

電力ネットワークの次世代化

2022年6月7日
資源エネルギー庁

1. 海底直流送電に関する検討の進捗状況

2. 日本版コネクト&マネージに関する取組

海底直流送電に関する検討の進捗状況

- 本年2月の本小委員会において、北海道～東京／東北ルート of 海底直流送電等について、できる限り早期の計画策定プロセス開始に向けて検討を加速化するため、以下のとおり検討事項を整理し、検討の進捗状況について、春頃を目途に報告することとした。
- 本日は、各検討の進捗状況の報告を踏まえ、電力広域機関における広域系統整備計画の策定プロセスの早期開始に向けた、今後の検討の進め方について御議論いただきたい。

主な課題 ※1	主な検討事項	当面の検討 ※2
①事業実施主体等	・実施主体の組成 ・ファイナンス、費用回収	エネ庁
②先行利用者との関係等	・先行利用者等の特定 ・海域の実地調査等	エネ庁
③ケーブルの敷設方法等	・ケーブルの敷設方法等 ・メンテナンス手法の検討等	エネ庁
④既存系統への影響評価等	・地内系統への影響 ・地内発電機への影響等	一般送配電事業者 ※3
⑤敷設ルート・設備構成等	・②、③等を踏まえたコスト等の検討 ・再エネポテンシャルの整理（※） ・費用便益評価等	電力広域機関 （※）エネ庁とも連携

※1：主な課題を例示。他に追加的な課題があればあわせて検討を行う。

※2：計画策定プロセス開始後は、電力広域機関（広域系統整備委員会）を中心に検討 ※3：エネ庁等から示す一定の前提条件を踏まえて検討

①事業実施主体等

- 海底直流送電プロジェクトは、費用が巨額で建設・運用期間が長期にわたるため、単独企業で行うことは困難である。このため、複数企業の共同負担とする、あるいは、特別目的会社（SPC）を組成するなどの対応が必要となる。
- 海外においては、円滑な事業実施を担保するため、事業実施主体は送配電事業者が中核を担うこととなるケースが多い。建設費用は、基本的に、託送料金を通じて回収される。

項目	検討・考慮すべき事項等
事業実施主体の組成	● 巨額かつ長期のプロジェクトで単独企業での建設・運営は困難（例：共同出資/資金調達、SPC組成等） ● 建設/保有/運用の主体の分離の可能性や影響
	● 費用回収 ・ 資金調達及び投資開始から、投資回収までの期間が長期 ・ 全国調整スキームの在り方（賦課金方式、値差収益の活用、託送料金制度） ・ 完工、遅延、工事費増嵩リスクへの対応

(参考) 連系線整備に係る事業形態（欧州の事例）

- 欧州において、連系線整備は基本的に送配電事業者によって行われ、国際連系線は、当事国の送配電事業者による共同プロジェクトとなることが多い。

Project	分類	規制スキーム	所有	運用・保守	備考
NordLink	国際連系	規制	Statnett/ DC Nordseekabel	Statnett/ Tennet	ノルウェー/ドイツで50：50の費用負担を託送料金で回収
MONtenegro-ITAlly (MONITA) First Module	国際連系	非規制	Terna international	Terna/ CGES AD Montenegro	非規制事業として国際間卸取引価格値差で償却
Sardegna Penisola Italy (SA.PE.I)	地域間連系	規制	Terna	Terna	託送料金で回収
Western HVDC Link	地域間連系	規制	National grid/ SP transmission	National grid/ SP transmission	レベニューキャップのRAVに算入のためにCOAEメカニズムに認定
Basslink	地域間連系	非規制	Keppel Infrastructure Trust	Basslink pty	Hydro TasmaniaがBasslink ptyに使用料支払
Balearic Islands: ROMULO	地域間連系	規制	RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA	RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA	託送料金で回収
Maritime Link	地域間連系	規制	NSP Maritime Link	NSP Maritime Link	NSP Maritimeの親会社であるErmaがNalcor Energyから水力電力調達する費用を託送料金で回収
Nemo Link	国際連系	規制 (Cap and Floor)	Nemo link	National grid/ Elia	イギリス側は規制料金スキームとしてCap and Floorを採用
Caithness Moray	地域間連系	規制	Scottish Hydro Electric Transmission	Scottish Hydro Electric Transmission	レベニューキャップのRAV参入のためにSWWプロジェクト認定
North Sea Link (NSL)	国際連系	規制 (Cap and Floor)	Statnett/ National Grid	Statnett/ National Grid	イギリス側は規制料金スキームとしてCap and Floorを採用
Shetland HVDC Link	地域間連系	規制	Scottish Hydro Electric Transmission	Scottish Hydro Electric Transmission	Shetland島WFの開発を前提にレベニューキャップのRAVに算入

(参考) 連系線整備に係る費用の回収 (海外事例)

- 欧州においては、連系線整備に係る費用については、規制事業として基本的に託送料金で回収されている。

分類	料金規制	費用回収に関する考え方等
国際連系	規制	・連系する二国間での50%ずつの開発費用を、それぞれの国の託送料金に関わる制度の下で回収。 ・国によって国際連系線に費用に関わる回収の考え方は異なるが、基本的には各国の託送料金原価（RAB：Regulated Asset BaseあるいはレベニューキャップのRAV：Regulated Asset Value）に算入され、同費用を法定期間で回収。
	規制 (Cap and Floor)	・英国の規制当局であるOfgem（Office of Gas and Electricity Markets）が2014年に国際連系線の規制スキームとして公表し、以降の国際連系線については同制度が適用。 ・特定の国際連系線事業について、事業者の収入に上限および下限を設定、事業者の収入が上限を超えた場合、事業者は需要家に超過額を還元し、収入が下限を下回った場合は、需要家はその不足額を負担する仕組み。 ・上限および下限の水準については、個々の国際連系線事業に応じて、事業者の計画を査定したうえで設定。
	非規制	・国際連系線における非規制スキームとして、両国間の卸市場価格の値差を活用し、連系線を通じて送電することでその値差をもって投資回収するという事例が見られた。 ・2003年の第2次電力指令以降、欧州委員会は規制スキームを推奨し、非規制スキームは例外的にしか認められなくなっている。
地域間連系	規制	・地域間連系線の構築の背景は、送電混雑解消が主なものであるが、近年の英国における地域間連系線は、同国北方の再生可能エネルギー電源の活用などを目的としたものが増えている。 ・基本的に送電料金算定のための原価に算入され回収される。
	非規制	・国際間連系線における非規制による投資回収と基本的な考え方は同様。

(参考) マスタープランに基づく設備増強と費用負担

「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
電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ」 一部編集

- 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。
- 地域間連系線等を増強すれば広域で便益が発生することに着目し、**将来の電源ポテンシャルを踏まえたプッシュ型のマスタープランを策定した上で、その増強費用を全国で支える仕組み**として、再エネ由来の効果分（価格低下及びCO2削減）に対応した負担についての**再エネ特措法上の賦課金方式の活用や、JEPX値差収益の活用（全国調整スキーム）の大枠を、エネルギー供給強靱化法において実現。**

“マスタープラン”
電力広域機関が策定し、
国に報告

広域系統長期方針
= 広域送電網整備の基本的な方向性

広域系統整備計画
= 費用便益評価に基づく**主要送電線の整備計画**

事業者が送電網を整備
(**全国調整スキーム**による費用分担)

○社会的便益（効果：3E）

1. 価格低下
(安価な電力の広域流通)

2. CO2削減

3. 安定供給
(停電率減少)

原則
全国で負担

各地域負担

全国の託送料金

再エネ特措法上の
賦課金方式

各地域の託送料金

※JEPX(卸電力取引所)の
値差収益も活用

※再エネ由来の効果分

② 先行利用者との関係等

- 2022年度は、国の予算において、先行利用者（漁業関係者等）の特定や、必要な手続の整理、ケーブル敷設に関する実地調査を実施予定。
- 実地調査の実施に当たり、現在、国において、各地域の先行利用者等に対して事前説明を実施中。

