

電力ネットワークの次世代化（事務局資料）

増強・接続・情報提供の高度化に向けた取組

2021年3月12日

資源エネルギー庁

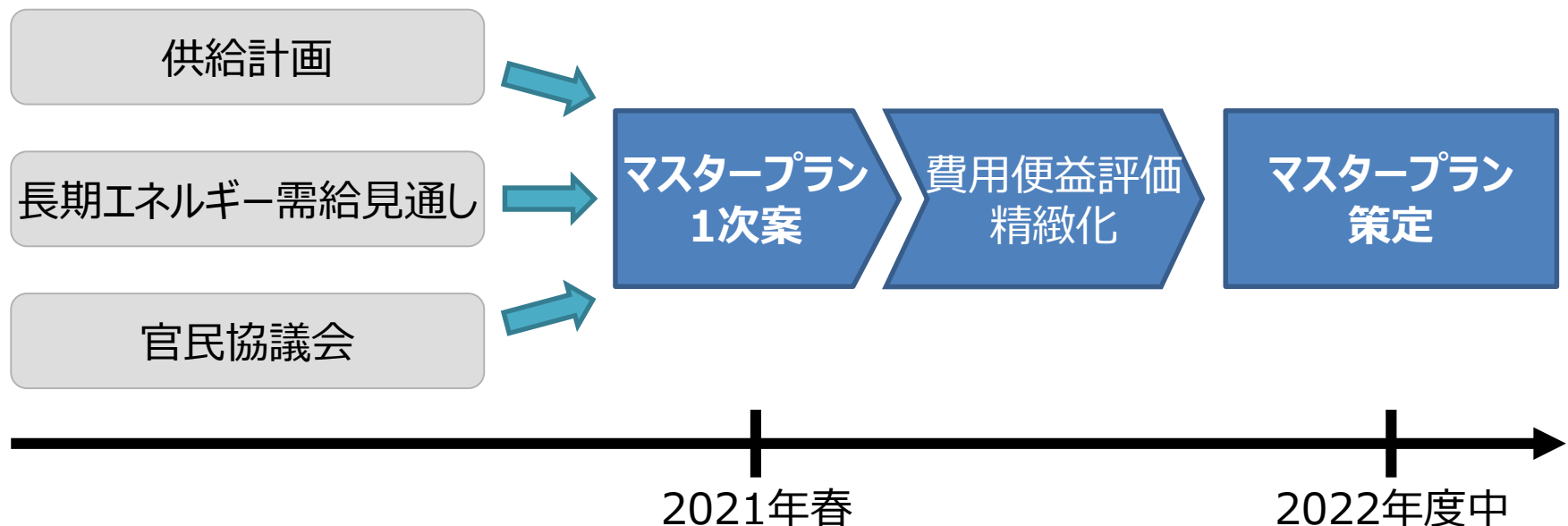
- (1) 電源設置把握による増強判断の高度化
- (2) 系統情報の公開・開示の在り方
- (3) ノンファーム型接続とダイナミックレーティング

本日の概要

- 電力広域機関において検討が進められているマスタープランに基づく基幹系統の増強や、一般送配電事業者による主体的なローカル系統の増強を適切に進める上で、**再エネ等の電源の設置に関する見込みを適切に把握することが重要**となる。
- このため、本委員会においては、系統の増強判断に用いる**今後の電源の設置に関する見込みとして、規模や立地などを適切に把握する方法について御議論いただく。**

マスタープランに基づく基幹システムの増強

- 電力広域機関において検討が進められているマスタープランは、従来の電源からの要請の都度増強を行うプル型ではなく、**再エネ等の電源ポテンシャルを考慮し、計画的に増強を行う**プッシュ型の系統増強スキームを目指している。
- 今春に公表される1次案では、2015年策定の長期エネルギー需給見通しや一般送配電事業者等の供給計画のほか、洋上風力については官民協議会の目標値を参考にした電源構成をベースシナリオとし、系統増強の検討が行われている。
- 1次案の公表後は、エネルギー基本計画に係る議論を踏まえ、さらに詳細なシナリオ分析による精緻化等を行い、マスタープランの策定を行う予定である。



(参考) マスタープラン1次案における諸元設定

- 1次案においては、現時点において国として掲げた再エネ目標・見通しの達成を盤石にすることが重要である。このため、再エネの設定については以下を採用し、参考として感度分析をしてはどうか。
 - バイオマス・地熱・水力については、現行の2030年度エネルギーミックスの水準を採用
 - 太陽光と陸上風力については、最新の供給計画における10年後の想定値が、既にエネルギーミックスの水準を超過していることから、この値を採用
 - 洋上風力については、官民協議会で今後議論される目標値を採用
- また、需要・火力・原子力といったその他の設定については、現行の2030年度エネルギーミックス（電力のkWh構成）の値を基本として、既存もしくは既に想定されている新設の設備を前提として、以下のような早期にシミュレーション可能な設定をすることとして、まずは電力広域機関において1次案を策定し、本委員会に報告してはどうか。

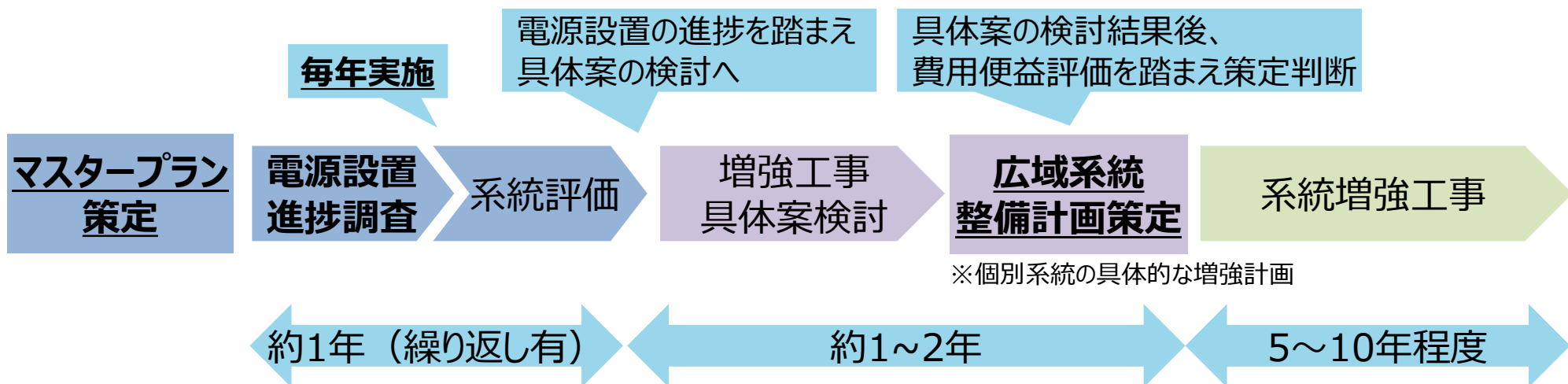
＜ベースシナリオの諸元＞

需要	● 2019年需要実績をエネルギーミックス水準に補正
再エネ	● 基本的に2030年度エネルギーミックス、供給計画のうち大きいものを設定 ● 洋上風力は、官民協議会の議論を踏まえた目標値を設定
火力	● エネルギーミックス水準を初期値として設定 (火力の比率は、再エネの増加によってエネルギーミックス水準より減少することとなる)
原子力	● 2030年度エネルギーミックス水準に設定
燃料費・CO2対策費等	● 2030年度エネルギーミックスにおける採用方法と同様に設定 ● 蓄電設備は揚水のみを設定

マスタープランに基づく基幹系統増強に着手するタイミングと系統評価

- マスタープランに基づいて実際に個別の系統増強に着手するタイミングは、電源設置の進捗や見込みなどを踏まえ、毎年、費用便益分析による評価を実施し、便益が費用を上回る蓋然性が大きい状況等であることを確認したタイミングとされている。
- このため、電源設置の今後の見込みを如何に把握するかが、系統増強を適切なタイミングで着手するために重要となる。
- なお、1次案により増強方針が打ち出された後、個別系統の具体的な詳細計画（広域系統整備計画）を策定するためには、追加で一定の期間は必要となることから、増強着手の判断がなされる前にも、詳細計画の策定を進める予定である。

<マスタープラン策定から実際に増強工事が行われるまでの流れ>



（参考）マスタープランに基づく増強判断方法

- 2017年に電力広域機関が策定した広域系統長期方針において、**送電ネットワークの形成を効率的に行うため、社会的便益を総合的に評価する費用便益評価により増強判断を行う考え方が盛り込まれ、東北東京間連系線や新々北本連系設備の増強判断に際し、費用便益評価が行われたところ。**
- 8月に行われた本小委員会においては、今後は、再エネの大量導入等に向けて更に効率的に送電ネットワークの形成を行うため、地域間連系線に加えて各エリア内の基幹系統についても、これまで実施してきた募集プロセス等ではなく、**費用便益評価に基づき、その増強方針をマスタープランとして策定していくこととされた。**
- その上で、想定した電源設置が実際には行われないうことで無駄な増強とならないよう、増強が望ましいと判断された**送電線の増強に着手するタイミングについては、増強判断の前提となった電源設置に係る進捗を踏まえて、毎年、費用便益評価による評価を実施して、費用便益がある蓋然性が高い状況等となったことを確認したタイミング**とすることとされた。

電力広域機関「広域系統長期方針」2017年3月 抜粋

（2）費用対便益に基づく流通設備増強判断

これまで、連系する電源の設備容量に応じる等、確定論的な増強クライテリアにより投資判断を行ってきた。

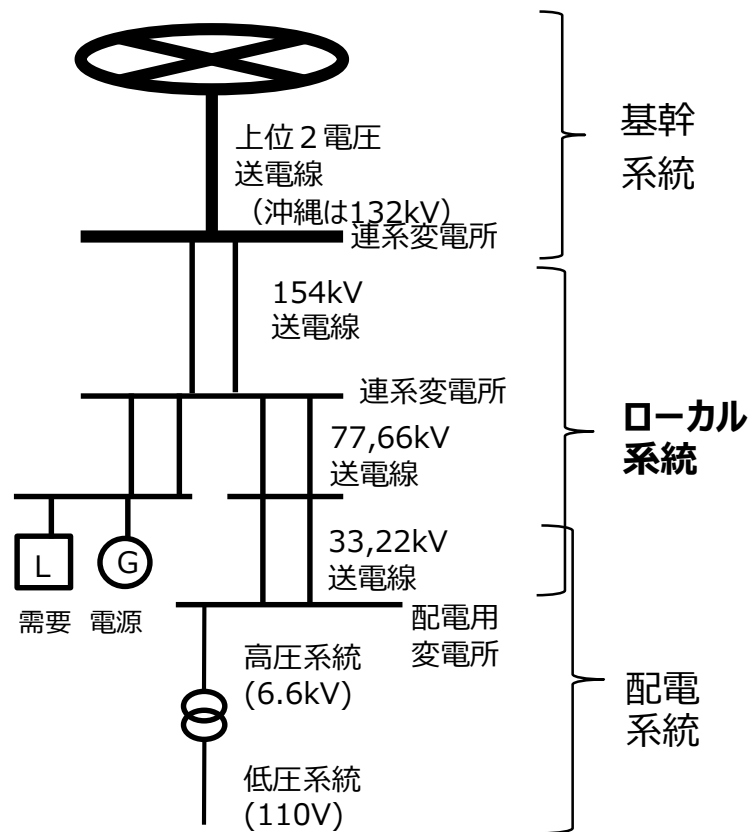
想定潮流の合理化、精度向上に取り組んだとしても、想定潮流が運用容量を上回るが見込まれる場合には、このクライテリアにより流通設備増強の要否を判断する必要がある。

今後、混雑発生を許容した電源連系を行う場合は、長期的な潮流シナリオに基づく確率論的な想定潮流により、設備増強に伴う年間総発電費用の低減効果、供給力や系統維持能力が向上することの価値等の社会的便益を総合的に評価した上で投資の合理性を判断するといった手法が考えられる。

ローカルシステムの増強規律

- ローカルシステムにおいては、足下は一括検討プロセスによる増強が進められるとともに、将来的には、利用ルールの見直しとの整合性を踏まえた規律に基づき、一般送配電事業者によるさらにプッシュ型での増強計画の策定が期待される。
- **ローカルシステムのプッシュ型での増強を適切に実施するためにも、基幹系統と同様に電源の今後の設置見込みを適切に把握することが重要**となる。

＜地内システムのイメージ＞



(参考) 電源接続案件一括検討プロセス

- 系統連系希望者が、発電設備等を送電系統に連系等するにあたり、一般送配電事業者に接続検討申込みを行った結果、送電系統の容量が不足し、増強工事が必要となる場合がある
- **一括検討プロセスとは、電源ポテンシャルを踏まえ、近隣の案件も含めた対策を立案し、そこでの連系等を希望する系統連系希望者で増強工事費を共同負担することにより、効率的な系統整備等を図ることを目的とする手続である**
- 一括検討プロセスは発電事業者の申込みによって開始が検討されるが、**一般送配電事業者によって電源ポテンシャルを見込めないと判断された場合は開始されず、発電事業者の単独増強となる**

電源設置の把握に向けた基本的な方向性

- 系統増強の判断には、定期的に電源ポテンシャルや電源設置の進捗を確認する必要があるが、系統の増強は長期に及ぶため、今後の再エネ等の導入拡大を適切に見込み、計画的に対応することが求められる。
- そこで、電源の開発状況を網羅的かつ早期に把握するスキームとして、事業者の供給計画や洋上風力の海域指定に加え、電力広域機関により将来の連系を検討している電源等の意向を調査する電源センサスを実施してはどうか。

<電源設置の把握方法>

● 電源センサス（案）：**今回の提案**

電力広域機関が、将来の連系を検討している電源（系統用蓄電池含む）の設置等の意向について、全国大で調査を行うことで、電源ポテンシャルを把握できるようになる

● 事業者の供給計画

電力広域機関への将来10年分の提出が義務づけられており、10年後の電源計画を把握できる

- 発電事業者（1万kW以上）：電源の新設（契約済み等の蓋然性が高いもの）、廃止等の計画を提出
- 一般送配電事業者：契約状況等により電源構成を提出

● 洋上風力の海域指定

促進区域の指定に向けた、既に一定の準備段階に進んでいる区域や有望な区域への整理状況から、洋上風力導入の進捗を把握できる

電源センサスの進め方と活用について

- 電源センサスはマスタープランの増強判断に大きな影響を及ぼすため、一定の蓋然性が見込まれる電源設置に関する情報が必要となる。そのため、対象の事業者や電源の範囲、そのほか将来の電源ポテンシャルを見通すために募る項目、地点の重複などについて整理が必要である。加えて、発電事業者の業務負担を軽減する視点も必要となる。
- その上で、スケジュールはできる限り早期に行うことを念頭に、マスタープラン1次案の公表後の2021年度秋頃の実施を目指し、電力広域機関において更なる詳細検討をすることとしてはどうか。
- また、電源センサスによって電力広域機関が収集した情報は、一般送配電事業者によるプッシュ型の増強にも寄与することから、一般送配電事業者に共有し、ローカル系統における一括検討プロセスの開始判断や、将来的に増強計画策定を行う際に活用してはどうか。
- なお、電力ネットワークを最大限活用し、再エネの大量導入を効率的に実施するためには、再エネのみならず水素発電含む火力や系統用蓄電池などの立地誘導が適切に行われる環境整備が重要とも考えられ、電源センサスの情報を活用して実態を把握しながら、どのような立地誘導のアプローチが必要かなどについて今後検討してはどうか。

