

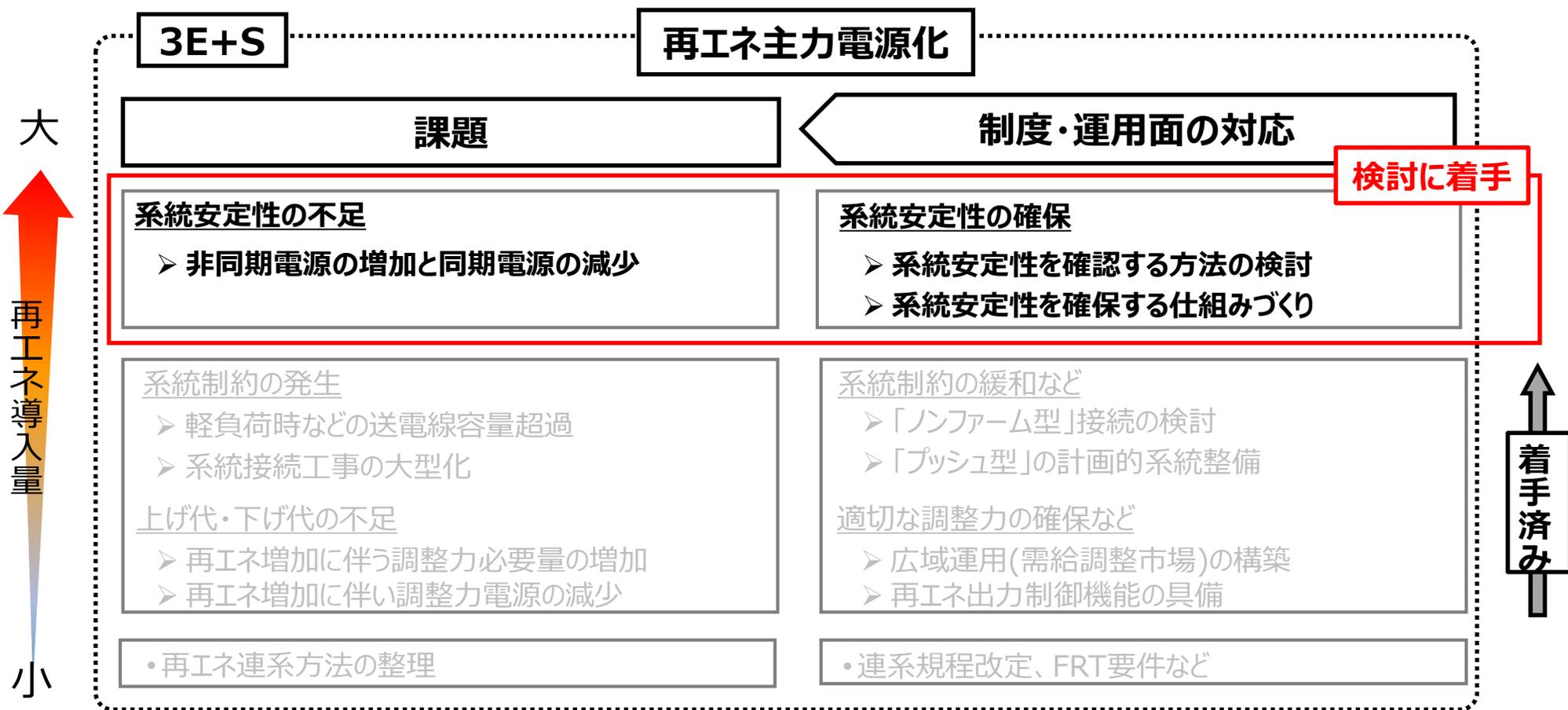
「再エネ主力電源化」に向けた 技術的課題及びその対応策の検討状況について

2021年2月15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・運用面での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、第55回本委員会にて、その課題整理と対応策の検討に着手することとした。

※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



出所) 第33回基本政策分科会(2020年11月17日)資料より抜粋 https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/033/

