力制御機器の導入や出力制御は貴社の求めに応じること。

⑤ 系統混雑時の発電出力制御によるインバランス等のリスクを負うよう制度変更される場合は、これを容認すること。

⑥ 流通設備を停止して、保守点検や設備改修等を実施する場合は、「ノンファーム型接続」により接続された発電設備を優先的に抑制すること。

⑦ 多くの発電機が同時に接続することにより、事故電流が許容値を超える場合等、系統混雑時でなくとも系統から解列すること。

⑧ 上記①～⑦により被る損害および事前周知した方法に基づく系統混雑時の出力制御に伴い当社に生じた損害について、貴社に対して一切の責任および損害賠償を求めないこと。

⑨ 本参加条件に反することにより、発電量調整供給契約を解除されても貴社に対して異議を申し立てないこと。

⑩ 「ノンファーム型接続」への参加条件について発電者の承諾を得ていること。なお、貴社が求める場合は承諾を得ていることを証明する文書を提出すること。

* 貴社出力制御指示と連動する出力制御ユニットおよび、出力制御対応パワーコンディショナー（PCS）等必要な装置をいう。

(参考) 太陽光・風力の出力制御機器の仕様の例 (東電PG)

(出所) 第43回 系統WG
(2022年11月30日) 資料4

- 出力制御機能付PCS等においては、66kV未満及び66kV以上の系統に接続する場合でそれぞれ技術仕様書を定めている。
- 双方ともに、100%から0%で出力を変化できることに加え、100%/5～10分の変化率に対応できることを求めている。

<66kV未満に接続する場合の仕様書の記載 (抜粋)>

○出力制御機能付PCS等 (66kV未満) 技術仕様書 2019年9月5日制定 2020年7月17日改定 抜粋

5. 1 部分制御機能

【出力増減】

- ◆PCS等定格出力の100→0%出力 (0→100%出力) までの出力変化時間を、5～10分の間で1分単位で調整可能とすること (誤差は±5% (常温))。
変化率は、「100%/ (5～10分)」一定とすること。
- ◆変化率をリニアにする代わりに、一定のステップでの制御する方式 (ランプ制御) も認める。なお、制御ステップは10%以下とすること。
(制御ステップ) 5分: 10%/30秒 (最小)、10分: 10%/1分 (最大)

【制御分解能】

- ◆定格出力の1%単位での制御とすること。
(精度は定格出力の±5%以内 (常温) とすること)
- ◆ただし、風力発電設備にピッチ制御等が無く、機械的に対応不可能な場合において、発電機出力100%以外の制御値を受診した場合、一律、発電機出力を0%とすること。

(2) ローカルシステムの混雑管理の開始に向けた各社対応

- ローカルシステムにおけるノンファーム型接続については、2023年4月に受付を開始することとし、検討を進めており、これ以降、接続の準備が整った電源については、空き容量が有る系統では、ローカルシステムの混雑管理システムの運用開始まで待たずに連系できる。
- 他方、当面の混雑状況を確認したところ、一般送配電事業者の暫定措置（NEDOで開発中のノンファーム型接続システム（一律制御方式）で対応）や工夫（送電線の温度管理や系統切替、簡易システム構築、手動対応等）により、システムの本格適用前に混雑が発生するエリアでも連系対応できる見込みを確認した。
- 以上より、現時点の想定では混雑発生時点で混雑管理を開始できる状況にあることから、受付開始以降、連系を進めることとしてはどうか※1、2、3、4。

※1 連系申込み及び混雑想定 of 正確な時期を見通すことは困難なため、状況が変わる可能性があることに留意が必要。システム運用に支障を来す懸念等が生じた場合には、状況を共有の上、その取扱いを検討。

※2 東京電力PGにおいてはローカルシステムへのノンファーム型接続の試行的な取組の一環として、NEDO実証において制御システム（～2024.3予定）の開発を進めており、特別高圧・高圧の発電設備については、システム開発後の接続。

