

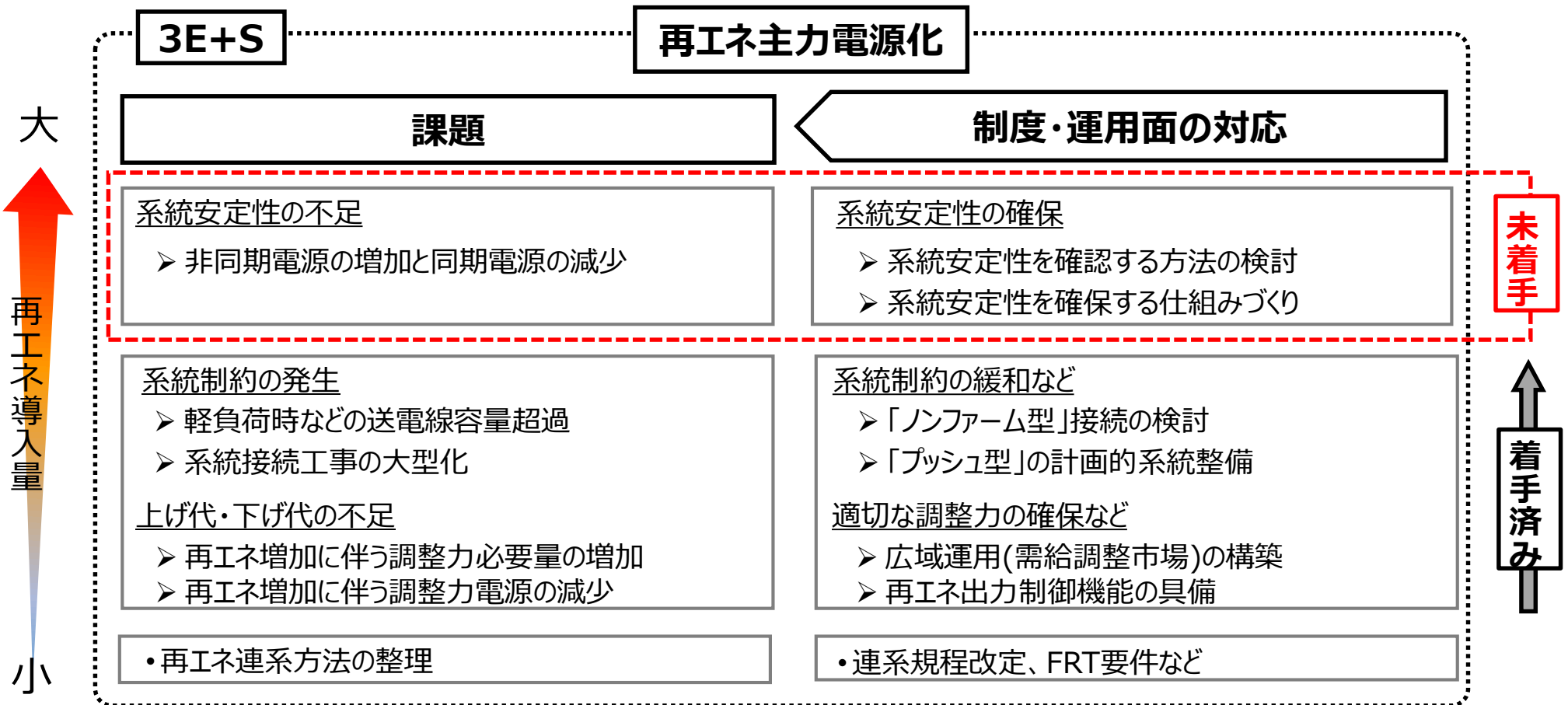
「再エネ主力電源化」に向けた 技術的課題及びその対応策の検討について

2020年10月27日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

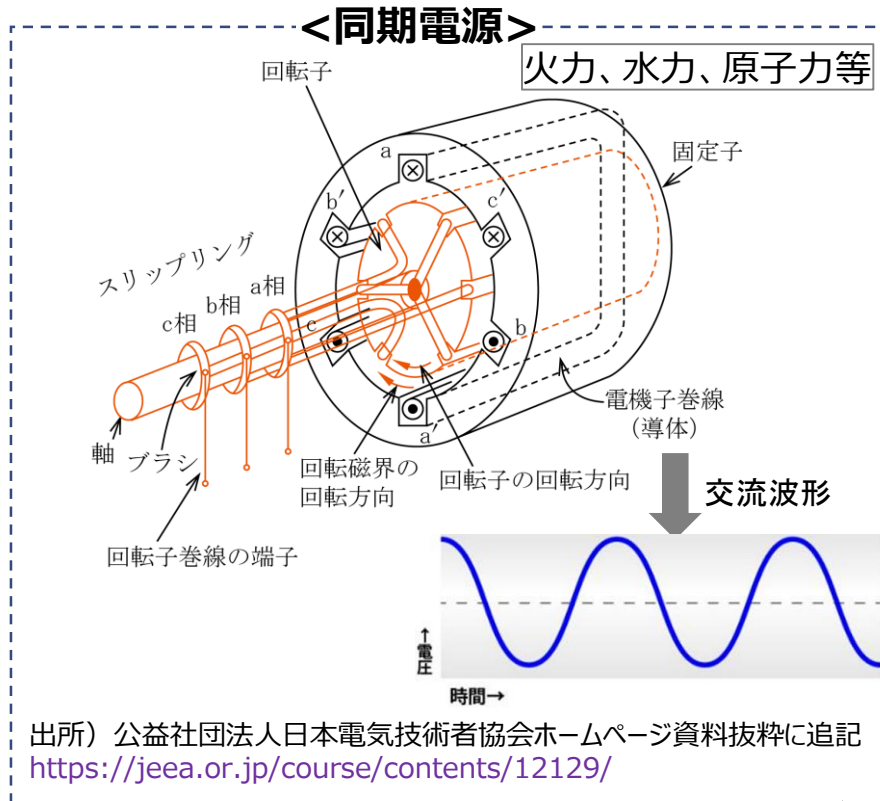
- 再エネの導入量増加に伴い、これまで「下げ代・上げ代不足」や「系統制約」などの課題が発生し、これらに対して制度面・運用面で対応を行ってきたところ。
- 今後、「再エネ主力電源化」に向けて再エネの導入量がさらに高いレベルまで増加すると、上記課題に加えて、系統安定性※の観点からの課題が発生し、更なる再エネ導入の妨げとなる、あるいは、需要家の不利益となる可能性があると考え、今回、その対応策の検討の進め方を整理したので、ご議論いただきたい。

※系統安定性とは安定的に電気を送るために不可欠なものであり、それが不足すると、周波数や電圧等の維持に大きく影響するもの

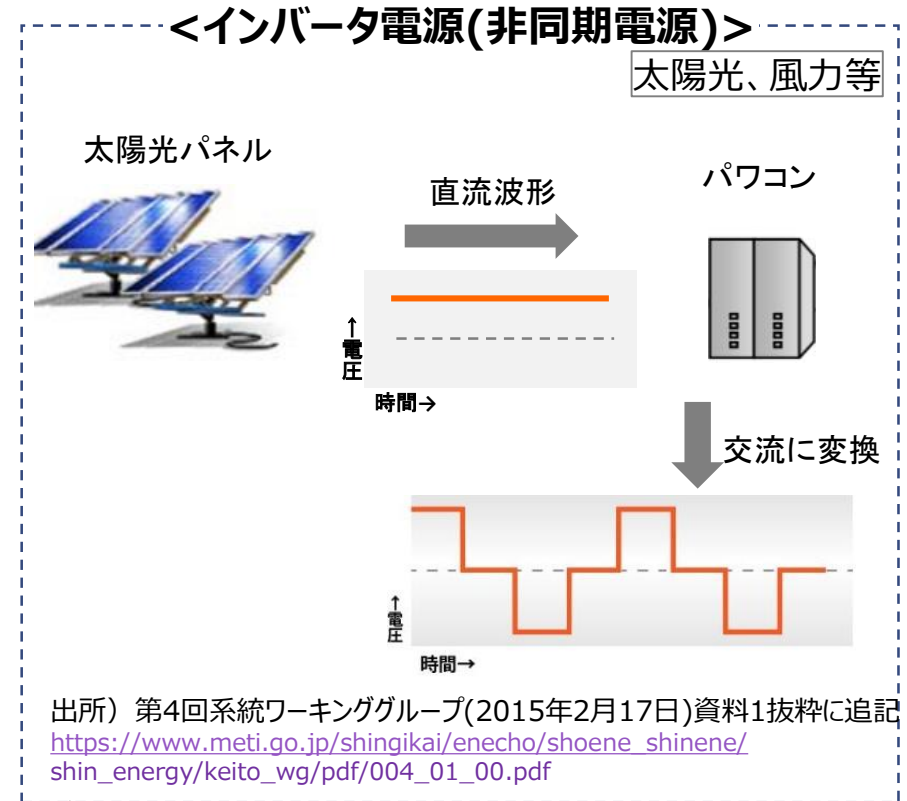


- 1．「再エネ主力電源化」に向けた電力系統の系統安定性の課題
- 2． 系統安定性に係る検討の必要性
- 3． 今後の検討の方向性

- これまでの電力系統は50Hz/60Hz交流系統であり、その50/60[サイクル/秒]の回転力を火力や水力などの同期電源により生み出すことで、安定的に電気を送ってきた。他方で、太陽光発電や風力発電などはインバータ電源(非同期電源)であり、自ら回転力を生み出さない。
- 具体的には、**同期電源は自ら回転エネルギーを持ち、いわゆる慣性力・同期化力を維持するものの、インバータ電源(非同期電源)は、それらの能力を持たない。**



【回転機】
 回転エネルギーあり
 慣性力・同期化力あり

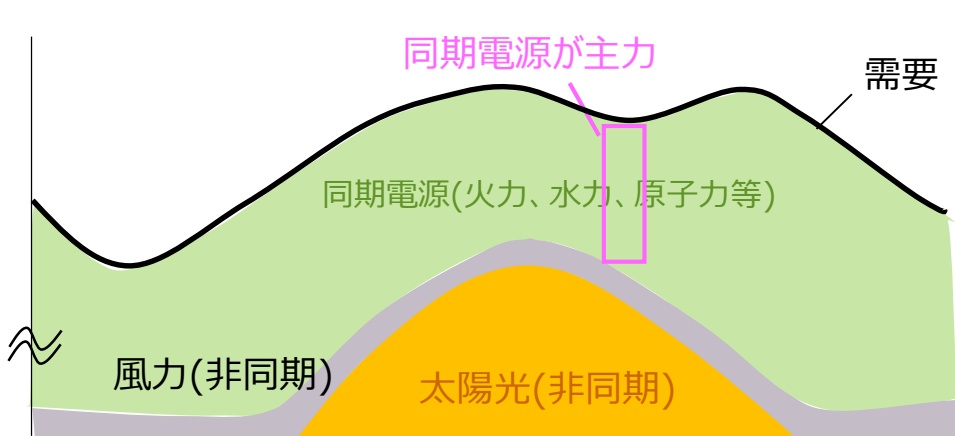


【静止器】
 回転エネルギーなし
 慣性力・同期化力なし

- 「再エネ主力電源化」に向けて再エネ導入量はさらに高いレベルまで増加していくこととなり、太陽光発電や風力発電などのインバータ電源(非同期電源)が増加する一方で、火力発電等のこれまで安定的に電気を送るために活用してきた同期電源が減少していくこととなる。
- 「再エネ主力電源化」において、**電気(周波数、電圧)の品質低下や大規模停電の発生などにより需要家に影響を与えないように**、引き続き安定的に電気を送るにあたっての**様々な課題(系統安定性の課題)に対する対応策や環境整備などの検討が今後必要となる**と考えられる。

<現在>

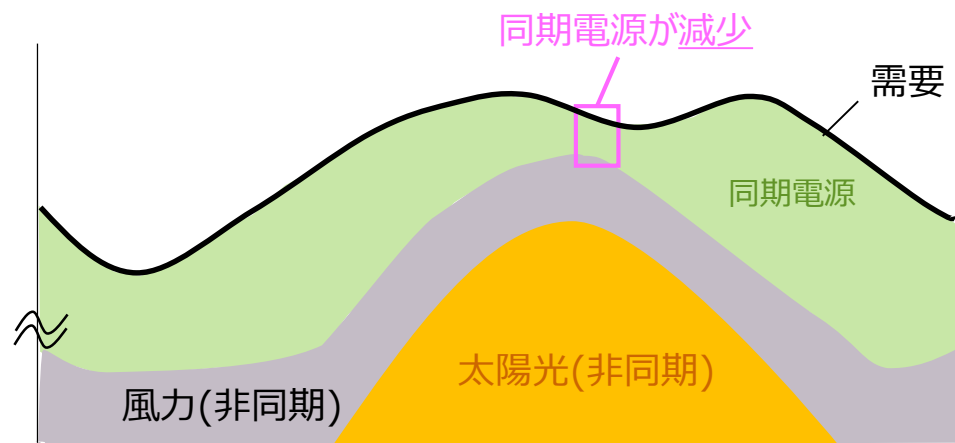
再エネ増加



現状、一定程度の再エネが導入されているが、同期電源が主力であり、その能力・機能を活用することで、系統安定性を確保している。

⇒ これまで安定的に電気を送ってきた

<再エネ主力電源化>

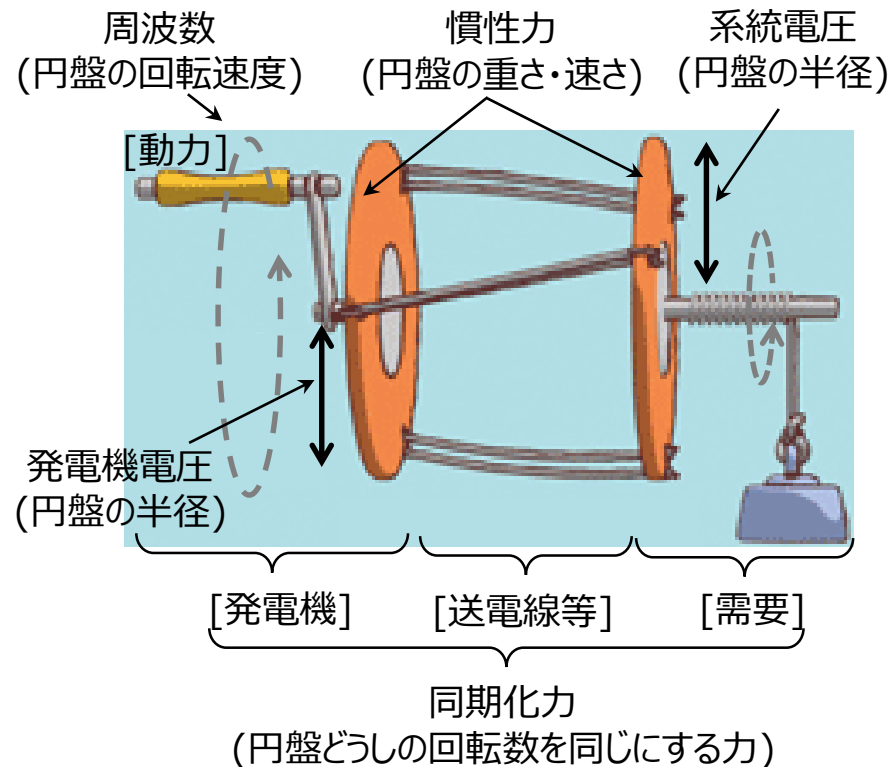


将来の「再エネ主力電源化」に向けて再エネ導入量がさらに高いレベルまで増加していくと、非同期電源の比率が多くなり、同期電源が減少していく。

⇒ これまでどおり安定的に電気を送るためにも、対応策や環境整備などの検討が今後必要

(参考) 同期電源減少に伴い想定される課題イメージ

- 交流系統において電気を安定的に送るためには、慣性力、同期化力等が必要であるが、インバータ電源は下図イメージのような発電機用「円盤」を回して発電していない(回転機でない)ため、**電力系統全体としての慣性力(円盤の重さ)が減少し、電源脱落等(発電機用「円盤」のハンドルの力の減少等)が発生したときに50Hz・60Hzの周波数(回転速度)を維持することが困難**となる。
- また、**慣性力以外にも電圧や同期化力など、様々な課題が発生する可能性**がある。



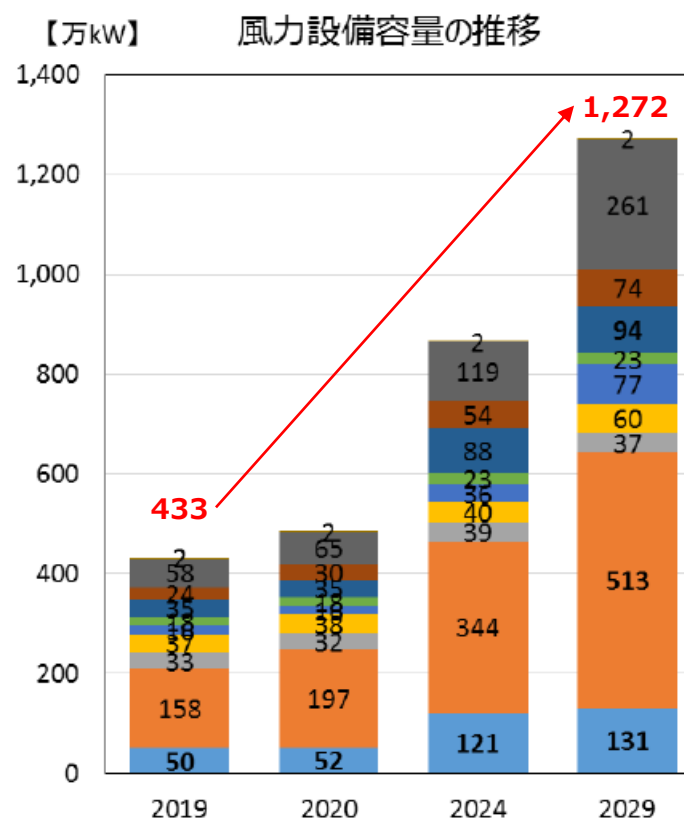
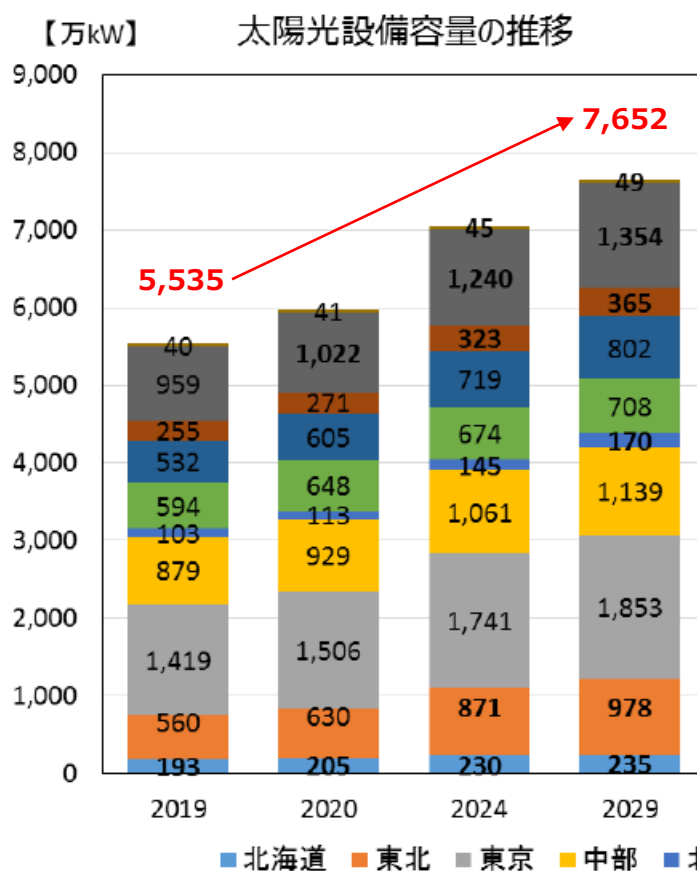
発電	動力	ハンドルを回す力
	周波数	「円盤」の回転速度(50Hzでは1秒間に50回転)
送電線等		紐を伝わる力(紐の張力により回転力を伝える)
需要		巻き上げる錘(おもり)の重さ