- 2050年のカーボンニュートラルの実現に向けて、**電化の促進、電源の脱炭素化が鍵**となる中で、**再生可能エネルギーの最大限の導入**を図っていくことが政府の方針。
- これまでのFIT制度による支援や系統整備等の取組を通じて、**再エネの導入量は世界6位**となり、電源比率で見ると2012年の9%から**2018年の17%にまで拡大**。カーボンニュートラルの実現に向けて、再エネの主力電源化の取組をさらに加速化していく必要がある。

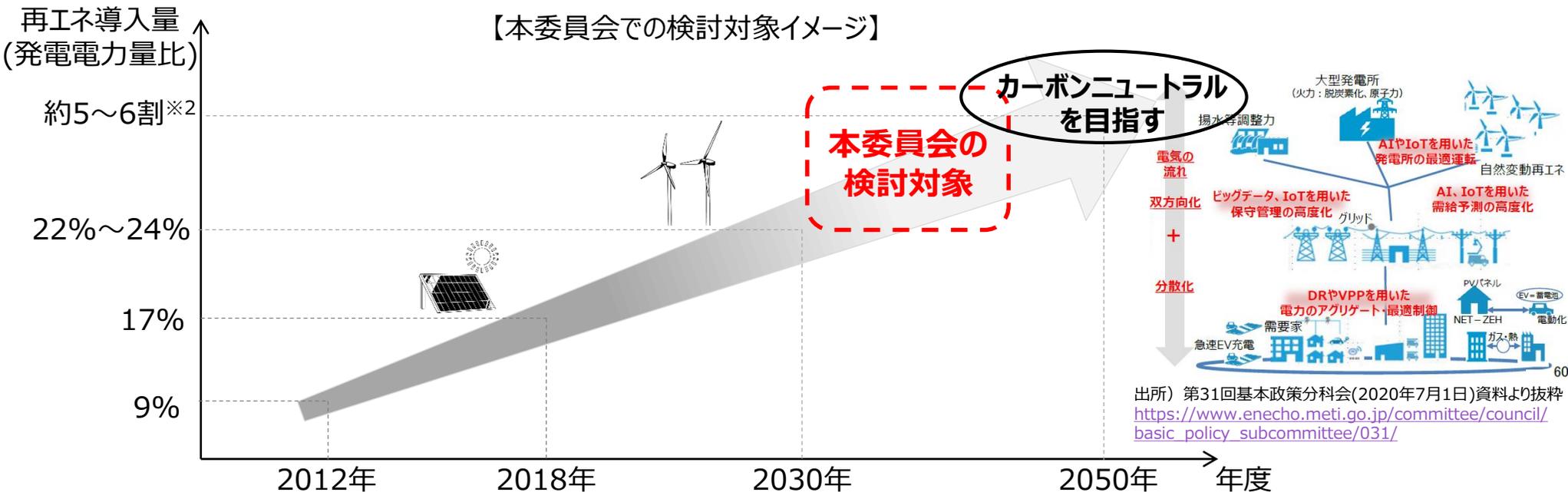
出所) 第35回基本政策分科会(2020年12月21日)資料より抜粋 https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/035/