※3 一括検討プロセスを実施中の系統（プロセス完了後の増強工事中の系統含む）については、既に空き容量がなく早期に混雑の発生が想定されるため、混雑管理システムの運用開始後の連系を原則とする（（4）で後述）。ただし、一括検討プロセスを実施中の系統でも、一般送配電事業者が連系対応が可能と判断する場合は、連系を可能とする。また、一括検討プロセス以外で増強中若しくは増強を計画している系統についても同様の扱いとする。

※4 一括検討プロセスを実施中の系統については、原則一括検討プロセスが完了した後にローカルシステムへのノンファーム型接続の手続きを行う。

(参考) 東京PGにおけるローカル系統でのノンファーム一律制御

3. 弊社供給区域のローカル系統におけるノンファーム一律制御の開始

3

- 連系待機を回避する観点から、まずは、試行的にノンファーム型接続を適用している10送電線および、混雑が見込まれるローカル系統について、2024年4月1日から、NEDOでシステム開発中のノンファーム一律制御の運用を開始したい。
- なお、ローカル系統混雑時における、基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法※に関する各システム開発・改修等が完了次第、ノンファーム一律制御の運用から移行することとしたい。

※ 以降、「ローカル系統混雑時の出力制御（一定の順序）」とする

項目	2024年度以降
ローカル系統の制御	2024年4月1日～ ノンファーム一律制御運用開始 (試行10送電線、混雑が見込まれるローカル系統)  ローカル系統混雑時の出力制御 (一定の順序) 運用開始

制御システムおよび精算システムの
開発・改修等が完了次第、制御方式
を移行



(3) 出力制御に関する情報公開（再エネの出力制御見通し）

- 事業収益性を適切に評価するためには、系統混雑による出力制御の予見可能性を高めることが重要となるため、これまで潮流実績や予測潮流等の公開・開示を進めてきた。

※基幹系統と同様に、ローカル系統においても、再エネの出力制御の前日見通し及び混雑系統に関する情報を公表することとする。

- しかし、発電事業者によっては、これらの情報を基に自ら系統混雑の見通しを得るためのシミュレーションを行うことが難しいという声もある。
- 需給バランス制約（需給制約）による出力制御については系統WGにおいて、一般送配電事業者より再エネ出力制御の見通しを報告している。送電容量制約（系統制約）によっても電源は出力制御されるため、その見通しは事業予見性に必要となる。
- 系統制約による出力制御見通しを高い精度で得るためには、基幹及びローカル系統を全て模擬した上で試算することが望ましいが、膨大な時間を要することが考えられる。
- 他方、基幹系統では、再給電方式（一定の順序）を2023年12月下旬より開始し、ローカル系統では、2023年4月の受付開始以降に連系を進める予定のため、2023年中にも見通しを得られた方が望ましいと考えられる。
- このため、例えば、実績潮流にそれ以降の電源の連系量を加えることで、将来潮流を想定する手法（第60回 制度設計専門会合）等を参考に、短期間かつ簡易に試算できる方法によって系統制約による出力制御の見通しを試算していくこととしてはどうか。他方、簡易手法では、長期見通しが困難等の課題もあることから、出力制御の見通しを精度高く試算することが難しい可能性もある。試算の前提や断面等については、現実的な方法を引き続き検討することとしてはどうか。

- 2022年4月26日の第41回大量導入小委員会で、再給電方式 (一定の順序) において、系統制約による再エネの出力制御 (混雑処理) が発生する可能性がある場合、需給制約時と同様に出力制御の見通し及び出力制御指示を公表することとした。
- 具体的には透明性確保のため、自然変動電源の**出力制御が見込まれる混雑系統ごと**に前日夕方の段階で「**出力制御の指示予定有**」を公表した上で、その詳細は需給制約時を参考に**出力制御内容 (自然変動電源の出力制御期間、自然変動電源の最大出力制御量発生時刻、自然変動電源の概算出力制御量) と予想混雑状況 (運用容量、自然変動電源による混雑処理前の予想潮流)**を公表することとしてはどうか。
- 上記の出力制御内容と予想混雑状況については、各一般送配電事業者のホームページにおいて、前日指示に加えて、**実績も公表することとしてはどうか**。これらの情報は、翌営業日に速報として公表する概算出力制御量などの混雑情報とあわせて、同タイミングで公表することとする。