- (1) 電源設置把握による増強判断の高度化
- (2) 系統情報の公開・開示の在り方
- (3) ノンファーム型接続とダイナミックレーティング

本日の御議論

- 先般の需給ひっ迫への対応において、情報公開・開示の重要性が再認識され、電力ガス基本政策小委員会などにおいて、需給ひっ迫の文脈での議論が行われている。
- また、情報公開・開示の在り方については、本小委員会や系統ワーキンググループなどにおいて、さまざまな御意見をいただいているところ、他審議会とも連携しながら、主に再エネの大量導入に向けた文脈における系統情報の公開・開示の在り方について、本日は、以下の5つの項目について御議論いただきたい。

①需給情報の公開について

②個別電源情報の開示請求の目的拡大について

③需給制約による出力制御検証時の個別電源情報の取扱いについて

④ノンファーム型接続等に係る情報公開について

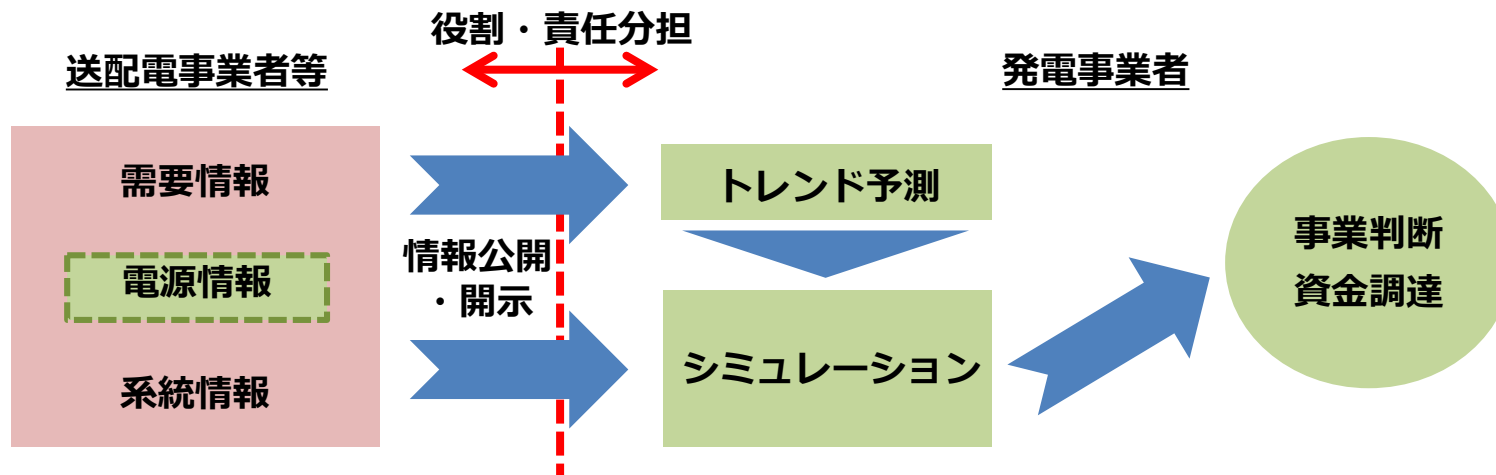
④－ 1 : ノンファーム型接続の進捗確認・運用のための情報公開

④－ 2 : 系統容量制約による出力制御の見通し提示・検証

（参考）電源や系統の情報公開・開示の在り方の進め方

- 出力制御の予見可能性を高め、電源の適切な立地誘導を行うためには、電源や系統に関する情報の公開・開示が重要である。
- このため、2019年4月に「系統情報の公表の考え方（系統情報ガイドライン）」を改訂し、出力制御量を各発電事業者自らが分析・シミュレーションできるようにしており、154kV級のローカル系統については、一定の情報公開・開示が既に行われている。
- 他方、小規模事業者は自らシミュレーションを行うことに限界があり、別途、市場の透明性の向上等の観点から需給データのビジュアル化に対する要望も強いことから、電源や系統の情報公開・開示の在り方については、他の審議会とも連携して検討を進めていく。

＜情報公開・開示の基本的な考え方＞



(参考) 系統ワーキンググループにおける情報公開に関する御意見

<2020年12月11日 第28回 系統WG>

- ✓ 情報の公開については、他の委員会で決まっている制約があるのは間違いない。ただし、恒常的に情報を出すことで発生する経営上の問題と、出力制御がされた時に情報を出すことでは意味合いがかなり違うことを認識する必要がある。情報の公開について、事前の算定見通しでの情報公開も重要だが、実際に出力抑制が起こった際にどの電源がどう動いていたかという事後的な情報公開もとても重要。それにより、事前の想定とどう違うかが明らかになると思う。
- ✓ 恒常的に情報を出すのであれば、卸価格と稼働状況をリンクさせるとコストの情報がかなり出てくることになるかもしれないが、出力制御されている局面で動かす電源についてどのような経営情報が明らかになるか。あるいは、FIT で買われる電源は固定価格で売られているが、その稼働状況に何の経営情報が出てくるのか。一般論での情報公開による経営情報上の制約とはかなり異なるということを認識する必要。出力制御が起こるような状況、典型的に卸価格が0.01 円になっているような局面で、本当に問題があるのかということを考えなければならない。

① 需給情報の公開について

- 需給に関する情報は、系統情報の公表の考え方（以下「系統情報GL」という。）において、2011年の東日本大震災後の電力需給ひっ迫などを踏まえ、エリアの需給実績情報を各一般送配電事業者と電力広域機関のウェブサイト上にて公開することとしている。
- これは、再エネの導入や活用の状況を分析・広報する上でも重要であるが、データ公開の1時間毎の値を数字のみの形式で1ヶ月毎の更新が現在行われており、欧州のように、よりリアルタイムでのビジュアル化したデータ公開などへの要望がある。
- このため、**可能な限りリアルタイムに近く、取引単位である30分値で電源別に、欧州のようにグラフ・表といったビジュアル化して公開・提供する方針で見直しを実施してはどうか**。なお、ビジュアル化に時間がかかるとすれば、リアルタイムの数値データ公開を先に行うなどの進め方を検討してはどうか。
- なお、新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）における目標設定の議論においても、サービスレベルの向上やデジタル化の項目として、発電電力量の提供等については、取り上げられている。

(参考) 系統情報GLにおける需給関連情報の整理

③ 需給状況に関する情報

(略)

これを踏まえ、一般送配電事業者各社においていわゆる「でんき予報」の中で、エリア需給に関する以下の情報についてウェブサイト上に掲載されている。加えて、電力広域的運営推進機関においても需給情報の公表を行っていくことが重要である。

<でんき予報で公表している情報>

a) 翌日予報

- ピーク時供給力
- 予想最大需要
- ピーク時予備率・使用率 等

b) 当日予報・実績

- ピーク時供給力
- 予想最大需要
- ピーク時予備率・使用率
- リアルタイム需要実績（5分間値、1時間値） 等

このようなリアルタイム需給情報の公開は、ひとえに需給の観点だけではなく、今後、電力システム改革を進め、一般送配電事業者の中立性、公平性を徹底する観点からも非常に重要である。

また、需給実績情報の公開は、再生可能エネルギーの出力抑制に関する情報の公平性を高めるため非常に重要であり、このような観点から、一般送配電事業者は、各社のウェブサイト上において、エリア需給実績に関する以下の情報について公表を行うものとする。

<エリアの需給実績情報>

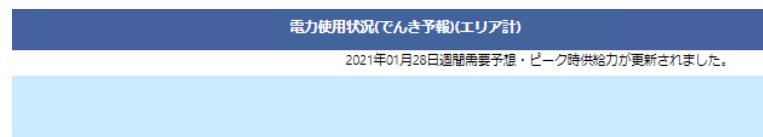
a) エリアの需要実績（1時間値）

b) エリアの供給実績（電源種別、1時間値）

(以下略)

(参考) 電力広域機関が公開している需給関連情報

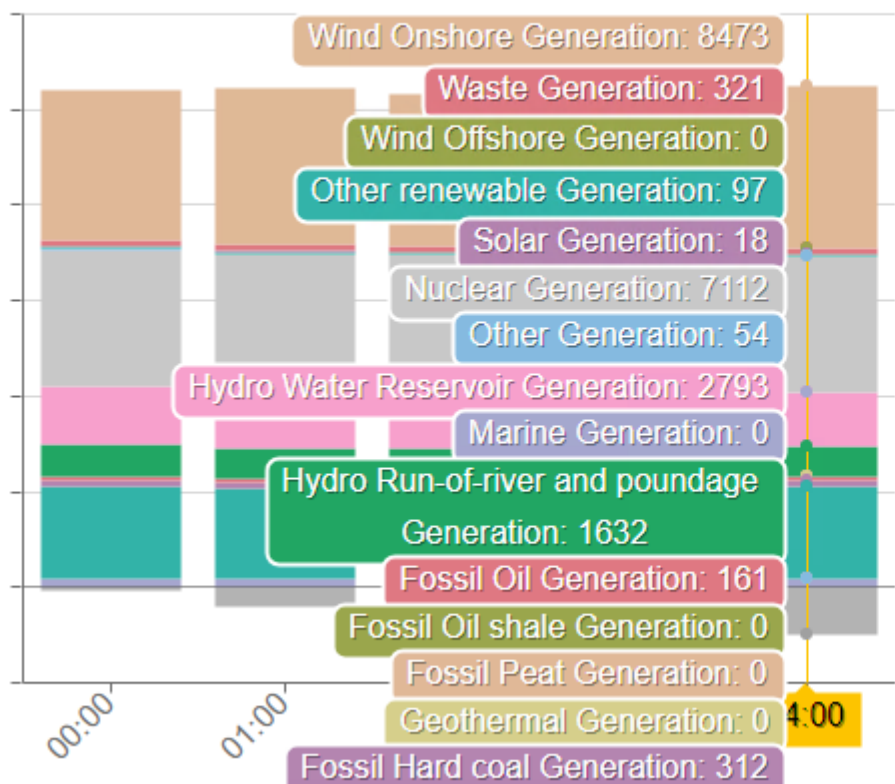
検索結果							
エリア	最小総需要予想 (MW)		最大総需要予想 (MW)		最大供給力予想 (MW)	予想使用率 (%)	予想予備率 (%)
北海道	23:00	4,140	18:00	4,821	5,754	83.8	19.4
東北	01:00	9,812	10:00	12,600	14,885	84.6	18.1
東京	03:00	28,384	18:00	48,930	54,876	89.2	12.2
中部	02:00	14,533	10:00	20,925	22,793	91.8	8.9
北陸	01:00	3,598	10:00	4,438	5,039	88.1	13.5
関西	02:00	14,398	10:00	21,140	23,941	88.3	13.2
中国	01:00	6,630	09:00	9,113	10,298	88.5	13.0
四国	01:00	2,866	09:00	4,123	4,582	90.0	11.1
九州	01:00	8,850	19:00	12,300	13,667	90.0	11.1
9エリア計	02:00	94,476	18:00	133,555	151,675	88.1	13.6
沖縄	02:00	638	19:00	903	1,355	66.6	50.1
10エリア計	02:00	95,114	18:00	134,426	153,113	87.8	13.9



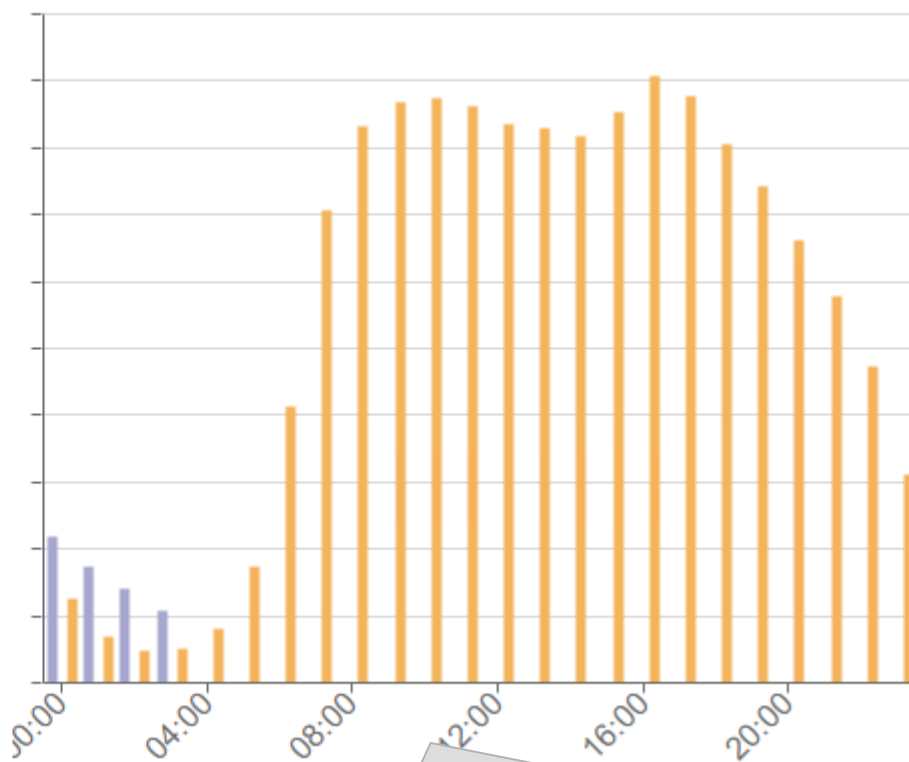
(参考) ENTSO-E 透明化プラットフォームで公開されている需給関連情報 (一部)

- 欧州ENTSO-Eの透明化プラットフォーム (Transparency Platform) では、各国や入札エリア毎に需給関連情報として以下の情報をHPにて公表している。
 - ① 発電実績(発電種別) [MW/市場時間単位]
 - ② 総負荷実績/総負荷予測(前日時点) [MW/市場時間単位]