再生可能エネルギー大量導入に向けた次世代型ネットワーク 構築加速化事業

令和3年度補正予算額 50.0億円

資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部
政策課 制度審議室

事業の内容

事業目的・概要

- エネルギー基本計画において、2050年カーボンニュートラル及び2030年度の温室効果ガス排出削減目標の実現を目指し、S+3Eを大前提に、再エネ最優先の原則で再エネの最大限導入に取り組むこととしています。
- その野心的な再エネ目標を達成するためには、電力系統の制約解消の加速化が重要であり、特に、2030年に向けては、洋上風力等のポテンシャルの大きい北海道等から、大需要地まで効率的に送電するための直流送電システムの整備に向けた検討の加速化が不可欠です。
- 本事業では、世界的に類例の乏しい大規模な長距離海底直流送電について、技術や敷設手法の適用可能性を踏まえつつ、計画的・効率的に整備するための調査等を行うことで、国内電力系統における円滑な整備計画の立案、海外の整備事業への進出に貢献します。

成果目標

- 本事業を通じてエネルギー基本計画で示された再エネ目標（2030年に36%-38%程度）の実現を目指します。

条件（対象者、対象行為、補助率等）



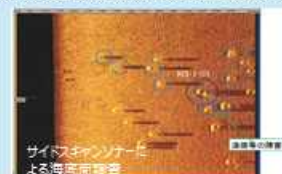
事業イメージ

長距離海底直流送電システム実用化に向けた実地調査

- 直流送電システムの実用化に向けて、ケーブル等の技術や敷設手法の適用可能性を踏まえつつ、以下の実地調査を行います。

① 海底地形調査

海の深さを測定し、海底地形を把握するための調査を実施します。



② 海底地質調査

海底面下の地質構造を把握するための調査を実施します。



③ 気象海象に関する調査

気象（風況）・海象（波浪、海潮流）に関する調査を実施します。

④ 先行利用状況調査

環境影響調査、地元理解促進活動などを実施します。

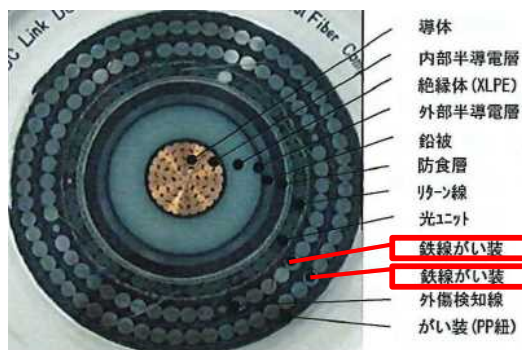
③ケーブルの敷設方法等

- 送電ケーブルの敷設方法としては、海底への敷設のほか、海底面の下に埋設する工法があり、一般に埋設の方が防護性が高い。
- 岩盤等で埋設できない海域では、ケーブルを十分に防護した上で敷設する必要があるが、防護方法によっては工期・コストが増大するとの課題があり、引き続き海底の調査等を進めつつ、防護方法の研究開発が必要。

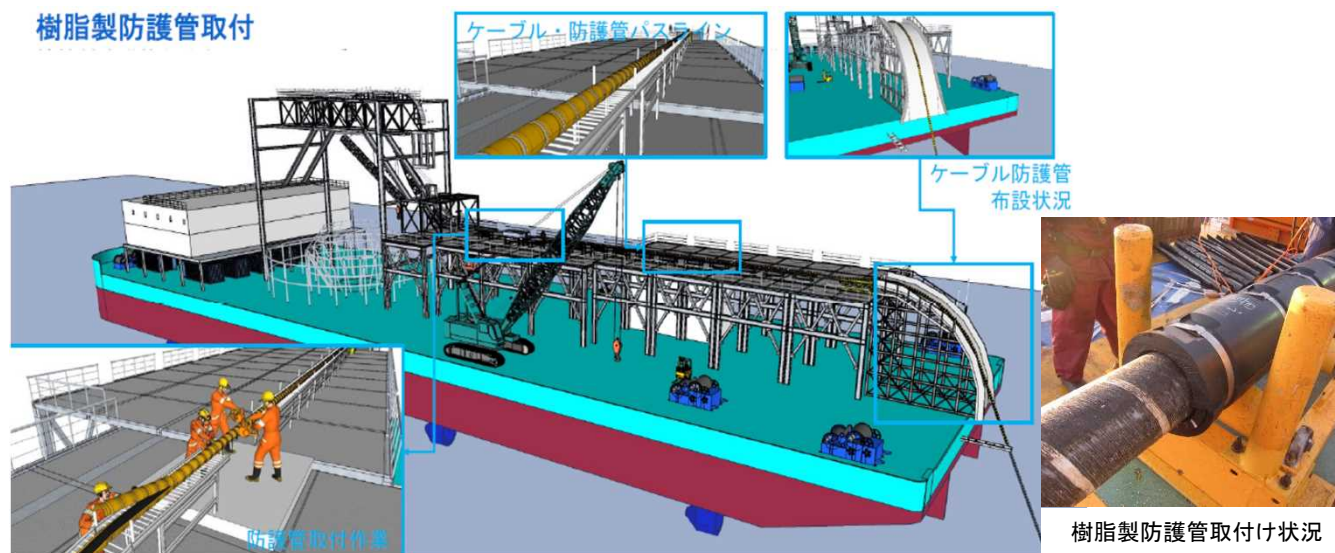
■ ケーブルの防護方法（埋設不可箇所）の一例

(出所) 第6回 長距離海底直流送電の整備に向けた検討会 資料4 (2022年4月22日)

a. 二重鉄線鎧装



b. 二重鉄線鎧装 + 樹脂製防護管



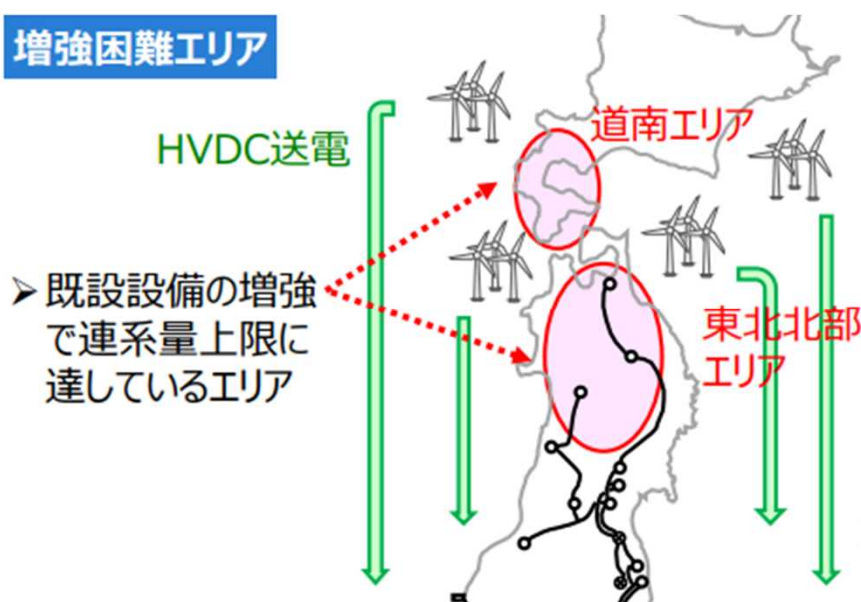
④既存系統への影響評価等、⑤敷設ルート・設備構成等

- 既存系統への影響評価等については、一般送配電事業者において、系統安定運用の視点から検討を進めている。
- 主に、運転中の送電設備が緊急停止した場合の北海道系統の系統周波数影響に関して懸念があり、引き続き、系統挙動の詳細な確認を進めつつ、必要に応じて講じるべき対策を検討する。
- 敷設ルート・設備構成等については、広域機関の委員会において検討中であり、本日、広域機関から検討状況を報告いただく。

