

電力ネットワークの次世代化

増強・利用・接続ルールの高度化

2021年5月12日

資源エネルギー庁

- (1) 基幹システムにおける利用ルール見直し
- (2) ホンファーム型接続を前提とするシステム増強の費用負担
- (3) ローカルシステムにおける増強規律・費用負担と接続

本日の概要

- 本日は、電力・ガス取引監視等委員会（監視等委）より、再給電方式の費用負担とインバランス精算に係る検討について報告を受けると同時に、報告の内容も踏まえ、残された論点として経過措置等の議論を行う。

(参考) 各課題についての検討の進め方

- 再給電方式の実現に向けた各課題における、電力広域機関や監視等委との役割分担は以下。

課題	検討の進め方（案）
①費用負担の方法： 出力制御された電源と代わりに給電した電源との間の費用精算等	詳細については関連業務を担当する監視委において検討 し、整理できたところで本委員会に報告 →本日報告いただく内容 ※混雑地域の電源における下げ指令時のkWh価格の考え方については別途整理が必要
②価格シグナルの確保： 混雑した系統への電源立地を抑制する価格シグナルの確保	電力広域機関において検討 し、本委員会に報告済 (必要に応じて、電力広域機関において追加検討)
③インバランス料金への影響： 再給電方式の適用を踏まえたインバランス料金算出の整理	詳細については関連業務を担当する監視委において検討 し、整理できたところで本委員会に報告 →本日報告いただく内容
④出力制御ルール： 現状は一律制御となっている考え方をどう転換するか整理	本委員会において詳細を議論済 (必要に応じて、追加検討)
⑤調整電源の確保のあり方： 出力制御する電源や代わりに給電する電源（調整電源）の確保のあり方	電力広域機関において検討 し、本委員会に報告済 (必要に応じて、電力広域機関において追加検討)
⑥容量市場や需給調整市場のリクワイアメントとの整合： 各市場に参加するための要件の整理	電力広域機関において検討 し、本委員会に報告済 (必要に応じて、電力広域機関において追加検討)

監視等委にタスクアウトした項目と方向性概要

- 監視委における報告の通り、再給電方式の費用負担は当面一般負担で進め、再給電に用いる上げ調整力は当面エリア内運用調整力を用いるということによいか。

当面の再給電の費用負担の方法について（費用の見通し等を踏まえた検討）

- 既存の類似制度及び将来のゾーン制・ノーダル制との整合性や、価格シグナルにより効率的な電源投資を促進するという観点からは、案②の考え方が合理的と考えられる。（これまでの起因者負担・受益者負担の考え方からは、案②が整合的）
- 他方で、以下のように、案②の導入に必要と考えられる課金システムの費用等を考慮すると、社会全体の費用が多額となり、案②の導入は費用対効果の面で適当でない可能性が高い。したがって、当面は、案②の導入は見送ることとし、案③（一般負担：託送料金で回収）とするのが適当ではないか。

当面、案③とする場合の理由は以下の通り。

- ✓ 下表の通り、再給電の実施期間を10年程度とした場合、10年間の再給電の費用に比べて課金システムの開発に要する費用の方が大きい可能性が高いこと。（再給電は、ノーダル制・ゾーン制といった市場主導型への移行を見据えた措置）
- ✓ 課金をシステム化せず手動で対応することを前提に案②を導入する方法も考えられるが、混雑頻度が増加した場合に課金の正確性を担保できなくなるおそれがあること。
- ✓ 案③とした場合は、課金システム等が不要であること。

再給電の費用の見通しと案②の課金システム費用の見積り額の比較（全国計）（p14及びp16のまとめ）

	2027年度（単年）	10年間（2022～31年度）
再給電の費用	約1.5億円 ※値差2円の場合	左記の10倍 → 約15億円 左記の50倍 → 約75億円
課金システムの費用	約68億円～	

再給電方式における経過措置について

- 再給電方式の費用負担が一般負担の場合、ファーム型接続の非FIT電源である火力・揚水等については、下げ調整の対価を精算する契約等に基づき、**現状の契約から不利益変更とならない見込みから経過措置を当面設定せず**、系統増強費用の特定負担者への配慮を含め、不利益変更となりうる**市場主導型に向けた検討などの中であらためて議論**してはどうか。
- 他方、ノンファーム型接続をしているFIT電源については、送電容量制約による出力制御は無補償であるが、**ファーム型接続をしたFIT電源はFIT認定取得時に、無補償で制御されるような利用ルールの見直しを想定していない**。このため、調達期間において投資回収を可能とする制度趣旨を鑑み、再給電方式の導入に際して、不利益変更とならないようにすることが重要。
- この点、FIP電源が下げ調整の対価を精算する契約を結ぶような仕組み（balancing mechanism）が整えば、既存のFIT電源もFIP電源となることで不利益変更とならない可能性があるが、そのための検討には一定の時間が必要となる。
- このため、**当該仕組みの整備もしくは調達期間終了のどちらかが到来するまでは**、出力制御が可能な電源のうち、非FIT電源（調整電源等）やノンファーム型接続をしたFIT電源を全て出力制御しても混雑が解消されない場合※を除き、**出力制御を原則行わないこと**とし、当該仕組みの議論の中で継続検討してはどうか。 ※東北北部エリア募集プロセスの暫定連系など

<各電源のFIT調達期間>

電源種	事業用太陽光 (10kW以上)	住宅用太陽光 (10kW未満)	風力	バイオマス	地熱	水力
調達期間	20年	10年	20年	20年	15年	20年

再給電方式とノンファーム型接続の関係整理

- 先着優先からメリットオーダーに基づくルール（再給電方式）に転換されれば、基本的に全電源が、出力制御（下げ調整）の対象になりうる（ノンファーム型接続の電源として扱われうる）と考えられる。
- 現在、空き容量のある基幹系統においては、引き続きファーム型接続を継続しているが、切り替えのタイミングとしては、規程類を改正する予定の**2022年4月とし、それ以降に接続検討*を受付、または開始された一括検討プロセスへ応募申込を行った電源は、全てノンファーム型接続電源として扱うことを基本としてはどうか。**