慣性力	「円盤」の重さ・速さ ⇒円盤が重いほど・円盤が速いほど、加速/減速の力が突如加わったときにも一定時間・一定速度を維持可能
電圧 (短絡容量)	「円盤」の半径 ⇒半径が大きいほど、「紐」が長く本数が少なくても(張力が弱くても)、需要用「円盤」を回し、錘を動かすことができる
同期化力	発電機用「円盤」と需要用「円盤」が同じ回転数で回る力 ⇒「円盤」の半径が大きいほど・「紐」が短く本数が多いほど、加速/減速の力が突如加わり動揺が発生しても、電圧(「円盤」の半径)等の維持のもと、発電機用「円盤」と需要用「円盤」は同じ回転数に戻る能力を有する

項目	課題	想定されるリスク事象	想定される設備対策・系統対策(案)
周波数	慣性力低下	慣性力が低下すると、電源脱落時の周波数低下スピードが速くなり、上げ調整力やUFR等の負荷制限が間に合わず、再エネ等の分散電源が解列し、周波数がさらに大きく低下した結果、発電機が安定運転を維持できず連鎖解列し、系統崩壊(ブラックアウト)に至る可能性がある。	同期発電機の維持
			同期調相機設置
			再エネの疑似慣性機能/インバータ容量拡大
			蓄電池の疑似慣性機能/インバータ容量拡大
周波数 電圧	適正值逸脱	周波数調整能力、電圧調整能力の低下により、周波数や電圧を適正值に維持することができず、電気の品質低下により需要家に影響が生じる可能性がある。	同期発電機(揚水発電機)の維持
			同期調相機設置
			調相設備(STATCOM等)設置
			再エネ・蓄電池等による周波数・電圧制御
安定度	同期化力低下	同期化力が減少すると、送電線事故時などの発電機間の加速/減速が大きくなり、発電機が同期運転を継続することができず(発電機が安定的の運転できる位相差に戻ることができず)、発電機が連鎖脱落し、系統崩壊(ブラックアウト)に至る可能性がある。	同期発電機の維持
			同期調相機設置
			再エネ・蓄電池による同期化力維持のための制御
			系統インピーダンスの抑制
事故 除去	短絡容量低下	電圧維持能力(短絡容量)が減少し、事故時の故障電流(無効電力)が減少すると、これまで事故点判別のために用いていた故障電流検出が機能せず、安全に事故設備のみを系統から切り離すことができなくなり、保安上の問題が生じる可能性がある。	同期発電機の維持
			同期調相機設置
			事故検出整定値の見直し
			新しい事故検出方法の開発

1. 「再エネ主力電源化」に向けた電力系統の系統安定性の課題
2. 系統安定性に係る検討の必要性
3. 今後の検討の方向性

- 最新の2020年度供給計画では、全国の再エネの設備容量(kW)は、**2019年度の太陽光発電の約5,500万kW・風力発電の約430万kWに対して、2029年度には太陽光発電の約7,700万kW・風力発電の約1,300万kWまで増加する見通し**である。
- 2030年度以降も、「再エネ主力電源化」に向けて、太陽光発電・風力発電が**更に増加**していくことが推測される。

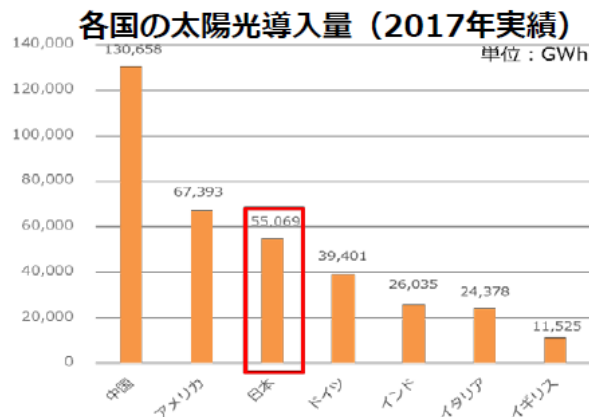
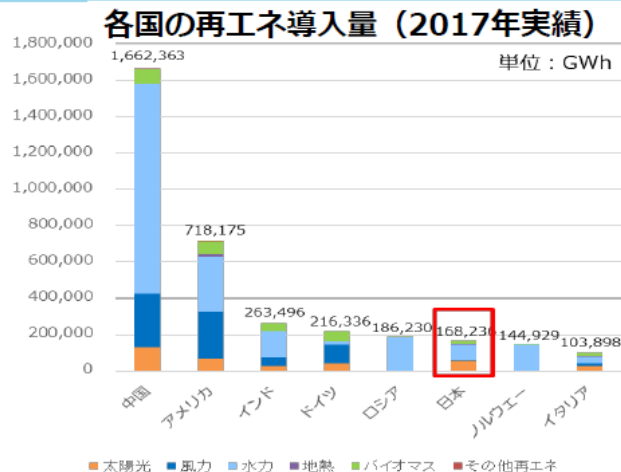


【出典】2020年度供給計画取りまとめ(2020年3月31日)

https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/200331_kyokuyukeikaku_torimatome.html

日本の再生可能エネルギー導入量の国際比較（絶対量と増加スピード）

- 我が国の再エネ導入量は世界第6位、このうち太陽光発電は世界第3位となっている。
- この7年間で約3倍にという我が国の増加スピードは、世界トップクラス。



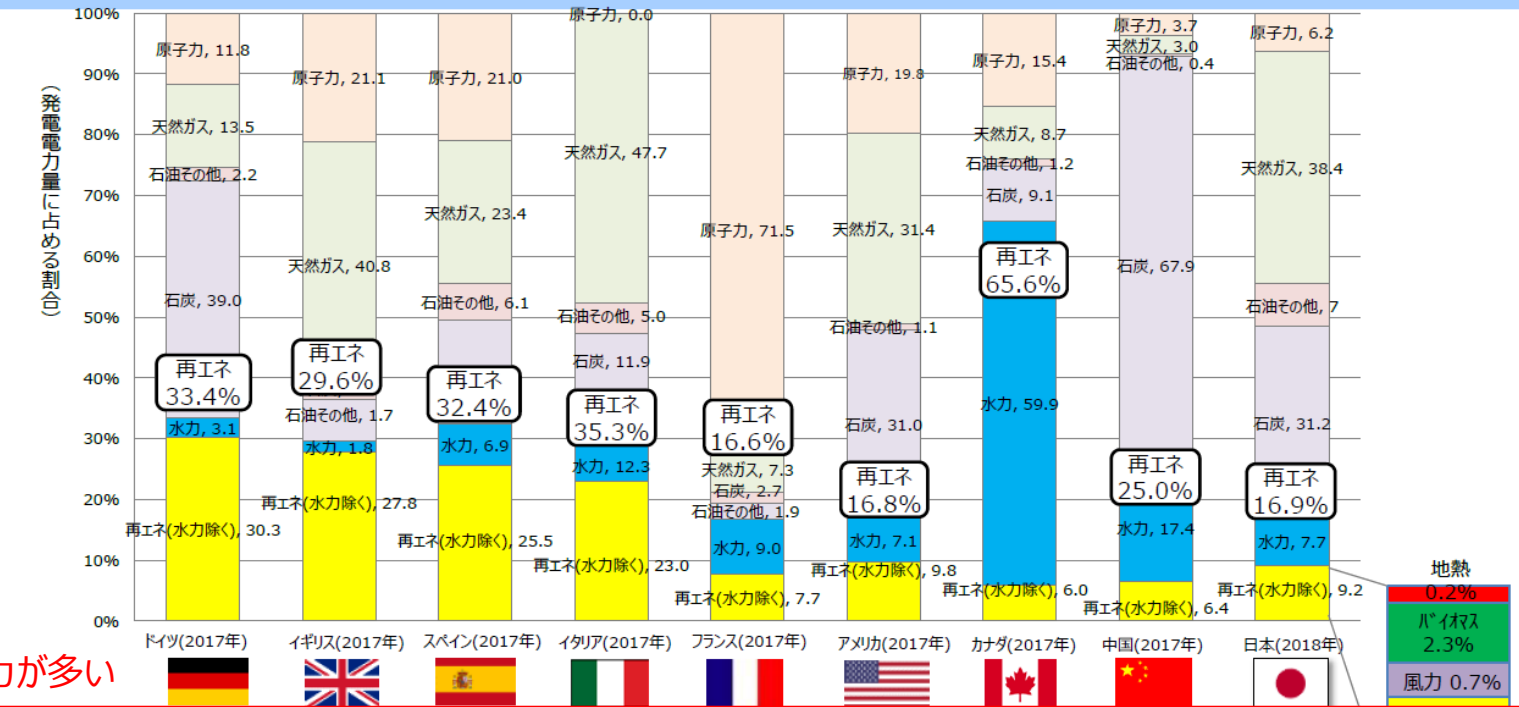
発電電力量の国際比較（水力発電除く）

	2012年	2018年
日本	309	963 → 3.1倍
EU	4,319	6,743 → 1.6倍
ドイツ	1,217	1,962 → 1.6倍
イギリス	358	934 → 2.6倍
世界	10,693	21,870 → 2.0倍

出典：IEA データベースより資源エネルギー庁作成 10

■ 再エネ導入が進展している他国においては、その主力となる再エネ電源は風力発電である国が多い。他方で、日本に導入されている再エネ電源の主力は太陽光発電である。

①世界の動向：再生可能エネルギーの発電比率 4



主要再エネは風力が多い

日本の主要再エネは太陽光

主要再エネ ※水力除く	風力 16.3%	風力 14.9%	風力 18.0%	太陽光 8.3%	風力 4.4%	風力 6.0%	風力 4.4%	風力 4.4%	太陽光 6.0%	太陽光 6.0%
目標年	①2025年 ②2035年	2030年	2020年	2020年	2030年	2035年	— (国家レベルでは定め ていない)	2020年	2030年	—
再エネ導入 目標比率	①40~45% ②55~60% 総電力比率	44% (※) 総電力比率	40% 総電力比率	35~38% 総電力比率	40% 総電力比率	80% クリーンエネルギー (環境省) 総電力比率	— (国家レベルでは定め ていない)	15% 1次エネルギーに占める 非化石比率	22~24% 総電力比率	—
発電量	6,477 億kWh	3,355 億kWh	2,734 億kWh	2,940 億kWh	5,570 億kWh	42,637 億kWh	6,583 億kWh	66,021 億kWh	10,512 億kWh	—

- 再エネ導入が進展している国の多く(例えば、アイルランド、英国、米国テキサス)において、その主力は風力発電である。他方で、日本に導入されている再エネの主力は太陽光である。

	アイルランド		英国		米国テキサス		日本	
	2020年	2029年	2019年	2030年	2019年	2029年	2020年	2029年
ピーク需要(万kW)	695	809	5,867	6,215	7,482	8,875	15,892	15,662
再エネ導入量(設備容量)(万kW)	635	1,121	4,039	6,982	3,067	4,921	9,117	11,737
内、風力 (ピーク需要に対する比率)	560 (81%)	1,012 (125%)	2,212 (38%)	4,650 (75%)	2,386 (32%)	3,292 (37%)	486 (3%)	1,272 (8%)
内、太陽光 (ピーク需要に対する比率)	30 (4%)	69 (9%)	1,295 (22%)	1,714 (28%)	228 (3%)	1,557 (18%)	5,970 (38%)	7,652 (49%)
再エネ年間kWh比率※	40%	70%	38%	59%	19%	30%	19%	27%

※ 再エネ年間kWh比率:年間の総発電電力量(kWh)に占める太陽光発電及び風力発電の年間電力量(kWh)の割合

- 今後「再エネ主力電源化」に向けて再エネがさらに高いレベルまで導入されると、再エネ電源において風力発電が主力の他国と比べて、太陽光発電が主力の日本では、**再エネ導入が先行している他国と同様に、時間帯によっては、太陽光発電や風力発電などのインバータ電源(非同期電源)が需給バランスの主力となり、火力発電等の同期電源の割合は減少していくと考えられる**か。

※1 瞬間kWh比率:瞬間的な非同期電源出力の全体発電出力に対する比率

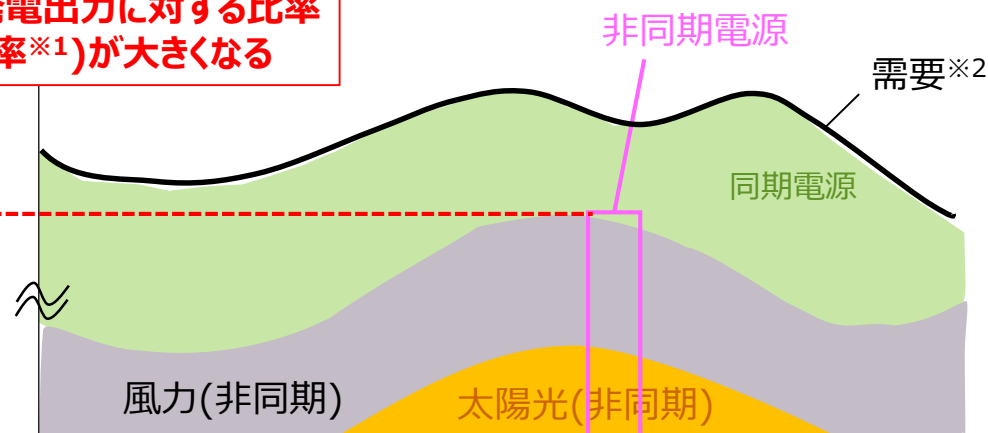
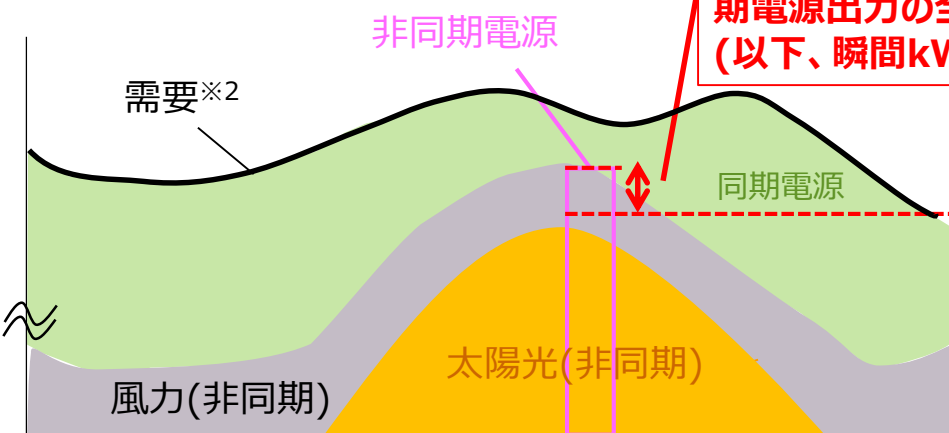
※2 分かりやすさの観点から、需要カーブは同一カーブとしている

<再エネ主力電源:太陽光の場合>

日本

<再エネ主力電源:風力の場合>

アイルランド、英国等



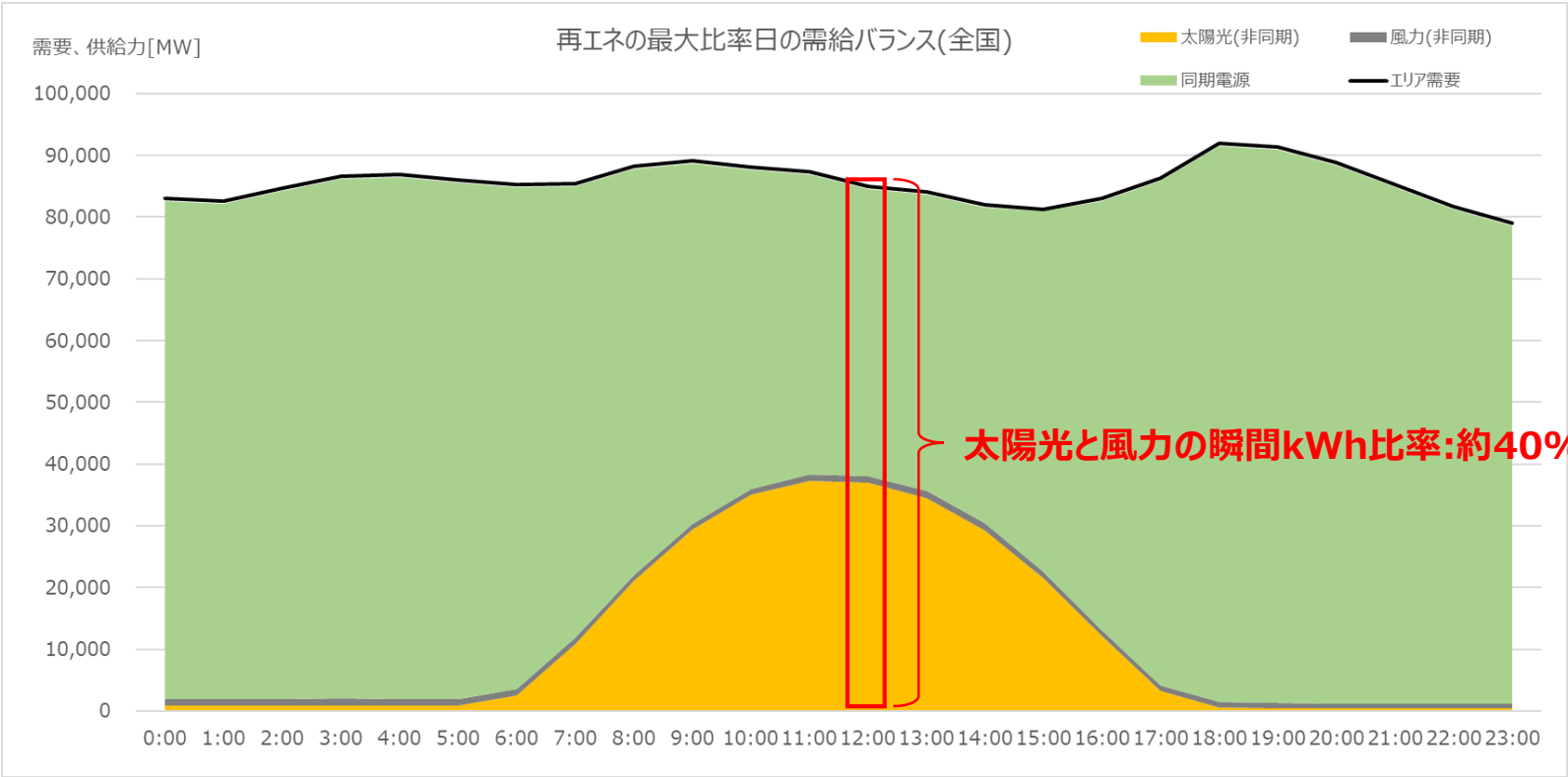
非同期電源の全体発電に対する比率(年間kWh比率、瞬間kWh比率※1)