<前日見通しおよび実績 (速報) における公表情報>

項目	前日見通し	実績 (速報)
①公表条件	自然変動電源の出力制御が見込まれる場合	自然変動電源の出力制御が実施された場合
②公表項目	<ul style="list-style-type: none">•混雑処理系統•出力制御の見通し (自然変動電源の出力制御期間、自然変動電源の最大出力制御量発生時刻、自然変動電源の概算出力制御量)•予想混雑状況 (運用容量、自然変動電源による混雑処理前の予想潮流)	<ul style="list-style-type: none">•混雑処理系統•出力制御内容 (自然変動電源の出力制御期間、自然変動電源の最大出力制御量発生時刻、自然変動電源の概算出力制御量)•混雑状況 (運用容量、自然変動電源による混雑処理前の潮流)
③公表時期	前日夕方	翌営業日

(参考) 混雑系統に関する情報公開

(参考) 系統情報の公開・開示状況 (4 / 5)

区分	項目	内容	公開方法等
公開情報	混雑系統に関する情報	<p><混雑系統に関する情報 (速報)></p> <ul style="list-style-type: none"> ・混雑処理を行った系統 ・混雑処理を行った日時 ・概算出力制御量 <p><混雑系統に関する情報 (確報)></p> <ul style="list-style-type: none"> ・混雑処理を行った系統 ・混雑処理を行った日時 ・出力制御量 ・混雑処理費用 (混雑処理に用いた電源の値差×出力制御量) <p><混雑系統に関する情報 (年度報)></p> <ul style="list-style-type: none"> ・出力制御回数 ・出力制御量 ・混雑処理費用 (混雑処理に用いた電源の値差×出力制御量) 	一般送配電事業者及び配電事業者のウェブサイト で公開

(参考) 系統混雑の見通し

今後の混雑発生及びそれを再給電で対応する場合の費用の見通し

- 今後の混雑発生の量及びそれを再給電で対応した場合の費用について、一定の仮定をおいて試算した結果は以下の通り。

再給電の費用の見通し（2027年度／全国計）

再給電の電力量の見通し
(全国計)
77 GWh



	上げ指令と下げ指令 値差が2円の場合	上げ指令と下げ指令 値差が6円の場合
再給電の費用 の見通し	約1.5億円	約4.6億円

※一般送配電事業者による試算

参考：エリア毎の2027年度の再給電の電力量見通し（試算値）

	北海道	東北	東京	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
延べ混雑時間[h]	1,965	17	797	0	26	0	1	149	0	2,967
再給電電力量[GWh]	39.5	1.6	34.4	0.0	0.3	0.0	0.0	0.7	0.0	76.6

- ✓ 再給電電力量については、第44回広域系統整備委員会で示された「短期間かつ簡易に評価できる想定潮流の算定方法」を参考に、各一般送配電事業者が試算した。
- ✓ 今回、将来の混雑頻度・費用について、一定の前提条件のもと試算したが、現状において再給電方式の導入などを踏まえた再エネ等の導入見通し等を想定するにあたっては様々な前提が考えられ、前提において結果は大きく変動する。