Actual Generation per Production Type - Spain



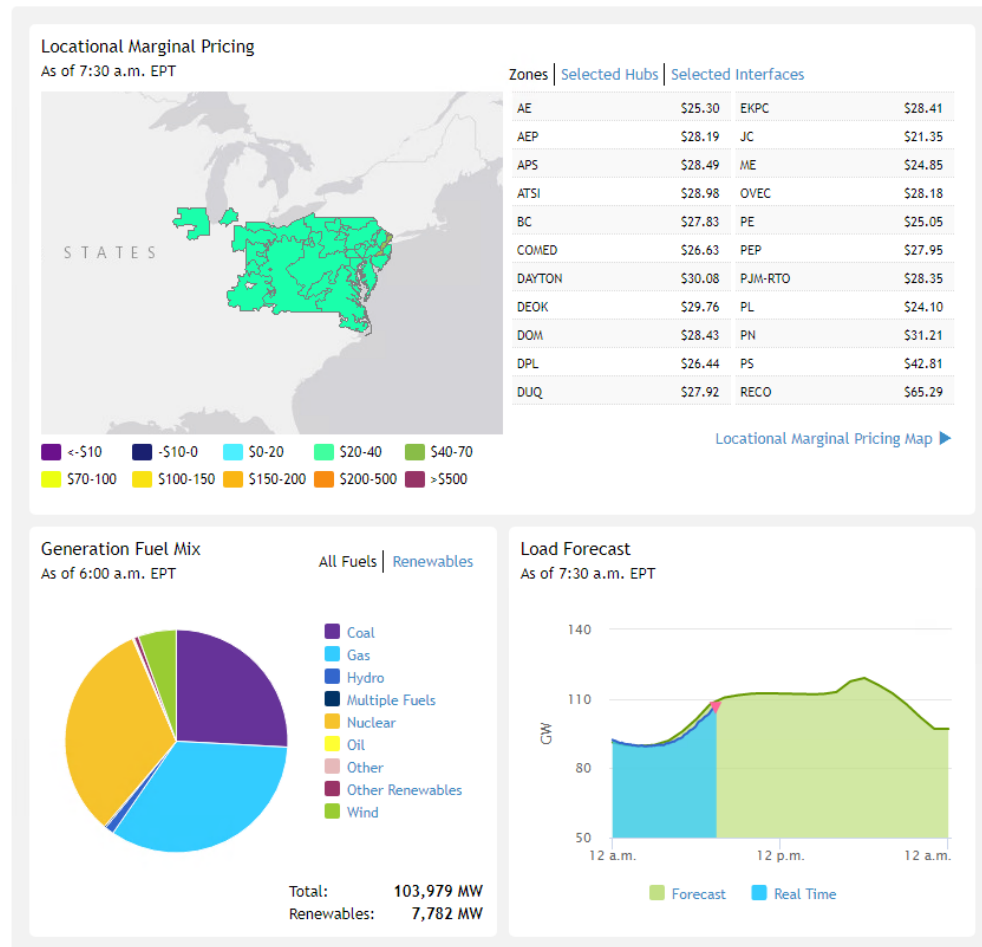
Total Load - Day Ahead / Actual - Norway



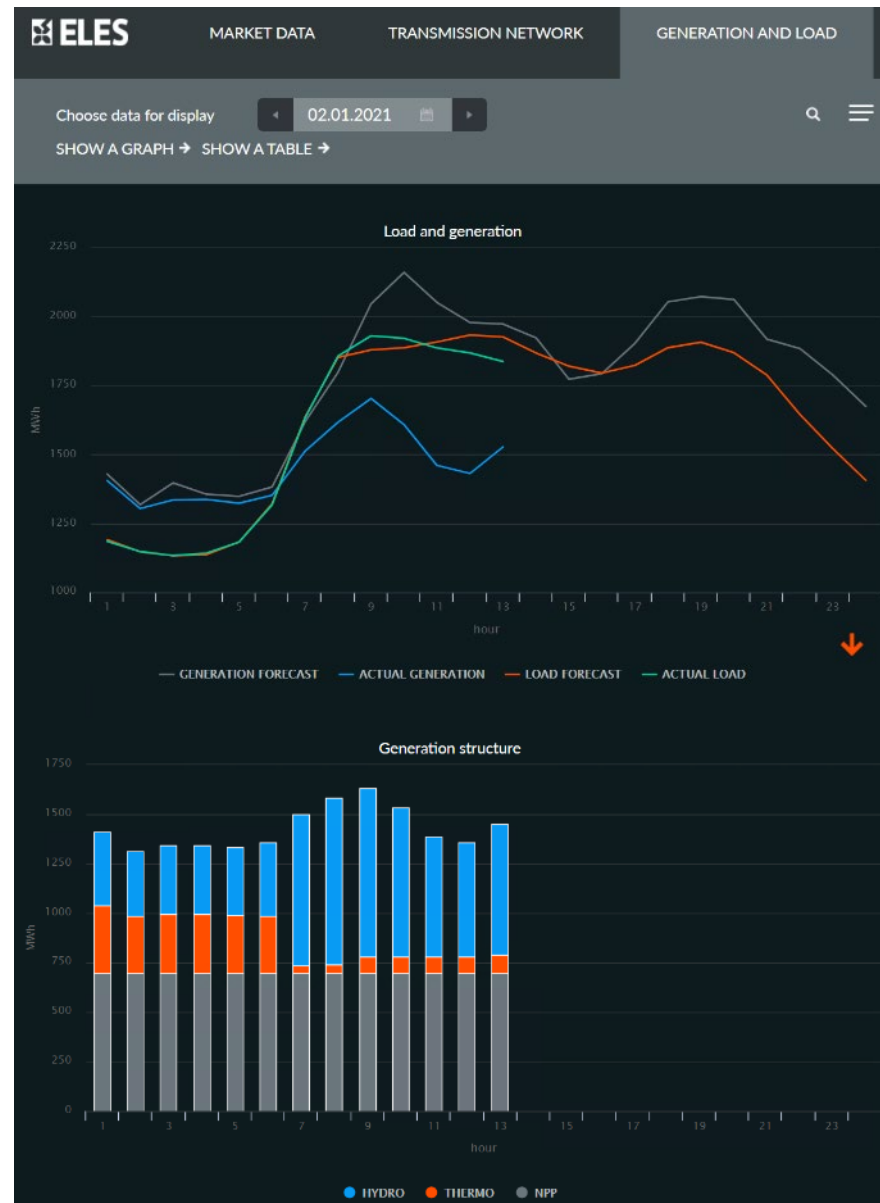
各入札ゾーンの市場時間単位毎のデータを表示

(参考) 欧米の一般送配電事業者による情報提供

Current Conditions



(出典) 米国PJM (<https://www.pjm.com/>)



(出典) スロベニア ELES
(<https://www.eles.si/en/load-and-generation>)

論点 1-④. 目標として設定する項目 (サービスレベルの向上)

- サービスレベルの向上については、一般送配電事業者が顧客及びステークホルダー志向のネットワークサービスのレベルをさらに向上させるように促すことが重要ではないか。そのためには、以下のような項目を設定してはどうか。目標の具体的な水準及びそれに対するインセンティブ等については今後、議論することとしたい。

具体的な項目 (例)

- ✓ 接続までに要した日数
- ✓ 誤算定、誤通知等の数
- ✓ 情報提供の質・透明性
- ✓ 情報アクセスの容易性
- ✓ 顧客満足度

※他分野との項目の重複もあり得る

サービスレベル向上分野における国等の議論 (例)

【電力レジリエンスワーキンググループ、持続可能な電力システム構築小委員会 (エネ庁)、制度設計専門会合 (電取委) 等】

- ・停電状況の迅速な把握・情報発信、国民生活の見通しの明確化
- ・社会的課題解決等のための電力データの活用
- ・発電電力量データの発電事業者等への提供

項目において、参考となる既存の方針、指標 (例)

- ・情報提供の質、透明性や情報アクセスの容易性について、方針を策定【系統情報公表の考え方、電気料金情報公開ガイドライン (エネ庁)、送配電等業務指針 (広域機関)、適正な電力取引についての指針 (公正取引委員会・経済産業省)】

論点 1-⑥. 目標として設定する項目 (デジタル化)

- デジタル化については、一般送配電事業者がAI、IoTなどのデジタル技術やアセットマネジメントシステムを活用した保安業務等の高度化を図る等の取り組みを促すことが重要ではないか。そのためには、以下のような項目を設定してはどうか。目標の具体的な水準及びそれに対するインセンティブ等については今後、議論することとしたい。

具体的な項目 (例)

- ✓ AI、IoTなどデジタル技術の活用
- ✓ 情報提供プラットフォーム構築に向けたシステム投資
- ✓ サイバー攻撃に対する対応
- ✓ 電力データ活用に資するシステム投資

※他分野との項目の重複もあり得る

デジタル化分野における国等の議論 (例)

【電力・ガス基本政策小委員会、次世代技術を活用した新たな電力プラットフォームの在り方研究会、産業サイバーセキュリティ研究会ワーキンググループ1 (電力サブワーキンググループ) (エネ庁) 等】

- ・中央給電指令所等のデジタル化
- ・電力業界のサイバーセキュリティ (制御系、情報系の安全確保)
- ・システム利用者への迅速かつ正確な情報提供プラットフォームの構築
- ・送配電事業の「データ産業化」
- ・送配電事業者による「データセンター等各種産業誘致」「EV化」支援

項目において、参考となる既存の方針、指標 (例)

- ・電気工作物の運転を管理する電子計算機に係るサイバーセキュリティの確保を目的に、ガイドラインを制定【電力制御システムセキュリティガイドライン、スマートメーターシステムセキュリティガイドライン (日本電気技術規格委員会)】

②個別電源情報の開示請求の目的拡大について

- 現状の系統情報GLにおいて、**個別電源に関する情報については、「出力制御量のシミュレーションに使用する」という目的を達成するため開示情報と整理**されており、過去の電源情報（※）の入手が可能である。
 （※）情報更新日から起算した3～14か月前の1年間が開示
- 日本においても欧州同様に、秘密保持契約を結ぶ開示ではなく、オープンな公開を一部実施してはどうかという意見もあるが、データの権利保護制度の違いにより、日本では欧州のようにオープンな公開データの権利が保護されていないという観点などから、発電事業者の競争上の不利益をもたらす可能性があるため、慎重な検討が必要とも考えられる。
- 他方、開示の目的を出力制御量のシミュレーションに限定せず拡大することは、データの権利制度の違いを考慮する必要も無いため、まずは**社会理解の増進に向け、再エネや需給ひっ迫等に関する分析を可能とするため、学術や公益的な目的においても、情報を開示できるようにしてはどうか。**

注 学術や公益的な目的においても、秘密保持契約を締結のうえ、利用者・利用目的を限定したうえの開示であり、研究成果等の公表により情報提供者へ損害を生じさせた場合の責は、公表した開示請求者が負うことに留意が必要。

日本での開示情報 (系統情報の公表の考え方)	欧州 (ENTSO-E Transparency Platform)		
	公開状況	条件等	根拠規程 *1
接続系統	公開*4	100MW以上の発電ユニット毎に、翌3年間の情報を登録	14.1.b
発電出力実績[MW] (発電所別・1時間毎)	公開	100MW以上の発電ユニット毎、運転終了後5日以内に登録	16.1.a
電源種	公開	100MW以上の発電ユニット毎、翌3年間の情報を登録	14.1.b
発電機単位の設備容量[MW]	公開	1MW以上のすべての発電ユニット、年単位で登録	14.1.a
発電機単位のLFC*2 幅[MW]	公開なし	-	記載なし
発電機単位のLFC変化速度[MW/min]	公開なし	-	記載なし
最低出力[MW]	公開なし	-	記載なし
発電所単位の運用制約*3	公開なし	-	記載なし
電源の新設・停止・廃止計画	一部公開	1市場単位時間から最大3年間継続予定の100 MW以上の発電設備の休止計画、計画決定後1時間以内に登録	15.1.a～15.1.d

*1 透明性規則(EU Regulation 2013/543) *2 負荷周波数調整 (Load Frequency Control) *3 燃料消費制約、地熱の蒸気井の減衰等による制約、海水温制約等 *4 欧州では地点を公開

(参考) 系統情報の公表の考え方での情報公開・開示の区分

分類	内容等
公開情報	一般送配電事業者各社が、ウェブサイト等において公開する系統情報
開示情報	一般送配電事業者各社が、開示請求者と秘密保持契約を結ぶこと等により、利用者・利用目的を限定した上で開示する系統情報
提示情報 (閲覧可能情報)	一般送配電事業者各社が、ネットワークサービスセンター等において閲覧可能とする系統情報
提示情報 (事前相談時提示情報)	一般送配電事業者各社が事前相談で提示する系統情報
提示情報 (接続検討後提示情報)	一般送配電事業者各社が接続検討結果において提示する系統情報

(出典) 系統情報の公表の考え方 (平成31年4月改定・資源エネルギー庁電力・ガス事業部) P4,5 より

(参考) 日本と欧州におけるデータの権利保護の違い

- 日本では、相手を特定・限定せずに無償で広く提供されているデータ（以下「オープンなデータ」という。）は、誰でも使うことができるものであるため、オープンなデータと同一の「限定提供データ」の取得・使用等については、不正競争防止法第3条（差止請求権）等の適用除外に該当し、また、「営業秘密」の三要件のひとつである非公知性を満たさないため、いずれの場合でも不正競争防止法上の保護を受けることが困難となる。
- 一方、欧州では、データベース保護指令にて、コンテンツ表示等について相当の投資がなされているデータベースの作成者に対して、再利用を妨げることができる独自の権利（sui generis）が付与されている。

○不正競争防止法 （定義）

第二条 この法律において「不正競争」とは、次に掲げるものをいう。

6 この法律において「営業秘密」とは、秘密として管理されている生産方法、販売方法その他の事業活動に有用な技術上又は営業上の情報であつて、公然と知られていないものをいう。

7 この法律において「限定提供データ」とは、業として特定の者に提供する情報として電磁的方法（電子的方法、磁気的方法その他の知覚によっては認識することができない方法をいう。次項において同じ。）により相当量蓄積され、及び管理されている技術上又は営業上の情報（秘密として管理されているものを除く。）をいう。

（適用除外等）

第十九条 第三条から第十五条まで、第二十一条（第二項第七号に係る部分を除く。）及び第二十二條の規定は、次の各号に掲げる不正競争の区分に応じて当該各号に定める行為については、適用しない。

一～七（略）

八 第二条第一項第十一号から第十六号までに掲げる不正競争

次のいずれかに掲げる行為

イ（略）

ロ その相当量蓄積されている情報が無償で公衆に利用可能となっている情報と同一の限定提供データを取得し、又はその取得した限定提供データを使用し、若しくは開示する行為

2. データベース保護指令

（1）指令の特徴

データベース保護指令は、著作権による保護と、独自の権利（sui generis）による保護の両方を定めている点が特徴である⁸⁴。欧州委員会がデータベース保護の必要性を指摘したのは1988年であった⁸⁵が、当時は著作権法のオリジナリティの基準に基づく保護がもっとも適切なアプローチであるとされていた⁸⁶。その後、1992年に欧州委員会から sui generis による保護を含む案⁸⁷が示され、1996年に最終案が採択されるに至っている。同指令は冒頭、データベースが各国の現行法によって十分に保護されておらず、このことがデータベースやデータベースを提供することに対して負の影響を与えているという認識を示している⁸⁸。