年間kWh比率: 同程度
瞬間kWh比率※1: 大きい

← 太陽光主力の方が瞬間kWh比率※1の最大値が大きい →

年間kWh比率: 同程度
瞬間kWh比率※1: 小さい

■ 2019年度の再エネ比率最大日(3月21日)の全国の需給バランス状況を確認すると、日本は再エネの中で太陽光発電の比率が高く、太陽光発電の出力カーブの特徴から時間帯によって再エネの瞬間kWh比率が異なり、再エネの瞬間kWh比率が最大となるのは太陽光発電出力のピーク時間帯となり、約40%の実績であった。



0時	1時	2時	3時	4時	5時	6時	7時	8時	9時	10時	11時	12時	13時	14時	15時	16時	17時	18時	19時	20時	21時	22時	23時
2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	4.2	13.9	24.6	32.7	37.6	39.3	39.5	37.7	33.7	26.6	15.8	4.8	1.6	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5

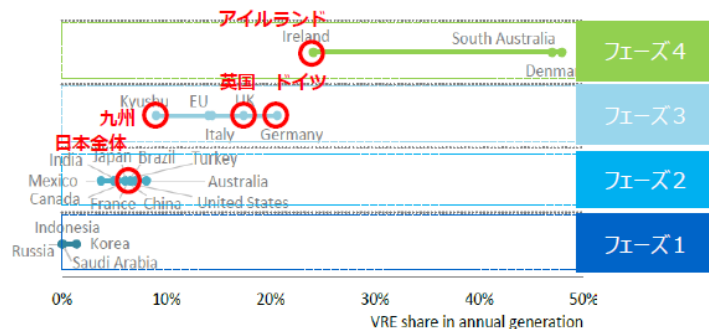
- 日本では、太陽光が再エネ電源の主力となることから、時間帯によっては、IEAが評価する再エネ導入拡大に応じた6つの運用上のフェーズのうち、フェーズ4(再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる)に近づいていると考えられないか。

(参考) 自然変動再エネの導入拡大とそれに応じた運用上の課題

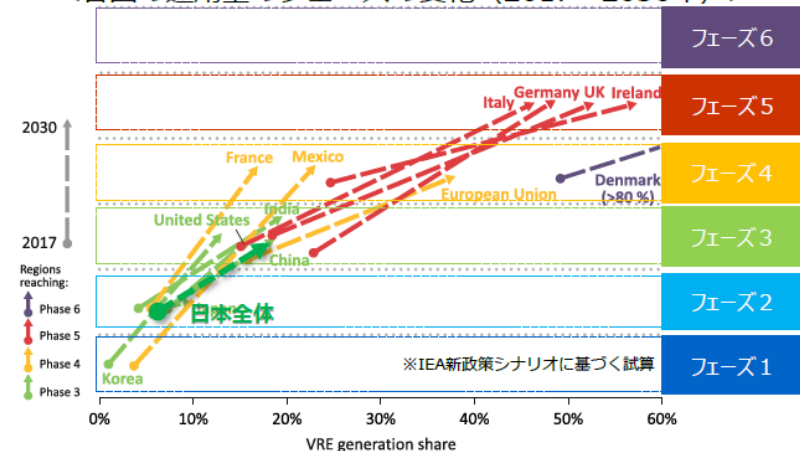
2

- 国際エネルギー機関 (IEA) によれば、自然変動再エネ導入比率や電力システムの状況等に相関して6つの運用上のフェーズが存在する。
 - ・フェーズ1ではローカル系統での調整が必要となる。
 - ・フェーズ2では系統混雑が現れ始め、需要と変動再エネのバランスが必要となる。
 - ・フェーズ3では出力制御が起こり、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる。
 - ・**フェーズ4では変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる。**
 - ・フェーズ5では変動再エネの供給が頻繁に需要を上回り、交通や熱の電化による柔軟性確保が必要になる。
 - ・フェーズ6では変動再エネの余剰・不足がより長い時間軸で発生し、合成燃料や水素等による季節貯蔵が必要になる。
- フェーズ4にはアイルランドとデンマーク、フェーズ3には欧州各国(ドイツ、スペイン、英国等)、フェーズ2には北米・南米・アジア・オセアニアの各国が位置する。日本はフェーズ2、九州は再エネ導入が進む欧州各国と同じフェーズ3に位置する。
- IEAの試算によれば、**2030年時点で日本全体はフェーズ3に位置し、調整力の必要性が一層高まる見込み。**

<各国の運用上のフェーズ(2017年)>



<各国の運用上のフェーズの変化(2017→2030年)>



※IEA新政策シナリオに基づく試算

(出典: IEA World Energy Outlook 2018)

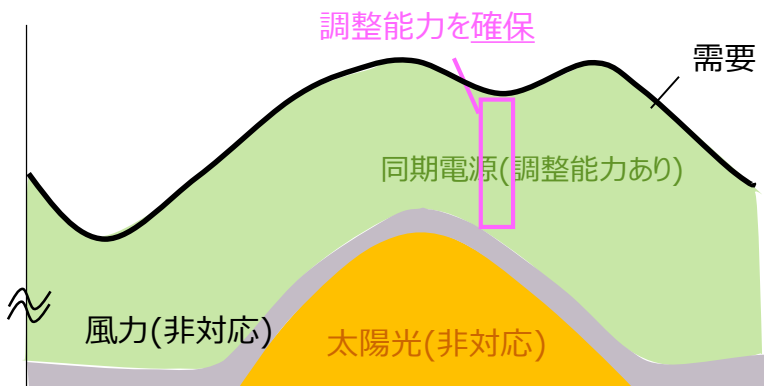
【出典】第20回系統ワーキンググループ(2019年3月18日) 資料1

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/020.html

- 前述の通り、**日本は再エネ電源の主力が太陽光である**ことを踏まえると、「再エネ主力電源化」においては、**IEAによる再エネ導入に応じた運用上のフェーズ4となり**、系統安定性に係る課題が発生する可能性があると考えられないか。
- 「再エネ主力電源化」に向けては、再エネに対しても同期電源と同様な調整能力を求めるなどの対応を予め実施しておくことが必要であり、**その対応には一定程度の期間がかかることから**、手遅れとならないためにも、今後、これから導入される再エネへの機能具備や設備対策などを適切に実施するために、**先行して検討を進める必要がある**のではないかと。

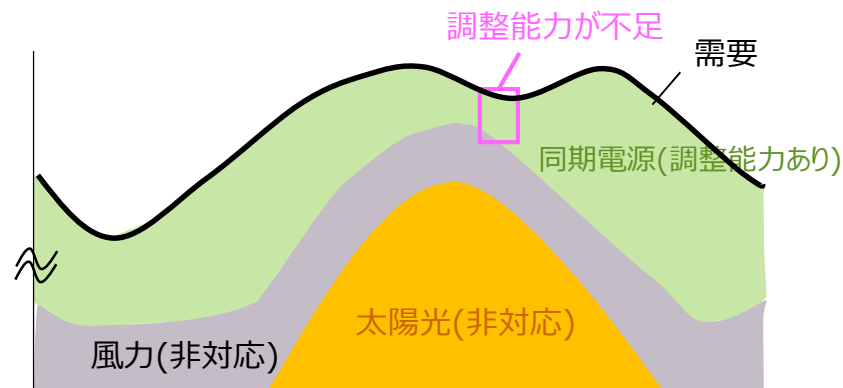
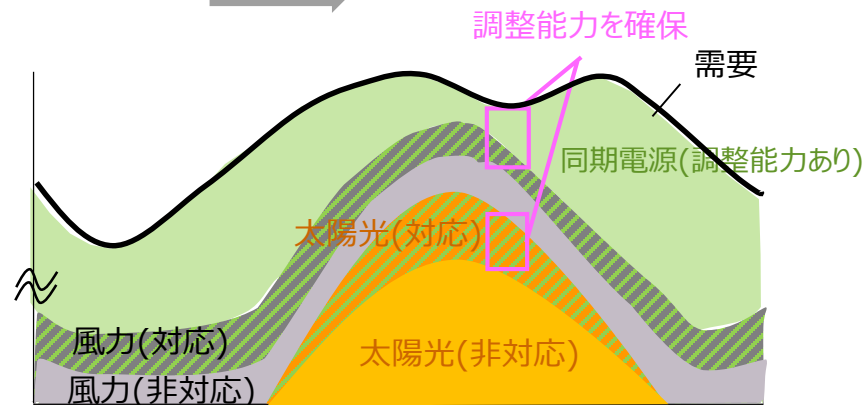


※対応：課題に対して対応策(グリッドコードや設備対策など)を実施することを決定すること



先行して対応
(パターン①)

対応が間に合わず
(パターン②)



- グリッドコード検討会においても、2030年に再エネの年間kWh比率22～24%を目標としている日本において、再エネ以外の火力発電等の調整力に依存するシステムから、再エネ含めすべての発電設備に一定程度の調整力を具備して、電力の安定供給に貢献するようなシステムに転換していくことが求められているとして、検討に着手しているところ。

Ⅱ. グリッドコードについての整理 ＜再エネ導入拡大中の日本の状況＞

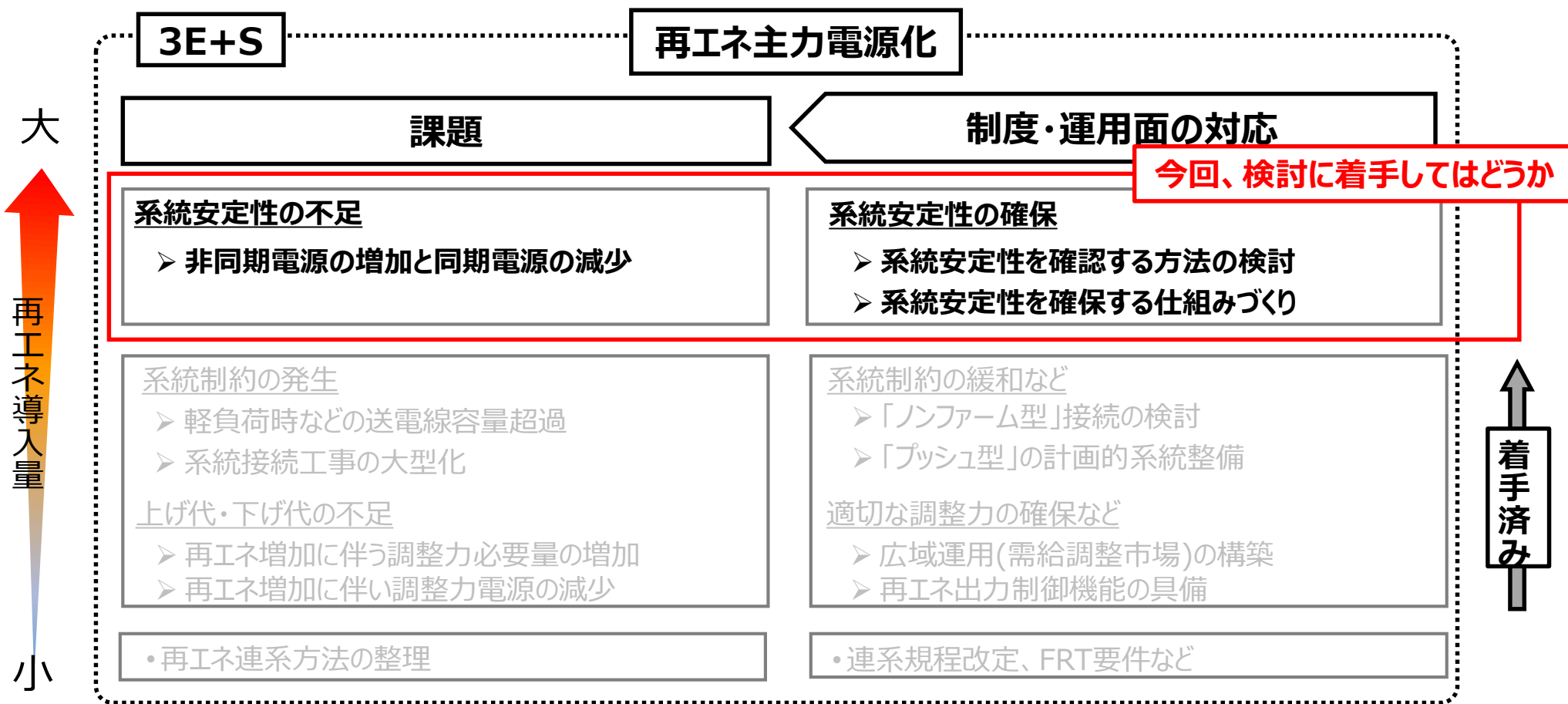
10

■ 日本における状況

- 日本では、電気事業法第17条に規定する託送供給義務等（オープンアクセス）の下、系統連系に係る一連の規程（「送配電等業務指針」、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」、「系統連系規程」、「系統連系技術要件」、「系統アクセスルール」）に基づいて、再エネを含む発電事業者と一般送配電事業者の発電電力量調整供給及び電氣的接続が確保されている。
- 再エネ導入が進み、2010年（当時の再エネ電源比率：9%）には、「系統連系規程」に事故時運転継続機能が明記され、合わせて「系統連系技術要件」にFRT（事故時運転継続）機能を具備する旨規定された。2020年4月には出力変動抑制のための調定率制御等を規定し、再エネ導入拡大に順次対応している。
- 欧州の「再エネ発電比率」と「欧州各国におけるグリッドコードの位置づけ」（前スライド）から、欧州4か国の再エネ発電比率は、2018年時点で30%を超えている状況である。国際エネルギー機関（IEA）によれば、九州が英国・ドイツと同じフェーズ3に位置し、「出力制御が起り、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる」と報告（次スライド参照）されている。
- IEAは2030年に日本全体がフェーズ3に位置すると報告しており、2030年に再エネ発電比率22～24%を目標としている日本において、再エネ以外の火力発電等の調整力に依存するシステムから、再エネ含めすべての発電設備に一定程度の調整力を具備して、電力の安定供給に貢献するようなシステムに転換していくことが求められている。
- よって、日本での再エネ導入拡大に伴う課題を整理し関係者と議論した上で、欧州の再エネ導入状況と系統運用の対応状況も参考にしつつ、グリッドコードを検討、「系統連系技術要件」等につなげていくこととしたい。

	アイルランド	英国	米国テキサス
再エネ導入目標	2020年に再エネkWh導入比率42.5% (※2010年で再エネ行動計画で設定) 2030年に再エネ導入kWh比率70% (※2019年に気候行動計画で設定)	2020年に再エネkWh導入比率31% (※2011年で再エネ行動計画で設定) 2050年に再エネ導入比率57%程度 (※2019年6月、気候変動法を改正し、 2050年までにGHG排出量目標をNet Zeroに設定)	2025年までに再エネ設備を1,000万kW 導入(2005年に設定、2010年に達成済)
抽出された技術的課題 (慣性力、同期化力、電圧、 周波数、短絡容量など)	・周波数安定性(慣性力、RoCoF等) ・電圧安定性 ・過渡安定度 ・短絡容量	・周波数安定性(慣性力、RoCoF等) ・短絡容量(電圧管理等)	・周波数安定性(慣性力、RoCoF、周波数低下) ・短絡容量
上記技術課題検討期間	2010年から検討開始 DS3プログラムにて系統対策・運用方針・システム対応を検討	系統運用フレームワーク(2014年～2016年)で、系統運用対策等を検討・公表	2008年から検討開始
技術的課題への対応策① (新たな調整力商品)	システムサービス14商品(SIR、FFR、DRRなど)	アンシラリーサービス21商品(周波数調整、調整力、無効電力、電源制限)に加えて、より高速の周波数調整サービスや慣性力サービスを導入。	アンシラリーサービス10商品(周波数調整力(Reguration)、応答制御調整力(RRS)、待機予備力(Non-Spin)、電圧制御(VSS)、ブラックスタート(BSS)、マストラン(RMR)) 2020年に高速周波数応答(FFR)を追加、 2022年にRRSから10分以内の調整力を緊急時予備力(ECRS)として分離予定
上記①調整力商品の 調達方法・費用回収方法	現状は相対契約、将来的にはオークション方式 託送料金にて回収	周波数調整、調整力等は入札方式、電源制限は相対契約 託送料金にて回収	Reguration、待機予備力(Non-Spin)はアンシラリー市場、その他は相対契約 託送料金にて回収
技術的課題への対応策② (グリッドコード)	2013年に風力のグリッドコードを見直し	随時見直し	2009年以降随時グリッドコードを見直し 2009年:ERCOTへの個々のサイトのリアルタイムデータ提出 2010年:ガバナフリー運転 2012年:周波数調整機能強化(速度調定率、不感帯) 2016年:周波数調整機能強化(不感帯)
上記①②対策の 費用対効果	需要家の便益評価の上、各種対策を取り入れた	RoCoF閾値の変更に際して費用対効果を実施。	費用便益分析を実施の上、アンシラリーサービスの組換・拡充

- 以上のことから、今後、「再エネ主力電源化」に向けて再エネの導入量がさらに高いレベルまで増加すると、再エネ電源の主力が太陽光である日本は、先行して再エネ導入が進展している他国と同様に、系統安定性の観点からの課題が発生し、更なる再エネ導入の妨げとなる、あるいは、需要家の不利益となる可能性があると考え、**今回、その課題整理と対応策の検討に着手する必要があると考えられる**がどうか。