2050年における各電源の整理 (案) の「確立した脱炭素の電源(再エネ・原子力)」における**再エネ**について

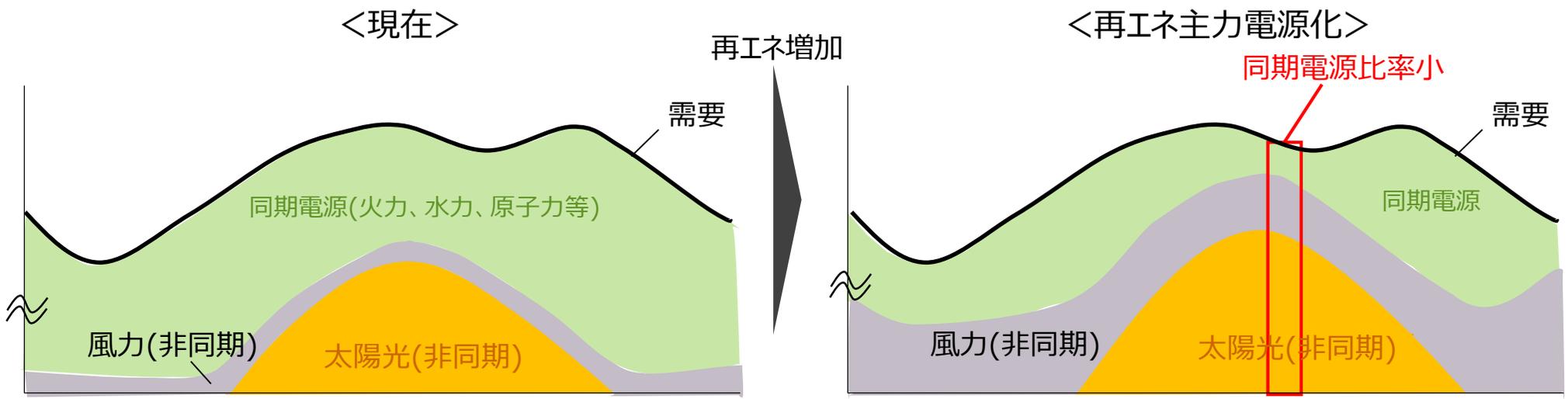
- 2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。
- 最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。
- こうした課題への対応を進め、2050年には発電電力量(※1)の約5～6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。

※1：2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力推計を踏まえ、約1.3～1.5兆kWhを参考値(※2)とする。

※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。



- 「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り、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した。
- 今回、論点 1 の技術的な課題を整理し、論点 3 の対応策および論点 2 の管理指標の方向性について検討したため、ご議論いただきたい。