（2）具体的な規定の内容

具体的には、コンテンツの選択又は配列によって知的創作物を構成するデータベースを著作権の保護対象として明記し（同指令3条）、加えてコンテンツの入手、検証、表示について「相当の投資」がなされているデータベース（非電子的なものも含まれる）の作成者に対してデータベースの「実質的な部分」の抽出行為及び（又は）再利用を妨げることができる sui generis を付与している（同指令7条）。著作権による保護については、あくまで創作性を要求しており、著作権による保護のアプローチに際しては額に汗の理論を採用しないことを示

③ 需給制約による出力制御検証時の個別電源情報の取扱いについて

- 出力制御が適切に行われていたか検証することは、FIT電源の出力制御が無補償で行われうる場合においては特に、透明性確保の観点から重要となる。
- 需給制約によるFIT電源の出力制御については、当該エリアにおいて優先給電ルールによる出力制御が適切に行われていたか、電力広域機関による検証が行われており、電力広域機関のホームページにおいて、FIT電源以外の個別電源（ただし、非調整電源の火力・バイオマス電源は除く）の情報も含めて、多くの情報公開が実施されている。
- この点、出力制御検証結果にて公表対象となる個別電源情報の取扱いについては、系統情報GLで明記されていないが、今後、需給制約に係る出力制御エリアが広がる可能性も踏まえ、公表情報を統一化すべきと考えられる。このため、出力制御が行われた時間に限ることから経営面での機微性が低いことや、透明性確保の重要性に鑑み、九州における検証と同水準の情報を公開する旨を、系統情報GL上に明記してはどうか。

(参考) 電力広域機関による出力制御（需給要因）の検証①

4. 総合評価（2/2）

8

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	-
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力が等しく計画されていた（全抑制日）。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全抑制日）。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全抑制日）。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全抑制日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	-
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	最低限必要なユニットのみ運転することを確認し、電制電源は作業制約を考慮した最低出力まで抑制することを確認した（全抑制日）。
(2) 揚水発電機の揚水運転	オーバーホールや設備点検などの理由で稼働できない機器を除き、最大限揚水することを確認した（全抑制日）。
(3) 電力貯蔵装置の充電	大容量蓄電池は設備点検に伴い停止していることを確認した（全抑制日）。
(4) 電源Ⅲ火力	電制電源は、最低出力まで抑制することを確認した（全抑制日）。 その他の発電所は、燃料貯蔵等に影響を与えない出力まで抑制、あるいは事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全抑制日）。
(5) 長周期広域周波数調整	抑制指令時点で連系線空容量を最大限活用する計画としていた（全抑制日）。
(6) バイオマス専焼電源	試運転試験パターンに基づく出力まで抑制、あるいは事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全抑制日）。
(7) 地域資源バイオマス	出力抑制の対象外としていることを確認した（全抑制日）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	-
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全抑制日）。

総合評価

再エネ出力抑制を計画した **4日間**において、各項目が妥当であったと評価する。



Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

(参考) 電力広域機関による出力制御 (需給要因) の検証②

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

- (※)差異理由
 (a) 連系線運用容量を維持するための電力量確保
 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少
 ...
 (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画
 (g) オーバーホールで停止中(9/24~4/23)
 ...
 (m) 設備更新に伴う停止(9/23~11/27)
 (n) 設備点検に伴う一部停止(6/1~12/29)
 (o) 設備不具合による出力制約(10/21~11/4)

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		10月18日(日)				10月24日(土)				
電源 I・II 火力	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
	LFC調整力 2% 確保の発電所	石炭	松浦	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0
荻北			8.7	8.7	0.0		8.8	49.5	40.7	(o)
LNG		荻田	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		新小倉	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		新大分 (コンバインド)	52.5	52.5	0.0		53.5	53.5	0.0	
		合計	61.2	61.2	0.0	—	62.3	103.0	40.7	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		10月18日(日)				10月24日(土)				
揚水発電機の 揚水運転	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		大平	1	▲ 26.1	0.0	26.1	(m)	▲ 26.1	0.0	26.1
2			▲ 26.1	0.0	26.1	(m)	▲ 26.1	0.0	26.1	(m)
天山		1	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0	
		2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0	
小丸川	1	1	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		2	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
	3	3	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		4	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)
		合計	▲ 253.2	▲ 167.0	86.2	—	▲ 253.2	▲ 167.0	86.2	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		10月18日(日)			
長周期広域周波数調整 (連系線活用)	中国九州間連系線 (関門連系線) ※1 空容量 - (連系容量) - 約定済みの域外送電電力	前日 12 時時点 の空容量① ※1 (連系容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
			0.0 (196.0)	0.0	0.0

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		10月18日(日)			
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		※2 発電設備の補修停止等を 考慮した前日日の最低出力	11.4 [51%]	11.4	0.0

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		10月18日(日)				10月24日(土)			
電力貯蔵装置の充電	豊前蓄電池変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
			▲ 5.0	0.0	5.0	(n)	▲ 5.0	0.0	5.0

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		10月18日(日)			
地域資源バイオマス	電源合計	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A~C 毎 (発電所数)
	出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—
	出力抑制不可	—[0%]	23.8	—	A(5), B(23), C(2)

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		10月18日(日)				10月24日(土)				
電源 III 火力	種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
	電制電源	A	A	22.8 [49%]	22.8	0.0		22.8 [49%]	22.8	0.0
B			68.7 [36%]	68.7	0.0		68.7 [36%]	68.7	0.0	
電制電源 を除く	火力他	火力他	7.0 [10%]	7.0	0.0		7.0 [10%]	7.0	0.0	
		発電設備の補修停止等を考慮 した前日日の最低出力 () 内は、主設備運転時	(45.8) [30%]				(45.8) [30%]			
	自家発電余剰	13.0	8.5	▲ 4.5	(f)	13.0	7.6	▲ 5.4	(f)	
	合計	111.5	107.0	▲ 4.5	—	111.5	106.1	▲ 5.4	—	

想定誤差量		10月18日(日)	
出力帯 算定	出力帯	中出力帯1	
	誤差量	(A)過去 最大出力/設備量	76.6%
(B)当日 最大出力/設備量		67.3%	
(C)出力率 (B)/(A)		87.9%	
	太陽光誤差	92.8	
	エリア需要誤差	59.0	
	合計	151.8	

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由(異臭、有害物質などの発生) A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難(ゴミ焼却発電等)、B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす、C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす(発電所数)

(出典) 九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果の公表について (2020年10月分) より抜粋。
 (電力広域機関 <https://www.occto.or.jp/oshirase/shutsuryokuyokusei/index.html>)

④－1：ノンファーム型接続の進捗確認・運用のための情報公開

- 系統容量制約起因によるFIT電源の出力制御は無補償と整理されていることなどから、事業の収益性を適切に評価し、円滑な投資判断とファイナンスに向けて、**事業期間中の出力制御の予見可能性を高めるための適切な情報公開・開示が重要。**

<ノンファーム型接続の進捗確認>

- 現状の系統情報GLにおいては出力制御の予見可能性の向上のため、**各エリアの再エネの接続・申込状況**については、月毎に一般送配電事業者がホームページ上において公開することとしている。ノンファーム型接続の全国展開に伴い、当該政策による再エネの大量導入への効果を評価するために、**各エリアにおいてノンファーム型で申込・接続を行った再エネの状況については、区分けして公表**することとしてはどうか。

<ノンファーム型接続の運用>

- 系統情報GLでは、公開情報（需要・送配電に関する情報）の対象は154kV以上^{*1}だが、東京電力パワーグリッドが試行的な取組の対象としようとしているローカル系統には66kVの系統が含まれている。そのため、公開情報（需要・送配電に関する情報）について、**試行的な取組を行う一般送配電事業者は、その電圧階級まで公開するよう、系統情報GLの改定をしてはどうか。**

^{*1} 沖縄エリアは132kV

※なお、系統情報GLの改定はローカル系統へのノンファーム型接続適用より後になる可能性があることから、**東京電力パワーグリッドにおいては、改定前においても情報を適切に公開することとする。**

(参考) FIT電源の出力制御 (系統容量制約起因) に対する無補償の規定

電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則

第14条

八 特定契約申込者の認定発電設備と特定契約電気事業者が維持し、及び運用する電線路との電気的な接続に係る契約において、当該認定発電設備の出力の抑制に関し次に掲げる事項(第十一号及び第十三号に掲げる場合にあつては、ホからチまでに掲げる事項)を当該接続に係る契約の内容としていないこと。

イ～ニ (略)

ホ (1) から (4) までに掲げる場合 (特定契約電気事業者の責めに帰すべき事由によらない場合に限る。) には、特定契約電気事業者が特定契約申込者の認定発電設備の出力の抑制を行うことができること、及び特定契約電気事業者が、書面等により当該抑制を行った合理的な理由を示した場合には、**当該抑制により生じた損害の補償を求めないこと。**

(1)、(2) (略)

(3) 特定契約申込者の認定発電設備と特定契約電気事業者が維持し、及び運用する電線路との電気的な接続に係る契約であつて、**当該認定発電設備を用いて再生可能エネルギー電気の供給をすると当該被接続先電気工作物に送電することができる電気の容量を超えた電気の供給を受けるおそれがある場合には出力の抑制を行うことができることを条件として、当該認定発電設備を用いて発電するために必要な容量を被接続先電気工作物に確保せずに行う契約において、当該認定発電設備を用いて再生可能エネルギー電気の供給をすると当該被接続先電気工作物に送電することができる電気の容量を超えた電気の供給を受けることが見込まれる場合。**

(参考) 再生可能エネルギーの接続・申込状況に関する情報

情報項目	補足説明
<ul style="list-style-type: none"> ・エリアの太陽光発電、風力発電、バイオマス発電、水力発電（揚水を除く）、地熱発電の接続 ・申込状況 <p>→ <u>接続検討申込量、接続契約申込及び連系承諾済の合計量、接続済の量</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> ・10kW未満の太陽光発電は、他の自然変動電源の出力抑制実施後に出力抑制が行われるため、太陽光は10kW未満と10kW以上に区分して掲載。 ・指定電気事業者である一般送配電事業者のエリアにおいては、指定ルール事業者のみ無制限・無補償の抑制となるため接続契約申込及び連系承諾済の合計量、接続済の量の内訳として指定ルール（無制限・無補償）の量を掲載。

(出典) 系統情報の公表の考え方（平成31年4月改定・資源エネルギー庁電力・ガス事業部） P14より

<p>(i) <u>再生可能エネルギーの接続・申込状況に関する情報</u> (※6)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・太陽光発電の接続・申込状況 (※7) (※8) ・風力発電の接続・申込状況 (※8) ・バイオマス発電の接続・申込状況 ・水力発電（揚水を除く）の接続・申込状況 ・地熱発電の接続・申込状況 	同上	<u>1か月毎</u>
<p>(j) 再生可能エネルギーの出力抑制の実施状況に関する情報 (※9)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・出力抑制が行われた日、時間帯 ・その時間帯ごとの給電指令が行われた出力の合計 ・理由（「下げ調整力不足」などの要因） 	同上	出力抑制が行われた日の属する月の翌月

(出典) 一般送配電事業者及び送電事業者が公表する系統情報の項目等（電力広域機関・2019年7月1日）
https://www.occto.or.jp/keitoujouhou/files/souden_kouhyou_koumoku.pdf

(参考) 再生可能エネルギーの接続・申込状況

本土分の再生可能エネルギーの接続・申込状況(2020年12月末時点)

単位: 万kW

	太陽光	風力	バイオマス	水力(揚水除く)	地熱	合計
接続検討申込済	1,163	3,164	377	78	4	4,786
接続契約申込済 (承諾済含む)	934	454	103	6	0	1,497
接続済	1,593	43	313	498	0	2,448
合計	3,690	3,661	793	582	4	8,730

(再掲) 太陽光発電(2020年12月末時点)

単位: 万kW

	10kW未満	10kW以上
接続検討申込済	—	1,163
接続契約申込済 (承諾済含む)	11	923
接続済	337	1,255
合計	349	3,341

- ※1 四捨五入のため、内訳の値と一致しない場合があります。
- ※2 バイオマスについては、混焼比率を考慮しておりません。
- ※3 2019年4月以降のデータは非FIT分の再生可能エネルギー発電設備の値を含みます。

(出所) 東京電力パワーグリッド HP

https://www.tepco.co.jp/pg/consignment/system/pdf/newenergy_hondo.pdf

(参考) ノンファーム型接続の出力制御シミュレーションに必要な情報の公開・開示状況

○需要・送配電に関する情報

送電容量制約（ノンファーム型接続導入時）による出力抑制の見通しを高めるべく、一般送配電事業者において以下の情報を公開する。ただし、ノンファーム型接続については、その制度の詳細について議論中であることから、情報の内容が見直される可能性があることに留意が必要である。

情報項目	補足説明
<ul style="list-style-type: none"> ・地点別需要・系統潮流実績 ・系統構成・予想潮流 ・送電線の投資・廃止計画 ・送電線の作業停止計画 ・その他 	<ul style="list-style-type: none"> ・地点別需要・系統潮流実績については、以下条件で公開する。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 変電所単位かつ1時間単位の実績を公開 ・系統構成・予想潮流については、以下条件で公開する。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 1年度目、5年度目 ・送電線の投資・廃止計画については、以下条件で公開する。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 10年間 ・送電線の作業停止計画については、以下条件で公開する。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ 2年分の年間計画と、1年以上の過去計画¹⁰ ・その他の情報については、以下を公開する。 <ul style="list-style-type: none"> ✓ ループ系統について、送変電設備のインピーダンス

注1) 需要・送配電に関する情報について、公開範囲は154kV以上の系統について公開する。また、沖縄エリアについては、最大公称電圧である132kVの系統について公開する。実績情報の更新は1年毎に更新（当初は過去1年分を公開）とする。

注2) 154kV未満の地点別需要及び潮流については、154kV以上変圧器の2次側母線単位で集約する。

<開示主体の開示内容等>

開示内容等	補足説明
<ul style="list-style-type: none"> ・開示主体 一般送配電事業者各社 ・開示範囲 接続検討申込を行った一般送配電事業者の供給エリア全体 ・更新頻度 毎年度ごとに更新 ・開示内容¹¹ 過去の発電出力実績 電源の新設・停止・廃止計画 	<ul style="list-style-type: none"> ・更新頻度は、開示開始時点は過去1年度分を開示し、その後は毎年度ごとに更新。 ・<u>154kV以上の系統に接続する電源の過去の発電出力実績については、以下を開示する。</u> <ul style="list-style-type: none"> ✓ 匿名（発電所名は開示）で系統構成とセットで開示 ✓ 開示対象期間は、情報更新日（当初運用開始日）から起算した3か月前～14か月前の1年間 ✓ 開示単位は1時間単位 ✓ 電源種 ✓ 発電機単位の設備容量・LFC幅・最低出力・変化速度
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 発電所単位の運用制約（燃料消費制約、地熱の蒸気井の減衰等による制約、海水温制約、取水量制約、大気温度制約） ・<u>154kV以上の系統に接続する電源の新設・停止・廃止計画¹²。</u> ・<u>66kV以上154kV未満の系統に接続する電源については、具体的な系統構成上の立地は明らかにしないものの、その他は154kV以上の系統に接続する電源と同内容を開示する。</u>