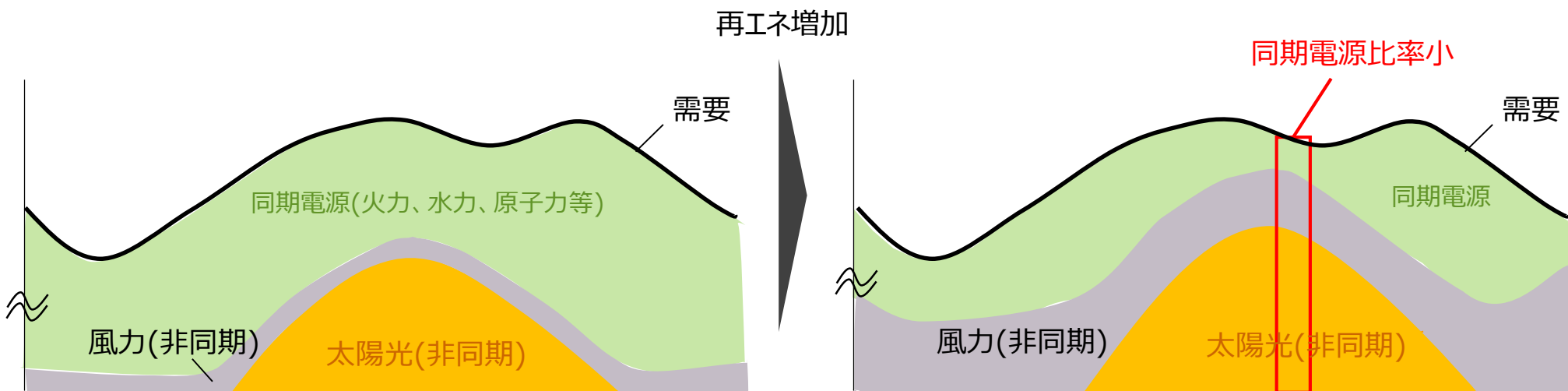


1. 「再エネ主力電源化」に向けた電力系統の系統安定性の課題
2. 系統安定性に係る検討の必要性
3. 今後の検討の方向性

- 「再エネ主力電源化」に伴い再エネ導入量が増加し、太陽光発電や風力発電などのインバータ電源(非同期電源)が増加する一方で、火力発電等の同期電源が減少する場合に、安定的に電気を送れるかどうかの技術的な課題【論点 1】を確認することがまず必要である。技術的な課題を確認した上で、その対応策【論点 2 ～ 5】や、その費用対効果【論点 6】などを検討していくこととなる。
- 今回、各論点について、今後の検討の方向性を整理したため、ご議論いただきたい。

<現在>

<再エネ主力電源化>

**論点**

【論点 1】同期電源減少に伴う技術的な課題の整理

【論点 2】技術的な課題を管理する指標の検討

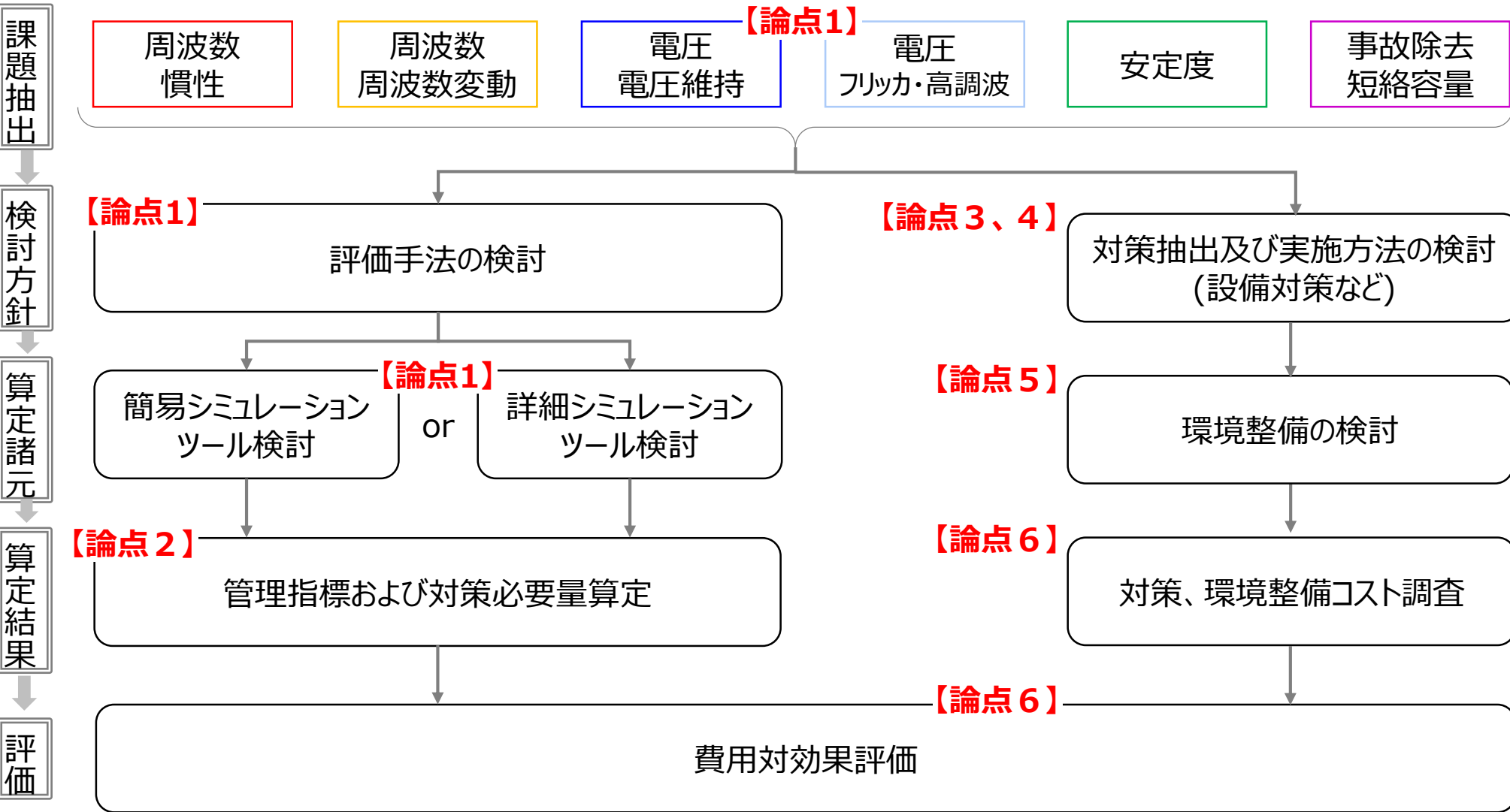
【論点 3】技術的な課題の対応策の検討

【論点 4】対応策に応じた調達方法の検討

【論点 5】対応策を可能とする環境整備の検討

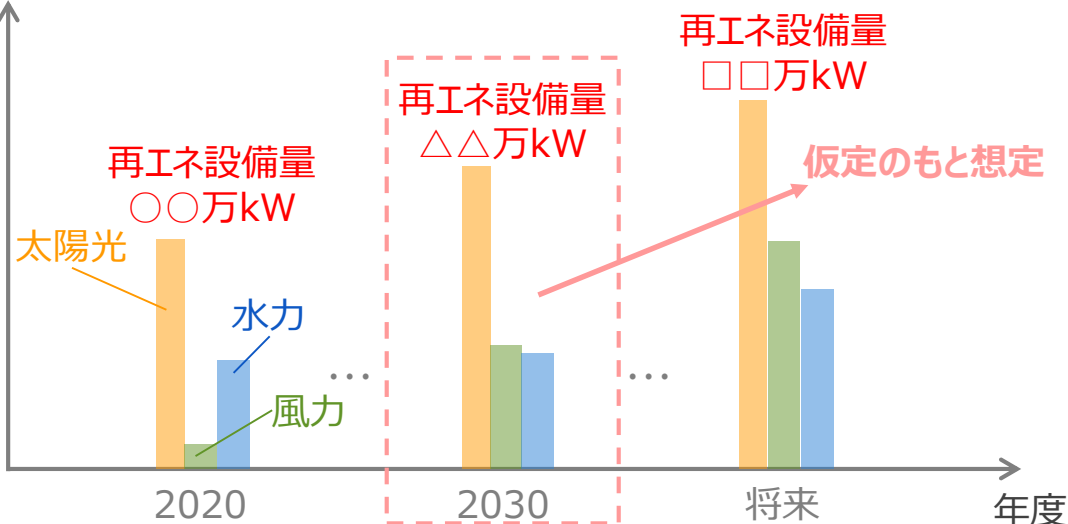
【論点 6】対応策に要する費用対効果の確認

■ 前ページに示した各論点を整理することにより、下記の検討フローのとおり、課題抽出のみでなく、その解決方策とそれに要する費用を踏まえた費用対効果の評価まで、全体的な検討を進めていくこととなる。



- 「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題について、**周波数(慣性力、調整力)や電圧(同期化力、電圧維持、電圧フリッカや高調波、短絡容量)**など網羅的に検討を進めていく必要がある。
- 具体的には、2020年度供給計画の10年度目の需給バランスや系統構成をベースに、さらに再エネ設備量が増加した場合の需給バランスや系統構成などを想定し、**周波数状況や電圧状況をシミュレーションにより確認**していくこととしてはどうか。
- そして、太陽光発電や風力発電などのインバータ電源(非同期電源)が増加し、同期電源が減少する場合に、**どのような課題が生じるのか整理していく**こととしてはどうか。

導入量



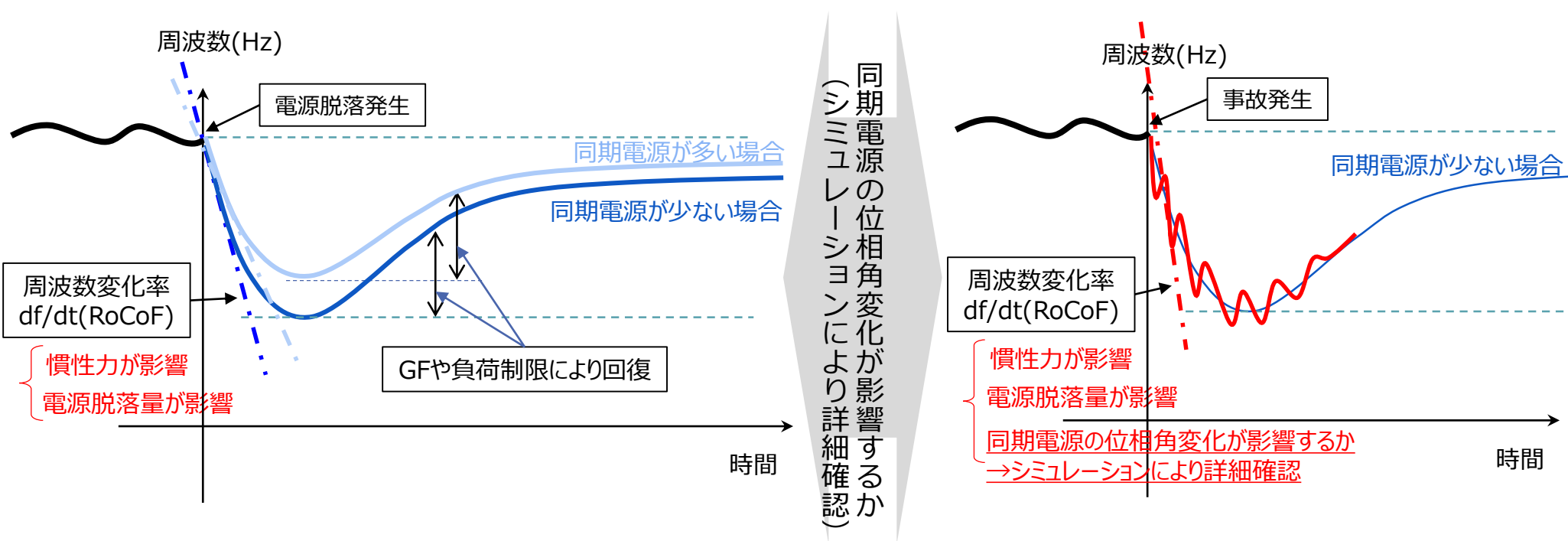
シミュレーションベース
⇒2020年度供計10年度目をベース

2020年度供計10年度目の需給バランス・系統構成をベースにした周波数・電圧シミュレーションにより周波数・電圧状況を確認



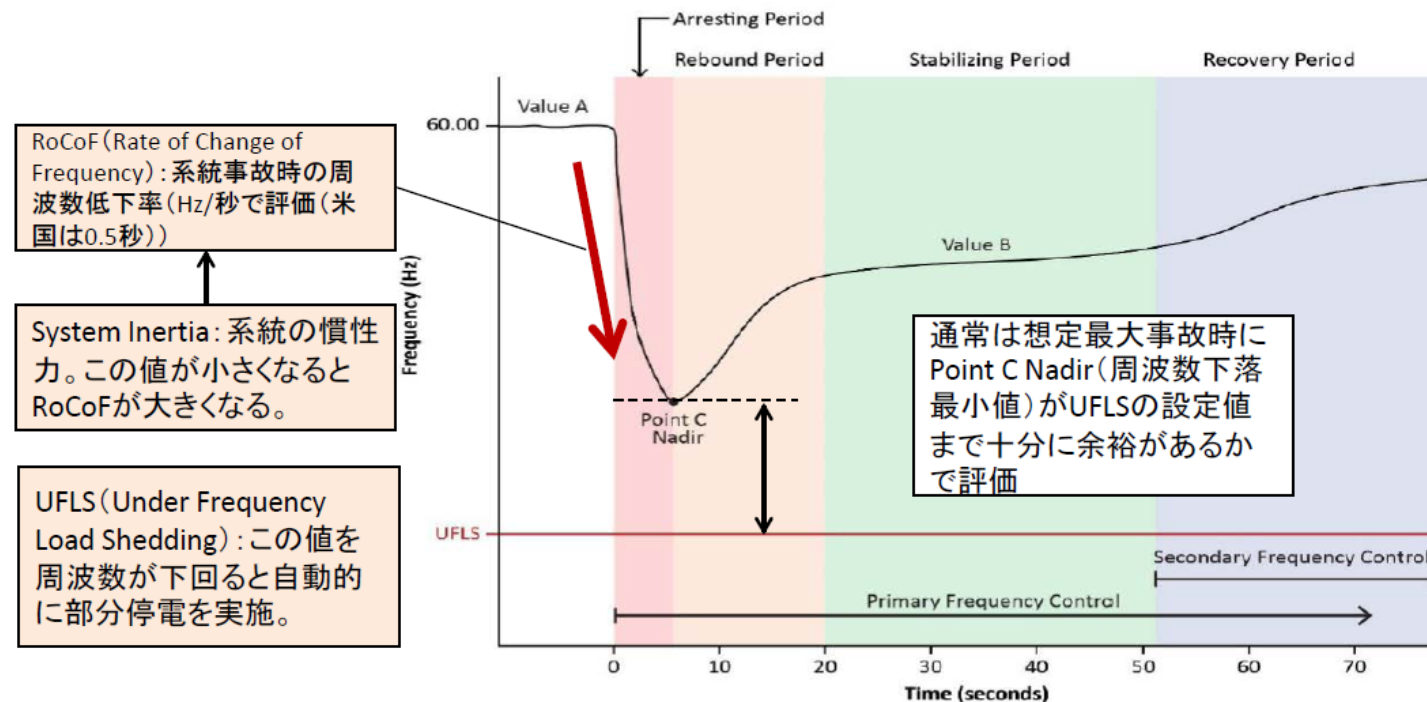
さらに再エネ設備量が増加した場合の周波数・電圧シミュレーションにより、各技術的課題を抽出するとともに、その対応策を検討

- 電源脱落時には、一旦、周波数が低下するものの、極めて短時間（秒単位、分単位）しか経過しないうちに、一次調整力や二次調整力の発動、またはUFR等による負荷遮断を実施し、需給均衡(需要 = 供給力)の状態に戻す(周波数を回復する)こととなる。
- 再エネ等のインバータ電源(非同期電源)が増加するとシステムの慣性力が減少するため、電源脱落時の周波数低下スピードが速くなる(周波数変化率RoCoF(Rate of Change of Frequency))が大きくなる。周波数変化率RoCoFが一定値を上回ると、再エネ等の分散電源が解列し、その結果、周波数がさらに大きく低下するリスクが生じる。
- また、上記周波数変化に対して、系統動揺による個々の発電機の減速/加速を考慮すると、脱落した電源の近隣系統では、周波数変化率RoCoFが系統全体の平均値よりも大きくなることが考えられるため、詳細に確認していく必要がある。



(参考) 慣性力の確保

- 系統事故や電源の脱落により、周波数が急激に低下する際、慣性力が高いと周波数低下のスピードが緩やかとなり、調整力が応答する余裕ができ、停電するリスクが低下。
- 変動再エネは慣性力が低く、電源構成に占める割合が増えると停電するリスクが増加。
- 各電源が災害時等にも安定供給維持の役割を果たせるよう、慣性力確保に向けた検討も重要。



米国では10秒後に応答、他国も数秒かかる

(出所) NERC, "State of Reliability 2018", 2018年6月を基に日本エネルギー研究所作成

55

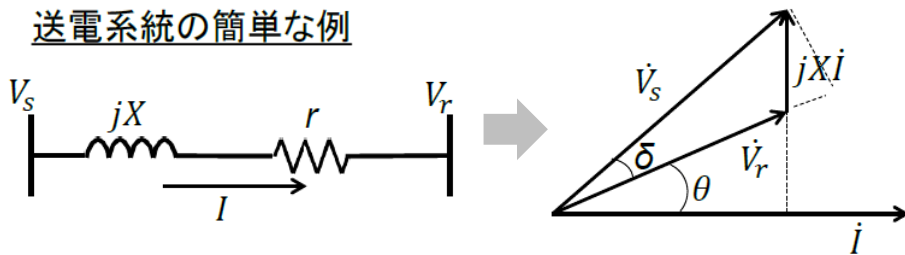
【出典】第31回基本政策分科会(2020年7月1日) 資料1

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/031/

- 慣性力が大きいくほど、電源脱落等が発生したときの、同期電源の位相角の変化速度は遅くなる。また、電圧(電圧維持能力)が大きいくほど、流通設備インピーダンスが小さいほど、送電可能電力(P-δ曲線のsinカーブの振幅)は大きくなる。その結果、同期化力が強くなる。これらは、現在、同期電源の電圧維持能力等によって維持されている。
- 他方で、**同期電源の減少により、電圧維持能力等が減少すると、同期化力が減少する**ことが懸念される。