* 低圧の電源については接続検討が省略されていることから、契約申込とする。

- なお、再給電方式から市場主導型に転換する際などに議論予定の経過措置は、ノンファーム型接続の電源は対象外となることが基本であり、例外を設定する場合は、慎重な議論が必要である。

再給電方式の導入に伴うノンファーム型接続の系統連系時期

- ノンファーム型接続の物理的な系統連系については、先着優先ルールを前提とした場合には、まず再エネを出力制御する必要があるため、そのためのシステム開発が完了して導入が可能となる2024年度以降とすることが、基本的に必要であった。
- 他方、調整電源を活用した再給電方式が適用されれば、既存のシステムなどを活用して、再エネを出力制御する前に調整電源を活用した対応が可能となるため、2022年中を予定している**再給電方式の導入タイミングに合わせ、ノンファーム型接続の物理的な系統連系を可能な限り前倒してはどうか。** ※再給電方式にも一定のシステム開発は必要
- なお、ローカル系統等の対策工事や非調整電源の制御が早期に必要な場合などには、2022年中より遅くなる可能性があることには留意が必要である。

<再給電方式の導入等のスケジュール>

	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度以降	
混雑管理・出力制御システム開発	NEDO ノンファーム型接続システム開発・実証試験				各社導入・運用 (必要に応じて)	
ノンファーム型接続電源	2021年1月 全国展開	ノンファーム型接続による接続契約締結				連系・運転開始
再給電方式の導入		2022年中の 開始を目標	再給電方式 (調整電源の活用)			
			再給電方式 (一定の順序)			

※再給電方式にも一定のシステム開発は必要

前倒し可

(参考) ノンファーム型接続の開発状況等

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

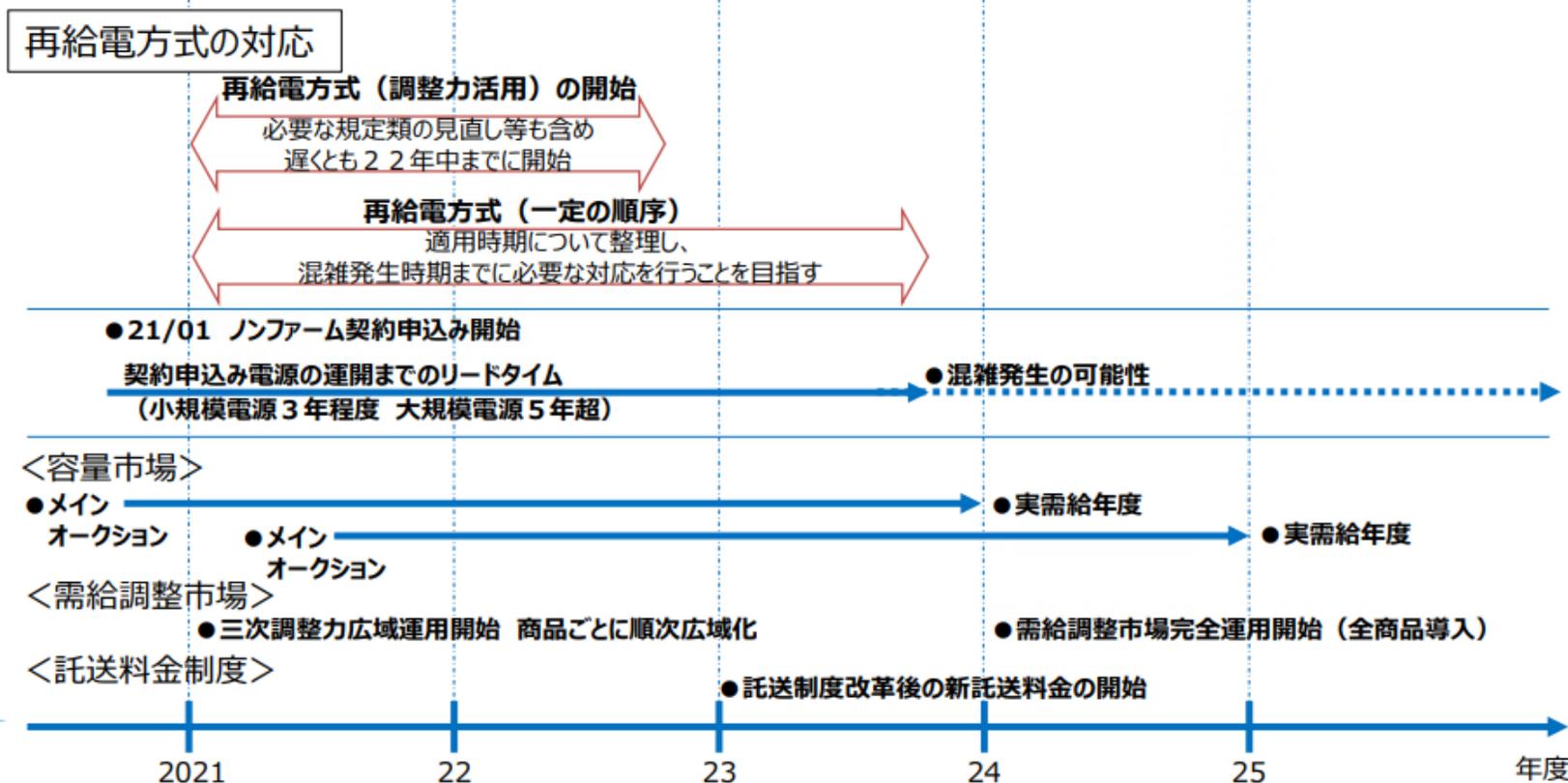
(参考) 再給電方式の導入スケジュール

(参考)再給電方式 導入スケジュール

45

- 一般送配電事業者の対応を勘案し、調整力を活用する再給電方式は遅くとも2022年中に開始。
- 調整力以外の電源を一定の順序による出力抑制を適用することになることも含めた再給電方式は、電源連系のリードタイムを考慮し、混雑発生が見込まれる2023年中までに適用することを目指して検討を進める。