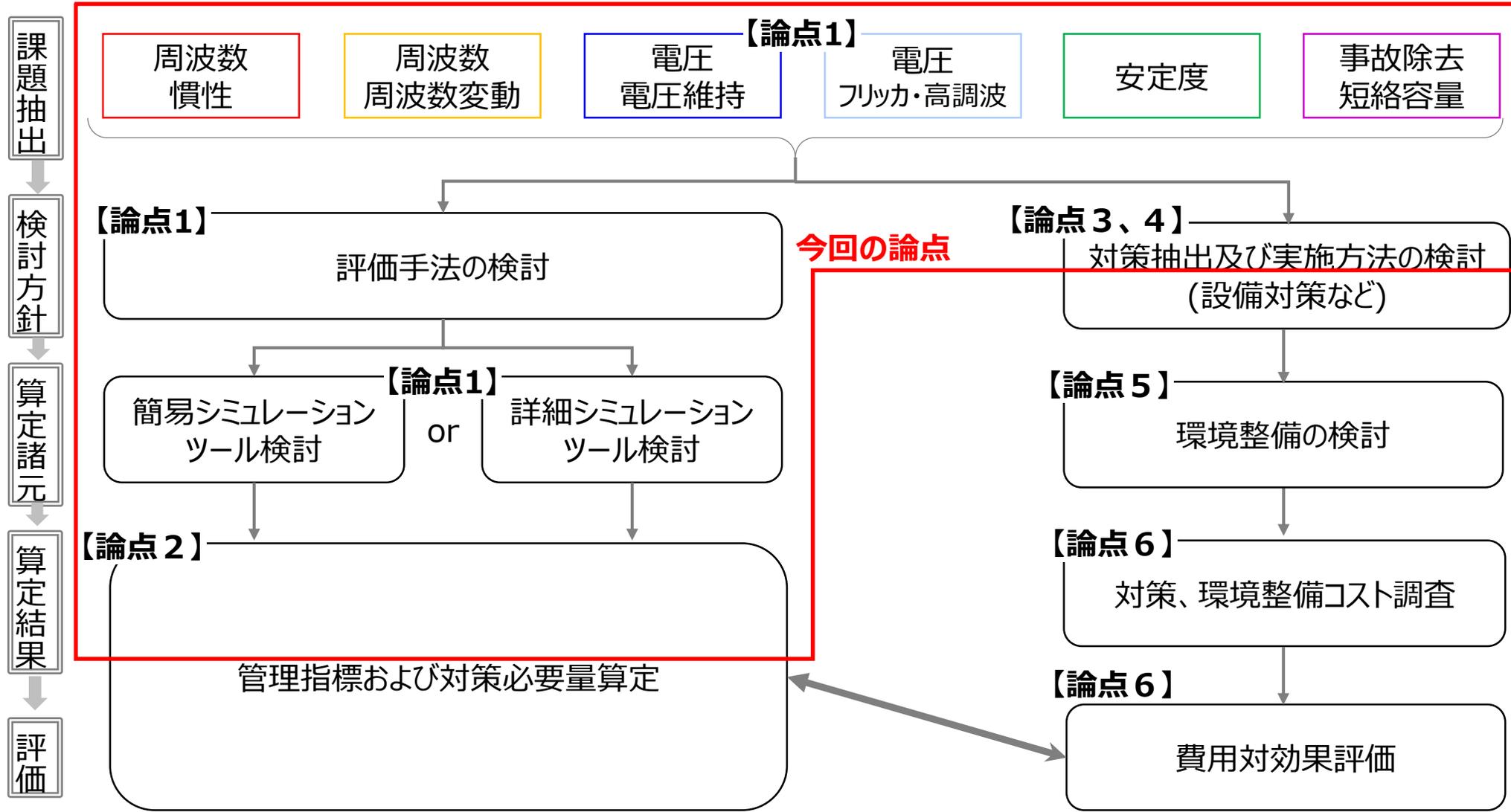
論点

今回の論点

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> 【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 | <ul style="list-style-type: none"> 【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 |
|---|---|