④－２：系統容量制約による出力制御の見通し提示・検証

<系統容量制約の出力制御見通しの提示>

- 千葉エリアにおいて試行的にノンファーム型接続を適用した際には、東京電力パワーグリッドにより、一定の予見性を与える出力制御の見通しが示されたが、今後、**再給電方式の適用により出力制御の見通しに係る前提条件が変化することになる。**
- 再給電方式が適用されれば、FIT電源が出力制御される可能性は当面低くなることが想定される一方で、将来的な発生の可能性を踏まえると、**どのような取扱いをすることが適切と考えられるか。**また**本件については、需給制約の出力制御見込みを扱う系統ワーキンググループにおいて、必要に応じて追加的に議論してはどうか。**

<系統容量制約による出力制御の検証>

- **系統容量制約によるFIT電源の出力制御の検証については、基幹系統においては再給電方式の適用により発生する可能性が当面低いことや、地域的な特性によりFIT電源抑制に至った複合的要因の切り分けが困難である可能性があることなどを踏まえつつ、東京電力パワーグリッドによるローカル系統における試行的な取組を実施する場合は、その中で在り方を検討してはどうか。**

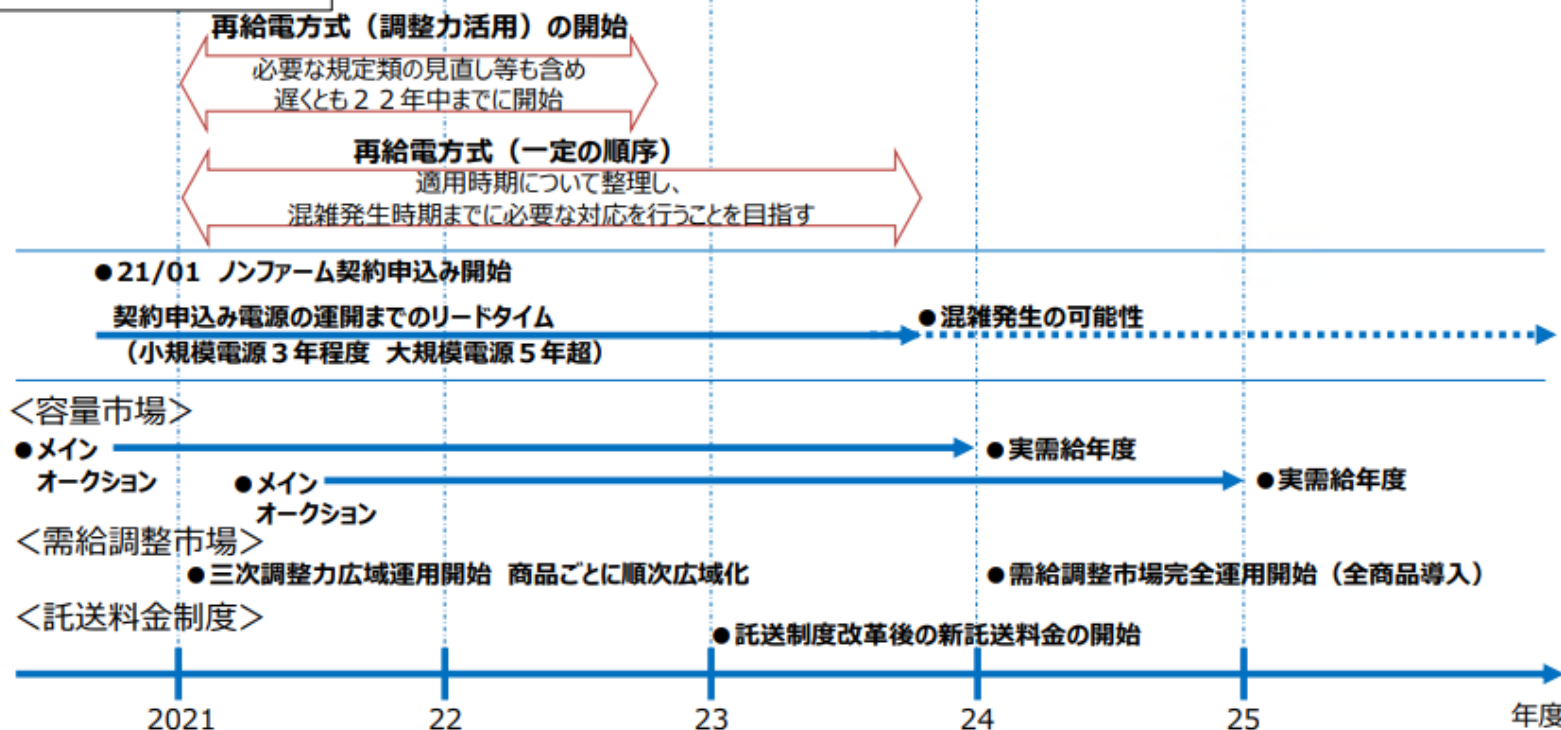
(参考) 再給電方式・ノンファーム型接続の導入スケジュール

4. 再給電方式実施に向けての進め方

27

- まず**調整力を活用する再給電方式**については、早期実現という本方式の目標主旨を踏まえ、具体的な実現方法についての一般送配電事業者からの提案内容も勘案し、**遅くとも2022年中までに対応**することとしてはどうか。
- また、P20にあるとおり**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、ノンファーム契約受付開始から電源連系まで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**を進めることとしてはどうか（実施時期については具体的な出力制御順の議論やそれに必要な対応を踏まえ再度精査要）。

再給電方式の対応



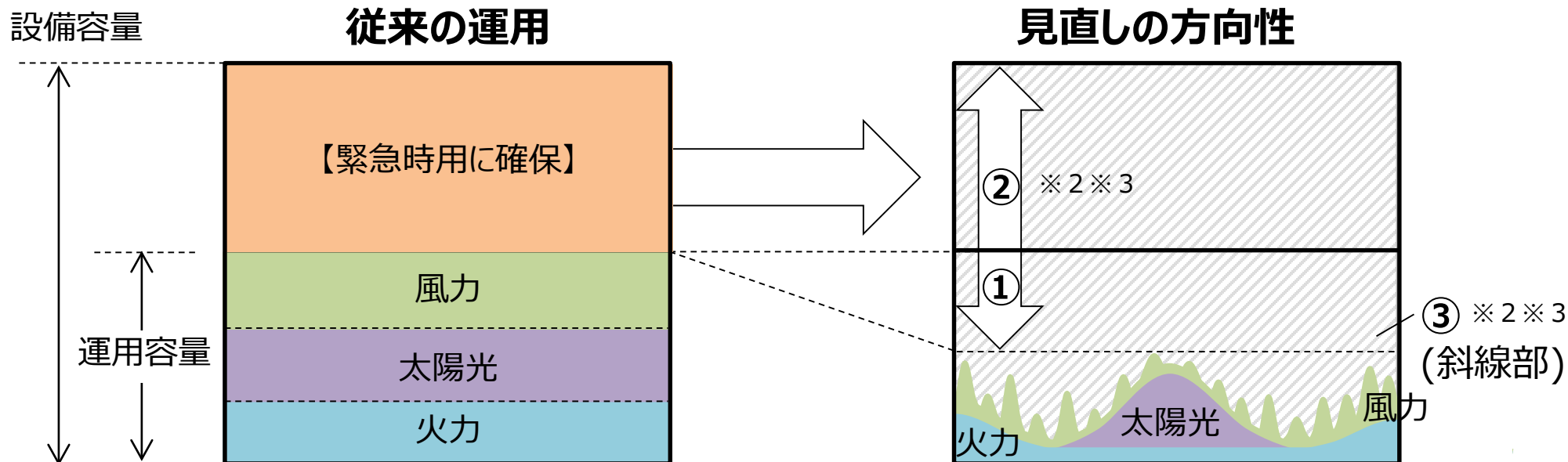
- (1) 電源設置把握による増強判断の高度化
- (2) 系統情報の公開・開示の在り方
- (3) ノンファーム型接続とダイナミックレーティング

本日の御議論

- これまで、既存の系統設備を有効活用する日本版コネクト&マネージの取組の一つとして、ノンファーム型接続の検討・導入を行ってきており、本年1月に空き容量の無い基幹系統において全国展開した結果、開始後1ヶ月で、200万kW以上のノンファーム型接続の検討受付が行われるなど、一定の成果が出てきている。
- 他方、ローカル系統等におけるノンファーム型接続の全国展開に向けては、更なる技術開発や仕組みの整備が必要な状況であるため、まずはNEDO実証プロジェクトの一環として試行的に実施する取組について事業者より説明の上、その是非について議論いただく。
- また、ノンファーム型接続の展開により混雑を前提とした系統利用が進むと考えられるが、再エネ等の導入拡大に伴い出力制御量の増加が考えられることから、出力制御量を低減する技術の導入が重要となる。
- このため、送電線等の運用容量を増やすことが可能となるダイナミックレーティング (Dynamic Rating) について、国内外における技術開発等の動向を紹介すると共に、今後の進め方について議論いただく。

(参考) 日本版コネクト&マネージ (既存システムを有効活用する仕組み) の進捗状況

	従来の運用	見直しの方向性	実施状況
① 空き容量の算定	全電源フル稼働	実態に近い想定 (再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 ※1 約590万kW の空き容量拡大を確認
② 緊急時用の枠	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放	2018年10月から一部実施 ※1 約4040万kW の接続可能容量を確認
③ ノンファーム型の接続	通常は想定せず	一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容	2019年9月から千葉エリア、2020年1月から北東北エリア及び鹿島エリアにおいて先行的に実施。2021年1月13日より全国の空き容量の無い基幹系統に適用。



※1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

※2 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。

※3 電制装置の設置が必要。

(参考) ノンファーム型接続の適用、接続検討・契約申込の状況

- 2021年1月13日にノンファーム型接続が全国の空き容量の無い基幹系統に適用された。全国展開より1ヶ月後の2月12日時点でのノンファーム型接続の適用状況、全国展開後1ヶ月間における接続検討等の状況は以下のとおり。

・ノンファーム型接続の全国展開から1ヶ月後の状況（2021年2月12日時点）

区分	①基幹系統 全箇所数	②ノンファーム型接続適用 箇所数 (当該設備または上位系起因)	割合 (②÷①)
送電線	691	152	22.0%
変電所	472	100	21.2%
合計	1,163	252	21.7%

・接続検討の状況（2021年2月12日時点）

受付期間	①合計件数 (件)	②合計容量 (万kW)	③ノンファーム型接続 件数 (件)	④ノンファーム型接続 容量 (万kW)	割合 (件数) (③÷①)	割合 (容量) (④÷②)
2021年1月13日～ 2021年2月12日	344	1293.0	77	223.1	22.4%	17.3%

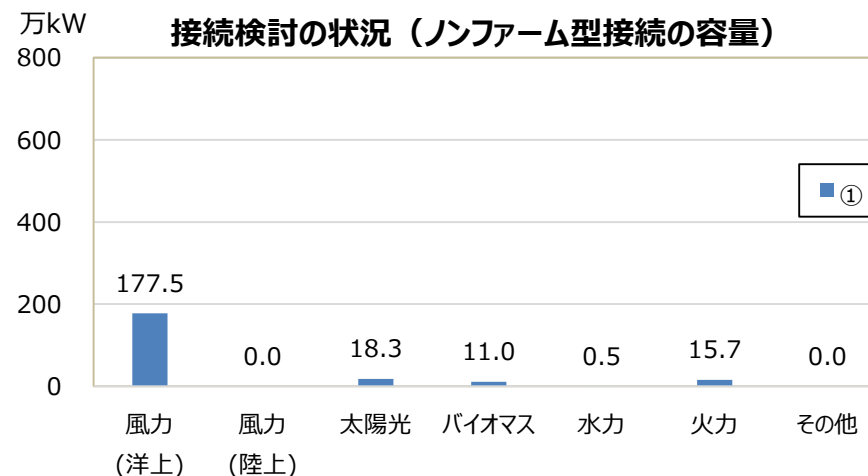
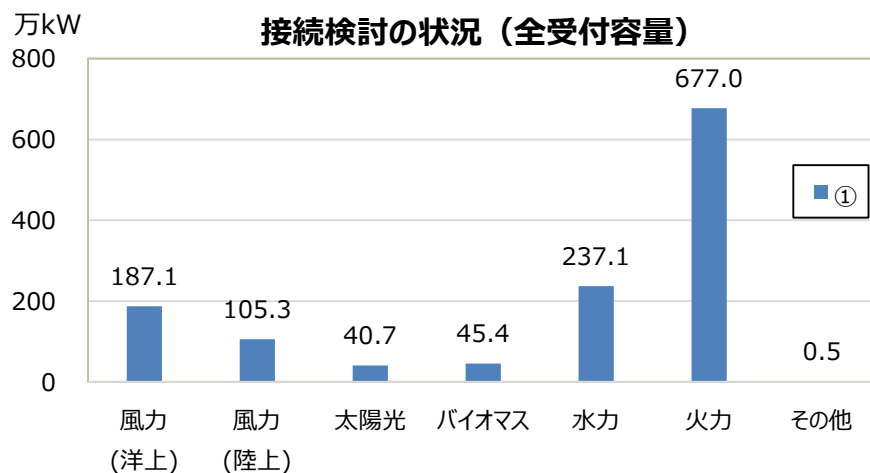
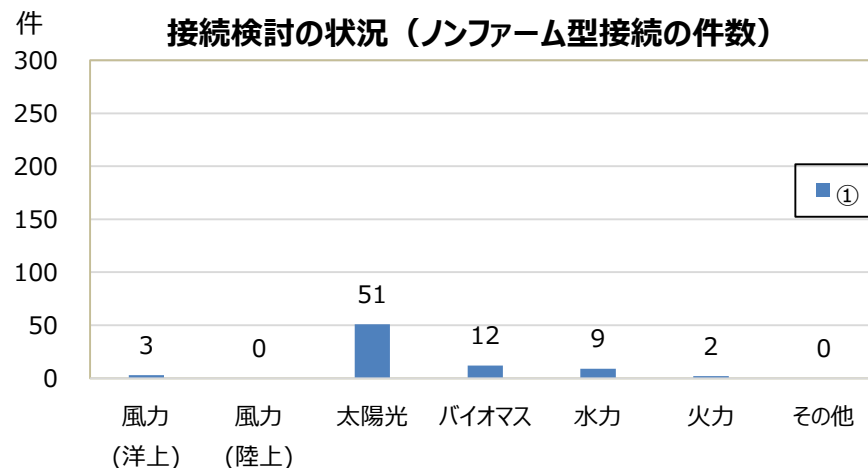
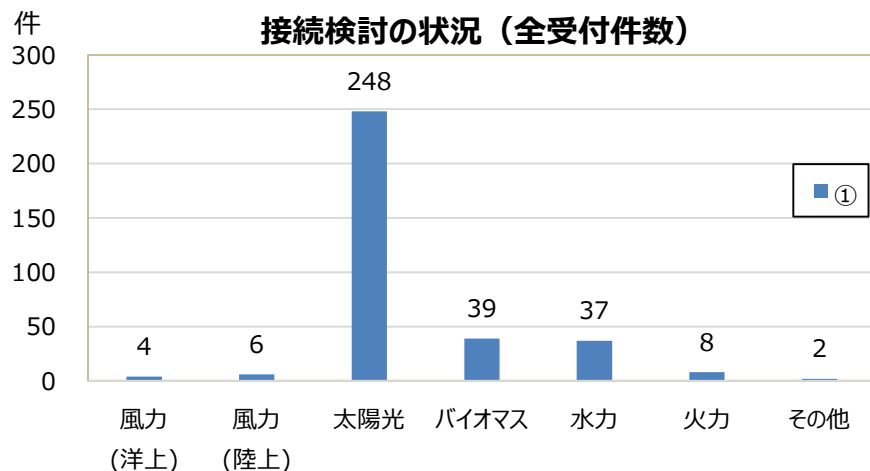
・契約申込の状況（2021年2月12日時点）