第5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 資料1より



- (1) 基幹系統における利用ルール見直し
- (2) **ノンファーム型接続を前提とする系統増強の費用負担**
- (3) ローカル系統における増強規律・費用負担と接続

本日の概要

- 基幹システムの増強については、地域間連系線と同様に、マスタープラン策定の中で費用便益評価を行い、判断していくことが想定されている。
- 他方、マスタープランは地域間連系線を中心に検討している段階であり、基幹システムの増強判断をマスタープランに委ねる場合、費用対便益評価を行うまでに1～2年程度要する可能性がある。
- このため、ノンファーム型接続が導入されている中においても、マスタープランの検討を待たずに電力会社がプッシュ型で基幹システムの増強等を進める必要性が生じる可能性がある。
- この場合、当該基幹システムの増強等の費用負担の在り方について改めて整理しておく必要があるため、この方向性について御議論いただく。

ノンファーム型接続を前提とする一括検討プロセスにおける増強費用負担の整理

- 費用負担GL^{*1}では、基幹系統^{*2}の増強等は、需要家や他の系統利用者など、エリアの広範囲にわたって裨益が想定されることから、増強費用は一般負担を原則※としている。
 - ※4.1万円/kWを超える費用については特定負担
 - ※マスタープランに基づく増強等は、受益者を特定しないことから、全額一般負担
- 他方、基幹系統であっても、特定の電源からの送電を目的として増強等がされる場合であって、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分は、明確に受益の特定が可能であることから、例外として、一般負担額・特定負担額を算出と整理されている。
- このため、一括検討プロセスで基幹系統の増強等を行う必要がある場合は、**上記のいずれの費用負担とするか整理する必要がある**が、以下の理由から、ノンファーム型接続を前提とする**基幹系統の一括検討プロセスにおける増強費用は一般負担が原則※と整理**してはどうか。
 - ※4.1万円/kWを超える費用については特定負担
 - ① 2021年1月より、基幹系統については、空き容量がなくなった場合、ノンファーム型接続が適用され、**一括検討プロセスにより連系した電源以外の電源もノンファーム型接続として連系が可能となることから、特定の電源からの送電を目的とした増強等とはいえないこと。**
 - ② 当該エリアの上位の基幹系統の空き容量が無いため、一括検討プロセスにより連系した事業者も後着事業者も**全てノンファーム型接続となることから、一括検討プロセスにより連系した事業者のみ費用負担が発生した場合、公平性の問題が生じる可能性があること。**
- なお、ノンファーム型接続を前提とするローカル系統の一括検討プロセスにおける増強等がされる場合についても、同様に一般負担を原則としてはどうか。

*1 発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（資源エネルギー庁電力・ガス事業部）

*2 費用負担GLにおいて、上位2電圧（ただし、沖縄電力については、132kV）と定義

(参考) 特定の電源からの送電を目的とした基幹系統の費用負担の考え方

この基幹系統については、その整備される形状により、大別して①ループ系統（以下「基幹ループ系統」という。）と②放射状系統（以下「基幹放射状系統」という。）として存在し、両者は、一般送配電事業者による需給運用・系統運用において、厳密に扱いに差がないとまでは言い切れない。もっとも、その増強等により需要家や他の系統利用者など、エリアの広範囲にわたって裨益が想定されることから、**一般負担を原則**として考えていくことが適当である。

ただし、**特定の電源からの送電を目的として増強等がされる場合であって、特定の電源からの送電のみを目的として運用される部分は、明確に受益の特定が可能であることから、このような場合は、例外として、基幹系統以外と同様の評価（(4)以下参照）により一般負担額・特定負担額を算出することとする。**

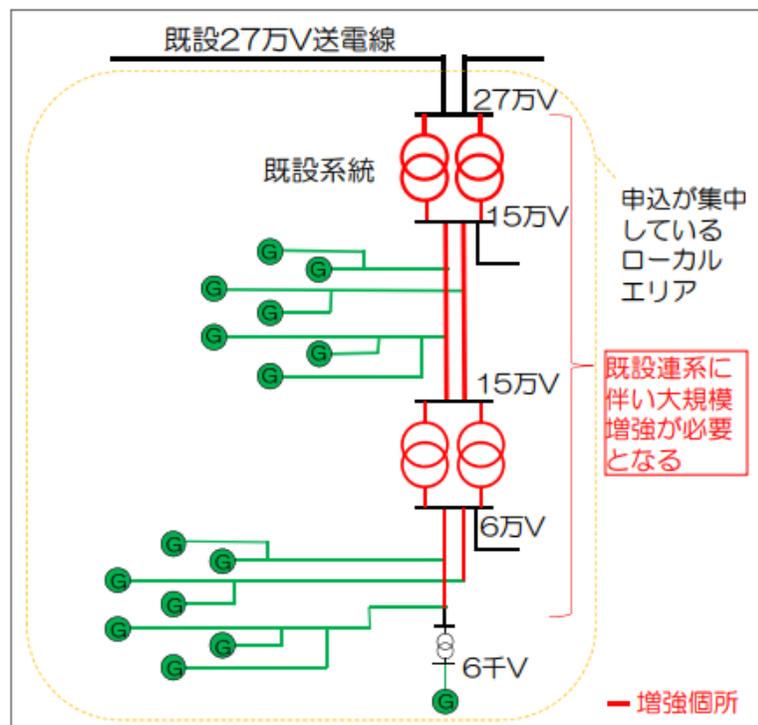
なお、ネットワーク側の送配電等設備の増強等に係る費用負担を一般負担とした場合には、発電設備設置者が当該増強等に係る費用負担の大小を考慮することなく発電設備の設置場所を選定することで、非効率な設備形成を助長することにならないか、との懸念が生じ得る。このため、ネットワーク側の送配電等設備の増強等の必要がない、又は相対的に増強等が小規模で済む地域への電源設置を促すことについても考えていくことが必要である。そこで、**ネットワーク側の送配電等設備の増強等に係る費用が相対的に小さい地域への立地を促す**ことにより、効率的な送配電等設備の形成を図る観点から、**ネットワーク側の送配電等設備の増強等に係る費用が相対的に少ないと見込まれる地域や申込みが少ない地域の確認が可能となるよう、そのような地域・系統の情報を自主的に公開**することが望ましい⁷。また、その公開にあたっては、発電設備設置者が発電設備の立地を検討するにあたり、供給区域単位で検討するとは限らないことから、一般送配電事業者による公開に加え、全国大で広域機関が公開することが望ましい。