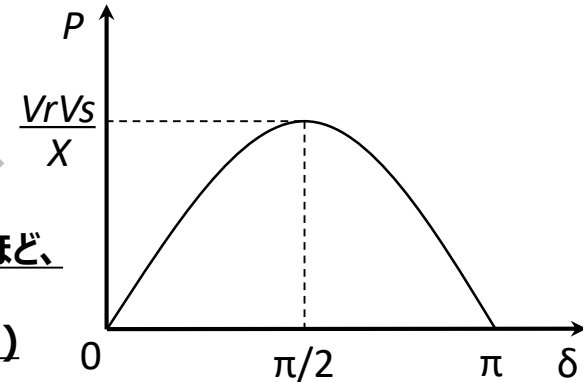
<同期化力イメージ>

送電システムの簡単な例



$$P_r = \frac{V_r V_s}{X} \sin \delta$$

⇒電圧 $V_r V_s$ が大きいくほど、
流通インピーダンス X が小さいほど、
sinカーブの高さは高くなる
(送電可能電力は大きくなる)



同期電源の加速・減速を表す動揺方程式

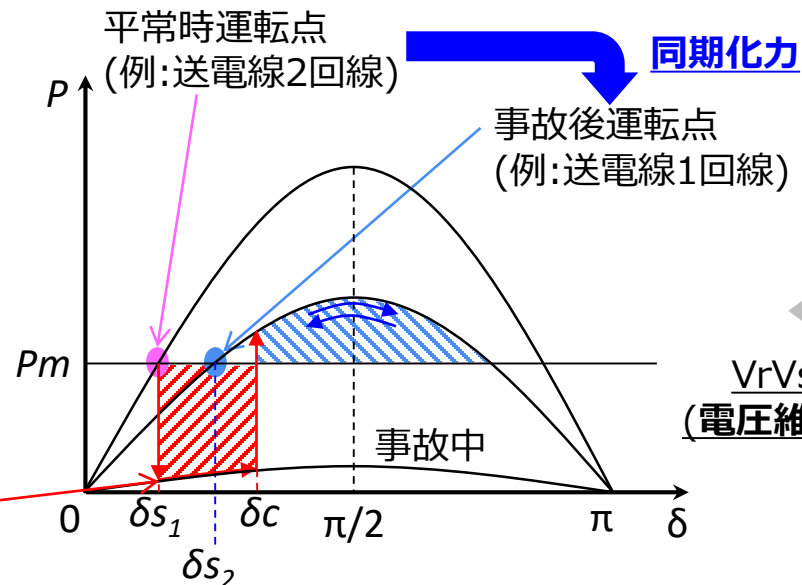
$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e(\delta)$$

M:慣性定数、 δ :相差角、t:時間、 P_m :機械的入力エネルギー、 P_e :電氣的出力エネルギー

・ $P_m > P_e$ のとき $\frac{d^2 \delta}{dt^2} > 0$ より同期機は加速する

・ $P_m < P_e$ のとき $\frac{d^2 \delta}{dt^2} < 0$ より同期機は減速する

⇒**慣性力Mが大きいくほど、加速・減速は遅くなる**
⇒**sinカーブの高さが高いほど、同期化力は大きくなる**



$V_r V_s$ 動揺なし前提
(電圧維持能力あり前提)

- 前述のとおり、日本の再エネ導入状況は他国と異なり、**太陽光発電が再エネ電源の主力となるため**、IEAの評価のように年間需要電力量に対する**再エネの年間kWh比率で運用フェーズ(リスク管理)を確認していくことは適切ではない**と考えられるがどうか。
- 他方で、海外においては、同期慣性応答(SIR; Synchronous Inertia Response)や、瞬間的な非同期電源比率(SNSP; the System Non-Synchronous Penetration)などを用いて管理している国もある。
- 日本の再エネ導入状況・発電出力状況を**どのような指標で管理すべきかについて、技術的な課題の詳細検討に合わせて確認**していくこととしてはどうか。

同期慣性応答(SIR; Synchronous Inertia Response)

$$SIR = \sum_i^n H_i \times S_i \quad [MW \cdot s]$$

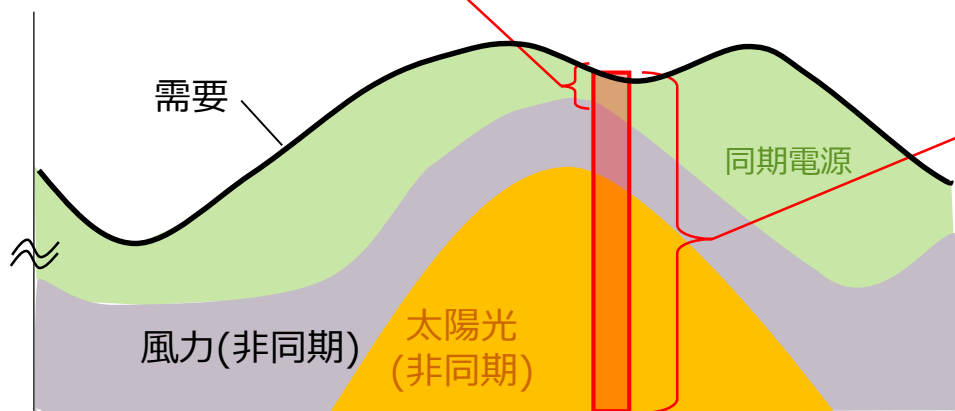
H : 単位慣性定数(蓄積運動エネルギーで何秒間、定格電力を出力できるかを示す定数)[秒]

S : 設備容量[MW]

瞬間的な非同期電源比率(SNSP; System Non-Synchronous Penetration)

$$SNSP = \frac{\text{非同期電源出力} + \text{輸入 (連系線)}}{\text{需要} + \text{輸出 (連系線)}}$$

※連系線は直流連系線を対象とし、総合値かつ輸入or輸出の1つに定めた値



- テキサス州（ERCOT）では、発電機慣性の減少が課題となっており、**同期慣性応答（SIR; Synchronous Inertia Response）を用いて、系統の慣性力を管理**している。SIRは、定格周波数で系統連系している回転軸に蓄えられている運動エネルギーの総和で、以下の式で算定される。風力や太陽光は、SIRをゼロと算定される。

$$SIR = \sum_i^n H_i \times S_i \quad [MW \cdot s]$$

H ：単位慣性定数（蓄積運動エネルギーで何秒間、定格電力を出力できるかを示す定数） [秒]

S ：設備容量 [MW]

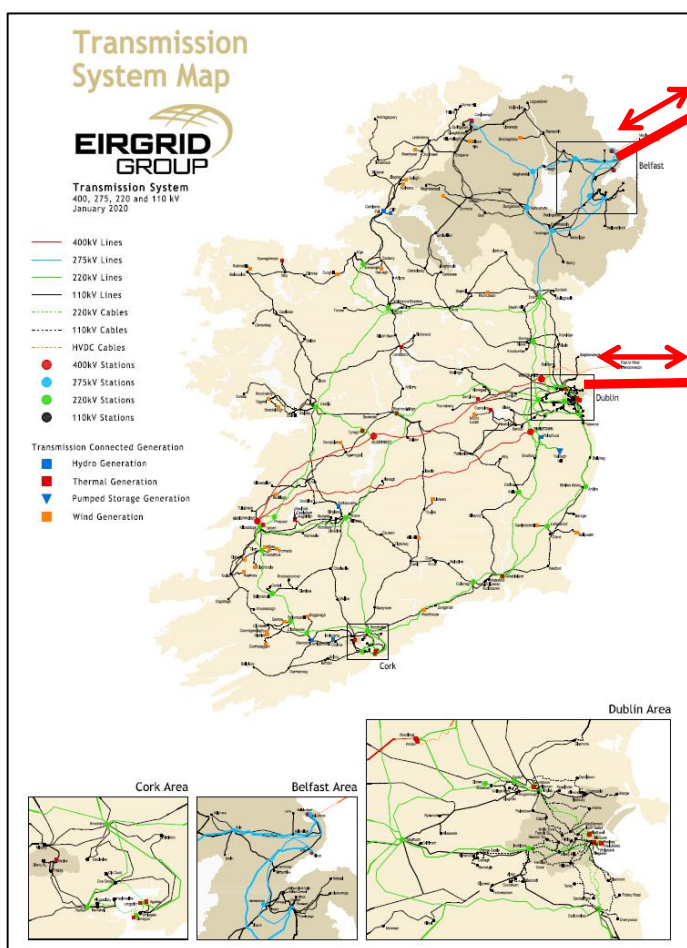
- ERCOTでは、発電容量上位2ユニットが脱落しても、負荷遮断に至らないSIRをシミュレーションにより算出し、運用上のSIR下限値を100GW・sと設定し、リアルタイムで監視している。

- アイルランド系統では、発電機慣性の減少が課題となっており、**瞬間的な非同期電源比率 (SNSP; the System Non-Synchronous Penetration)** を用いて、**風力発電等が系統全体に占める割合を管理**している。

$$SNSP = \frac{\text{非同期電源出力} + \text{輸入 (直流連系線)}}{\text{需要} + \text{輸出 (直流連系線)}}$$

- アイルランド系統で解析を行った結果によると、瞬間的な非同期電源比率が50%程度を超えると、連系線停止に伴う周波数低下時に周波数変化率 (RoCoF) リレーが動作し、更に周波数の低下を引き起こす可能性があることが明らかにされている。
- こうした事故波及を回避するため、アイルランドでは各時間帯における瞬間的な非同期電源比率と電力システムの慣性に一定の制約を設け運用している。
- 2020年までに瞬間的な非同期電源比率を75%まで上げるため、連系要件など様々施策を打ちつつあるところ。さらに、Eirgridグループの最新の5か年戦略 (Strategy 2020-2025) において、2030年までにSNSPを95%に上げる目標を設定している。

- アイルランドでは、慣性力不足を確認する指標として瞬時的(瞬間kWh)な非同期電源比率(SNSP)を用いており、当該エリアの総発電量(需要+輸出(連系線)※)に対する非同期電源発電量(非同期電源出力+輸入(連系線)※)の割合で管理している。 ※連系線は直流連系線を対象とし、複数ある場合は総合値かつ輸入or輸出の1つに定めた値
- アイルランド(北アイルランド含む)はスコットランドとウェールズと直流連系線で接続されており、両連系線の総合値を算出し、その値が輸入or輸出で算出式を決定して、SNSP値が算出される。

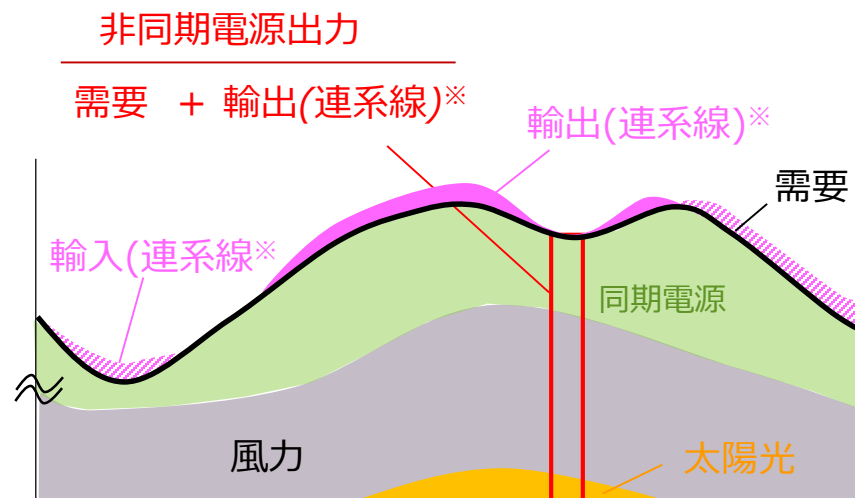


※総合値かつ輸入or輸出
の1つに定めた値

$\Sigma \Rightarrow$ 輸入(連系線)※
or
輸出(連系線)※

$$SNSP = \frac{\text{非同期電源出力} + \text{輸入(連系線)}^{\ast}}{\text{需要} + \text{輸出(連系線)}^{\ast}}$$

下例のバランスでは、連系線
総合は輸出となる

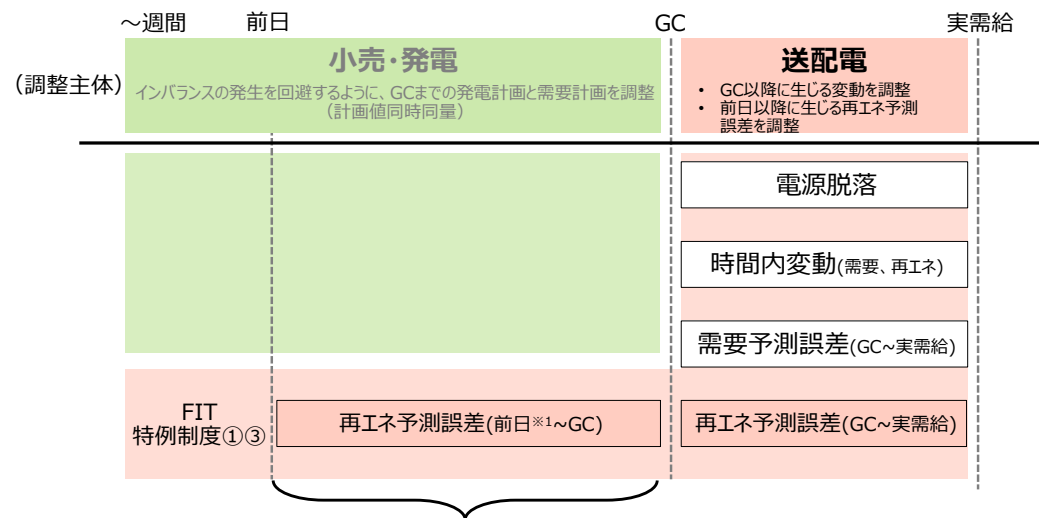


- これまで再エネ導入拡大に対して、再エネ出力予測誤差などに対応する調整力不足等の課題が発生したものの、需給調整市場による三次調整力②や広域的な需給運用等による対策を講じているところ。また、系統制約については、ノンファーム型接続などにより、再エネ大量導入に向けた検討を進めている。
- 「再エネ主力電源化」に向けても同様に、論点 1 で示す系統安定性の観点からの技術的な課題に対して、どのような対応策を講じるべきか検討を進めていくこととしてはどうか。

(参考) FIT特例制度における再エネ予測誤差

5

- FIT特例制度①③に関しては、一般送配電事業者が前日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。
- このため、「前日から実需給の予測誤差」は一般送配電事業者が対応する事象であり、2020年度までは電源Ⅰ・電源Ⅱ(必要により電源Ⅱ事前予約)により対応しているが、2021年度から三次調整力②により対応することとなる。



FIT特例制度により送配電が対応することとなる部分 ➡ 2020年度まで電源Ⅰ・電源Ⅱ(必要により電源Ⅱ事前予約)により対応
2021年度から三次調整力②により対応

今後検討すべき論点(2) 再エネを支えるNW等の社会インフラの整備

<基本的考え方>

- 再エネの大量導入の最大の課題の一つが、従来の系統運用の下での系統制約であり、その克服に向けて、これまで、既存系統を最大限活用するための「日本版コネクト&マネージ」の推進、個別接続検討・電源接続案件募集プロセスの実施による新たな系統の整備や、再エネ出力制御の高度化、自然変動再エネの出力変動への対応ルールの整備等を進めてきた。
- その一環として、2021年中にノンファーム型接続の全国展開を目指すこととしているが、加えて、「再エネ型経済社会」にふさわしいネットワークのあり方として、送電線利用ルールの見直し（ノンファーム型接続下における送電線混雑時に、再エネが非効率な火力電源を含む先にファームで接続している電源に劣後して出力制御を受けうるといった課題の解決）などを具体的にどのような形で検討を進めていくか。
（**論点①：基幹送電線利用ルール等の見直し**）
- 中長期的な系統整備に関して、今般の法改正を通じて、全国大の系統整備のマスタープランを再エネのポテンシャル等を見込みながら策定し、これに沿った計画的な系統整備を進めていくにあたり、再エネ効果由来分については賦課金方式によってその費用を負担する制度が整備された。将来社会における再エネポテンシャルをどのように見据え、また系統整備の費用負担の在り方についてどのようなルールを定めていくか。（**論点②：プッシュ型の系統形成**）
- こうした送電網の整備に加え、配電事業ライセンス制度の創設や電気計量制度の合理化などが措置された。「再エネ型経済社会」の将来を見据えたとき、どのような産業基盤、インフラを戦略的に整備していく必要があるか。例えば、将来の削減に向けた革新的技術開発について現状をどのように評価し、次世代の技術において世界をリードしていくためにどのような一手を講じる必要があるか。（**論点③：産業基盤の整備**）

	アイルランド、北アイルランド
慣性の低下	2018年度第3四半期：23,000MWs →2019年度第4四半期：20,000MWs →2020年度第1四半期：17,500MWs
周波数変化率（RoCoF）設定見直し	2018年度第3四半期：0.5Hz/s →2019年第3四半期：1.0Hz/s
周波数変化率の上昇への対策 （システムサービス）	既存の11のサービスに加え、 2018年度第3四半期：FFR（Fast Frequency Response）を導入 2019年度第3四半期：DRR（Dynamic Reactive Response）と FPFAPR（Fast Post-Fault Active Power Recovery） を導入
グリッドコードの変更	以下のグリッドコードの変更を検討中 ●風力を対象に、定常時の電圧制御 ●風力と在来電源を対象とした、有効電力と無効電力の動的制御 ●バイオマスを対象とした要件（具体的な言及なし）
【参考】短絡電流（事故電流）の減少への対策	（言及なし）
【参考】電圧維持への対策	①2019年第3四半期：DRR（Dynamic Reactive Response）とFPFAPR （Fast Post-Fault Active Power Recovery）を導入 ②オンライン電源を一定程度確保 現状：8台→将来：7台

- 元々、アイルランド及び北アイルランドでは共通アンシラリーサービス（HAS）制度において7種類のシステムサービス（POR, SOR, TOR1, TOR2, SSRP, RRS, RRD）が調達されてきた。
- 非同期電源の導入増加に対応するため新規に4種類のシステムサービス（SIR, RM1, RM3, RM8）が2016年10月に追加導入された。
- 新規に3種類のシステムサービス（FFR, DRR, FPFAPR）が2018年に追加導入された。

Service Name		Abbreviation	Unit of Payment	Short Description
主に周波数対応	Synchronous Inertial Response	SIR	MWs ² h	(Stored kinetic energy)* (SIR Factor – 15)
	Fast Frequency Response	FFR	MWh	MW delivered between 2 and 10 seconds
	Primary Operating Reserve	POR	MWh	MW delivered between 5 and 15 seconds
	Secondary Operating Reserve	SOR	MWh	MW delivered between 15 to 90 seconds
	Tertiary Operating Reserve 1	TOR1	MWh	MW delivered between 90 seconds to 5 minutes
	Tertiary Operating Reserve 2	TOR2	MWh	MW delivered between 5 minutes to 20 minutes
	Replacement Reserve – Synchronised	RRS	MWh	MW delivered between 20 minutes to 1 hour
	Replacement Reserve – Desynchronised	RRD	MWh	MW delivered between 20 minutes to 1 hour
主に電圧対応	Ramping Margin 1	RM1	MWh	The increased MW output that can be delivered with a good degree of certainty for the given time horizon.
	Ramping Margin 3	RM3	MWh	
	Ramping Margin 8	RM8	MWh	
	Fast Post Fault Active Power Recovery	FPFAPR	MWh	Active power >90% within 250 ms of voltage >90%
	Steady State Reactive Power	SSRP	MVarh	MVar capability*(% of capacity that MVar capability is achievable)
	Dynamic Reactive Response	DRR	MWh	MVar capability during large (>30%) voltage dips