(参考) 系統混雑の想定方法

(参考) 混雑頻度の見通しの算出方法

- 各一般送配電事業者において、以下の方法を参考に、2020年度の実績潮流を起点にして、2027年度の再給電電力量について試算した。

2019年11月 第44回 広域系統整備委員会 資料4

■ 短期間かつ簡易に評価できる想定潮流の算定方法は以下のとおり。

①実績潮流に未連系電源等を加算

- 空容量ゼロを確認した想定断面と整合させるため、実績潮流(8760h)に運用容量と実績最大の差分を加算。

②将来想定する電源ポテンシャルを加算

- 更に、将来想定する電源ポテンシャル分※を加算。

※電源ポテンシャルは一定程度の蓋然性があるもの（電源接続案件募集プロセス、接続検討の状況）等を見込む。なお、電源種別毎に時間帯別の利用率を考慮

【想定潮流の算定イメージ】



(参考) 需給バランス制約による出力制御の短期見通し

1. 2023年度の九州本土の再エネ出力制御見通し

3

- 2023年度の九州本土の出力制御率は、再エネ全体で4.8%程度の見込み。

〈2023年度出力制御見通し〉

	出力制御率（制御電力量） [太陽光・風力それぞれの出力制御率] ※1					
	旧ルール		新ルール	無制限・無補償 ルール	制御対象 設備計	全設備
	オフライン	オンライン				
2023年度 見込み	8.6%※2 (3.4億kWh) 〔太陽光： 9.8%〕 〔風 力： 2.4%〕	6.0% (2.8億kWh) 〔太陽光： 6.1%〕 〔風 力： 1.7%〕	1.7% (0.0億kWh) 〔太陽光： -〕 〔風 力： 1.7%〕	6.0% (2.5億kWh) 〔太陽光： 6.1%〕 〔風 力： 1.7%〕	6.7%※2 (8.6億kWh) 〔太陽光： 7.1%〕 〔風 力： 2.1%〕	4.8%※3 (7.4億kWh) 〔太陽光： 5.0%〕 〔風 力： 2.1%〕
(参考) 2023年度 Iリア全体 わライン化	5.7% (4.9億kWh) 〔太陽光： 6.1%〕 〔風 力： 1.7%〕		1.7% (0.0億kWh) 〔太陽光： -〕 〔風 力： 1.7%〕	6.0% (2.5億kWh) 〔太陽光： 6.1%〕 〔風 力： 1.7%〕	5.8% (7.4億kWh) 〔太陽光： 6.1%〕 〔風 力： 1.7%〕	4.8% (7.4億kWh) 〔太陽光： 5.0%〕 〔風 力： 1.7%〕

※1 各区分の出力制御量/各区分の総発電量(出力制御量含み)にて算出。全設備は10kW未満の出力制御対象外設備を含む総発電量(出力制御量含み)に対する出力制御量の割合を示す。

※2 オンライン代理制御分の出力制御率(制御電力量)は、オフライン相当(8時間)の制御時間に換算した値で算出。

※3 実際の制御時間で評価した値。

(参考) 需給バランス制約による出力制御の長期見通し

5 太陽光・風力の出力制御見通しの算定結果(つづき)

20

○出力制御見通し(2018年度実績をもとに算定)

2021年9月 導引量	最小需要 (※1)	連系線 活用量	ケース① 太陽光 +225万kW 風力 +130万kW (※2)	ケース② 太陽光 +450万kW 風力 +260万kW (※2)	ケース③ 太陽光 +675万kW 風力 +390万kW (※2)
太陽光 1,060万kW 風力 60万kW	762.8 万kW	0kW <0%>	54% 1,911時間 〔太陽光:55%〕 〔風力 :12%〕	58% 2,160時間 〔太陽光:64%〕 〔風力 :14%〕	60% 2,385時間 〔太陽光:72%〕 〔風力 :15%〕
		135万 kW <100%>	17% 872時間 〔太陽光:17%〕 〔風力 :2%〕	23% 1,203時間 〔太陽光:27%〕 〔風力 :4%〕	28% 1,497時間 〔太陽光:34%〕 〔風力 :6%〕

(※1) 最小需要については、GWを除く4月又は5月の13時最小需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算した値

(※2) 制御率は太陽光・風力全体の値、制御時間は太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載
太陽光、風力それぞれの制御率は()内に記載