受付期間	①合計件数 (件)	②合計容量 (万kW)	③ノンファーム型接続 件数 (件)	④ノンファーム型接続 容量 (万kW)	割合 (件数) (③÷①)	割合 (容量) (④÷②)
2021年1月13日～ 2021年2月12日	503	155.2	71	1.9	14.1	1.9%

※接続検討が無い低圧連系案件も含む

(参考) ノンファーム型接続の全国展開後の接続検討(電源種別)の状況

- 2021年1月のノンファーム型接続の全国展開から1ヶ月後までの期間に受付を行った、接続検討の件数・容量合計は以下のとおり。

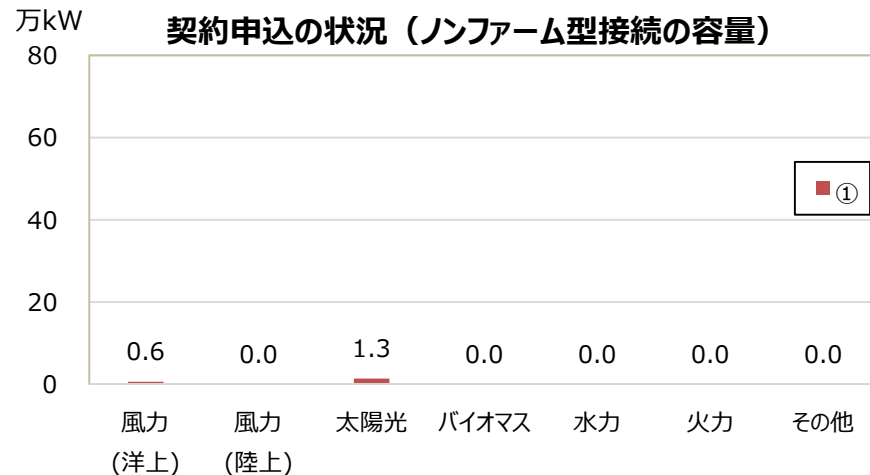
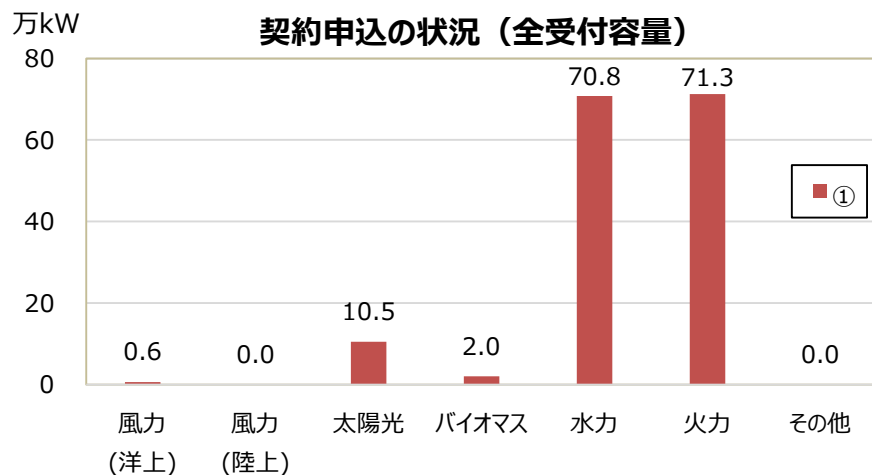
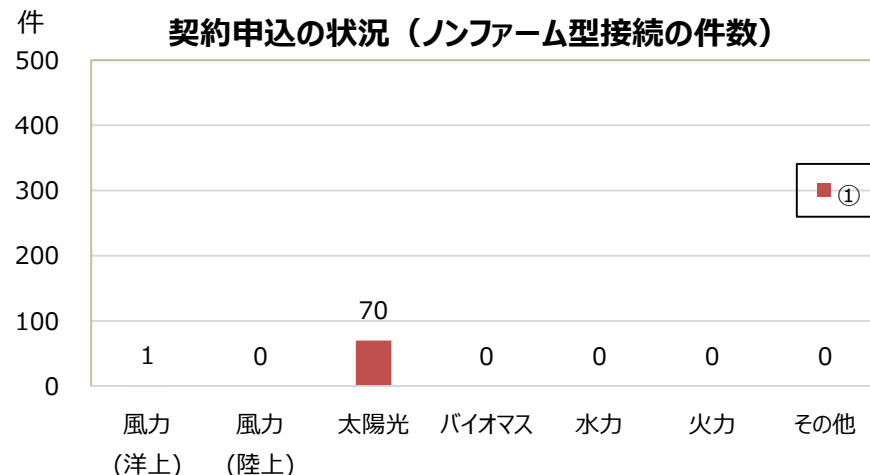
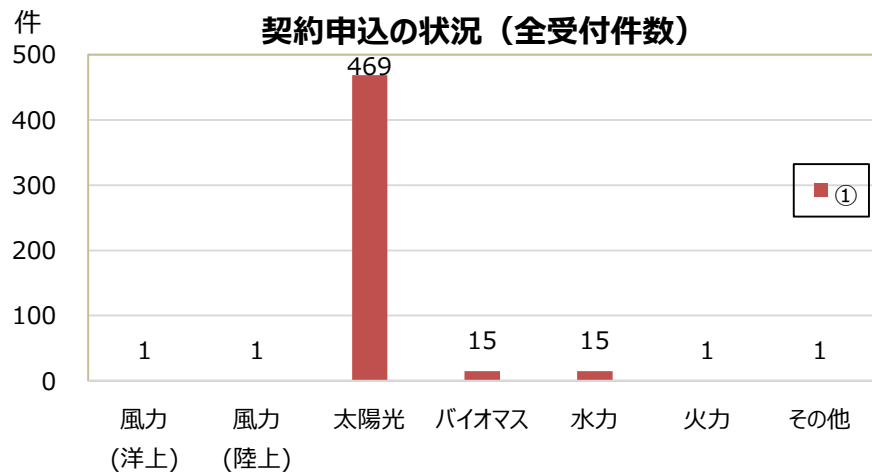


<凡例>
 ①ノンファーム型接続全国展開～1ヶ月後(2021年1月13日～2021年2月12日)

注1 データは送配電網協議会調べによる(2021年2月12日時点)
 注2 ノンファーム型接続の件数・容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの接続検討を集計
 注3 新規連系以外(発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等)の申込、地点重複の申込を含む
 注4 端数処理のため、一覧表の合計値と差が生じる場合がある

(参考) ノンファーム型接続の全国展開後の契約申込 (電源種別) の状況

- 2021年1月のノンファーム型接続の全国展開から1ヶ月後までの期間に受付を行った、契約申込の件数・容量合計は以下のとおり。



<凡例>

① ノンファーム型接続全国展開～1ヶ月後 (2021年1月13日～2021年2月12日)

注1 データは送配電網協議会調べによる (2021年2月12日時点)

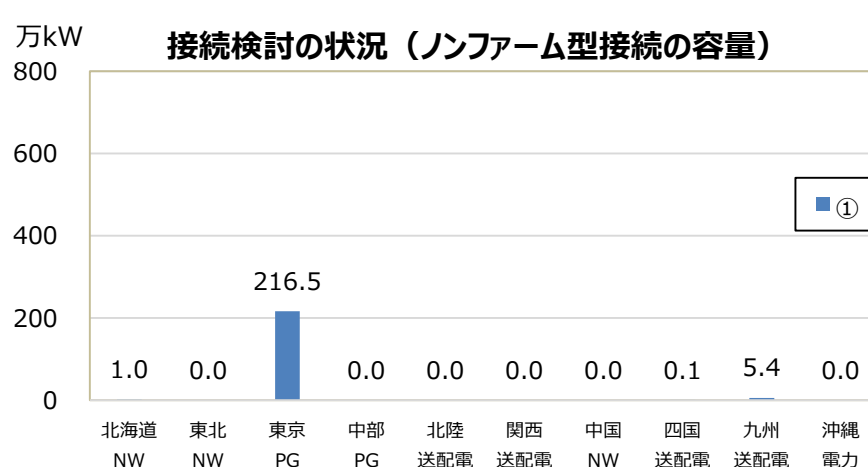
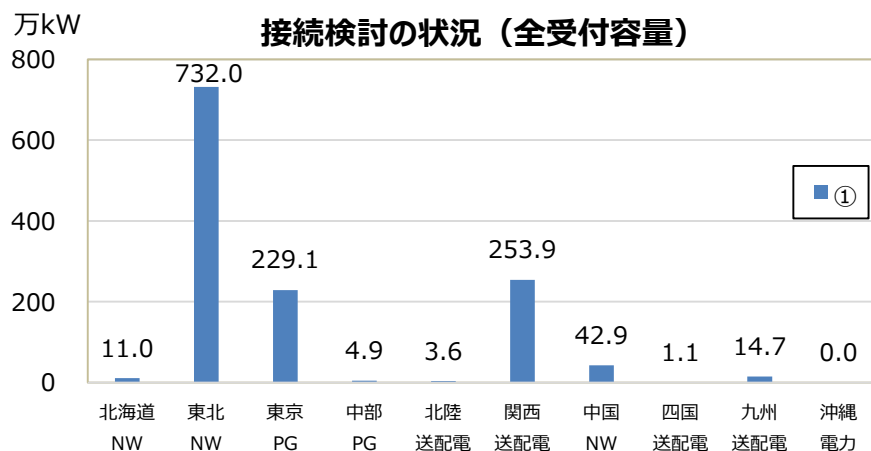
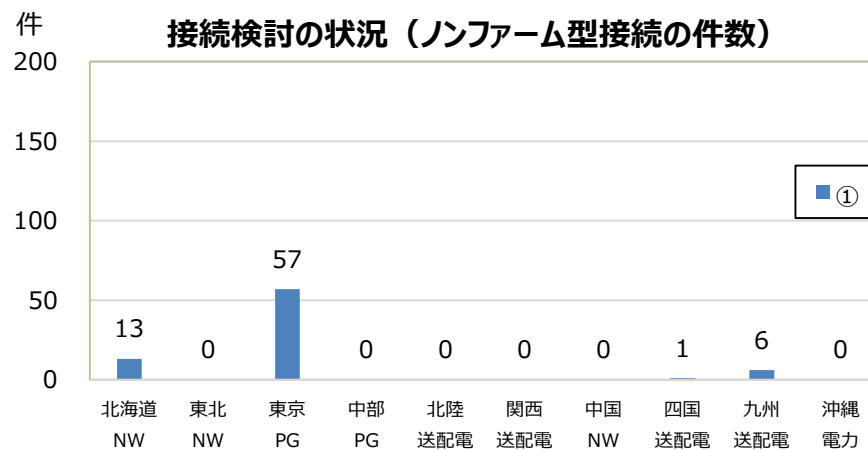
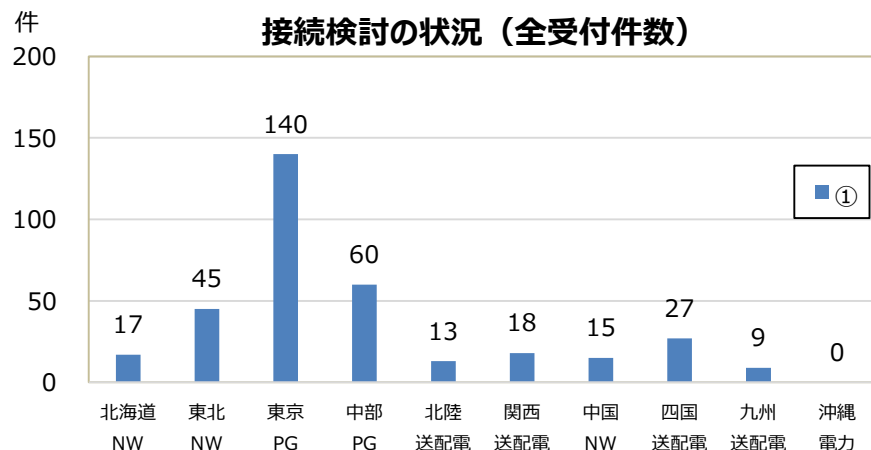
注2 ノンファーム型接続の件数・容量は、ノンファーム型接続に関する同意書を付した契約申込を集計

注3 新規連系以外 (発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等) の申込、地点重複の申込を含む