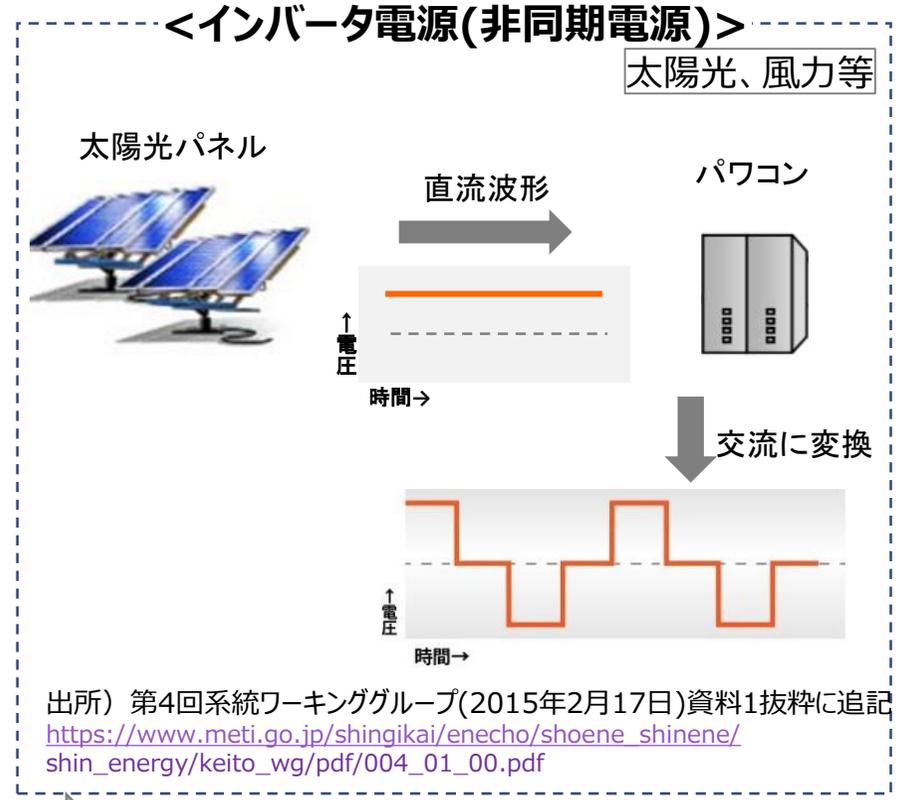
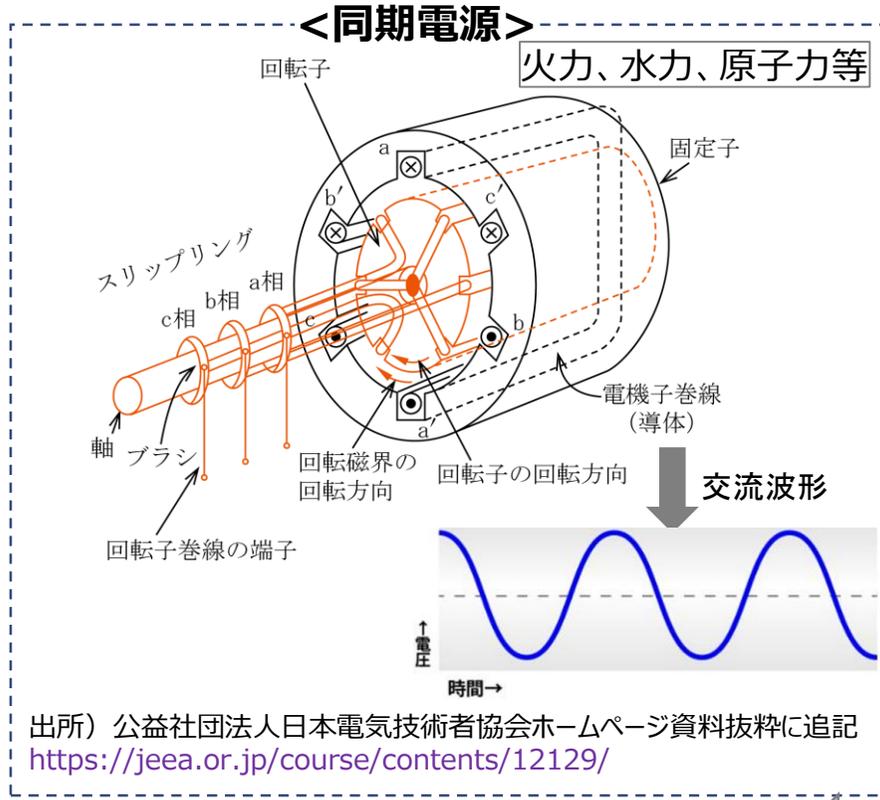
出所) 第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3を修正 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_55_haifu.html