(注) ・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施する考えで算定。

・出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない

(参考) 混雑緩和・出力制御の対策について

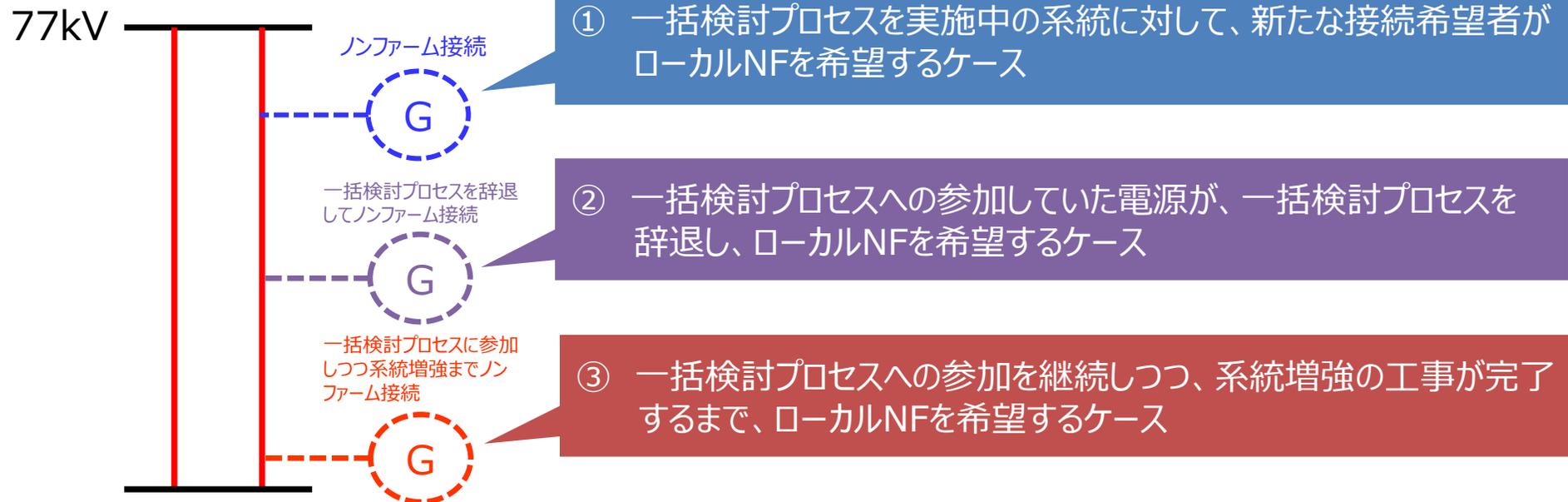
論点③ 送配電網のバージョンアップ^o (デジタル技術や分散型リソースの活用、集中と分散)

- 再エネの導入拡大を進める上で、電源の早期接続や社会コスト低減の観点から、系統増強とともに、既存系統の活用も重要である。このため、ノンファーム型接続の適用拡大を進める中で、デジタル技術を活用したダイナミックレーティングや電源のオンライン化等により、運用の高度化を進めてきている。
- 今後、ノンファーム型接続の拡大に伴い、系統混雑が発生する可能性があり、混雑の予見性を高める情報公開の在り方を議論するとともに、社会コスト低減に向けた効率的な対策が必要となる。
- 現状、基幹系統の混雑緩和にあたっては、基幹系統の増強や再給電方式による制御を念頭に置いた検討が進められている。しかしながら、将来的には、高圧以下の電源の制御が合理的となる可能性や、配電系統にも混雑管理を導入することが合理的となる可能性もある。また、将来的には、調整力等でも同じ課題が生じうる。
- 混雑緩和等においては、配電以下のリソースを効率的に制御・活用することが効果的な場合も考えられる。このため、例えば、現在NEDOにて進めているDERを活用した混雑緩和の実証の結果等も踏まえて、**送配電やアグリゲーターによる分散型リソースの活用・制御方法等の検討**を進めてはどうか。
- また、こうした混雑緩和等の方策について必要な費用の確保や対策の横展開も重要であり、系統WG等において、一般送配電事業者が取り組む**ダイナミックレーティングや配電・需要側リソースの活用なども含めた混雑緩和・出力制御の対策を確認**していくこととしてはどうか。
- さらに、レジリエンスや系統の末端への送電の効率化等の観点から、集中と分散の組み合わせも重要であり、今後、送電と配電が連携する必要性が高まると考えられる。
- これまで地域マイクログリッドの取組支援等にて限られた条件・範囲での最適運用の在り方の検討を行ってきたが、再エネ等の増加に伴い、例えば電圧対策など、配電系統内では部分最適となる対策が、必ずしも系統全体最適と一致しない場合もある。このためまずは、**送電・配電間のより最適な運用を行うために、データ連携の在り方等について、必要な検討を進める**こととしてはどうか。