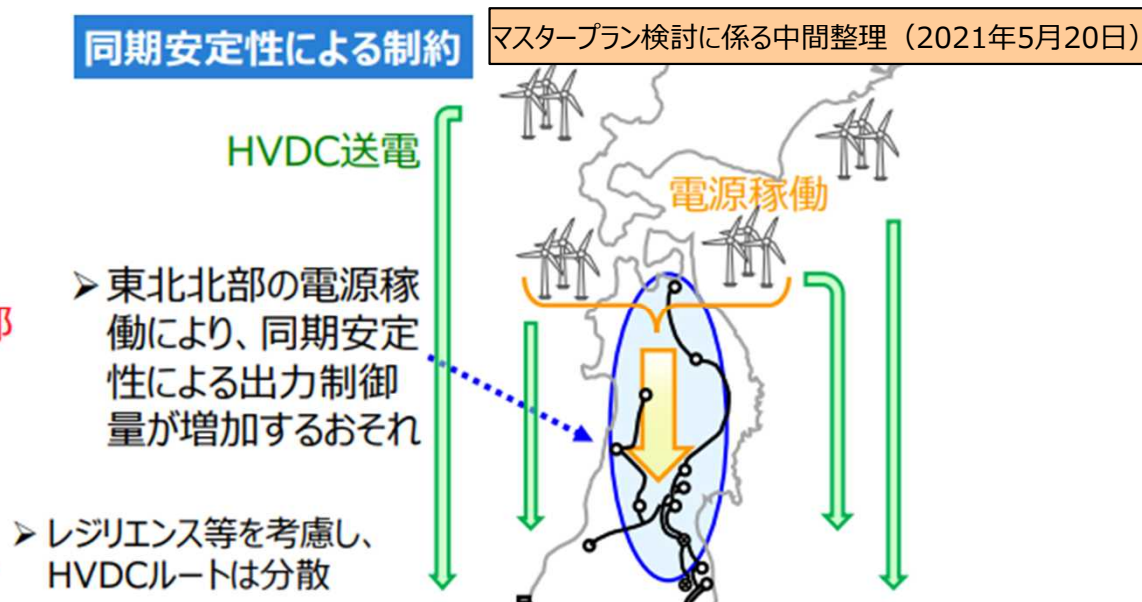
(参考) 長距離海底ケーブルに関する技術的な検討事項

- 北海道～東京／東北HVDCは、まずはその技術的課題を明確にし、実現可能な工事とするため、しっかりとした海域実地調査を行い、以下の点について評価を行うことが重要。
 - (1) 敷設工事中にケーブルに損傷を与えることなく、無事に工事を完遂できる敷設工法の目途があること
 - (2) ケーブルが敷設後に長期にわたって損傷なく信頼度を維持できること
 - (3) 万一のケーブル損傷時にも、適切な復旧措置を行うことができる目途があること
- これらの評価により海底ケーブルの敷設が可能かつ、長期信頼性を維持できると見込めるルートを選定することが不可欠となる。

増強困難エリア



同期安定性による制約



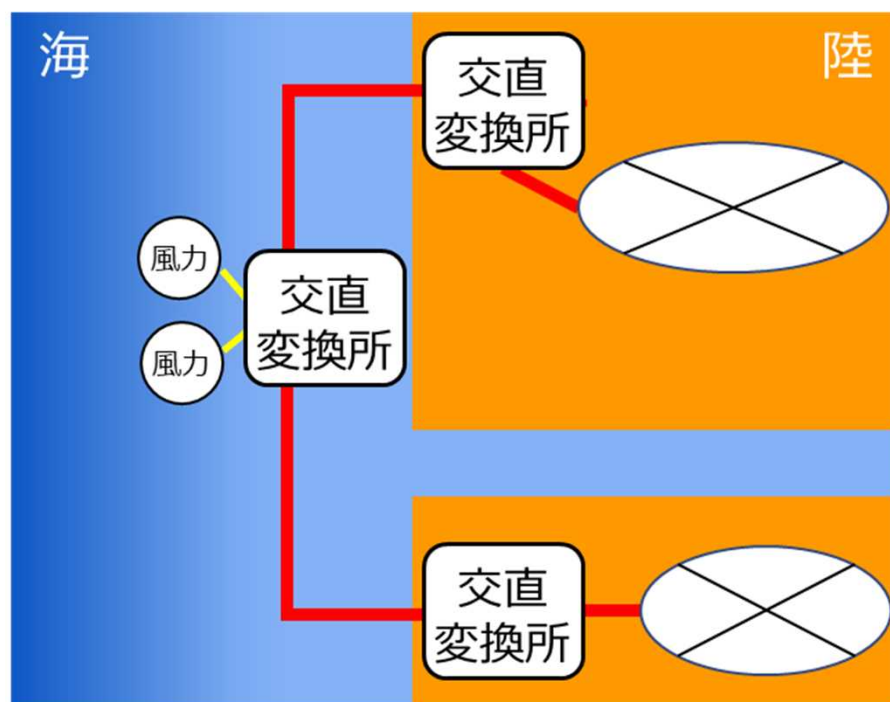
マスタープラン検討に係る中間整理 (2021年5月20日)

(参考) 洋上風力の大量導入を想定した直流送電システムの系統構成

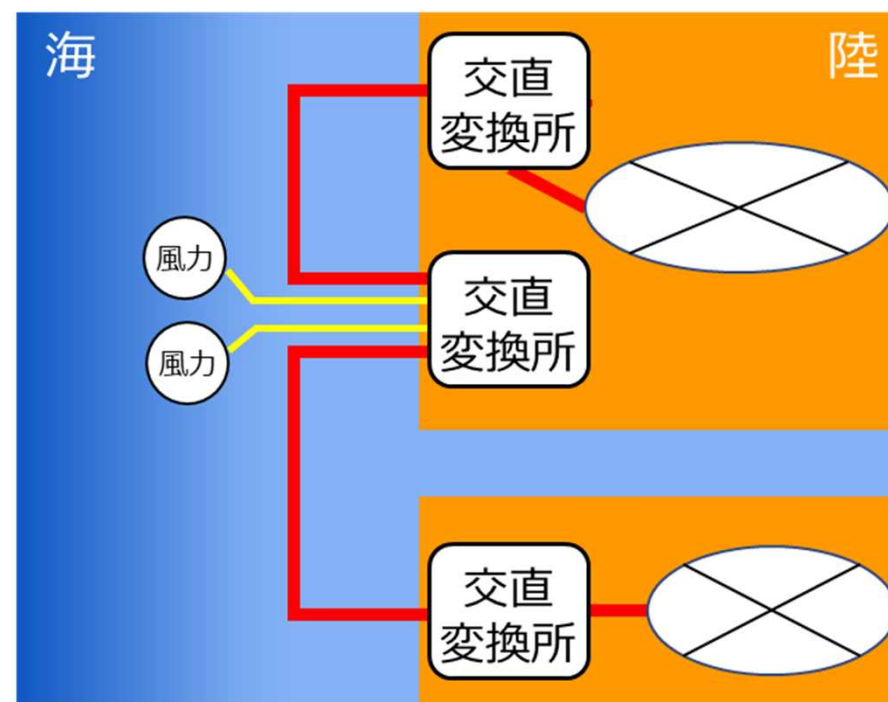
(出所) 第60回 広域系統整備委員会
(2022年4月8日) 資料1-1 一部編集

- 通常、洋上風力は陸上まで海底ケーブルを敷設し、地内系統に接続することになる。ルート上の大規模な洋上風力のポテンシャルを効率的に系統接続するためには、洋上風力をHVDC送電ルートに接続するような**多端子型の直流送電システムでの系統構成も検討してはどうか。**
- 多端子型の直流送電システムでの系統構成とする場合、HVDC送電ルートが比較的沿岸付近であれば、洋上風力を接続するための交直変換所を洋上に設置するのではなく、陸上に設置することも可能と考える。

多端子での構成イメージ
(交直変換所を洋上に設置する場合)



多端子での構成イメージ
(交直変換所を陸上に設置する場合)