(参考) 特定の電源からの送電を目的とした基幹系統の例

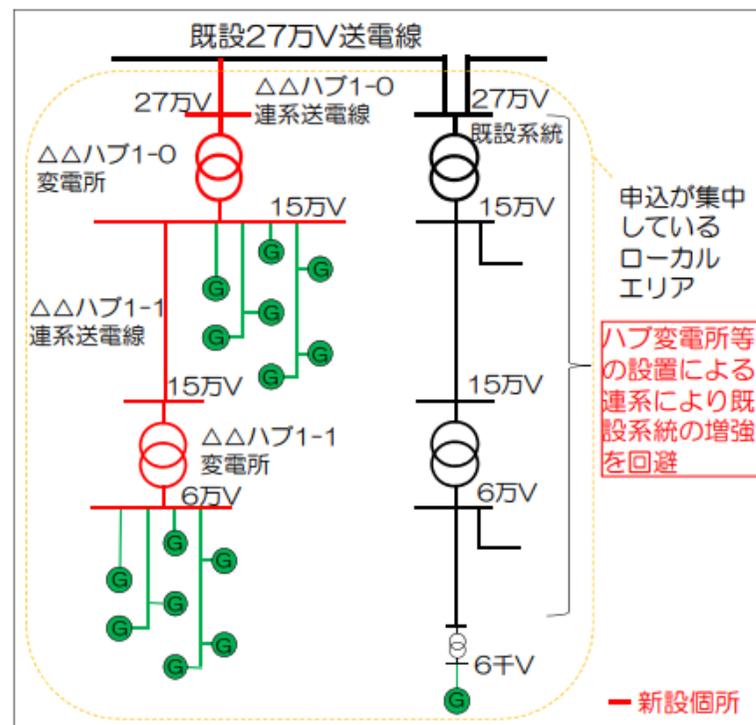
4. 電源線工事およびその他供給設備工事

7

○本プロセスでは、応募のあった地点が広範かつ偏在しているため、既設系統を増強するより、抜本的な設備形成を行う方が合理的となることから、ローカルエリア単位で拠点変電所および送電線等（以下、ハブ変電所等）を設置し、基幹系統等へ接続する方法を採用しております。



既設系統への連系



ハブ変電所等の設置による連系

基幹系統における一括検討プロセスの一般負担の原資について

- 基幹系統の増強費用については、今後、地域間連系線等に加え、再エネ特措法上の賦課金方式を活用することを検討することとしている。これが実現すれば、再エネポテンシャルの大きい地域への負担の偏りを避けることが可能となる。
- この検討は、マスタープラン策定における基幹系統の費用便益評価を踏まえて行う予定だが、一括検討プロセスによるノンファーム型接続を前提とする基幹系統の増強についても、全国に裨益する便益が期待できる可能性がある。
- このため、まずは足下において一括検討プロセスを進める必要がある案件は進めながら、本件のような場合に対する賦課金方式の適用についても、マスタープランを進めながら、検討してはどうか。

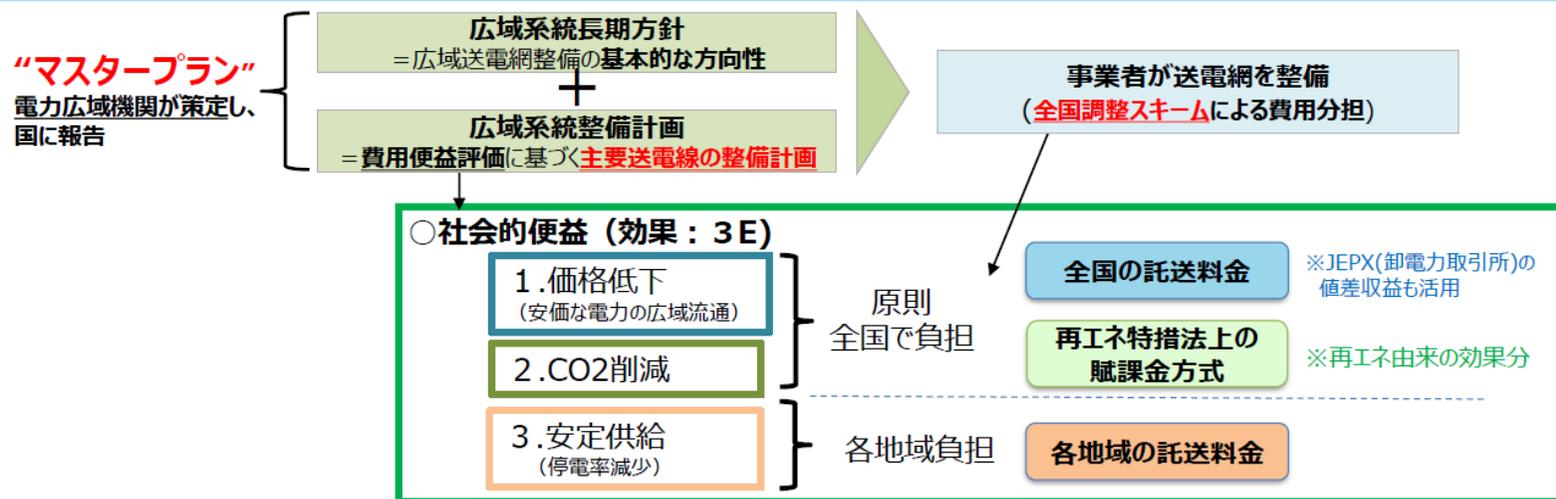
(参考) 賦課金方式の適用範囲の検討

- 今後、マスタープランの策定を進める中で、検討していくこととしている。

(出典) 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 第19回 (2020年8月31日)