注4 端数処理のため、一覧表の合計値と差が生じる場合がある

(参考) ノンファーム型接続の全国展開後の接続検討 (エリア別) の状況

- 2021年1月のノンファーム型接続の全国展開から1ヶ月後までの期間に受付を行った、接続検討の件数・容量合計は以下のとおり。

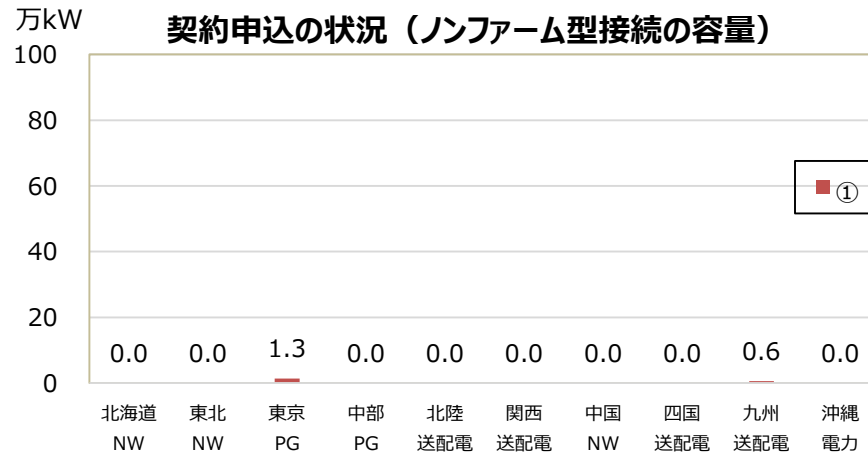
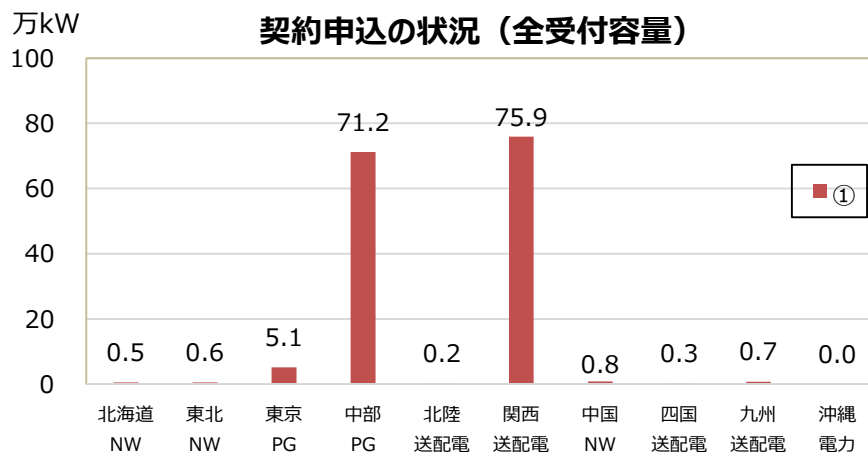
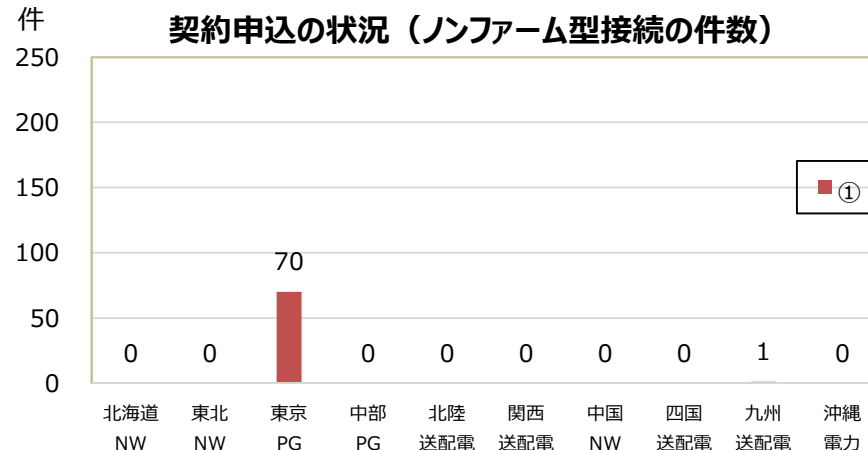
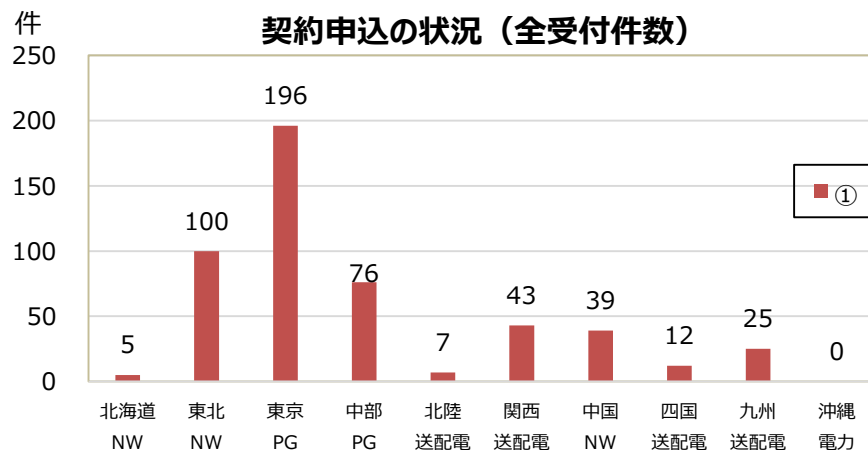


<凡例>
 ①ノンファーム型接続全国展開～1ヶ月後 (2021年1月13日～2021年2月12日)

注1 データは送配電網協議会調べによる (2021年2月12日時点)
 注2 ノンファーム型接続の件数・容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの接続検討を集計
 注3 新規連系以外 (発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等) の申込、地点重複の申込を含む
 注4 端数処理のため、一覧表の値と差が生じる場合がある

(参考) ノンファーム型接続の全国展開後の契約申込 (エリア別) の状況

- 2021年1月のノンファーム型接続の全国展開から1ヶ月後までの期間に受付を行った、契約申込の件数・容量合計は以下のとおり。



<凡例>

①ノンファーム型接続全国展開～1ヶ月後 (2021年1月13日～2021年2月12日)

注1 データは送配電網協議会調べによる (2021年2月12日時点)

注2 ノンファーム型接続の件数・容量は、ノンファーム型接続に関する同意書を付した契約申込を集計

注3 新規連系以外 (発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等) の申込、地点重複の申込を含む

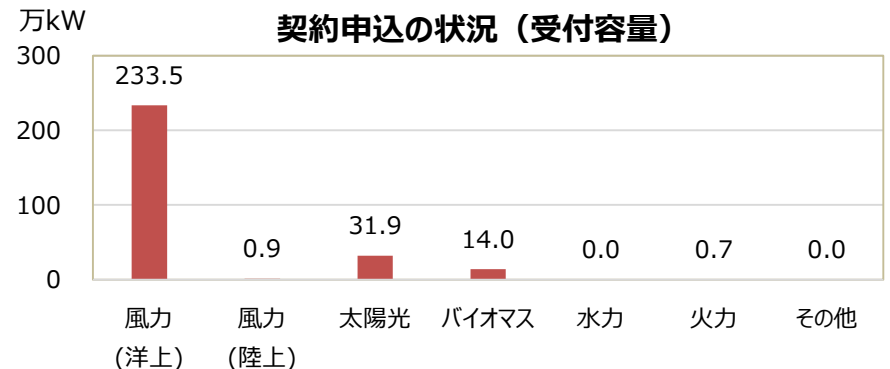
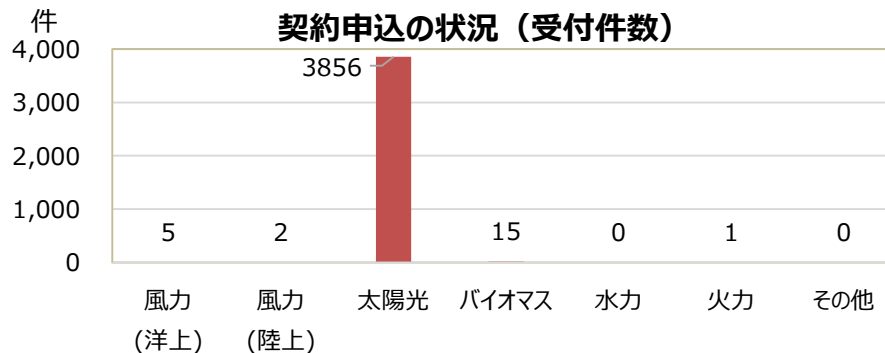
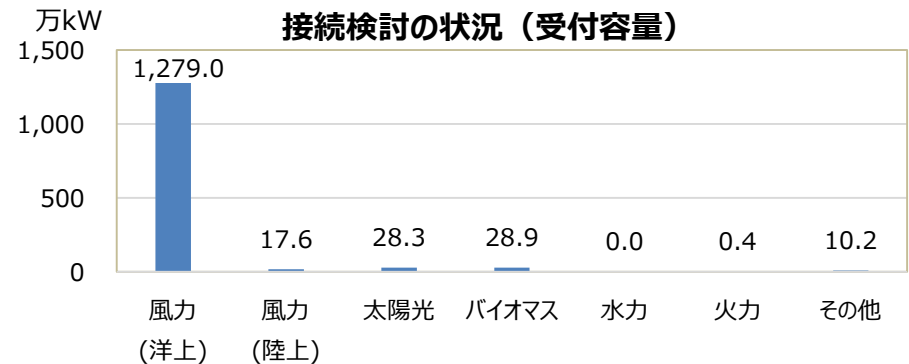
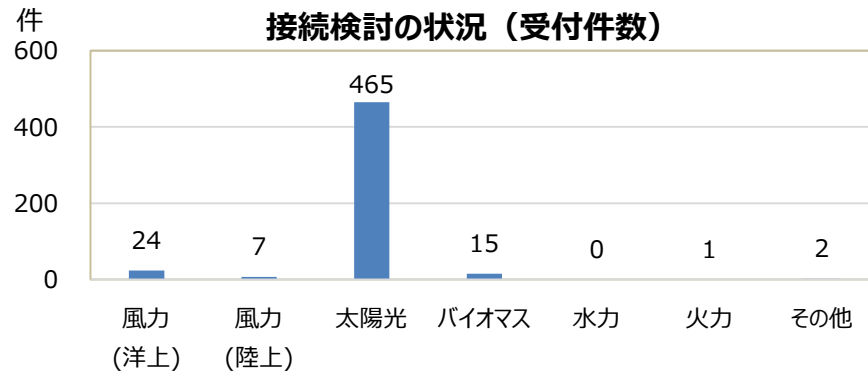
注4 端数処理のため、一覧表の値と差が生じる場合がある

(参考) 東電PGエリアにおけるノンファーム型接続の試行的取組の成果

- 試行的にノンファーム型接続が適用された東電PGエリア（佐京・鹿島・那珂・港北系統）における、ノンファーム型接続の適用日～全国展開前（2021年1月12日）の期間に受付を行った、接続検討・契約申込の件数・容量合計は以下のとおり。 ※全てノンファーム型接続での受付

	受付件数	受付容量（万kW）
接続検討	514件	1364.4
契約申込	3879件	281.1

※契約申込には、接続系統を経る必要のない低圧連系案件を含む



注1 データは送配電網協議会調べによる（2021年2月12日時点）、注2 新規連系以外（発電設備リプレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込、地点重複の申込を含む

ローカル系統における試行的なノンファーム型接続のメリットとデメリット

- ローカル系統において東京電力パワーグリッドがノンファーム型接続の試行を行うメリットとしては以下が主に考えられる。
 - ① 東京電力パワーグリッドは、ノンファーム型接続のためのシステムをNEDOの実証プロジェクトの中で開発中であり、追加のシステム投資無く、技術や仕組みの確立などに寄与しうる
 - ② ローカル系統の制約を理由に接続をできない特高・高圧へ連系を希望する再エネが、比較的速やかに系統連系等を行うことができる
- 他方、デメリットとしては以下が主に考えられる。
 - ① 再エネの出力制御が基幹系統に比較して生じやすい一方、再エネの下げ調整（出力制御）を精算する仕組みが整っていないため、必ず無補償にて制御され、再エネ事業者への影響が基幹系統に比べて大きい
 - ② ノンファーム型接続が現状は適用でないエリアにおいて、低圧（10kW以上）も含めてノンファーム型接続となるため、試行的取組の開始とともに、出力制御の可能性が出る
- このようなメリット・デメリットを前提としながら、NEDO実証プロジェクトの一環として、**東京電力パワーグリッドはローカル系統において試行的にノンファーム型接続の適用を開始してよいか。**
- なお、将来的に再給電方式に移行することを前提とすると、試行的な取組のシステム投資等是一部無駄になる可能性が出るが、既にNEDOの実証プロジェクトの中で開発中であるため、本件においては追加のシステム投資は必要ない見込み。

(参考) 試行的取組に関する本小委員会の資料

課題⑦ 適用の範囲

- ノンファーム型接続が適用可能となるローカル系統の条件の整理等については、課題①（システム費用・開発期間）や課題②（出力制御の実行システム）などの検討をNEDO実証プロジェクトにおいて進めていく中で、検討していくこととしてはどうか。
- また、詳細ルールの検討については、NEDO実証の結果を踏まえながら、以前よりノンファーム型接続の詳細ルールを検討してきている電力広域機関においても、必要に応じて、検討を深めていくこととしたい。
- なお、先日の本小委員会において、東京電力パワーグリッドからローカル系統へのノンファーム型接続を早期に適用したいとの発言があったが、NEDO実証の一貫として試行的に行うことで、適用可能となる条件の整理や技術的な課題解決等にも貢献しうる可能性があることも踏まえ、次回以降の本小委員会で東京電力パワーグリッドより詳細を説明の上、試行的な取組の是非について判断したらどうか。

ダイナミックレーティング：ノンファーム型接続における出力制御の低減策

- ダイナミックレーティングは気象条件等により送電線等の容量を動的に扱う手法であり、既に世界各地で導入されているほか、国内でも技術開発が進められている。

※送電線の容量を動的に扱うものについてはDLR：Dynamic Line Rating、
変圧器の容量を動的に扱うものについてはDTR：Dynamic Transformer Ratingと呼ぶ場合もあり。

- 送電線の運用容量は、特にローカル系統以下においては主に熱容量によって決まるが、ダイナミックレーティングを適用した送電線ではこの運用容量を拡大できる場合があり、**ノンファーム型接続をした電源に対しての出力制御の量を低減する。**

<送電線におけるダイナミックレーティングのイメージ>

・現在の熱容量の計算方法

<気象条件> **固定値**
 外気温 40℃
 風速 0.5m/s
 日射量 1,000W/m²

+

<電線条件*>
 許容電流
 許容電線温度



送電線熱容量[kW]
 (気象条件によらず一定)

・DLRの計算方法 (例)