今後の検討の進め方（案）

- 昨年来、海底直流送電に関する検討課題について、資源エネルギー庁、電力広域機関、一般送配電事業者それぞれにおいて精力的に検討を行い、海外事例の調査や机上FS調査など、一定の進展を見た。一方で、国内初となる長距離の海底直流送電を実現する上では、引き続き検討を深めるべき論点が多く残っている。
- 一方で、**2030年のエネルギーミックスの実現に向けて、再エネの導入拡大は待ったなし**であり、一刻も早く取組を前に進める必要がある。また、電力需給の厳しい状況を踏まえ、**レジリエンスの強化の観点からも、できる限り早期の整備が求められる**。
- このため、2022年度の海域の実地調査を含め、**引き続き資源エネルギー庁において行うべき検討を続けつつ、電力広域機関における系統整備計画の策定プロセスをできる限り早期に開始する方向で検討を進める**こととしてはどうか。
- なお、電力広域機関における計画策定プロセスは、①国の要請、②広域機関の発議、③一般送配電事業者の提起のいずれかにより開始する。本プロセスを早期に開始する場合、具体的な事業実施主体や整備ルートが目処が立っていない中で進めざるを得ないことから、**政策的に早期実現を目指す①国の要請によるものとしてはどうか**。

(参考) 広域系統整備計画の計画策定プロセス

第12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（2021年10月22日）

(参考) 計画策定プロセスの流れ

※第56回広域系統整備委員会（2021年11月12日）での
プロセスの開始要件等見直しを反映したもの

10

マスタープランにおける長期展望は、全国大の電源立
地地点～大消費地を見据えた、広域的な潮流の基調
をもとにしたグランドデザインであり、将来目標とする再エ
ネ導入量を考慮したシナリオに**必要となる複数の増強
方策をパッケージ化**して示したもの

マスタープラン

整備計画の具体化

マスタープランの全体の増強方策のうち、広域系統整
備計画として**どの増強方策（個別計画）から計画策
定プロセスを開始すべきかの判断**をする（計画策定に
向けた検討着手のタイミングを見極める）位置づけ

国の要請

広域機関の発議

一般送配電事業者の提起

開始要件の確認

一送への状況の確認
(検討開始判断)

地内基幹送
電線のみ

地内基幹送電線
のみか※

連系線を含む

一送による流通設備
計画によって目的又
は提起の内容が実現
できるか

実現できない

実現できる

不開始

開始

広域系統整備委員会で増強の必要性・規模・
運開時期などの**詳細検討を実施**

計画策定プロセス

進め方の決定・公表

基本要件及び受益者の決定

実施案・事業実施主体の募集

実施案・事業実施主体の決定

受益者・費用負担割合等の決定

広域系統整備計画の策定

計画策定プロセスの終了

公表
届出

工事実施

運用

進捗状況
の把握

交付金の
交付実施

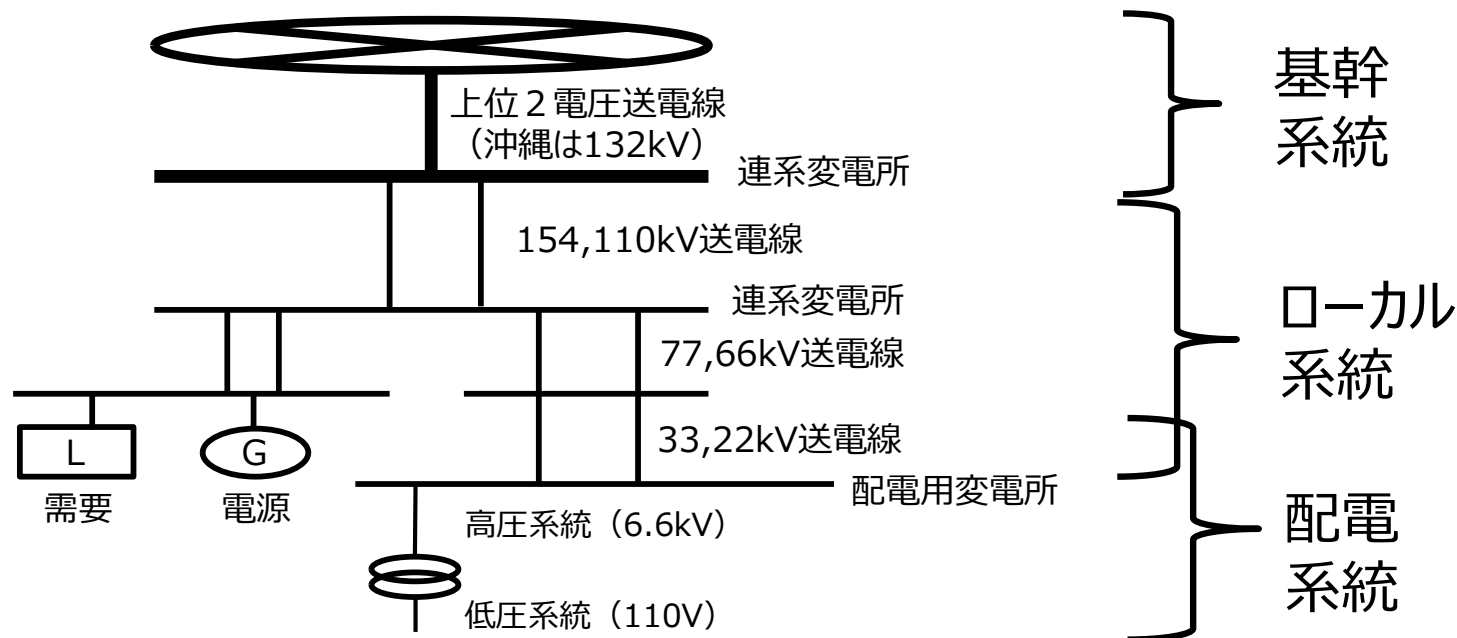
※直接的には連系線の運用容量の算定又は連
系線の運用に影響を与えない流通設備

1. 海底直流送電に関する検討の進捗状況
2. **日本版コネクト&マネージに関する取組**

日本版コネクト&マネージに関する取組

- 再エネ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方策の1つとして、ノンファーム型接続を進めている。ノンファーム型接続は、2021年1月の全国展開から2021年12月末までに、約3,000万kWの接続検討、約300万kWの契約申込みが行われた。
- また、基幹送電線の混雑時に、CO2排出が少なく、限界費用が安い再エネの発電が、石炭火力等より優先されるように、系統利用ルールの見直しを進めてきた（再給電方式）。
- こうした日本版コネクト&マネージの取組・検討を進めているところ、本日はローカル系統へのノンファーム型接続適用の在り方について御議論いただきたい。

<地内系統のイメージ>



(参考) 適用系統・電源と制御対象・方法の整理

アクセス検討開始：2022年6月以降
運用開始：2023年4月以降

	1. 基幹混雑(平常時)			2. ローカル混雑(平常時)			3. N-1電制(事故時)		
	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	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 ↓	2022.4 全電源 ↓	(調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023.12 ↓ 系統混雑の見通し などに 変化があれば 対象の拡大を検討				2022.6 ↓ 電制量が目安を超える場合や ループ系統で制御が困難な 場合は除く		2023.4 ↓ 電制量が目安を超える場合や ループ系統で制御が困難な 場合は除く
ローカル系統		2021.1 ↓ 空き容量の無い系統 に接続される電源		2022年度末頃 ↓ 検討予定	2022年度末頃 ↓ 検討予定	検討予定 ↓			
配電系統 (高圧)									
配電系統 (低圧)									
		10kW未満			10kW未満			10kW未満	
④制御方法	再給電方式			検討予定 ローカル系統へのノンファーム型接続適用の在り方			N-1電制		

※平常時の配電混雑においては、当面、分散型エネルギーリソースを活用したNEDOプロジェクトにおいて必要となる要素技術等の開発・検証を進める。

- ①適用系統：ノンファーム型接続またはN-1電制の考え方をどの送変電設備に適用するか
- ②適用電源：ノンファーム型接続の考え方をどの電源に適用するか
- ③制御対象：利用（出力制御）の考え方をどの電源に適用するか
- ④制御方法：平常時及び事故時において系統容量を超過した場合に電源をどのように出力制御するか

ローカル系統へのノンファーム型接続適用の在り方

- ローカル系統においては、2022年度末頃を目途にローカル系統の混雑に対するノンファーム型接続の受付を順次開始することを目指して、本小委員会で課題①～⑦の論点を示した。③情報の公開・開示、④N-1電制との両立、⑤増強判断の規律については、これまでに本小委員会や広域系統整備委員会で各課題の整理を進めてきた。
- 受付開始に向けては、①システム費用・開発期間、②出力制御の実行の観点を踏まえつつ、⑥先着優先利用ルールの見直し、⑦適用の範囲の基本的な方向性について、後述の以下の方向性の議論で整理していくこととしたい。
 - ローカル系統へのノンファーム型接続適用の方向性（論点①）
 - ローカル系統へのノンファーム型接続の増強スキームの方向性（論点②）