- National Gridは、2020年1月に送電制約管理サービスである「Stability Pathfinder」契約を公表した(2020年6月から順次サービス開始)。5事業者のガス火力、揚水、蓄電池等が落札され、2026年までの契約期間で締結されている。調達された慣性の合計は12.5GVAsである。
- また、National Gridは、2020年10月から新たな周波数調整サービス (Dynamic Containment : DC) を開始した。再エネ拡大を背景に周波数の安定に対応するため、既存の周波数調整サービス (FFR) に比べて反応速度の早いアンシラリーサービスを提供する。毎日入札を実施し、翌日向けに当初は最大500MWを調達予定(2021年には1GWに拡大予定)。入札にはあらゆる技術が参加できるが、バッテリーが大半を占める見込み。最大出力までの時間は1秒。

Stability Pathfinder – Phase one

Stability phase one tender GB wide – tender award End Jan 2020

- To address our national level stability needs
- Solution delivery between April 2020 and April 2021
- Contract award up to March 2026
- Limited to synchronous technology and 0 MW
- Awarded ~12GVA.s of inertia

[出所] https://www.era.ac.uk/write/MediaUploads/EPRI%20Presentations/Talk_5_-_National_Grid_ESO_-_National_Grid_ESO_Operability_and_Future_Inertia_Trends.pdf

DC service specification

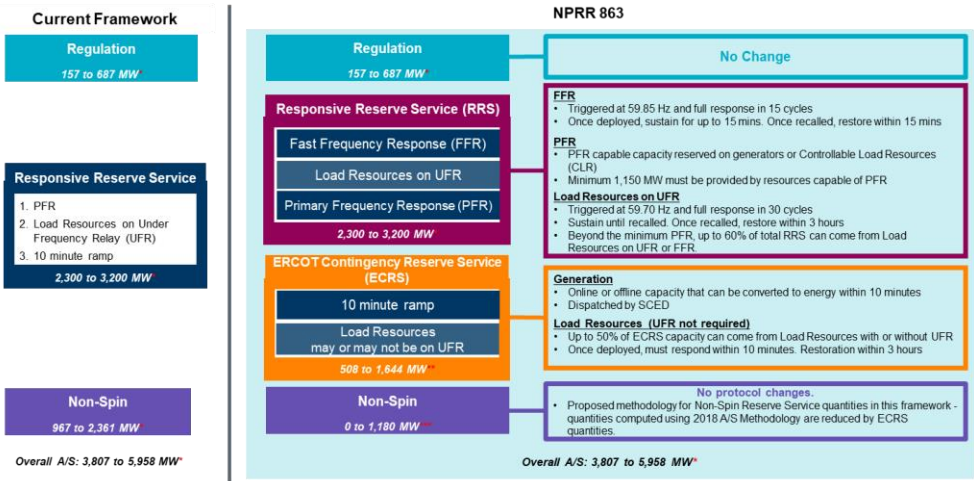
Service specification	Details
Deadband delivery	0% (+/- 0.015Hz)
Small linear delivery	Between 0.015Hz and 0.2Hz (maximum of 5% at 0.2Hz)
Knee point activation	+/- 0.2Hz is 5%
Full delivery	+/- 0.5Hz is 100%
Linear delivery knee point	0.2Hz
Full activation	0.5Hz
Full delivery	1s (but no faster than 0.5s)

[出所] <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/frequency-response-services/dynamic-containment>

- 元々、米国テキサス州（ERCOT）におけるアンシラリーサービスは、①周波数調整力（Reg-Down/Up : Reguration Service）、②応答制御調整力（RRS : Responsive Reserve Service）、③待機予備力（Non-Spin : Non-Spinning Reserve）、④電圧制御補助（VSS : Voltage Support Service）、⑤ブラックスタート（BSS : Black Start Service）、⑥マストラン（RMR : Reliability Must Run Service）の6つに分けて調達されてきた。
- 非同期電源の導入増加に対応するため、RRSに2020年に高速周波数応答（FFR）を追加、2022年にRRSから10分以内の調整力を緊急時予備力（ECRS）として分離予定。

Revision to the AS Product Set: NPPR 863 approved

Current target for FFR implementation is March 1, 2020
ECRS will be implemented no earlier than January 2022



*Quantities computed/estimated using 2018 Ancillary Service Methodology. **Quantities estimated using this reference. ***Quantities estimated using this reference and method in box on far left. For Discussion Purposes Only. The intent of this slide is to represent NPPR 863 (with STEC comments from 10/1/2019). Protocol language prevails to the extent of any inconsistency with this one page summary.

FFR & ECRS (NPPR863, NPPR960)

Complete defined stages of core system and service improvements.

Overview

- Modify Responsive Reserve (RRS) to be primarily a frequency response service and create a new Ancillary Service: ERCOT Contingency Reserve Service (ECRS).

Benefits

- Changes in Ancillary Services as described in Board approved NPPR863 and NPPR960.

Details

- Phased delivery through separate projects; no earlier than January 1, 2020 for Fast Frequency Response (FFR)-related language, and no earlier than January 1, 2022 for ERCOT Contingency Reserve Service (ECRS)-related language.

FFR Implementation	ECRS & FFR Implementation
Effective Date: March 1, 2020	Target Completion: 2022
Total Budget: \$600-650K	Total Budget: \$2M – \$2.5M
2020 Budget: \$275K	2020 Budget: \$1.1M

■ テキサス州では近年風力発電の導入が進んでおり、ERCOTは風力発電を含む自然変動電源のグリッドコードを段階的に整備している。特に、2012年以降、風力発電を含む自然変動電源についても、従来型電源と同様の周波数応答等の機能の具備が必須要件となっている。

2009年：ERCOTへの個々のサイトのリアルタイムデータ提出（全ての電源）

※当該データを用い、2009年よりERCOTが48時間先までの各風力ユニットの出力予測、現在はERCOTから外部事業者へデータが転送され、168時間先までの各風力・太陽光ユニットの出力予測を実施

2010年：ガバナフリー運転（原子力及び技術的に対応できない風力発電を除く）

2012年：周波数調整機能強化

- －速度調定率（従来型電源と同じ5%以下の調定率）
- －不感帯（従来型電源の標準周波数±34mHzに対し、その他の電源について±17mHz（2016年以前は±36mHz）に設定。ただし、一部適用除外）

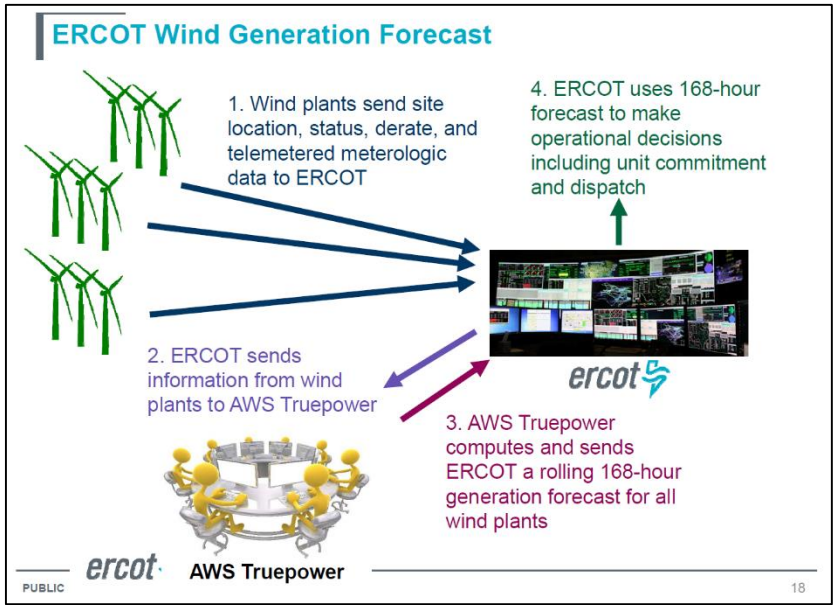


TABLE 6
Selected ERCOT nodal protocols related with ancillary services ("Effective upon Texas Nodal Market Implementation")

N	Name	Title	Selected	Approval date	Implementation Effective date	Description
1	NPR440 (")	Wind Power Forecasting	✓	10/16/2007	11/1/2007	It clarifies the production of ERCOT wind forecasts with a 10% of probability of confidence.
2	NPR450 (")	Clarifications for HSL Values to be Used in the RUC Capacity Short Calculation	✓	07/17/2007	08/01/2007	It corrects an inconsistency in the protocols and clarify the values for wind generation resources to be used in the reliability unit commitment.
3	NPR456 (")	Resource Category Startup (for Generic Case for Wind Resources)	✗	01/20/2009	02/01/2009	It establishes that the DAM cost for wind is zero.
4	NPR477 (")	Synchronization of Nodal Protocols with FERC, Clean-up and Alignment of RUC Trading Program Language with FERC Rules	✗	08/18/2009	09/01/2009	It has to be with renewable energy credits under the ERCOT nodal market operation.
5	NPR4212 (")	Wind Forecasting Change to FERC Synchronization with FERC41	✓	06/15/2010	07/01/2010	It changes the wind forecasting methodology to use 10% of probability of confidence instead of 80% for reliability unit commitment considerations.
6	NPR4214 (")	Wind-powered Generation Resource (WGR) High Sustained Level (HSL) Update Process	✓	05/18/2010	01/01/2010	It clarifies the timing for providing the maximum sustained production limit by wind generation resources.
7	NPR4230 (")	Ramp Rate Limitation of 10% per minute of On-Line Installed Capacity for Wind-powered Generation Resources	✓	07/20/2010	08/01/2010	It limits the unit ramp rate of wind generation resources to 10% of their nameplate rating.
8	NPR4250 (")	Synchronization with FERC41 and FERC43 and Additional Clarifications	✓	11/16/2010	12/01/2010	It aligns nodal protocols with primary frequency requirements for wind generation resources.
9	NPR4212 (")	Clarifying the variable used in the Wind Generation Formula	✗	11/16/2010	12/01/2010	It is a nodal protocol consideration of wind generation at distributed level for transmission and distribution service providers.
10	NPR4281 (")	Replace 7-Day Forecast Requirement for GSCs Representing WGRs	✓	11/16/2010	12/01/2010	It elaborates the requirement that qualified scheduling entities must provide a 7-day forecast. It is considered that it produces unreliable results.
11	NPR4285 (")	Generation Resource State Point Deviation Charge Connections	✓	11/16/2010	12/01/2010	It provides a clear commitment signal for intermittent renewable resources.
12	NPR4352	Real-Time HSL Telemetry for WGRs	✓	05/17/2011	6/1/2011	It is related with improvements in the prediction of the maximum sustained energy production capacity of a wind generator after curtailment.

13	NPR4361	Real-Time Wind Power Production Data Transparency	✓	8/16/2011	9/1/2011	It requires the submitting of 5 min resolution wind data for real time purposes.
14	NPR4389	Modification of Voltage Support Requirements to Address Existing Non-Exempt WGRs	✗	10/18/2011	11/1/2011	It clarifies the reactive power capability for wind power generation resources.
15	NPR4423	Add Voltage Support Requirement for WGRs and Allow SCADA Control of Static Var Devices if Approved by ERCOT	✗	2/21/2012	3/1/2012	It clarifies voltage and reactive requirements for intermittent renewable resources.
16	NPR4424	Reactive Capability Trading Requirements for WGRs	✗	4/17/2012	5/1/2012	It defines the reactive trading requirement for intermittent renewable resources.
17	NPR4425	Creation of a WGR Group for GRCOP and Base Point Deviation Evaluation and Making Turbine Types Within a WGR (Formerly "Creation of a WGR Group for GRCOP and Base Point Deviation Evaluation")	✗	11/13/2012	12/1/2012	It proposes the aggregation of wind farms in groups for dispatch purposes. It avoids curtail limitations.
18	NPR4437	Allow Aggregation of Multiple Generators into a Single Resource For Market and Engineering Modeling	✗	02/21/2012	03/01/2012	It allows the aggregation of similar qualified non-wind powered generators for market and engineering modeling purposes.
19	NPR4460	WGR Ramping Rate Limitation	✓	1/13/2012	12/1/2012	It reduces the wind-powered generation resource ramp rate limitation from 10% per minute of nameplate rating to five minute average of 20% per minute of nameplate rating with no individual minute exceeding 25%.
20	NPR4531	Clarification of BR Forecasting Process Posting Requirement	✓	7/16/2013	8/1/2013	It clarifies that ERCOT has to publish their procedures for forecasting in special for forecasting renewable resources.
21	NPR4577	As-Built Certification for Portion of WGR Group GRCOP Evaluation	✗	2/11/2014	3/1/2014	It is a clarification of NPR4425.
22	NPR4611	Modifications to GCR Wind Capacity Value	✗	10/14/2014	11/01/2014	It proposes modifications to the Capacity, Demand, and Reserved methodology for calculating capacity value of wind during peak load periods.
23	NPR4678	Posting of Wind Peak Average Capacity Percentage Data	✗	04/14/2015	05/01/2015	It is about the requirement of information to calculate wind peak average capacity percentages in ERCOT webpage.

- これまで、再エネ導入量拡大に伴う上げ代の調整力不足に対して、調整力公募(電源Ⅱ 事前予約)や需給調整市場において、調整力必要量を算出し調達する仕組みを実施しているところ。
- 今後、「再エネ主力電源化」における系統安定性を確保すべく、各対応策に応じて、各課題の顕在化する時期を見据えて、海外の事例も参考にしながら、**調達方法の方向性(調整力公募や需給調整市場、あるいは左記以外)について、需給調整市場検討小委員会等とも連携しつつ、本委員会で検討すること**としてはどうか。

商品 \ 年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024～ (容量市場開設※)
需給調整市場の商品			三次② 需給調整市場 (広域)	三次① 需給調整市場 (広域)	二次② 需給調整市場 (広域) 二次① 需給調整市場 (エリア内) 一次 需給調整市場 (広域調達は検討中)	
電源Ⅰ-a (kW)	エリア内公募 (年間)					容量市場 (オークションは4年前)
電源Ⅰ-b (kW)	エリア内公募 (年間)			広域調達 (年間)		容量市場 (オークションは4年前)
電源Ⅰ' (kW)	エリア内公募 (年間)					容量市場 (オークションは4年前)
電源Ⅱ	エリア内公募 (随時)					余力活用
電源Ⅱ'	エリア内公募 (随時)					余力活用
ブラックスタート	電源Ⅰ 公募時に公募					公募 (公募は4年前)



将来

「系統安定性」のための
必要量調達

- ・慣性力
- ・電圧
- ・同期化力
- など

2020年度向け調整力公募の概要（要件等）

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスペック・高速発動	ロースペック・低速発動	
電源 I	【Ⅰ－a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ－b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅰ'】 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源 II	【Ⅱ－a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ－b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【Ⅱ'】 ・発動時間：1時間未満 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

2020年度向け公募から改善された事項

項目	改善された内容	前回までの取り扱い
電源 I' の広域的調達	電源 I' について、隣接するエリアから、連系線の空き容量を考慮した一定の範囲内での応札を可能とした。	エリア別での調達。

(参考) 需給調整市場の商品と要件

(参考) 需給調整市場における商品の要件(簡易指令システムが中給システムに接続された場合)

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線	専用線※1 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内※3	45分以内
継続時間	5分以上※3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	－ (自端制御)	0.5～数十秒※4	数秒～数分※4	専用線：数秒～数分 簡易指令システム：5分※6	30分
監視間隔	1～数秒※2	1～5秒程度※4	1～5秒程度※4	専用線：1～5秒程度 簡易指令システム：1分	1～30分※5
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW※1,4	5MW※1,4	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW	専用線：5MW 簡易指令システム：1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ	上げ／下げ

※1 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

※2 事後に数値データを提供する必要有り(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

※3 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

※4 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

※5 30分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

※6 簡易指令システムの指令間隔は広域需給調整システムの計算周期となるため当面は15分。

【出典】第19回需給調整市場検討小委(2020年9月29日) 資料4

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/2020_jukyuchousei_19_haifu.html

- これまで、火力発電設備等が具備すべき調整機能を特定し、その具体的な要件に向けてグリッドコードの検討を進め、一般送配電事業者の託送供給等約款の変更が認可されてきたところ。
- 今後、「再エネ主力電源化」に伴い、系統安定性を確保するために、論点3・論点4のとおり、その必要な対応策の必要な量を調達するためには、当該機能を有する電源等が一定程度整備されていることが重要と考えられる。
- 各課題の顕在化する時期を見据えて、海外の事例も参考にしながら、**必要な機能の要件化を行う環境整備を、グリッドコード検討会と連携し、本委員会で検討すること**としてはどうか。

I. 本検討会の概要 ＜目的、背景、目標、課題、解決策＞

5

【目的】

- 再生可能エネルギー主力電源化の早期実現

【背景】

- 自然変動再エネ（太陽光・風力）の導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動、予測誤差、電力の低需要期における需給バランス等に対応するための調整力の必要性が高まっている。
- 再エネ出力制御の合理化と電力の安定供給を両立するため、系統側・発電側で解決策を検討し、費用対効果、公平性等を考慮したうえで、発電側での対応が適切と判断された場合には、発電側での周波数・電圧調整力、系統事故・擾乱時の対応能力を確保する等の解決策の必要性が高まってきている。

【目標】

- 本検討会では、再エネを大量導入したときの電力システムの信頼性や経済性を保持するために必要となる、系統に接続される電源が従うべきルール（グリッドコード）を検討することを目標とする。なお、当面は2030年度エネルギーミックスの実現に向けて、「短期的（2023年4月の適用を想定）に要件化が必要な技術要件」を中心に検討を行う。