(4) ローカルノンファーム受付開始以降の一括検討プロセス実施中の系統及び電源の取扱い

- ローカル系統へのノンファーム型接続（以下、ローカルNFという。）は2023年4月から受付開始を予定している。
- 一方、ローカル系統へのノンファーム型接続が受付開始される前に、**一括検討プロセスが開始されたもの**については、**ローカルNFの受付開始以降もプロセスを進めていくこととなる。**
- こうした状況下では、**以下の①～③のケースが発生**し得ることから、各ケースにおける取り扱いや今後の検討の方向性について御議論いただきたい。

〔(例) 一括検討プロセスを実施中の系統で
ローカルNFの適用対象となる系統〕



① 一括検討プロセスを実施中のシステムに対して、新たな接続希望者がローカルNFを希望するケース

- 一括検討プロセス期間中に、新たな系統連系希望者が、ローカルNFによる接続を希望した場合には、熱容量対策以外の制約面から系統構成に影響を与える可能性があるため、一括検討プロセスの系統連系希望申込者に影響を及ぼすことなく、系統接続に必要な対策を適切に行うことは困難。
- このため、現在の一括検討プロセスのルール※1と同様に、一括検討プロセスを実施中のシステムに対しては、一括検討プロセスが完了した後で、ローカルNFの申込に対する個別の接続検討等のアクセス手続きを行う※2こととしてはどうか。
- なお、一括検討に伴う増強工事中のシステムは、空き容量が限られており、早期に平常時の系統混雑における出力制御等の対応が見込まれる一方、前項で議論した暫定措置や工夫による運用では、多くの電源を処理する際には運用の安定性が低下するおそれがあるため、ローカルシステムの混雑処理システムの利用を原則※3とする。
- また、一括検討に伴う増強工事中のシステムについては、作業停止に伴う発電停止や出力制御、また、平常時の系統混雑における出力制御が伴うことから、こうした事象の発生について接続希望者は予め了解することが必要不可欠となる。

※1 一括検討プロセスによって募集対象エリア内の系統状況が変動するため、一括検討プロセスの実施期間中は個別のアクセス手続きを原則受付不可とするルール。

※2 上記のとおり、一括検討プロセス対象のエリアのローカルNFを受付は、一括検討プロセスの完了後に開始となる。

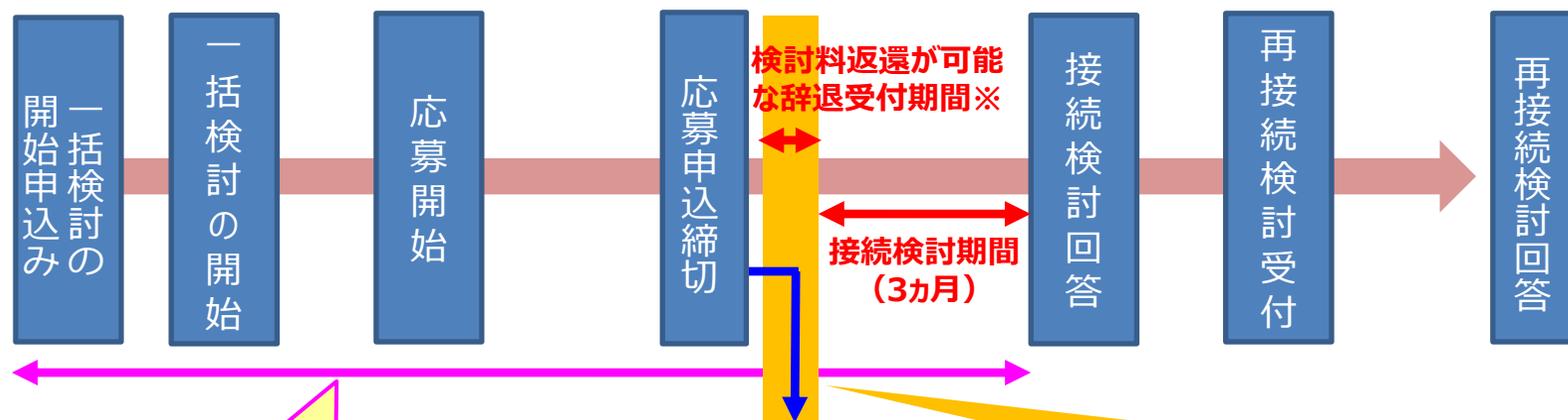
※3 一括検討プロセスを実施中のシステムでも、一般送配電事業者が連系対応が可能と判断する場合は、連系を可能とする。