- 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。



出所) 第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_55_haifu.html

- 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

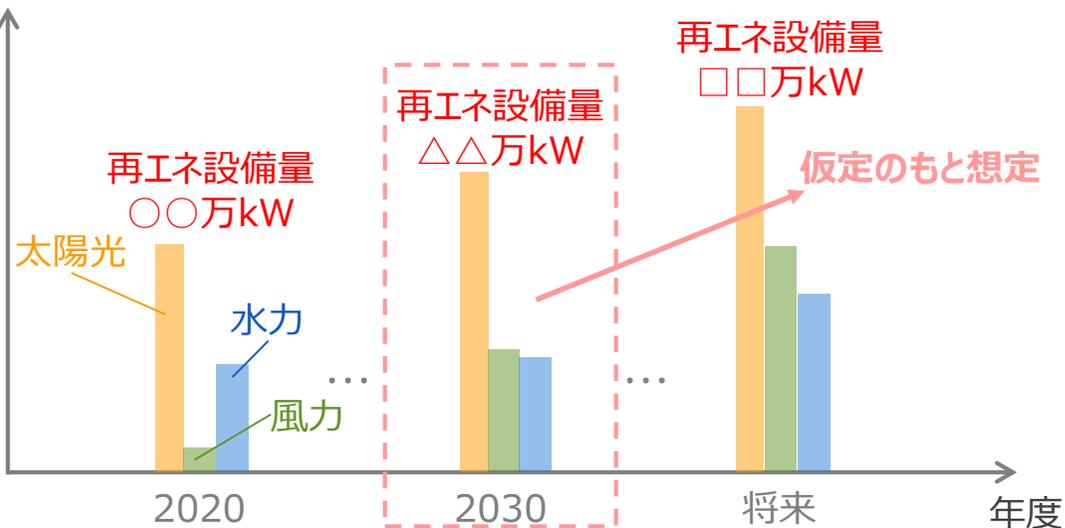
検討スケジュール

- 第55回本委員会において、検討のスケジュールとして、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た。
- 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する。

	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	▼				▼今回			▼	
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								

- 第55回本委員会において、「再エネ主力電源化」に向けた技術的課題について、周波数(慣性力等)や電圧(同期化力等)の検討を実施することとした。
- 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**する。
- なお、上記の**周波数状況や電圧状況は**、供給計画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を想定したものであり、実際の電力状況と異なる可能性があることから、**インバート電源の導入可能量の目安を示すものではなく、技術課題の抽出とその対応策の費用対効果の検討を目的**とする。

導入量



シミュレーションベース
⇒2020年度供給計画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

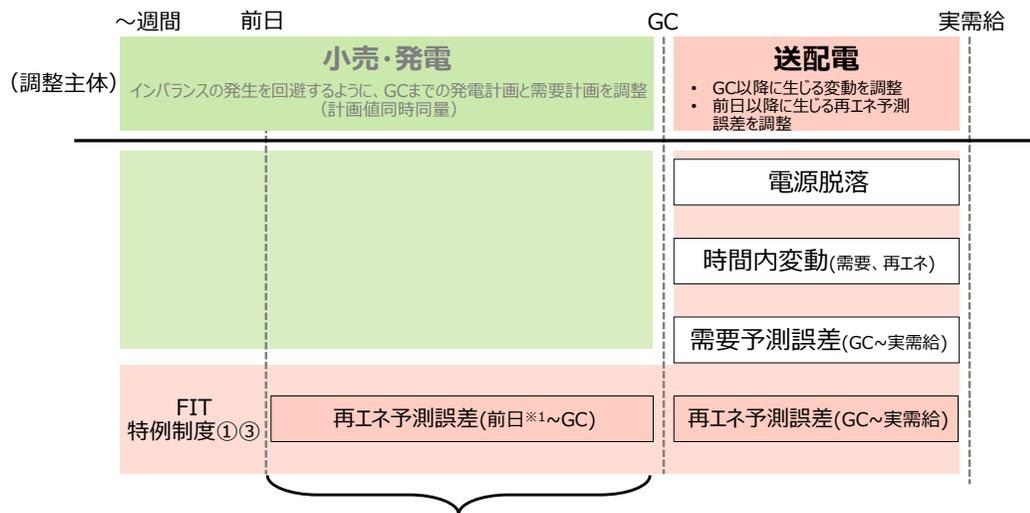
さらに再エネ設備量が増加した場合の周波数・電圧シミュレーションにより、各技術的課題を抽出するとともに、その対応策を検討

- 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、どのような対応策が考えられるか整理したため、ご議論いただきたい。