マスタープランに基づく設備増強と費用負担 (賦課金方式の適用範囲)

- マスタープランに基づく設備増強は、全国に裨益する便益を含めた社会的便益が費用を上回るとの判断に基づき実施されるものであることから、再エネ特措法上の賦課金方式の活用等の全国調整スキームを広く適用することが考えられる。
- 他方、複数の供給区域にまたがる地域間連系線と異なり、単一の供給区域内の基幹系統の増強については、マスタープランの内容が現時点において十分見通せない中では、その規模感を想定できない。
- このため、本年2月の本小委員会中間取りまとめに沿って、まずは、広域的な再エネ活用が進むことが明確な地域間連系線及びこれに伴う地内系統の整備に賦課金方式を適用することとし(現状は東北東京間連系線の増強に伴う区間②のみ)、**賦課金方式の適用範囲の拡大については、マスタープランの策定を進める中で、検討していくこととしてはどうか。**



- (1) 基幹系統における利用ルール見直し
- (2) ホンファーム型接続を前提とする系統増強の費用負担
- (3) ローカル系統における増強規律・費用負担と接続

本日の概要

- ローカル系統における増強計画の策定、費用負担の在り方の再整理、ノンファーム型接続の適用を期待する声は大きく、2030年に温室効果ガスを46%削減するためには、最大限のスピードで、系統ルールの転換を図っていく必要がある。
- 本日は、レベニューキャップ制度等の開始が2023年度を予定されていることを踏まえ、ローカル系統の増強規律・費用負担や接続の在り方について、議論を行う。

ローカルシステムの増強規律

- 2023年度から新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）が施行開始されるため、一般送配電事業者はこれに向けた事業計画（5年間）を策定することが必要である。
- 制度開始当初である**第1規制期間（2023年度から開始）**においては、一括検討プロセスの結果等に基づく投資計画が主に織込まれることが想定されるが、これらの情報だけで、規制期間中の5年間、増強の必要性を全て予見するのに、十分とは考えにくい。そのため、**費用便益に基づく追加の投資計画が期待される**が、費用便益を考える上で前提となる利用ルール見直しの扱いなどについては、更に一定の議論が必要である。
- また、次の**第2規制期間（2028年度から開始）**においては、ノンファーム型接続が全国展開され、利用ルールが見直されている中で、一括検討プロセスではなく、**一定の費用便益の考え方を基に増強のための投資計画を策定することが基本となることが期待される**が、まずは利用ルール見直しの扱いを整理することが必要となる。
- この認識の下、**第1規制期間は、第2規制期間での本格適用を見据えて試行的に、電源センサス等で把握した電源設置動向等をベースに、まずは、空き容量の少ないローカルシステムにおいて、まずは先着優先ルール下においてノンファーム型接続が導入されたと仮定した費用便益評価を実施してはどうか。**
- **具体的な費用便益評価方法は、増強費用と、増強により再エネの出力制御を回避することによる燃料費・CO2コスト削減等による便益を比較することを念頭に、ノンファーム型接続に必要なシステム費用等も考慮しつつ、ローカルシステムにおける利用ルール見直しの進捗を踏まえながら、引き続き精査を続けてはどうか。**

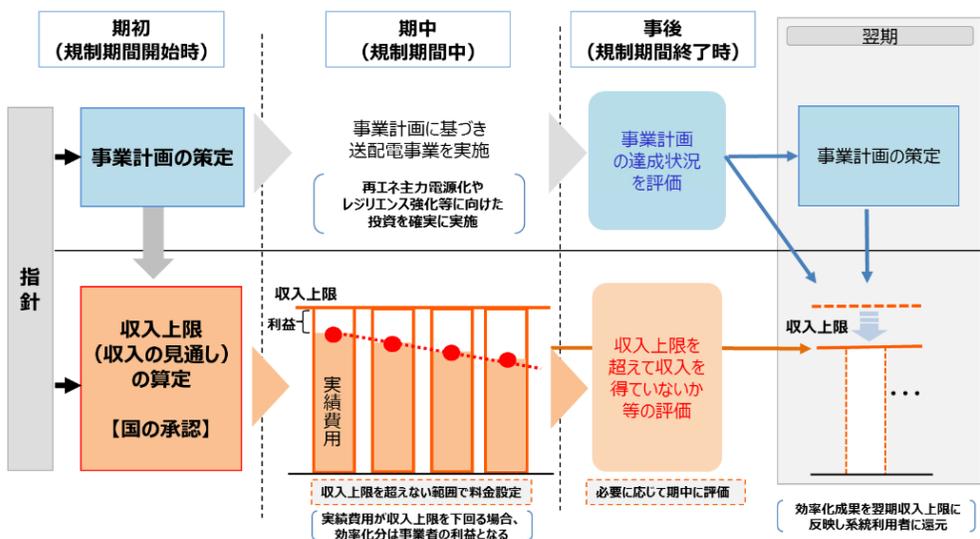
(参考) 新しい託送料金制度下での増強計画

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（第24回）
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第12回）合同会議資料
（2021年2月16日）資料3より

- 現在、新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）の詳細について、電力・ガス取引監視等委員会において、検討が進められている。
- 新たな制度の下では、一般送配電事業者は事業計画の策定の上、5年毎に収入上限を算定し、国の承認を得ることとされている。この事業計画において、連系線・基幹系統の増強計画（投資計画）はマスタープラン等に基づき策定し、ローカル系統等の増強計画は、一般送配電事業者が5年毎に自主的に策定する方向で議論されている。

(参考) 新しい託送料金制度の全体像

- 新しい託送料金制度（レベニューキャップ制度）では、一般送配電事業者が、一定期間ごとに収入上限について承認を受け、その範囲で柔軟に料金を設定できることとされている。本制度が、一般送配電事業者が、送配電費用を最大限抑制しつつ、必要な投資を確実に実施する仕組みとなるようその詳細を設計していく必要がある。