【課題】

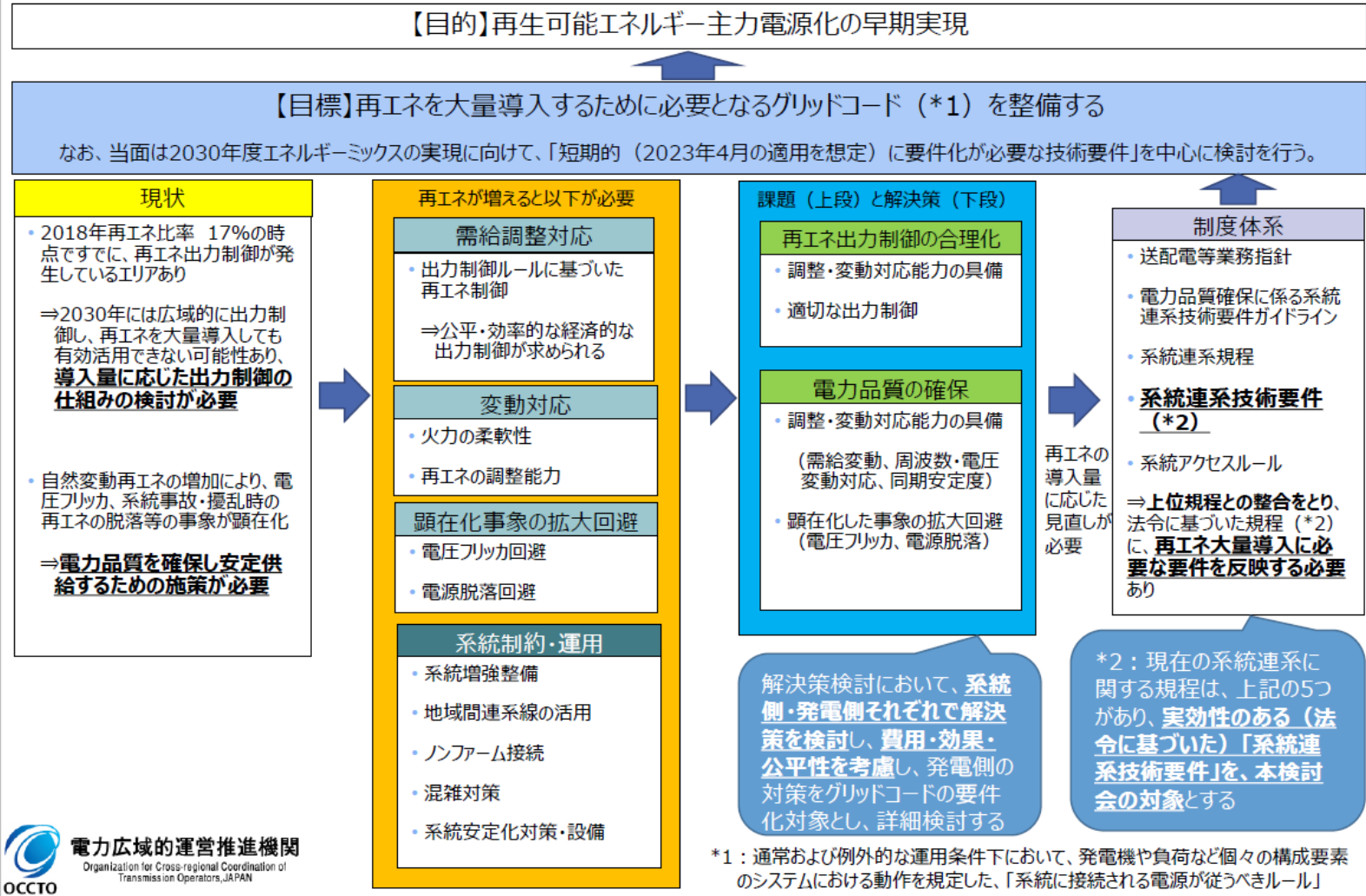
- 再エネ出力制御の合理化
- 電力品質の確保

【解決策】

- 適切な出力制御
- 調整・変動対応能力の具備
- 顕在化している事象の拡大回避

I. 本検討会の概要
＜グリッドコード検討の全体像＞

4



(参考) ① 発電設備の周波数調整機能具備 (1/2) [対象電源種：全電源] 25

- 発電設備の周波数調整機能具備は、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(8/27)の結果を受けて整理

《火力発電設備（一部混焼バイオマス発電機を含む）の調整機能・仕様（1/2）》

機能要件	GT・GTCC※1の仕様	その他火力※1の仕様	必要性
GF速度調定率	5%以下 〔北海道4%以下 沖縄4%以下〕	5%以下 〔北海道4%以下 沖縄4%以下〕	一次調整力として平常時の周波数調整および緊急時の瞬動予備力として利用。
GF幅※2	5%以上 (沖縄8%以上)	3%以上 (沖縄5%以上)	
LFC変化速度※2,4	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次調整力①として短期的な需給インバランスの調整に利用。
LFC幅※2,4	±5%以上 (沖縄±8%以上)	±5%以上	
EDC変化速度※2,4	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次②・三次調整力としてメルトオーダーを考慮した発電機出力調整に利用。
EDC+LFC 変化速度※2,3,4	10%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	火力発電設備はEDC・LFC両方の機能を具備する事が可能であるため、両機能を同時に利用する場合のスペックを要件化。

※1：GTはガスタービン、GTCCはガスタービンコンバインドサイクルの略。その他火力はGT・GTCC以外が該当。

※2：GF速度調定率以外の%表記は定格出力基準。

※3：現状、各社中給の指令方式の違いから、直ちに機能活用されないエリアも存在するが、調整力の広域運用等により将来的に利用することも考慮し、全エリア統一して要件化。

※4：各社の制御システムによって異なる名称となる場合があり、LFCはAFCと同義、EDCはDPCと同義。

出典：第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料（混焼バイオマスを追記）

- これまで、再エネ導入量の見通しにあたっては、その費用対効果を評価しているところ。さらに、その系統安定化費用の低減として、需給調整市場の開設や再エネ出力の予測精度向上の取り組みによって、再エネ出力の予測誤差に対応すべき必要調整力の低減を進めているところ。
- 今後、「再エネ主力電源化」に向けて、論点4や論点5のような系統安定性の対応策として費用がかかることに対して、その**費用対効果を評価し、当該費用の低減方策を検討していく**ことが必要ではないか。

再生可能エネルギー導入に伴う系統安定化費用について

3月3日 第2回コストWGにて提示

- 2011年コスト等検証委員会では、個別のモデルプラントの発電コストには上乗せしないが、再生可能エネルギーの導入量等、エネルギーミックスの構成に応じて試算することが適当であるとした、系統安定化費用について、下記(1)のとおり整理していたところ。
- 今般のコストWGにおいても、個別の発電コスト自体に上乗せしないという整理は変えないが、再生可能エネルギーの導入が起因となるか、その他の費用(買取価格等)に含まれていないか等の観点から再整理し、下記(2)のコストについて検討することとしたい。
- このうち、地域間連系線の増強費用等の項目については、長期エネルギー需給見通し小委において検討することとし、下記(2)-(i)の項目についてはコストWGで議論することとしたい。

(1) 前回コスト検証委において整理した系統安定化費用

- (i) 既存の火力や揚水を使った調整のコスト
- (ii) 系統間連系強化のコスト
- (iii) その他
 - ・市場機能を活用した調整のコスト(スマートメーター／CEMS)
 - ・出力抑制機能付きPCSのコスト
 - ・蓄電池設置コスト及び揚水による調整
 - ・配電系統における電圧上昇抑制対策のコスト

(2) 今回検討する系統安定化費用(案)

- (i) 火力発電・揚水発電に関する調整費用
 - ① 火力発電の稼働率低下による発電効率の悪化等に伴う費用
 - ② 火力発電の停止及び起動回数の増加に伴う費用
 - ③ 自然変動電源発電時に、揚水式水力の動力によって需要を創出することによる費用
 - ④ 発電設備を自然変動電源対応のために確保しておくために必要な費用
- (ii) 再エネに係る地域間連系線等の増強費用
- (iii) その他

【出典】第4回長期エネルギー需給見通し小委員会(2015年3月10日) 資料3

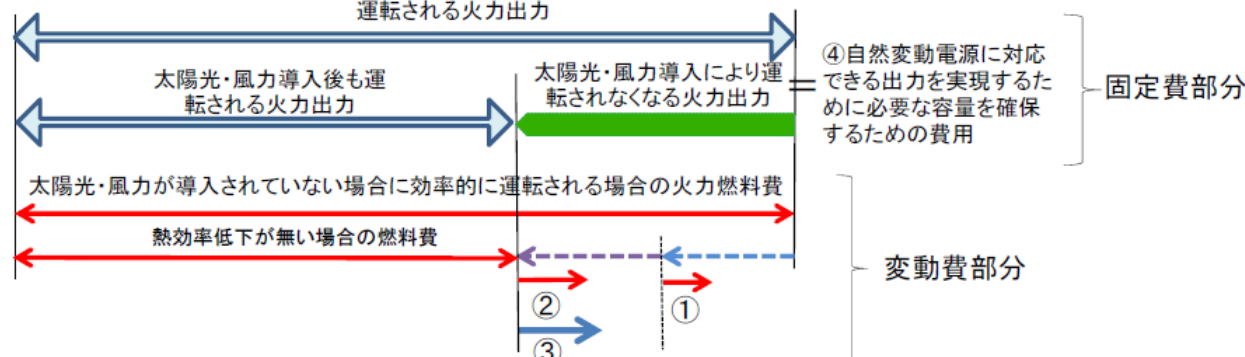
https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/#cost_wg

系統安定化費用における調整費用算定に当たっての考え方①

- ・自然変動電源の導入に伴い、火力発電の設備利用率が下がり、燃料費が削減される効果がある一方、火力の稼働抑制については、経済性を一定程度踏まえた運用の範囲内で抑制される部分(経済的負荷配分)と、優先給電ルールが存在によって、継続的に抑制する部分(優先給電配分)がある。その双方について、単純な燃料費削減効果とは別に、設備利用率が減少することによる熱効率の低下や、供給力調整のための設備容量(kW)を維持・確保のための費用が発生する。
- ・また、揚水動力の活用についても、優先給電ルールに対応するため、経済的側面を超えて運用する部分があり、揚水ロスや設備の維持・確保のための費用が発生。
- ・系統安定化対策における調整費用とは、これら経済的負荷配分と優先給電配分によって、純粋な燃料費の削減効果とは別途、追加的に発生する費用を合計したものを指すと考え、これらの要素を反映可能なモデルによって分析する。

※設備利用率＝発電電力量/(8760時間×定格容量)

【費用のイメージ】 需要に対応して、太陽光・風力が導入されていない場合に効率的に運転される火力出力



【自然変動電源(風力・太陽光)導入に伴い考慮すべき系統安定化費用】

- ①電源は経済運用(経済的付加配分)するが、設備利用率が減少し、熱効率が低下することによる燃料費の増加: 主にLNGに付随して発生するものと想定
 - ②経済運用の範囲を超えて、自然変動電源を優先給電することにより、火力を抑制・停止することによる費用(効率低下・起動停止回数増加など): 主に石炭に付随して発生するものと想定
 - ③経済運用の範囲を超えて、自然変動電源を優先給電することにより、揚水動力を活用することで揚水ロスを通じて発生する費用: 揚水運転に付随して発生
 - ④さらに、①～③の各々に関連して、火力設備(想定次第では揚水設備も含まれ得る)を待機・確保しておくための費用(固定費)が発生。
- (なお、太陽光・風力導入による燃料費の削減効果は、系統安定化費用とは別途評価されることになる。)

93

系統安定化費用における調整費用算定に当たっての考え方②

- ・モデルによる分析に当たっては多くの制約があることから、モデルは様々な仮定の下で設定されており、今回の結果はあくまで一つの試算結果であり、必ずしも確定した数値でないことに留意。
- ・なお、系統安定化費用を誰がどのような形で負担するかという点は、別途慎重に議論すべき論点。

モデルについての主な前提

- ・全国の需要と供給力を一体として分析するモデルのため、全国大で最適な電源運用がなされる(広域運用が完全になされる)との仮定に基づく。このとき、太陽光・風力は、地域的な偏在が起こらず、需要規模に応じた形で均等に分布し、地域的な需給のアンバランスは生じないものと仮定する。
※太陽光・風力の導入に地域的な偏在が起こった場合、最適な電源運用がなされず、調整費用は試算値より増加する可能性がある。
- ・LNG・石炭火力の最大調整幅については、マクロ(全国の設定全体に対して)での最低出力までと仮定する。
- ・揚水は、kWの制約について考慮。
- ・石油火力等は、自然変動電源の導入の多寡に関わらず、緊急時のバッファを維持するために必要な一定の発電量を確保すると仮定。

留意事項

- ・揚水設備の固定費増加分は、自然変動電源(太陽光・風力)の導入拡大によって揚水設備の機能が今後変化していくことを認識しつつ、今回のコスト等検証においては、系統安定化費用における調整費用に直接計上しない整理とする。
- ・また、以下の費用等については定量化が困難なため、今回試算には加えていない。
 - ー 負荷変動や、起動停止回数の増加により、中長期的に設備耐力が低下すること等によるメンテナンスコストの増加
 - ー 調整能力を高めるための追加費用(例: 石炭火力に調整力を高めるための追加費用)
- ・以上の前提及び措置により、系統安定化費用における調整費用は実際の費用より低く試算される可能性がある。

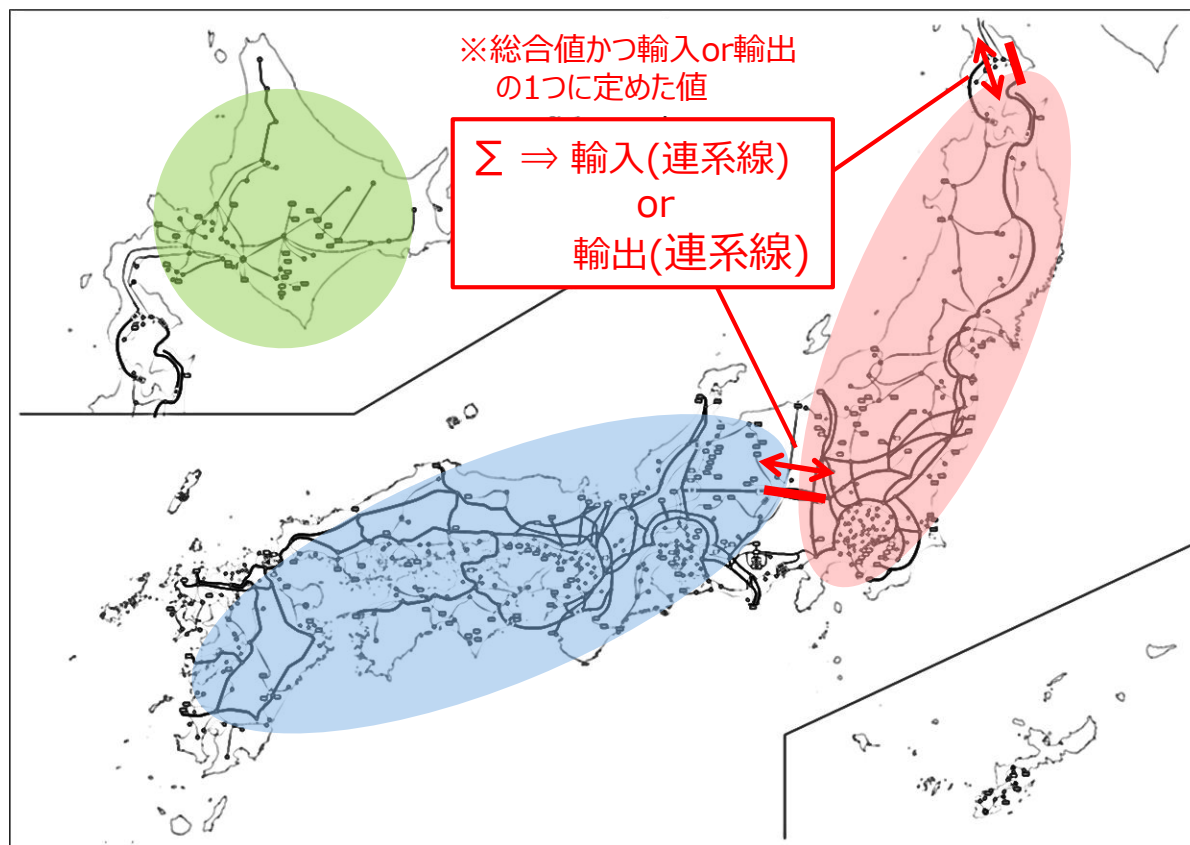
今後の進め方（検討スケジュール）

- 検討のスケジュールとしては、第一次の検討として短期間での検討を指向し、検討内容の効率化を図ることとしてはどうか。
- 具体的には、現存する供給計画の系統データを流用することで諸元データ作成を効率的に実施し、再エネや諸対策のモデル検討にあたっては、詳細なモデル構築ではなく、簡易的に模擬して、評価していくこととする。
- また、海外の先行事例を調査することで、必要な検討項目および諸対策(設備対策・系統対策、調達方法・環境整備など)について効率的に検討を行うこととしてはどうか。

		2020年度						2021年度	
		10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月
調整力等委員会		▼本日			▼				▼
技術検討	技術課題の整理 管理指標の確認	【論点1】技術課題の抽出 【論点2】管理指標の確認		→	▼				↑
	設備対策/系統対策の検討		【論点3】諸対策案の検討				→		
	対策費用の調査				【論点6】諸対策案などの費用算定				→
	費用対効果算定				【論点6】諸対策案などの費用対効果評価				→
	環境整備・調達方法の検討				【論点4・5】環境整備・調達方法の検討				→
									▼
海外調査		海外の先行事例の調査						→	

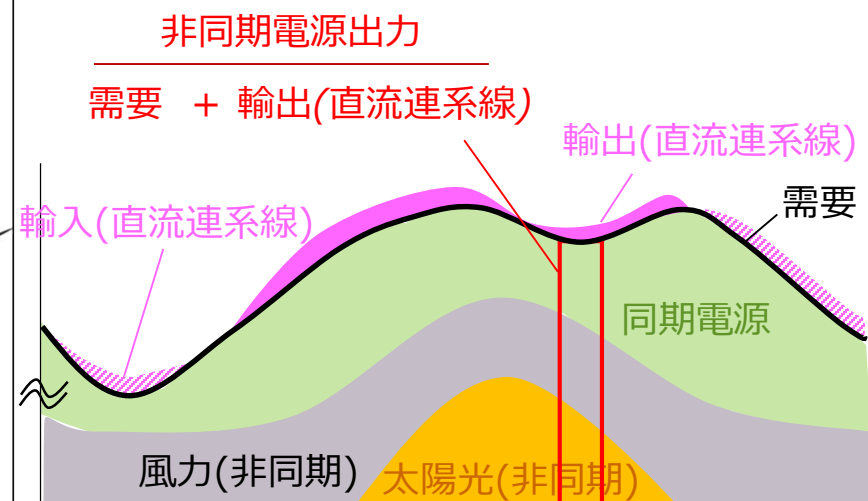
以下、参考スライド
（日本における現時点での概算検討状況）
⇒今後詳細に検討を進める

- アイルランドで用いている瞬間的な非同期電源比率(SNSP)を日本で適用すると、非同期である直流連系線を境にして、北海道エリア、東北・東京エリア、中西6エリアで分割することとし、それぞれのエリアで管理することとなる。
- 日本では、風力の導入量の多いアイルランドと異なり、太陽光の導入量が多いため、総発電電力量(kWh)に対する再エネの年間kWh比率が同じでも、時間帯によってはSNSPの値が大きくなる傾向があると考えられる。



$$SNSP = \frac{\text{非同期電源出力} + \text{輸入(直流連系線)}^{\ast}}{\text{需要} + \text{輸出(直流連系線)}^{\ast}}$$