② 一括検討プロセスへの参加していた電源が、一括検討プロセスを辞退し、ローカルNFを希望するケース

- ローカルNFの導入に伴い、一括検討プロセスが進捗している状況で、**ローカルNFを希望する発電事業者の辞退が発生し、それが五月雨式の辞退となった場合には、一括検討プロセス全体が長期化**することになる。
- また、一括検討プロセスを辞退した発電事業者が同一案件にて再度、ローカルNFとして接続検討を申込み際には、**一括検討プロセスとは別に接続検討料の費用が発生**する。
※現行ルールにおいて一括検討プロセスを辞退する場合は、系統増強の設計や費用負担のやり直しを防止し、いたずらに一括検討プロセスが長期化しないこと等を目的に、原則、接続検討料を返還しないこととしている。
- このため、**ローカルNFの導入移行期の対応**として、一括検討プロセスがいたずらに**長期化しないように**、「一括検討開始申込み」～「接続検討未回答」のステータスとなっている進行中の一括検討プロセスにおいて、ローカルNFを希望する**発電事業者が辞退する期間(20営業日)**を設けることとしてはどうか。
- また、同一案件にてローカルNFを希望する場合に限り、**電源が辞退した場合には、接続検討料を返還**することとしてはどうか。

※なお、ローカルNFを希望して接続検討を申し込む場合には、前項の①の取り扱いとなる。

一括検討プロセスを辞退する手続きのイメージ



NF希望者
(辞退者)

検討料返還が可能な辞退受付期間を設ける措置や、検討料の返還手続きを適用する一括検討プロセスは、**2023年4月からのローカルNF受付開始時点において「開始申込み」～「接続検討未回答」**のステータスとなっている進行中の一括検討プロセスとなる。

検討料返還が可能な辞退受付期間※

(1) 2023年4月からのローカルNF受付開始時点で既に応募が完了していた場合

- 2023年4月からのローカルNF受付開始から20営業日とする。
- なお、接続検討期間は、この辞退受付期間完了時点から通常通り3カ月とする。

(2) 2023年4月からのローカルNF受付開始時点で応募が完了していない場合

- 応募完了時点から20営業日とする。
- なお、接続検討期間は、この辞退受付期間完了時点から通常通り3カ月とする。

※ 今回の措置において、**20営業日の期間の設定**することで、**五月雨の辞退によるプロセスそのものの長期化防止**を図る。

③ 一括検討プロセスへの参加を継続し、系統増強の工事が完了するまで、ローカルNFによる接続を希望するケース

- 一括検討プロセス完了後の工事期間中においても、発電停止や平常時の系統混雑における出力制御等を前提として、ローカルNFによる連系は技術的には可能。
- また、一括検討プロセス完了後の工事期間中において、ローカルNFを希望した者を連系する場合には、一括検討プロセスに参加した電源よりも先に連系される場合がある。
- これらを踏まえ、一括検討プロセスが完了後の工事期間中に、ローカルNFによる連系が開始される系統では、希望があれば一括検討プロセスに参加した電源もローカル系統の混雑処理システムの利用を原則※1、2として、工事が完了するまでローカルNFを可能※3としてはどうか。
- ただし、工事の完了前に接続を行うこととなるため、ローカルNFに必要な接続検討料、ローカルNFの運用に必要な整備費用（通信回線、制御端末の設置等）等の追加費用が発生することとなる。
- これらの費用については、工事完了までローカルNFを希望する一括検討プロセスに参加した電源が負担することを原則に、技術的な内容及び具体的な手続きについて詳細を検討していくこととしてはどうか。