＜課題の論点イメージ＞

課題	論点イメージ	課題等への対応・整理状況
①システム費用・開発期間	下位の系統になるほど増強の費用は小さく、工事期間は短い中、制御対象の拡大や混雑系統の複雑化によるシステム費用や開発期間の増加をどのように考えるか	後述の議論の中で整理
②出力制御の実行（再エネ予測誤差）	ローカル系統は連系するエリアが小さく、再エネのならし効果*が少ない中、再エネの出力を予測し、出力制御量の指令を如何に適正に行えるか * ならし効果…地域的な広がりにより個別の発電量の変動が相殺し合計の発電量の変動が緩和されること。	
③情報の公開・開示	現在は基幹系統に限定して行われている出力制御量を見定めるための情報の公開・開示について、どのように進めるか	現状ローカルNFの情報公開について、基幹系統同様に公開する旨議論・GL改定済（2021.3.12 大量小委）
④N-1電制との両立	ローカル系統においては、N-1電制により遮断・出力制御される電制対象電源が限られる中で、ノンファーム型接続の量を制約するか	ノンファームとの両立を整理済（第52回広域系統整備委員会）
⑤増強判断の規律	ローカル系統においては、費用便益評価の規律が存在しない中、その増強判断や費用負担の規律をどうするか	ローカル系統の増強規律は整理済（2021.5.12 大量小委）
⑥先着優先利用ルールの見直し	基幹系統と比較してローカル系統は調整電源に乏しい中で、先着優先利用ルールの見直しはどのように扱うか	後述の議論の中で整理
⑦適用の範囲	上記の課題を踏まえ、ノンファーム型接続が効果的な系統の判断基準を整理する必要があるか	

(参考) ノンファーム型接続の適用拡大の方向性

(出所) 大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会(第39回) 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会(第15回) 合同会議(2022年2月14日) 資料3 一部修正

- 再エネ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方策の1つとして、2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統において、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」の受付を開始した。**
- 今後、再エネ主力電源化に向けて、基幹系統より下位のローカル系統等についても、ノンファーム型接続の適用の仕方について検討を進めていく必要がある。
- ローカル系統への適用については、先行して一部で試行的に取り組んでいるが、今後、**2022年度末頃を目途にノンファーム型接続の受付を順次開始することを目指して検討を進めている。**
- また、配電系統への適用については、当面、2020年度から行っている、分散型エネルギーリソース(DER)を活用したNEDOプロジェクトを進め、その結果を踏まえつつ、配電系統(高圧以下)への適用範囲の拡大を検討していく。

<ノンファーム型接続の適用等のスケジュール>

	2021年	2022年	2023年	2024年
基幹系統	▼ 2021年1月：空き容量の無い基幹系統に適用	▼ 2022年4月：受電電圧が基幹系統の電圧階級の電源に対し、ノンファーム型接続を適用		
ローカル系統	▼ 2021年4月：東電PGエリアでの試行適用		▼ 2023年3月頃(2022年度末頃)ローカル系統に適用*	
配電系統	<FS調査> ユースケース・要件検討等 方向性の取りまとめ シミュレーション・実施フロー検証・小規模実証等			

* ローカル系統への適用範囲等は、NEDO実証(東電PGエリアでの試行適用)を踏まえ別途検討する予定。

ローカル系統へのノンファーム型接続適用の方向性（論点①）

- ローカル系統へのノンファーム型接続適用の検討に当たっては、ローカル系統は基幹系統と異なる特徴（電源構成・系統構成、調整電源の数、設備数など）を有している点を踏まえる必要がある。
- このため、ローカル系統へのノンファーム型接続適用の在り方については、現在NEDO事業において東京電力パワーグリッドが一部地域で実施中の試行適用での知見を踏まえつつ、検討していくこととしてはどうか。
- また、適用系統、適用電源、制御対象、出力制御方法等については、基幹系統とローカル系統の特徴を踏まえつつ、技術的な評価が必要である。
- このため、電力広域機関において適用系統などの技術的検討を行い、本年秋頃を目途に、本委員会にてその検討結果を審議の上で、ローカル系統へのノンファーム型接続適用の方向性及び受付開始スケジュール等を公表することとしてはどうか。

(参考) 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」

ローカルノンファーム潮流検証系統

NEDO事業
「日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」
第3回検討委員会(2021.9.6)

- 本年4月より、東京エリアにおいてローカルノンファーム試行運用開始。
- 本システム運開後、スムーズに運用開始できるよう、ローカルノンファーム試行運用線路にて、送電線潮流検証予定。
- まずは、**群馬エリアの3系統において、シミュレーションによる潮流検証実施。**
- **2023年度においては、C&Mシステムを用いたフィールド実証試験を実施予定。**

東京PG プレス抜粋

TEPCO

2021年3月12日 大量導入小委資料抜粋

Press Release

ローカル系統におけるノンファーム型接続の「試行的な取り組み」の適用について

2021年3月15日

東京電力パワーグリッド株式会社

2021年3月12日、資源エネルギー庁にて行われた「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27回)」で、当社がローカル系統^{※1}において、NEDOプロジェクトの一環^{※2}として試行的に「ノンファーム型接続^{※3}」の適用を開始することが整理されました。

上記の整理に基づき、当社は増強規模が大きい下記のローカル系統に対して、試行的にノンファーム型接続を適用します。

154kV (6系統)	群馬幹線(金井～群馬)(群馬県北部)、水上線(金井～小松)(群馬県北部)、奥秩父線(群馬県南部・群馬県西部・埼玉県西部)、栃那線(栃木県北部)、下滝線(栃木県北部)、猪苗代新幹線(栃木県東部)
66kV (4系統)	榛名線(群馬県西部)、片品川線(金井側)(群馬県中部)、泉沢線(群馬県中部)、松崎線(静岡県南部)

なお、適用開始は2021年4月1日(特別高圧・高圧)ならびに2021年5月1日(低圧)を予定しておりますが、対象のエリアなどの詳細は、試行適用に係る説明資料(2021年4月1日当社HP掲載予定)にて改めてお知らせします。

2. 電源の効率的な導入拡大が困難なローカル系統

- 想定潮流が運用容量(N-1電制適用後)を超過する設備の中から、試行的に、増強規模が大きいローカル系統を抽出(以下「対象10系統」と言う)

No	地域	電圧・送電線名	増強規模		
			対策内容	概算工期	概算工事費
1	群馬	154kV群馬幹線(金井～群馬)	鉄塔建替 20km	15年	130億円
2	群馬	154kV水上線(金井～小松)	鉄塔建替 8km	10年	30億円
3	埼玉	154kV奥秩父線	鉄塔建替 29km	19年	80億円
4	栃木	154kV栃那線	鉄塔建替 10km	10年	70億円
5	栃木	154kV下滝線	鉄塔建替 30km	15年	140億円
6	栃木	154kV猪苗代新幹線	鉄塔建替 6km	10年	41億円
7	群馬	66kV榛名線	鉄塔建替 19km	10年	60億円
8	群馬	66kV片品川線(金井側)	鉄塔建替 8km	10年	25億円
9	群馬	66kV泉沢線	鉄塔建替 5km	10年	18億円
10	静岡	66kV松崎線	鉄塔建替 14km	15年	280億円