第2回料金制度専門会合（2020年9月14日）資料3より抜粋

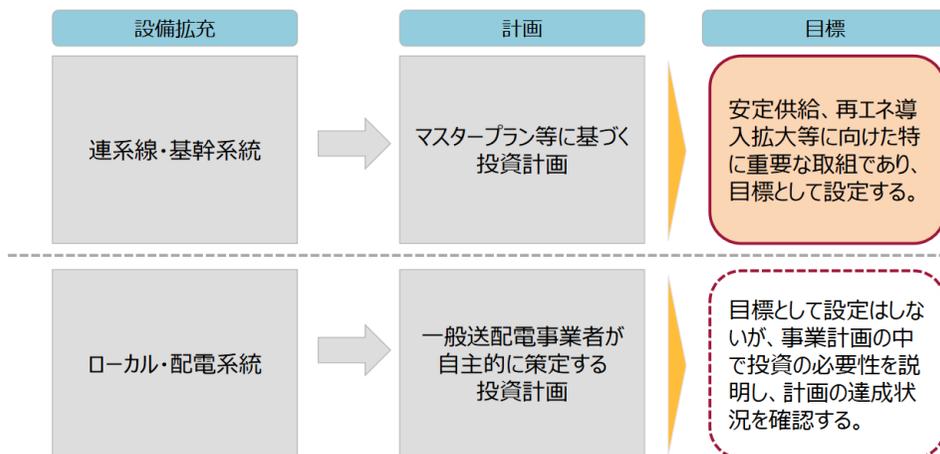
- 一般送配電事業者は、収入上限を規制期間（5年）毎に算定し、国の承認を受ける。
- 一般送配電事業者は、収入上限を超えない範囲で託送料金を算定するが、その算定方法について検討する。

収入上限の設定

一般送配電事業者は、事業計画の実施に必要な費用をもとに収入上限を5年毎に算定し、国の承認を受ける。

（託送供給に係る収入の見直し）
第十七条の二 一般送配電事業者は、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、その供給区域における託送供給及び電力量調整供給（次項、次条第一項及び第十八条において「託送供給等」という。）の業務に係る料金の算定の基礎となるため、その業務を能率的かつ適正に運営するために通常必要と見込まれる収入（以下この条から第十八条までにおいて「収入の見直し」という。）を算定し、経済産業大臣の承認を受けなければならない。

第4回料金制度専門会合（2020年11月30日）資料6より抜粋



(参考) 投資量の確認方法 (ローカル系統)

第3回持料金制度ワーキング・グループ
(2021.3.31) 資料3

- ローカル系統については、広域機関の送配電等業務指針※（送配電設備の規模の考え方など）に基づいて各一般送配電事業者が策定した送変電設備形成ルールや、将来の需要及び電源の動向等を踏まえて、具体的な工事件名や設備ごとの投資量を決定し、投資計画が策定されている。
※電事法第28条の40第3号及び第28条の45に基づき、広域機関は送配電等業務指針を策定し、国が認可。
- これを踏まえ、①工事件名が特定できるもの（規制期間の前半2年～3年間）については工事件名ごとに、②工事件名が特定困難な場合は設備ごとに分類して、それぞれ、送配電設備形成ルールや、将来の需要及び電源の動向等に基づいて、妥当な投資量になっているかを確認することとしてはどうか。

系統の区分

投資量の確認区分

投資量の確認方法 (事業者を求める説明内容)

ローカル系統

①期初から2～3年間

- ✓ 工事件名ごとの投資量の確認

※確認範囲（全件確認か、一部抽出か）については、次回以降検討することとしたい。

②残り期間

- ✓ 工事件名化が困難な場合は、
 - ①送電設備
 - ②変電設備に分類して、投資量を確認

- ✓ 送配電等業務指針に基づいて各一般送配電事業者が策定した送変電設備形成ルール（需要及び電源の動向、将来の系統構成、費用便益分析に基づいた投資規模の算定ルール）や、将来の需要及び電源の動向等を踏まえた投資量となっているかを確認。

供給計画（需給等）のとりとまめの際に、監視委においても必要な対応を実施（例：査定事項のリストアップや、必要に応じて、エネ庁及び広域による事業者ヒアリングへの参画。）

※ 将来的には、ローカル系統における投資拡充について、事業者自身が、増強の費用便益分析として増強費用と再給電費用などを比較し、自律的に判断して増強計画を作成していくことも重要。

ローカル系統における増強費用負担の整理

- 以前の本小委の議論の通り、今後、ローカル系統においても先着優先ルールが廃止されると、全電源が、系統接続の順序によらず、ノンファーム型電源として、基本的に系統からの便益を等しく受けることになる。そのため、**利用ルールが見直されたローカル系統においては、増強計画の策定時点において、受益者が特定されないものになると考えられる。**
- その上で、利用ルールが見直される前であっても、2023年度にレベニューキャップ制度の開始に合わせて策定される増強計画においては、一括検討プロセスを通して判断される増強計画に加え、期初から2～3年以降を見据え、便益が費用を上回る場合に増強するという増強規律の下で、プッシュ型で判断される増強計画を策定することが期待される。
- このようなプッシュ型で判断される増強計画については、受益者となる発電事業者を特定せずに策定するものであることから、基幹系統における整理と同様に、必要な立地誘導の取組は別途進めながら、**一定の増強規律の下、プッシュ型で判断される増強計画の費用については、全額一般負担とすることを基本としてはどうか。**