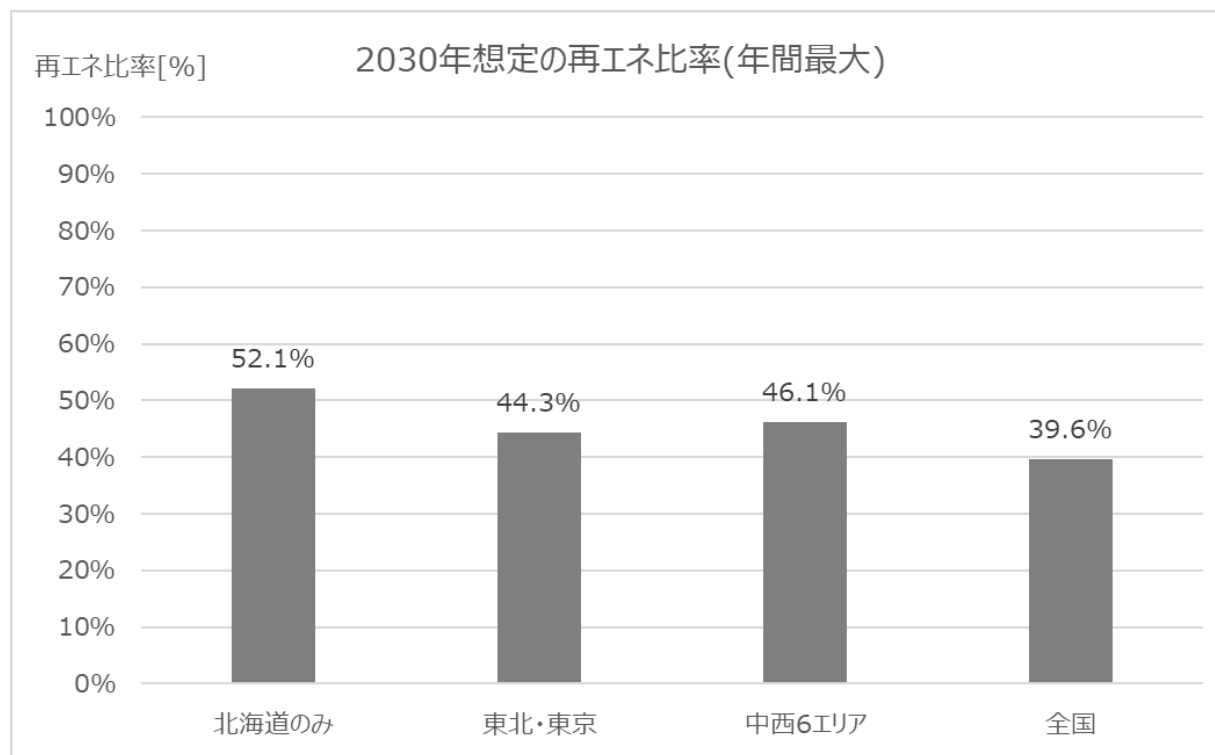
下例のバランスでは、直流連系線総合は輸出となる



日本における瞬時的な非同期電源比率(SNSP)の年間最大値 ～2030年度(揚水ポンプ運転時を除く)～

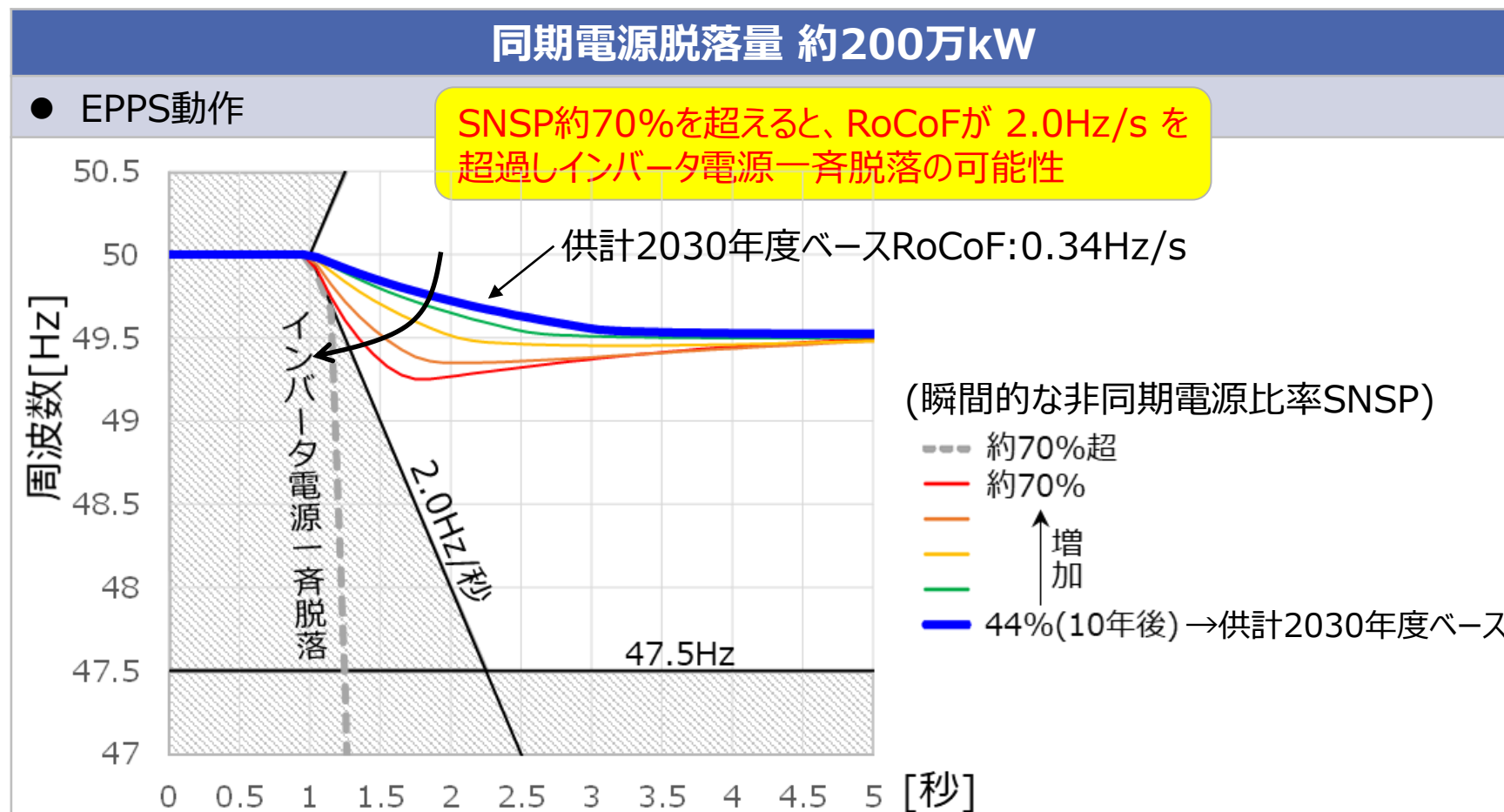
50

- 各時間帯※¹の瞬時的な非同期電源比率SNSP(=(太陽光+風力出力+輸入(連系線)※²)/(同期エリア需要+輸出(連系線)※²)の年間最大において、2030年度の想定を行った。
 - ※¹ 揚水ポンプ(動力)が並列していると慣性力・周波数調整能力が大きくなるため、揚水ポンプ(動力)がない時間帯を対象とする
 - ※² 直流連系線(非同期)を対象とし、流入・流出を相殺し、合計流入分を分子、合計流出分を分母でプラス加算する
- 2030年度想定は現在より太陽光・風力の設備量が増加し、瞬時的な非同期電源比率SNSPが、北海道エリアで約52%、東北・東京エリアで約44%、中西6エリアで約46%となった。



エリア	2030年
北海道のみ	5/2 11:00 (SNSP:52.1%)
東北・東京	9/27 13:00 (SNSP:44.3%)
中西6エリア	4/5 12:00 (SNSP:46.1%)
全国	4/3 9:00 (SNSP:39.6%)

- 東北・東京エリアにおける慣性力等の技術的課題の周波数シミュレーション試算結果(概算)としては、2020年度供計10年度目断面(以下、供計2030年度ベース)において200万kW(需要比率4.3%)の同期電源脱落時の周波数変化率(RoCoF)は約0.34Hz/sであり、瞬間的な非同期電源比率SNSPの増加とともに、RoCoFが大きくなる結果となった。
 - ・ 9月27日13時データ⇒東北・東京エリア需要:4,689万kW、瞬間的な非同期電源比率SNSP:44.3%
- 今後、慣性力減少に伴う諸課題の解決方策について検討を実施していく。

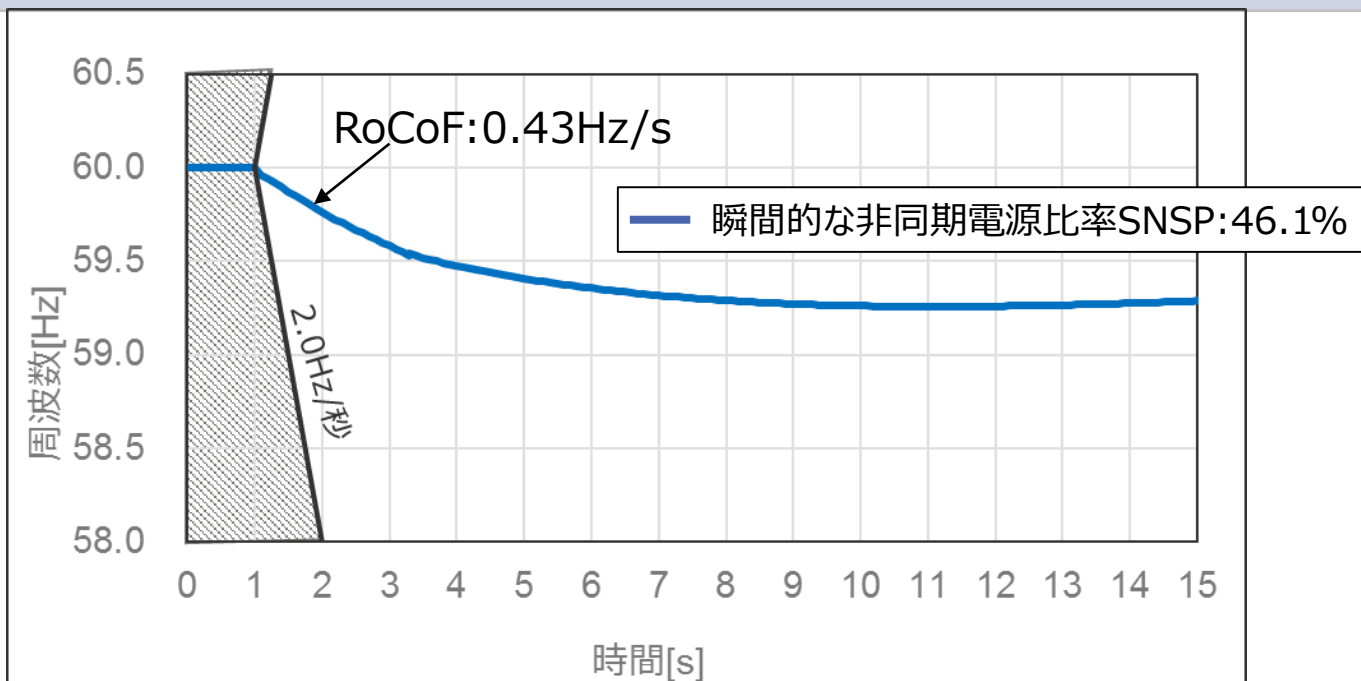


(df/dt算出は、 $\Delta t=0.1$ 秒(=解析刻み)にて実施。再エネ脱落のタイミングは2Hz/s検出から最短の0.1秒とした。)

- 中西6エリアにおける慣性力等の技術的課題の周波数シミュレーション試算結果(概算)としては、供計2030年度ベースにおいて240万kW(需要比率4.3%)の電源脱落時にRoCoF、周波数低下幅ともに基準値以内を維持できる見通し。
 - ・ 4月5日12時データ⇒中西エリア需要:5,524万kW、瞬間的な非同期電源比率SNSP:46.1%、
電源脱落量:約240万kW(需要比率4.3%)
 - 周波数変化率(RoCoF):0.43Hz/s (<2.0Hz/s)、周波数最小値:59.3Hz (>59.0Hz)
- 引き続き、瞬間的な非同期電源比率SNSPを変化させて検討を行う。

同期電源脱落量 約240万kW

● EPPS動作



(df/dt算出は、 $\Delta t=0.1$ 秒(=解析刻み)にて実施。再エネ脱落のタイミングは2Hz/s検出から最短の0.1秒とした。)

(参考) FRT要件について (1)

- 系統連系規定では、2011年より今後太陽光発電等の分散電源が急速に普及することが予想されることから、電力品質を確保するために求められる事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)について規定を追加している。
- 規定では、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の $\pm 2\text{Hz/s}$ の周波数変動に対して運転を継続する」ことが示されており、太陽光発電設備等の多くは、この規定に従った設備を有していると考えられる。

(2) FRT要件

低圧配電線と連携する（電気設備の技術基準の解釈第232条第1項又は第2項を適用し、第222条及び第227条の規定に応じて連系するものを含む。）太陽光発電設備は、以下に示す事項を満たすシステムとすること。なお、FRT要件のイメージを図2-2-Aに示す。

a. 電圧低下時

・残電圧が20%以上（2017年3月末までに連系するものについては30%以上としてもよい。）で継続時間が1秒以内の電圧低下に対しては運転を継続^{※1※2}し、電圧の復帰後0.1秒以内（2017年3月末までに連系するものについては0.5秒以内としてもよい。）に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰^{※3}すること。（後略）

b. 周波数変動時

・ステップ上に $+0.8\text{Hz}$ （50Hz系統に連系する場合）、 $+1.0\text{Hz}$ （60Hz系統に連系する場合）、3サイクル間継続する周波数変動に対しては運転を継続^{※1}する。

・ランプ上の $\pm 2\text{Hz/s}$ の周波数変動に対しては運転を継続^{※1}する。ただし、周波数の上限は 51.5Hz （50Hz系統に連系する場合）、 61.8Hz （60Hz系統に連系する場合）、周波数の下限は 47.5Hz （50Hz系統に連系する場合）、 57.0Hz （60Hz系統に連系する場合）とする。

（注）※1：ゲートブロックせず並列運転し、可能な範囲で発電出力を継続する。

※2：単相系統に接続する機器で、電圧低下の発生した瞬間2サイクル以内のゲートブロック（2サイクル以内に復帰するゲートブロック）は許容される。ただし、電圧低下発生時の位相角が 0° の場合のゲートブロックは除く。この場合のゲートブロックからの復帰後は、電圧低下中において再度のゲートブロックを行わないものとする。また、2017年3月末までにゲートブロックが動作しないよう運転を継続するシステムの開発が望まれる。

※3：復帰時において過電流が発生せず、またゲートブロックしないこと。

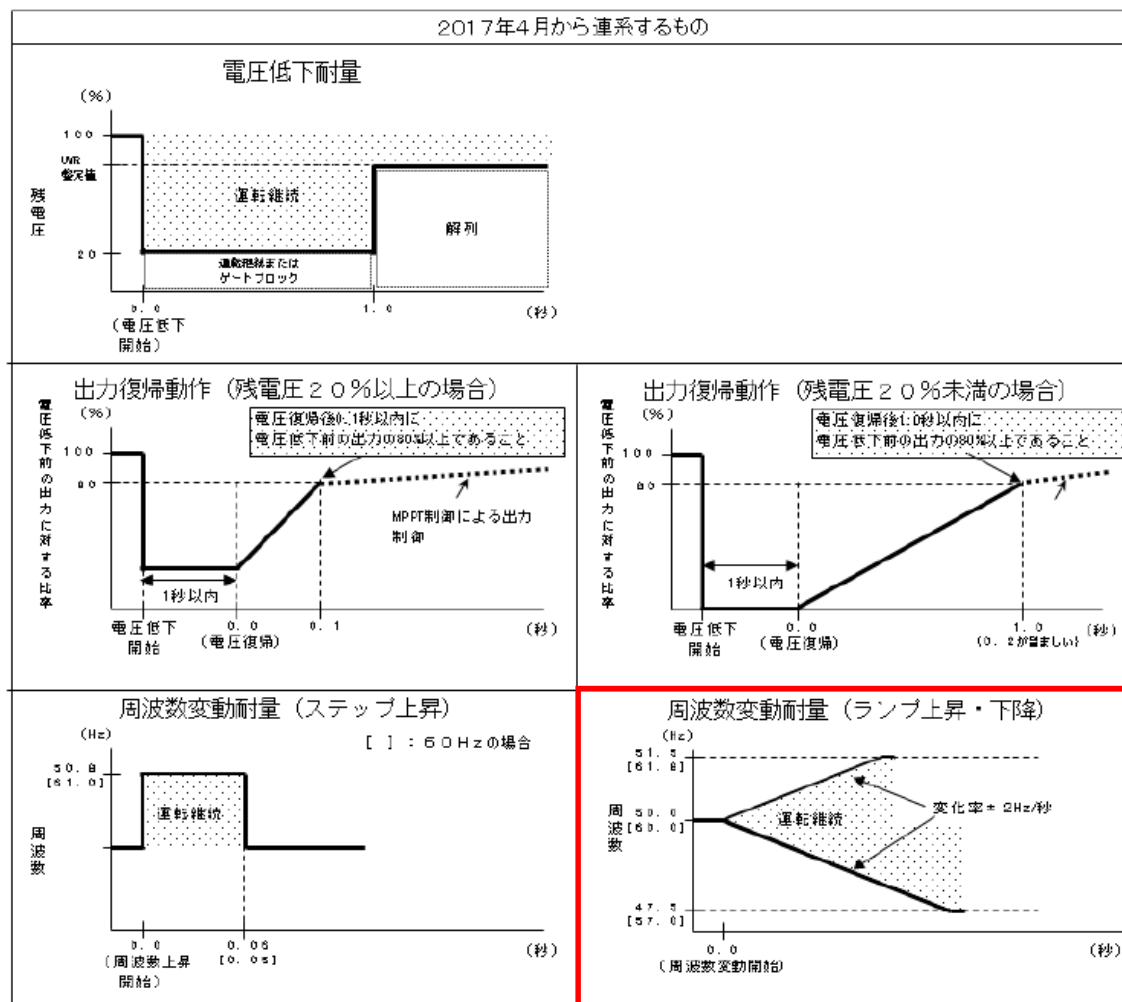


図2-2-A 太陽光発電設備のFRT要件のイメージ