フィールド実証実施予定

机上での潮流検証実施

(参考) 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」

システム開発および既設システム改修の進捗

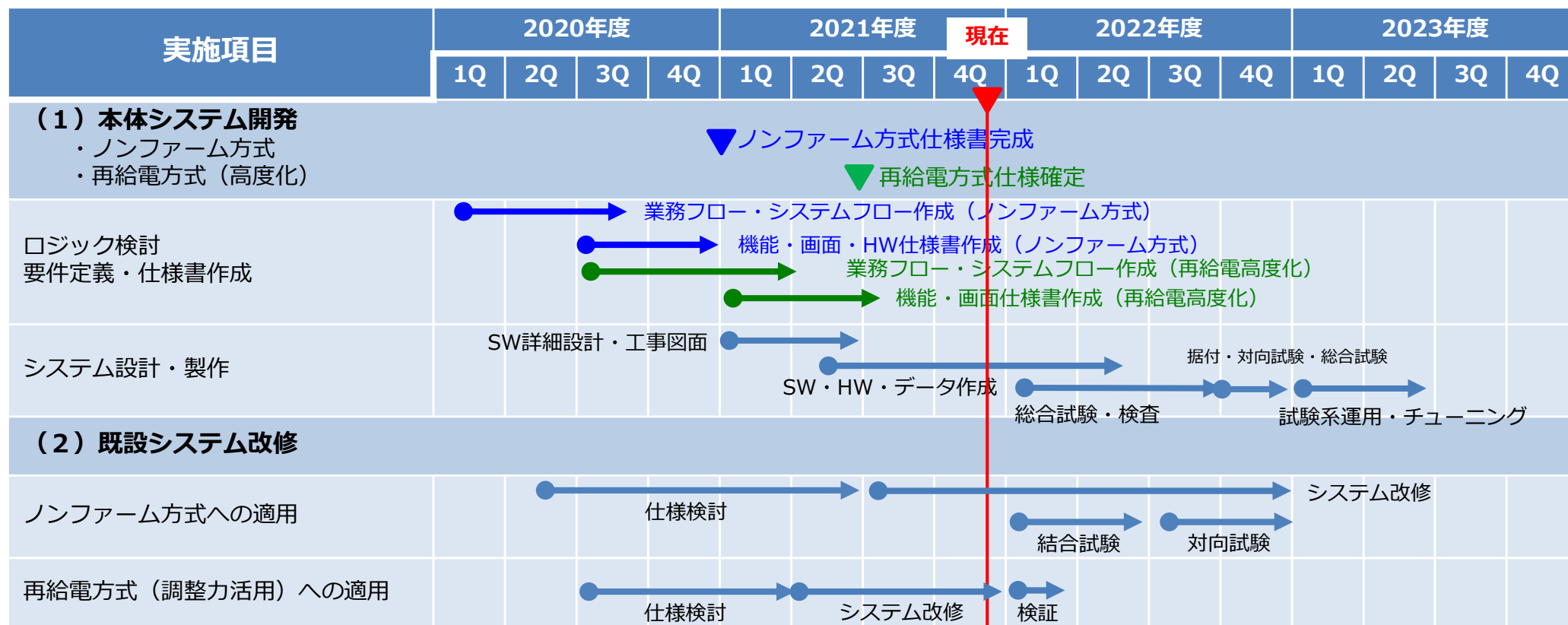
NEDO事業
「日本版コネク&マネージを実現する制御システムの開発」
第4回検討委員会(2022.3.9)

本体システム開発

- システム製作工程に移行しており、順調に進捗。
- 機能仕様書を確定し、電力各社に共有。

既設システム改修

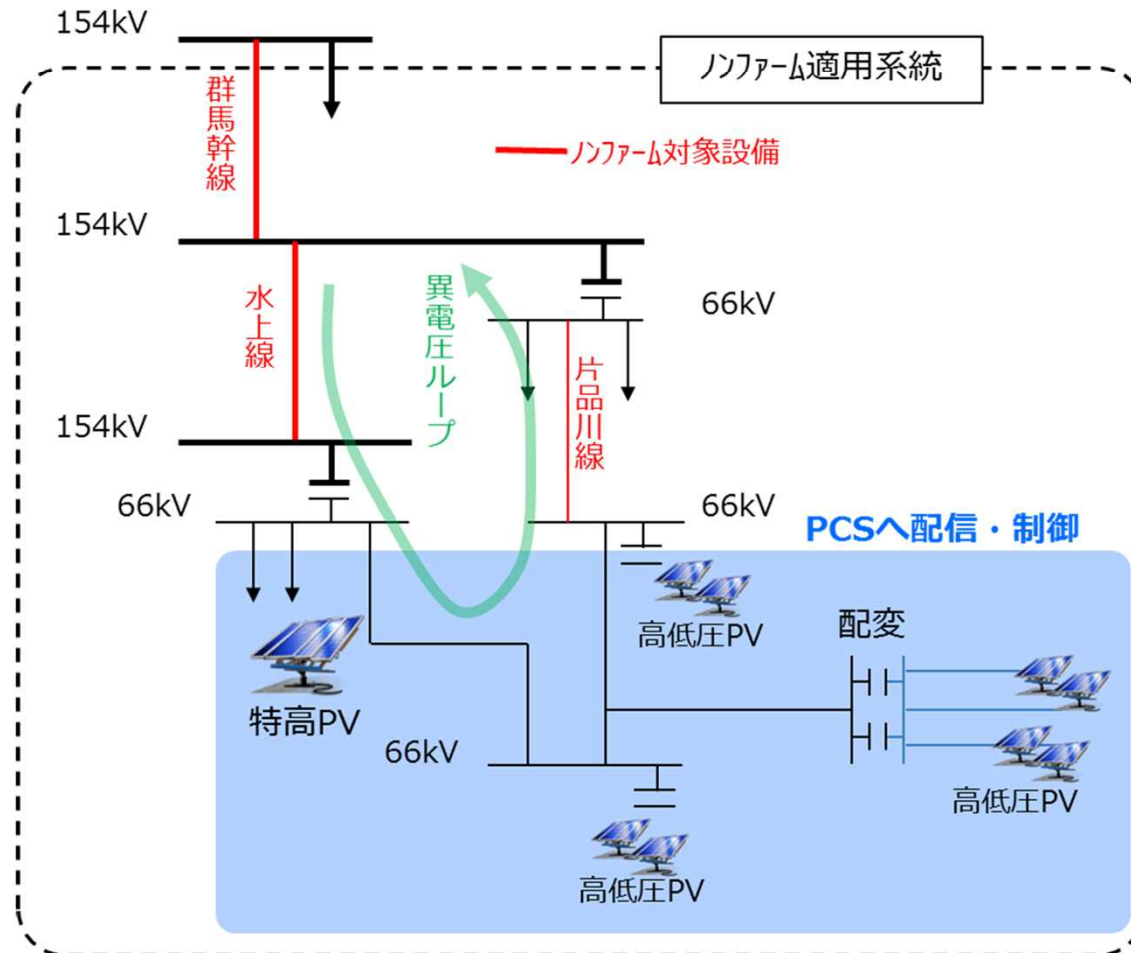
- 託送システム以外はシステム改修工程に移行済み。
- 託送システムは、2022年4月よりシステム改修工程に移行予定。



今回シミュレーション検証したローカルノンファーム系統

NEDO事業
「日本版コネク&マネージを実現する制御システムの開発」
第3回検討委員会(2021.9.6)

- 複数のノンファーム設備が存在する154kV,66kVの異電圧ループ系統にて、まずは、シミュレーションによる検証を実施。
(154kV群馬幹線、154kV水上線、66kV片品川線)
- 2023年度においては、C&Mシステムを使用し、実機器制御まで含めたフィールド実証試験を実施予定。