※電源線等、将来に渡って特定の電源のみが活用するものであることが明確である場合、受益者となる発電事業者の特定負担

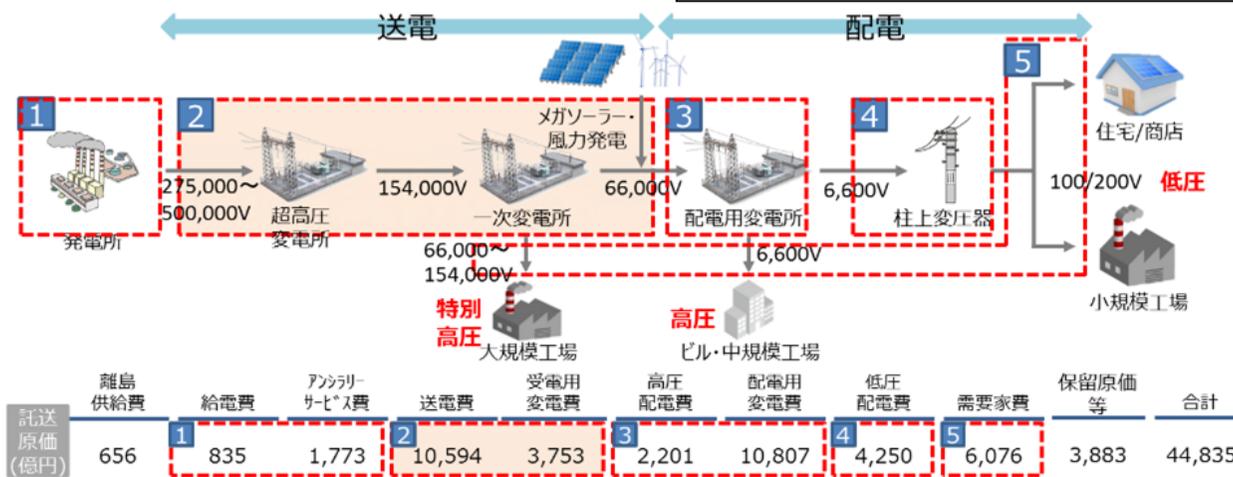
- なお、レベニューキャップ制度が導入される2023年度に、同じく導入が検討されている発電側課金の実現した場合、ローカル系統の維持・運用等に要する費用は発電側課金の対象となっていることから、系統利用の受益に応じて、発電事業者も当該費用を負担することとなる。

(参考) 発電側課金の概要及び導入スケジュール

- 送配電設備の維持・拡充に必要な費用をより公平に負担する仕組みとするため、現行は全て小売電気事業者が負担しているその費用の一部を発電事業者にも負担を求める**発電側課金**の導入が予定されている。現在、**2023年度**の導入を目指し、電力・ガス取引監視等委員会の審議会において、詳細について議論が行われている。
- この課金の仕組みを導入することにより、システムの整備費用に与える影響の大きさに応じて課金額に差を付けるなど、発電事業者にもネットワークコストを意識した事業展開を促すことで、**①送配電設備に要する費用を抑制しつつ、②公平かつ回収確実性の高い託送料金制度のもとで、再エネ主力電源化に向けた系統増強を効率的かつ確実に**行い、**再エネの導入拡大**に資する効果が期待される。

発電側課金の対象費用イメージ

送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WG
中間とりまとめ より抜粋



(注) 上記原価は2015年度実績でいずれも可変費を含む (発電側基本料金の課金対象原価は、上記2のうち固定費のみ)

現状の費用負担	小売電気事業者		
発電側基本料金導入後	小売電気事業者	小売(小売負担比率分) 発電(発電負担比率分)	小売電気事業者

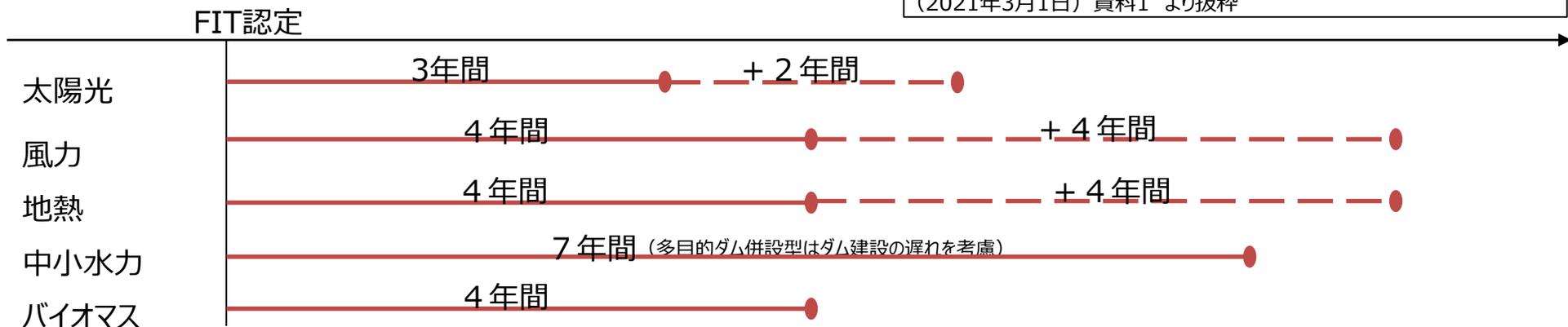
発電側課金で負担を求めることとする対象範囲

ローカル系統におけるノンファーム型接続の整理

- 接続の在り方も、2023年度にレベニューキャップ制度が開始され、費用面の規律が転換される中で同時に転換することが理想ではある一方、物理的な連系は2024年に完了予定のシステム開発以降となり、また利用ルールの見直しには追加の時間が必要となる可能性がある。
- 他方、物理的な連系ができずとも、受付を開始することは可能であることから、試行的な取組を踏まえつつ、適用可能性の精査などのさらに必要な検討や準備を経た上で、レベニューキャップ制度開始と同時期である**2022年度末頃を目途にローカル系統でノンファーム型接続の受付を順次開始することを目指す**こととし、物理的な連系のタイミングや在り方については、技術開発や利用ルール見直し、バランスメカニズムなどの進捗を踏まえて、引き続き検討することとしてはどうか。
- なお、発電所の建設・開始には、接続検討の受付等が行われてから数年は必要となることが想定されることから、受付から物理的な連系までには、一定の余裕があると考えられるが、再エネ特措法上に定める運転開始期限に支障の無い範囲で、スケジュールを検討することが期待される。
※高圧・低圧の電源接続に係るリードタイムはより短いものと考えられるが、いずれにしてもノンファーム型接続に対応するためのシステム開発やルール整備等に一定の期間が必要。