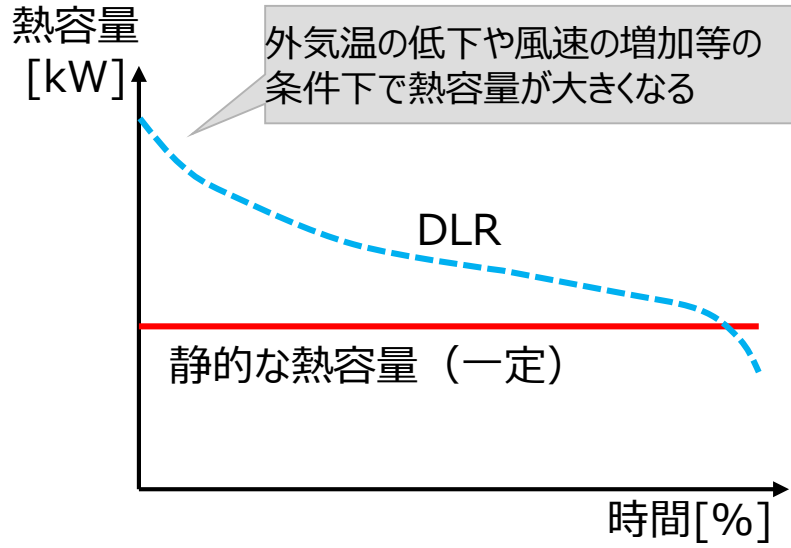
<気象条件> **変動値**
 外気温 t [℃]
 風速 V [m/s]
 日射量 S [W/m²]

+

<電線条件*>
 許容電流
 許容電線温度

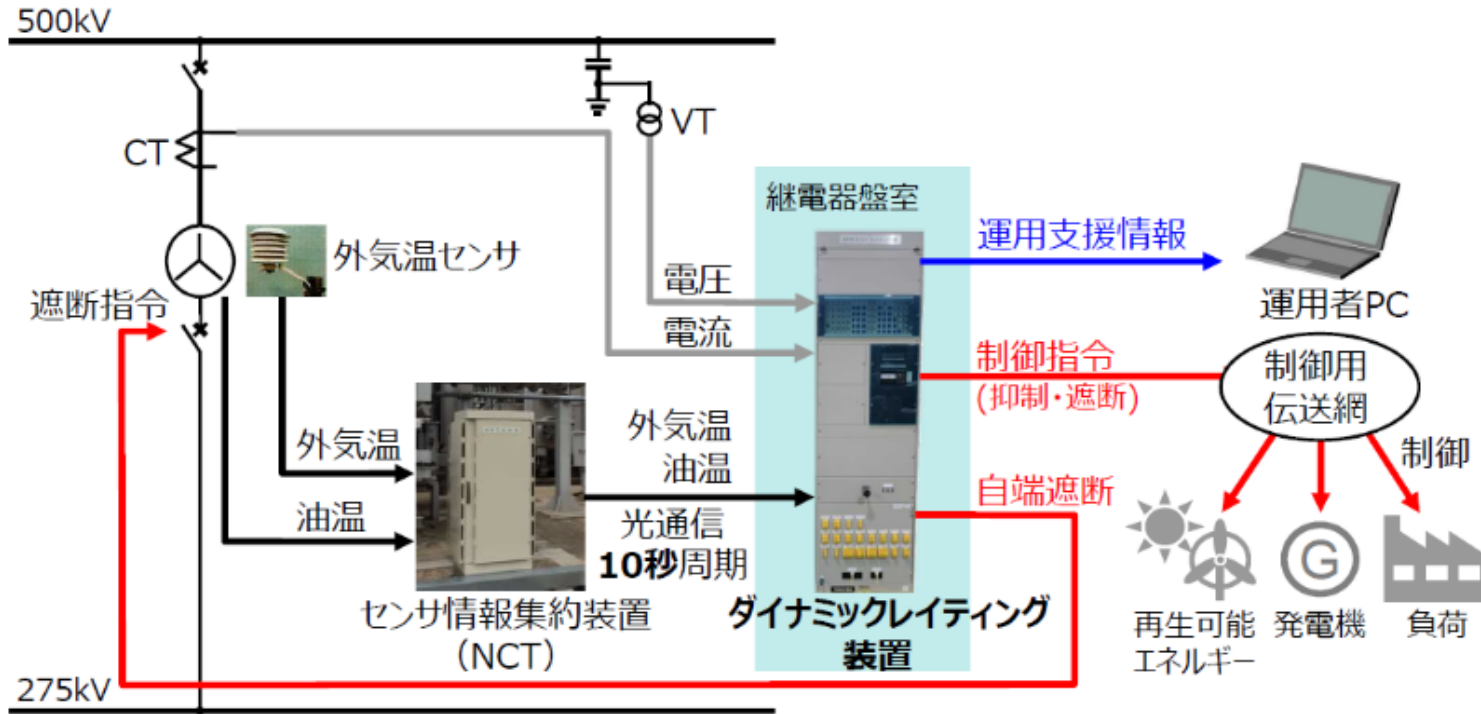


送電線熱容量[kW]
 (気象条件により動的)



*材質、断面積等により決定される

(参考) 国内でのダイナミックレーティングの技術開発等の状況



取組事例 (東京電力パワーグリッド)

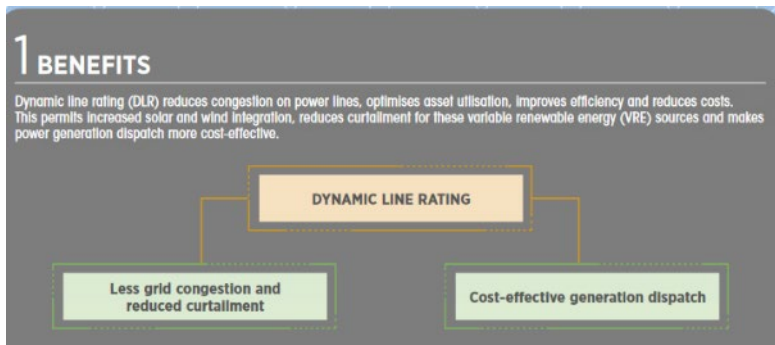
- (1) 電圧階級 500/275 kV
- (2) 設備種別 変圧器
- (3) 具体的な仕組み

潮流・油温等をリアルタイムで測定・監視することで、温度限界値まで運転。

(参考) 海外でのダイナミックレーティングの取組状況 (1 / 2)

IRENAによる報告

- IRENAの報告によれば、ダイナミックレーティングの適用で、混雑の低減、設備利用を最適化しコスト効率化を図るとともに、再エネ導入促進や再給電コストの効率化を狙いとしている。



(出典) DYNAMIC LINE RATING INNOVATION LANDSCAPE BRIEF (IRENA)

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Dynamic_line_rating_2020.pdf?la=en&hash=A8129CE4C516895E7749FD495C32C8B818112D7C

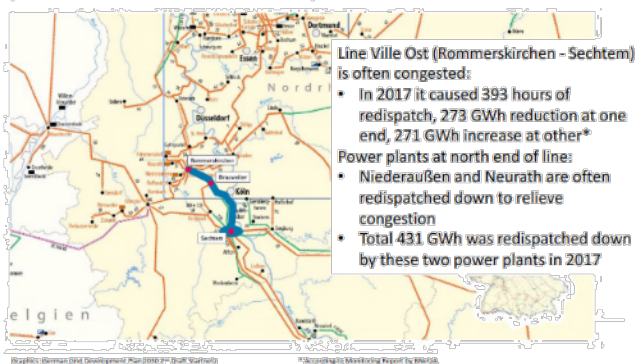
- Oncor Electric Delivery Company (米国)、Amprion (ドイツ)、Terna (イタリア)、RTE (フランス)、ELIA (ベルギー) における取り組みが紹介。



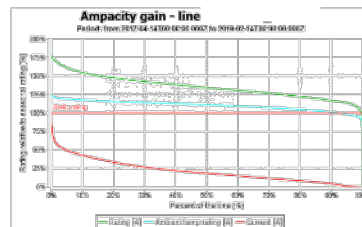
ENTSO-Eによる報告

- ドイツでは、ロマースキルヒエンとゼヒテム間を結ぶ送電線で混雑が多発しており、DLRを導入。

Congestion management in Germany T50 line (Rommerskirchen - Sechtem)



Congestion management Typical DLR equipped line



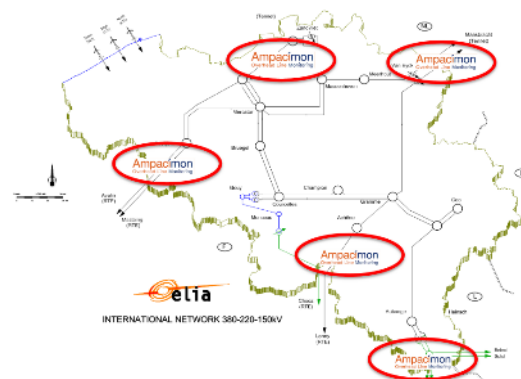
- 115% gain 90% of time
- 111% gain 95% of time
- 106% gain 98% of time

In a typical day, 6hr redispatch of 200MW max can be instructed. This is 1200MWh which could be avoided, or 27kEUR for this day alone.

- ベルギーでは、国境を跨ぐ送電線にDLRを導入

Belgian border lines

DLR allows more imports



(出典) Smart grid world of innovations: Dynamic Line Rating webinar (ENTSO-E)

<https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/events/2019/190320%20DLR%20presentations.pdf>

(参考) 海外でのダイナミックレーティングの取組状況 (2 / 2)

ENTSO-Eでは、ダイナミックレーティングの各国の取り組みを紹介しており、以下の報告がある。

(ベストプラクティス)

- 最大容量は、DLRを適用しない場合と比較して40%ないし100%の増加。
- 平均容量は、90%以上の時間で、典型的な容量の10～15%程度の増加。

※ ただし、結果はケースバイケースで、計算方法によって異なる。

○スペイン (2017年)

✓ 概要

既存の電力線に対して低コストのセンサーを用いて、より高温での運用を可能とするDLRのプロトタイプを開発。

✓ 設計

既存の220kVの送電線に7つのDLRセンサを適用。これらを用いて、送電線負荷最適化のための監視を実施。

✓ 結果

DLRを適用した容量が15～30%増加

○ベルギー／フランス間連系線 (2013年)

✓ 概要

DLRシステムを連系線に適用。

✓ 設計

市販センサーを用いてリアルタイムの弛度を150kV、245kV、400kVの送電線に設置。4時間予測モデルを開発。

✓ 結果

DLRを適用した容量が200%まで増加

○ドイツ (2015年)

✓ 概要

負荷の高い架空線の多くにDLRを適用。

✓ 設計

地域別の測定や季節ごとの設定に基づいた気象予報を使って容量を算出。

✓ 結果

DLRを適用した容量が200%まで増加

ダイナミックレーティング導入検討の基本的な進め方

- ダイナミックレーティングにより運用容量の拡大を図ることは、ノンファーム型接続の電源の出力制御量低減に有効であると考えられ、火力が未連系で、主に熱容量が運用容量の制約であるローカル系統以下における導入の有効性は大きいと考えられる。
- 一方、ダイナミックレーティングの導入には各種センサー設置費用やシステム構築費用が必要だがコスト水準も不明確であり、運用容量の拡大は設備の立地条件により大きく左右されると予想される。
- このため、ダイナミックレーティングについては、まずはローカル系統への導入を念頭に置きつつ、技術開発動向やノンファーム型接続の取組状況なども踏まえながら、需給制約による出力制御の低減策について議論をしている系統ワーキンググループにおいて、検討を深めてはどうか。
- なお、基幹系統においては、熱容量制約以外の要因で運用容量が決まる場合も多く、再給電方式の適用により再エネの出力制御が生じる可能性は当面低いとも考えられることから、基幹系統への導入は再給電方式の状況を踏まえて検討していくこととしたい。
- また、地域間連系線においても、熱容量制約以外の要因で運用容量が決まる場合も多いが、地域間連系線への導入の是非などについては、地域間連系線の運用容量の算出を行っている電力広域機関において検討をしてはどうか。

※連系線の潮流の方向や、周波数変換設備等で熱容量の制約であってもダイナミックレーティングが適用できない箇所もありうることに留意が必要と考えられる。

(参考) 地域間連系設備の運用容量決定要因 (2022年度・休日・昼間帯)

2. (3) 2022年度の連系線の運用容量 (休日：昼間帯)

9
(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(③)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	545(①) [445(②)]	505(②) [445(②)]	555(①)	[590(①)]	575(①) [605(②)]	555(①) [430(①)]	480(②) [380(②)]	460(②) [355(①)]	[475(②)]	[475(②)]	[475(②)]	500(②) [435(②)]
東京中部間連系設備	東京向	[180(①)]	210(①) [150(③)]	210(①) [120(③)]	210(①)	210(①)	210(①) [165(③)]	210(①) [180(①)]	[180(①)]	[180(①)]	[180(①)]	[180(①)]	[150(③)]
	中部向	[180(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [120(③)]	210(①)	210(①)	210(①) [165(③)]	210(①) [180(①)]	[180(①)]	[180(①)]	[180(①)]	[180(①)]	210(①) [180(①)]
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④) [0(①)]	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) [0(①)]	200(④) [0(①)]	200(④) [0(①)]	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	35(④)	36(④) [0(①)]	46(④)	74(④)	82(④)	前半68(④) 後半58(④) [0(①)]	47(④) [0(①)]	前半60(④) 後半64(④) [0(①)]	80(④)	84(④)	72(④)	前半59(④) 後半53(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④) [70(④)]	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) [80(④)]	[70(④)]	70(④) [70(④)]	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	中部・関西向	140(④)	142(④) [124(④)]	158(④)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半174(④) [159(④)]	[145(④)]	前半 [162(④)] 後半180(④) [166(④)]	190(②)	190(②)	190(②)	前半174(④) 後半165(④)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	[0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④) [0(①)]	80(④)	80(④)	80(④)	80(④) [0(①)]	[0(①)]	70(④) [0(①)]	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	140(④)	142(④) [0(①)]	158(④)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半174(④) [0(①)]	[0(①)]	前半[0(①)] 後半180(④) [0(①)]	190(②)	190(②)	190(②)	前半174(④) 後半165(④)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	420(③) [395(③)]	420(③)	430(③)	425(③)	425(③)	前半425(③) 後半430(③) [395(③)]	430(③)	430(③) [329(①)]	420(③)	420(③)	420(③)	前半420(③) 後半430(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]
	四国向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]
中国四国間連系線 ^{注1)}	中国向	120(①) [120(①)]	120(①) [120(①)]	120(①) [120(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [120(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) [120(①)]	120(①) [120(①)]	120(①) [120(①)]	120(①)	120(①)	前半120(①) 後半120(①)	120(①)	前半120(①) [120(①)] 後半120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	前半120(①) [106(④)] 後半120(①) [102(④)]
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	181(④) [181(④)]	176(④) [176(④)]	185(④)	209(④)	213(④)	前半206(④) 後半195(④)	185(④)	前半196(④) 後半207(④)	209(④)	221(④)	222(④)	前半211(④) 後半200(④)
	九州向	1(④) [0(④)]	0(④) [0(④)]	1(④)	12(④)	13(④)	前半8(④) 後半7(④)	0(④)	前半5(④) 後半6(④)	9(④)	14(④)	9(④)	前半4(④) 後半1(④)

()内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。 []内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降