左図系統への連系個所数

種類	個所数
水力	39
配電用変電所	22
PV	5
バイオ	1
需要家	17

※ 高低圧PVは配電用変電所の2次系に連系

(参考) 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」

シミュレーションによる想定潮流検証結果

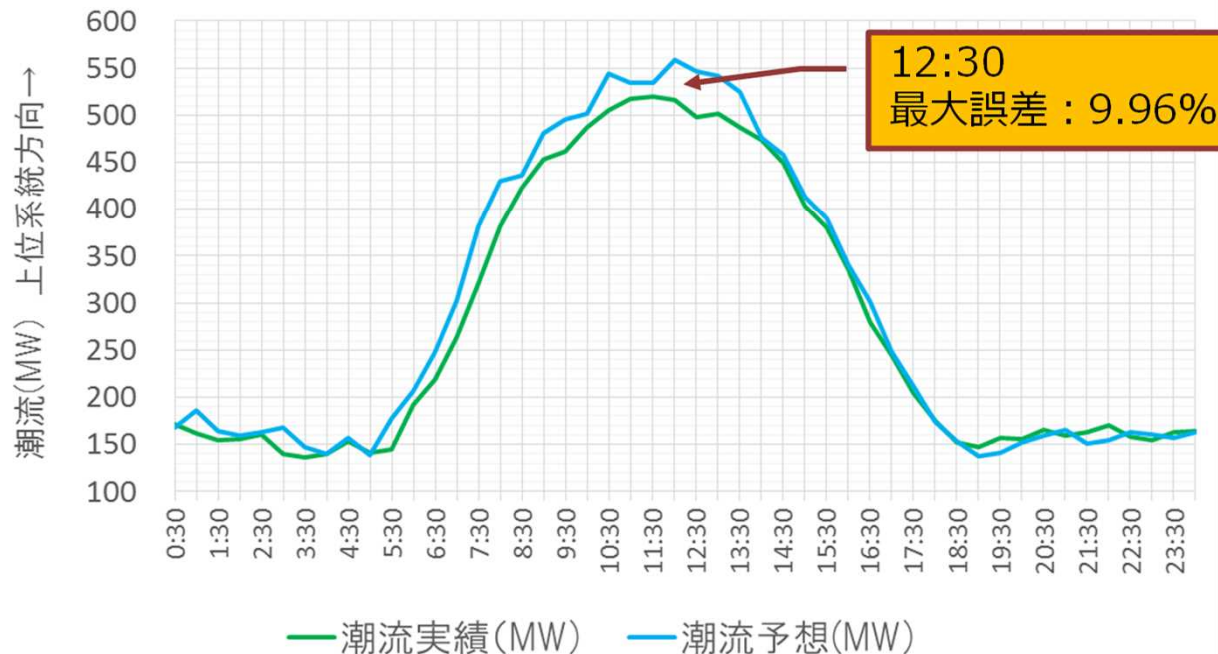
NEDO事業
「日本版コネクト&マネージを実現する制御システムの開発」
第3回検討委員会(2021.9.6)

- P Vが高出力となりアップ潮流となるピーク時間帯における154kV群馬幹線系統の平均誤差は6%程度、最大誤差は10%程度。
 - ならし効果がないため、基幹系統よりは大きな誤差となったが想定範囲内。
- ※ ピーク時間帯:10:00~14:00

潮流

154kV群馬幹線1,2L合計値

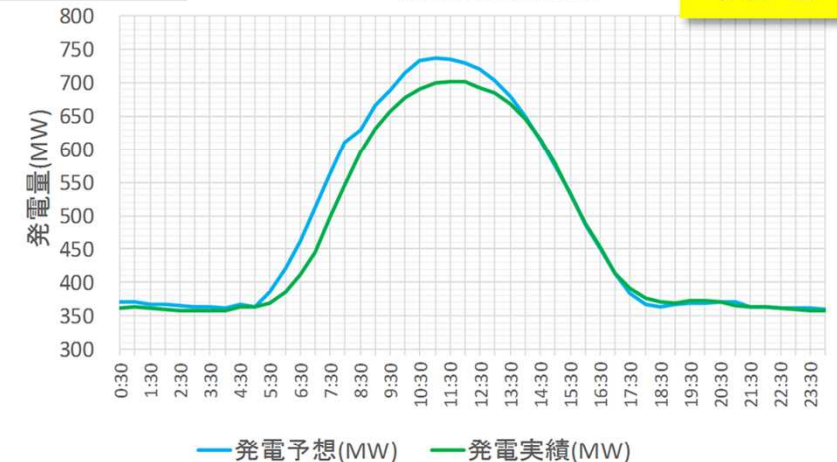
潮流想定と実績(154kV群馬幹線山線エリア)