<電源毎の運転開始期間（認定から運転開始期限までの期間）>

第25回 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
(2021年3月1日) 資料1 より抜粋



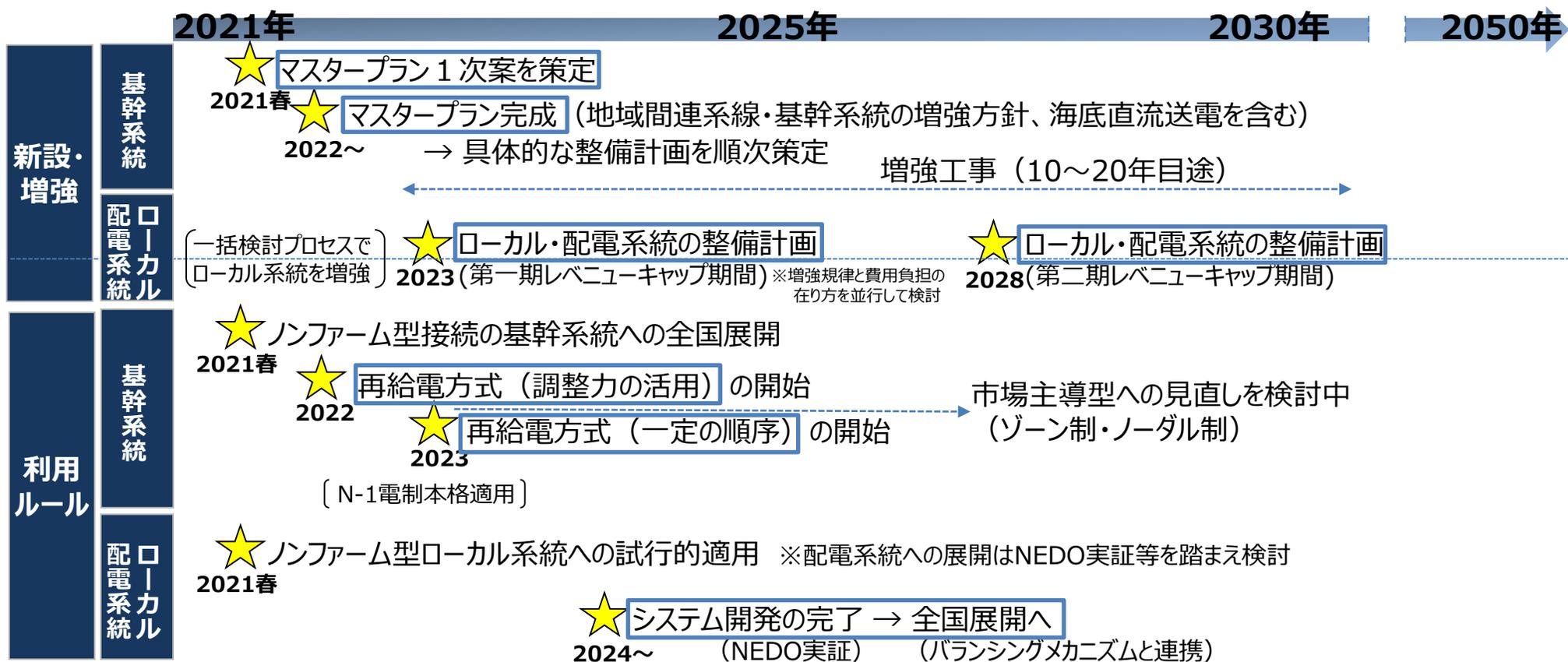
※運転開始期間を超過して運転開始した場合、超過した分だけ調達期間が短縮。

※※法アセス対象の場合、それぞれ点線の期間分を考慮した設定としている。

(参考) ローカル系統へのノンファーム型接続の導入タイミング

- 物理的な連系をするという意味での全国展開は2024年以降の見込み。
- バランシングメカニズムの整備と連携して、利用ルール見直しとも歩調を揃えられるのであれば、先着優先ルールを前提としたシステム投資を避けることができ、国民負担の抑制が図られるため、引き続きその可能性を追求していく。

(出所) 第31回 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 (2021年4月7日) 資料2 (一部加工)



（参考）ローカル系統における増強判断の規律と費用負担

- 従来、ローカル系統に新たに接続する電源については、先着優先ルールに基づくファーム型接続を前提として、受益者負担の原則の下、受益が明確な限りにおいて、系統増強費用の負担を求めている。
- 他方、今後、ローカル系統について先着優先ルールを見直し、ノンファーム型接続を適用すると、基本的に全ての電源がノンファーム型接続により系統を「公共財」として利用することになるため、系統増強費用の負担ルールを見直す必要が生じる。
- また、仮に基幹系統と同様に再給電方式を適用すれば、電源の調整により再給電を行う費用（再給電費用）と、増強の費用を比較することが可能となる。
- こうした点を踏まえ、ローカル系統の増強判断の規律については、費用負担の方法を含め、基幹系統における取組も参考にしつつ、検討を深めていくこととしてはどうか。

（参考）ローカル系統における先着優先ルールの見直しや ノンファーム型接続の展開の検討の進め方

- 多くのローカル系統は調整電源としての火力が連系されていないことから、先着優先ルールを見直すに際し、再エネ以外の電源により再給電方式で混雑処理を行うことは難しい。
- このため、ローカル系統における調整力の確保には、非FIT電源の下げ調整を活用する仕組みの整備が重要となる。
- このような観点から、ローカル系統における先着優先ルールの見直しや、ノンファーム型接続の展開については、非FIT電源の下げ調整を市場取引価格により行う仕組みの整備状況を踏まえて行うこととしてはどうか。

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

- 基幹システム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、当該基幹システムの下位にあるローカルシステム等に連系する電源は、適用以降には全てノンファーム型接続となる。
- このため、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おいては、一括検討プロセスによりローカルシステム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、ローカルシステムにノンファーム型接続が展開されれば、同じシステムに対して、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、システム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してはどうか。
- この取扱いは、あくまでローカルシステム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、配電用変電所以下のシステム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システムと比較して小さく、非効率なシステム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限定した取扱いとしてはどうか。