※1 ①と同様に、一括検討プロセスを実施中の系統は、空き容量がなく、早期に平常時の系統混雑における出力制御等が見込まれる一方、前項で議論した暫定措置や工夫による運用では、多くの電源を処理する際には運用の安定性が低下するおそれがあるため、ローカル系統の混雑処理システムの利用を前提としているもの。

※2 ただし、一括検討プロセスを実施中の系統でも、一般送配電事業者が連系対応が可能と判断する場合は、連系を可能とする。

※3 工事の完了後は、ローカル系統の混雑における出力制御等は不要となる。

一括検討プロセス※における①～③の連系のイメージ

※ローカルノンファーム受付開始以前にプロセス実施中の系統



①のケース:一括検討プロセス適用系統におけるローカルNFによる新規連系

- 混雑処理システムの運用開始とともにローカルNFの連系開始
- 作業停電等に伴う発電停止や平常時の系統混雑における出力制御が発生

ローカルNF

②のケース:一括検討プロセスへの参加電源が一括検討プロセスを辞退しローカルNFで連系

- 混雑処理システムの運用開始とともにローカルNFの連系開始
- 作業停電等に伴う発電停止や平常時の系統混雑における出力制御が発生

ローカルNF

③のケース:一括検討プロセスへの参加電源がローカルNFで連系

- 混雑処理システムの運用開始とともにローカルNFの連系開始
- ローカルNFに必要な接続検討料、ローカルNFの運用に必要な整備費用等の追加費用が発生
- 増強工事完了後はローカル系統の混雑における出力制御等は不要

ローカルNF

増強工事完了後
ローカル系統混雑時の
出力制御等は不要

(5) ローカルシステム以上の系統増強について特定負担が発生する場合の経過措置への対応について

- 2021年9月の「電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ」のとおり、ローカルシステムにノンファーム型接続が展開される前に、基幹系統の空き容量が無いことに伴いノンファーム型接続となり、かつ一括検討プロセスの対象であるローカルシステム以上の増強について特定負担が発生する場合には、先着優先ルールの見直しにおけるファーム型接続電源の取扱いと同様の経過措置を設定することとしている。
- これは受益と負担のバランスの観点からの措置としており、2021年9月の整理のとおり、基幹系統に対してはノンファーム型接続となるが、増強費用の負担を伴ったローカル系統に対してはファーム型接続電源の取扱いと同様の取り扱いを行うこととしている。
- なお、この経過措置については、混雑管理システムにおいても対応することが必要となることから、各一般送配電事業者においては、当該経過措置を混雑管理システムにおいて運用可能となるように適切に対応していくこととする。
- なお、電力市場への市場主導型の導入等に向け、従来からのファーム型接続電源及び本経過措置を受ける電源の取り扱いについては、引き続き、検討することとしたい。

ローカルシステムの増強費用を負担するノンファーム型接続電源の取扱い

- 基幹系統に空き容量が無くなり、ノンファーム型接続の適用となった場合、当該基幹系統の下位にあるローカル系統等に連系する電源も全てノンファーム型接続となる。
- このため、ローカル系統にノンファーム型接続が展開される前においては、一括検討プロセスによりローカル系統の増強費用の特定負担を行い、かつ、ノンファーム型接続で連系される電源が一定期間生じることとなる。他方、ローカル系統にノンファーム型接続が展開されれば、同じ系統に対して、特定負担せずにノンファーム型接続する電源が生じる。
- こうした一括検討プロセスによるローカルシステムの増強費用を負担するノンファーム型接続電源については、受益と負担のバランスや、先着者と後着者の公平性の観点などから、過渡期における措置として、系統利用の先着優先ルールの見直しにおけるファーム型接続電源の取扱いと同様の経過措置を設定することとした。
- この取扱いは、あくまでローカル系統へのノンファーム型接続の展開が行われるまでの過渡的なものであり、2022年度末にノンファーム型接続の受付が開始できれば、相当に限定的なものとなると考えられる。
- なお、配電系統の増強などでも特定負担は発生しうるが、その規模はローカル系統と比較して小さく、非効率な系統利用の拡大を避ける観点から、あくまで一括検討プロセスの対象であるローカル系統以上の増強について特定負担が発生する場合に限定した取扱いとすることとした。