発電

2021/5/4 火曜日

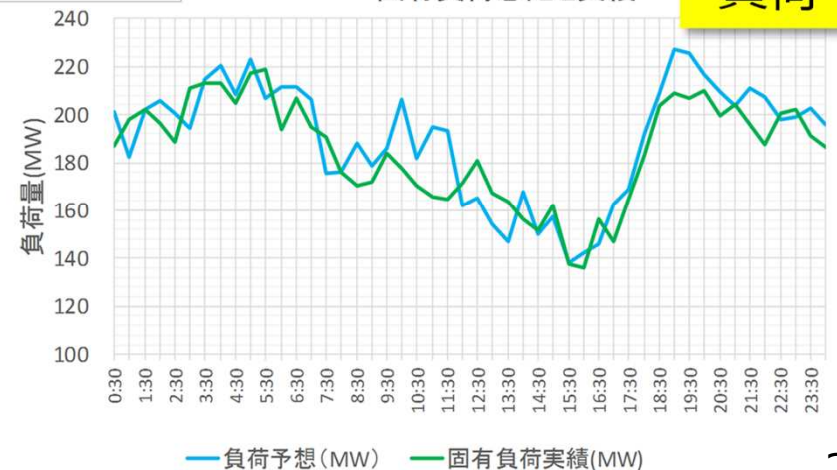
発電想定と実績



負荷

2021/5/4 火曜日

固有負荷想定と実績

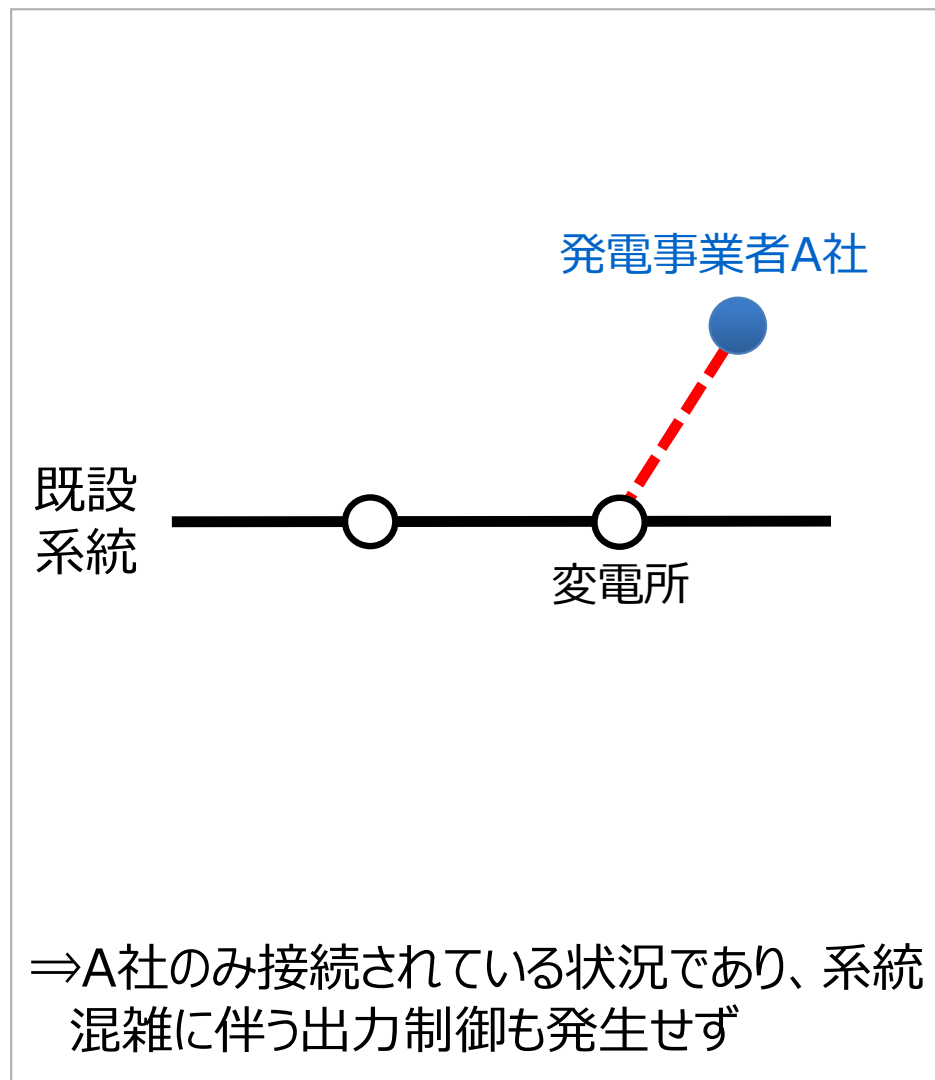


ローカル系統へのノンファーム型接続の増強スキームの方向性（論点②）

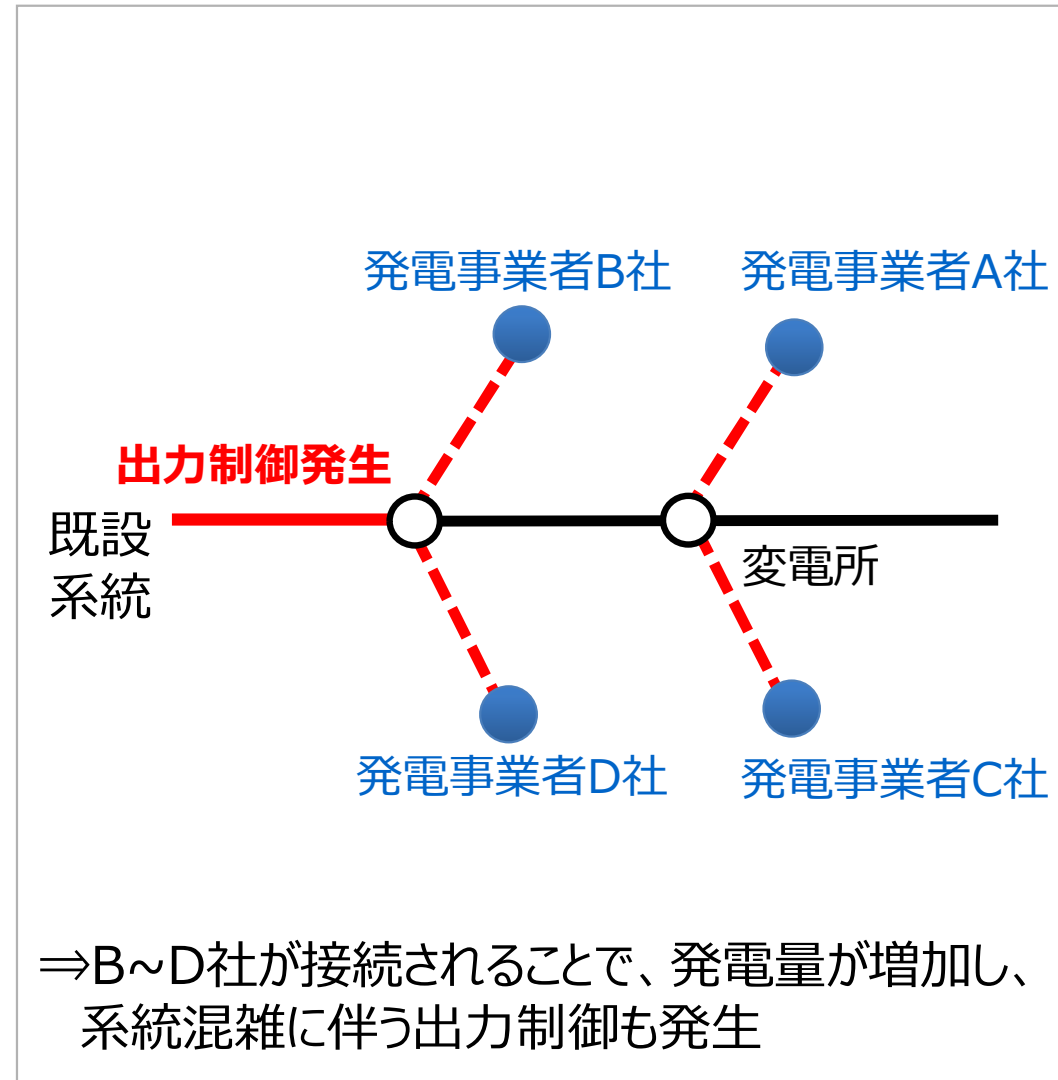
- 2022年度末以降予定の混雑を前提としたローカル系統の受付開始以降、基本的に基幹系統～ローカル系統にかけては、系統接続にあたり系統増強は必須ではなくなる。
※ただし、混雑を前提としない配電用変圧器や配電設備は除く
- これにより、これまでローカル系統において、系統増強が必要な場合に実施していた電源接続案件一括検討プロセスは不要となり、今後はアクセス線整備など、系統アクセスに特化した個別の接続検討などを経て電源を接続していくことになり、電源連系拡大の迅速化などが期待されるところ。
- 別途ノンファーム型接続実現に向けた環境整備は必要であるものの、今後ローカル系統においては、再エネ電源の連系拡大の迅速化もあり、比較的早期に系統混雑が生じることも予想され、再エネ電源の出力制御量が徐々に増加していく可能性がある。
- こうした状況変化を踏まえ、既存の一括検討プロセスのような近隣の事業者を募って増強を検討する方法など、既設系統の増強や系統の新設について、実施方法、費用負担などの観点を含めて、2024年度以降のローカル系統へのノンファーム型接続の運用開始までに、増強方法等のあり方を検討していくこととしてはどうか。

(参考) 論点②における増強方法の検討が必要となるケース例

(レベニューキャップ規制期間当初予定)



(レベニューキャップ規制期間中の変化)



<検討課題例>

- ・ 増強の必要性、増強を行う場合の判断のタイミング、費用負担のあり方 など

(参考) 諸外国TSO/DSOにおける系統増強の判断主体・規律等

		日本	ドイツ	英国	アイルランド
日本の 基幹系 系統相当	判断の主体	電力広域機関	TSO4社とBNetzA	National Grid	EirGrid
	判断の方法	マスタープランにて費用便益評価を実施（策定プロセスの中で国も関与）	毎年BNetzAによって示されるシナリオフレームワークに基づき、TSO4社共同で策定	TSOは毎年、利害関係者向けのコンサルテーションプロセスを実施し、それを踏まえて計画の修正案を策定	TSOは少なくとも毎年計画を改定して委員会に提出
	規律	経産大臣に計画を届出する法の要件に適合しないと認めるときは変更を命ずることができる	TSO4社共同で策定し、BNetzAに提出する。BNetzAはEnGWの法の要件への適合について確認し、変更を要求可能	GEMA(ofgem)による計画承認GEMA(ofgem)は計画の修正指示が可能	CER(規制局)による計画承認 CERは計画の修正指示が可能
	費用負担	マスプラに基づくものは一般負担	シャロー方式（一般負担）	シャロー方式（一般負担）	シャロー方式（一般負担）
日本の ローカル 系統相当	判断の主体	一般送配電事業者	DSO	DNO	DSO
	判断の方法	接続申込み等に応じて、一括検討プロセスの開始判断等を行う	接続申込に応じて増強で対応	33kV/11kV系統については費用便益評価（CBA）の結果、ANM等のオプションより便益が上回る場合は増強 11kV未満の系統については接続申込に応じて増強	38kV 以下の系統については設備容量100%を超えた場合には増強 500kW未満の電源については随時順番に接続検討を実施
	規律	電力広域機関にて定められたプロセスに従って、一般送配電事業者はプロセスの状況等を公表	系統状況および増強計画を規制機関へ報告することが求められている。規制機関が更なる増強の必要性を判断した場合、DSOはそれに従い計画に反映する	DSOはOfgemに増強計画を提出している可能性はあるが、個別の承認は行っていない（CBAツールの仕様策定はOfgemが行う）	エネルギー規制委員会が計画の内容を承認する
	費用負担	一般負担と特定負担（発電者の受益の範囲に応じ特定負担）	シャロー方式（一般負担）	セミシャロー方式（1つ上位の電圧までの増強費用は特定負担。1つ上位の電圧より上位系統の増強費用はDUoS料金により一般負担）	ディープ方式（特定負担）系統接続に必要な電源線、既存系統の増強費用をすべて発電事業者が負担

※日本及び各国の現行ルールを記載。

〔出所〕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35回）基本政策分科会 再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第13回）合同会議 資料2（2021年9月）