(参考) FIT特例制度における再エネ予測誤差

5

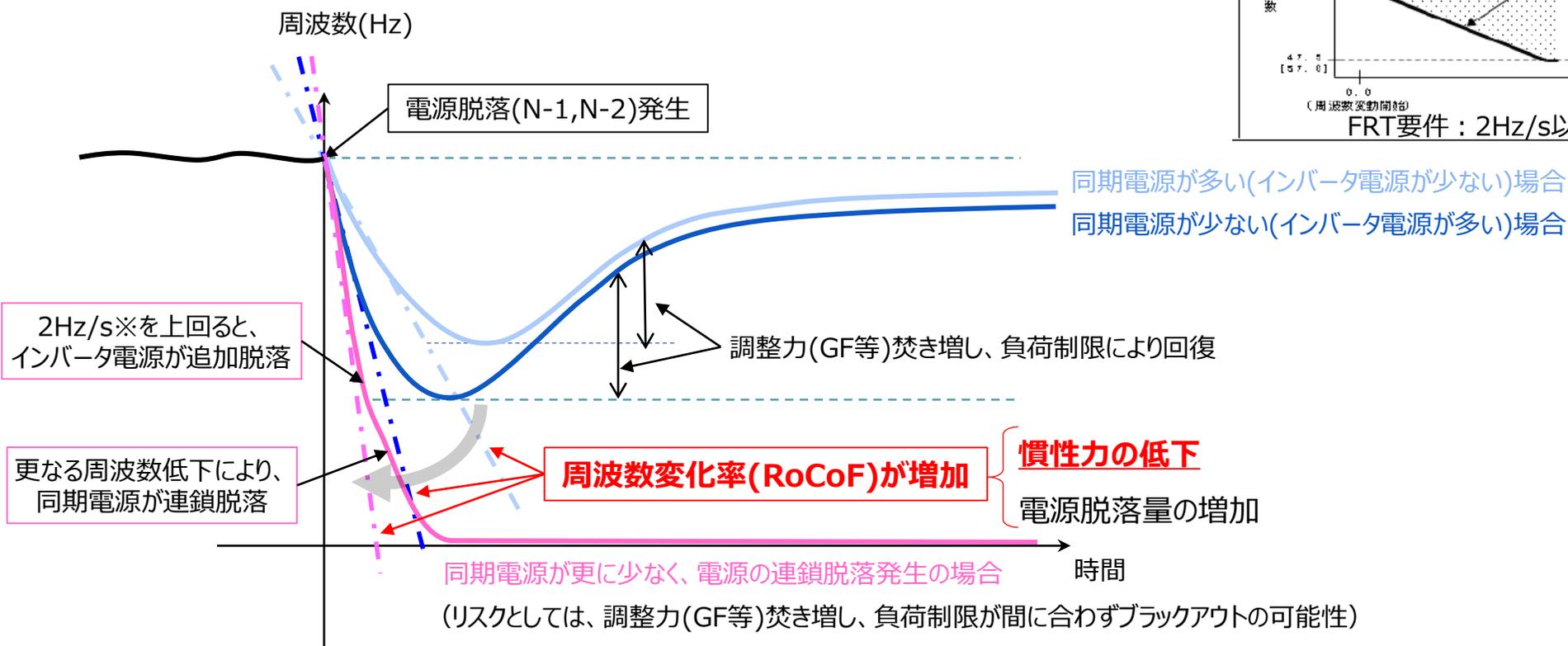
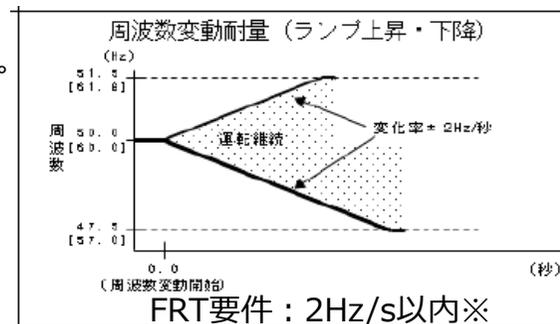
- FIT特例制度①③に関しては、一般送配電事業者が前日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。
- このため、「前日から実需給の予測誤差」は一般送配電事業者が対応する事象であり、2020年度までは電源Ⅰ・電源Ⅱ(必要により電源Ⅱ事前予約)により対応しているが、2021年度から三次調整力②により対応することとなる。



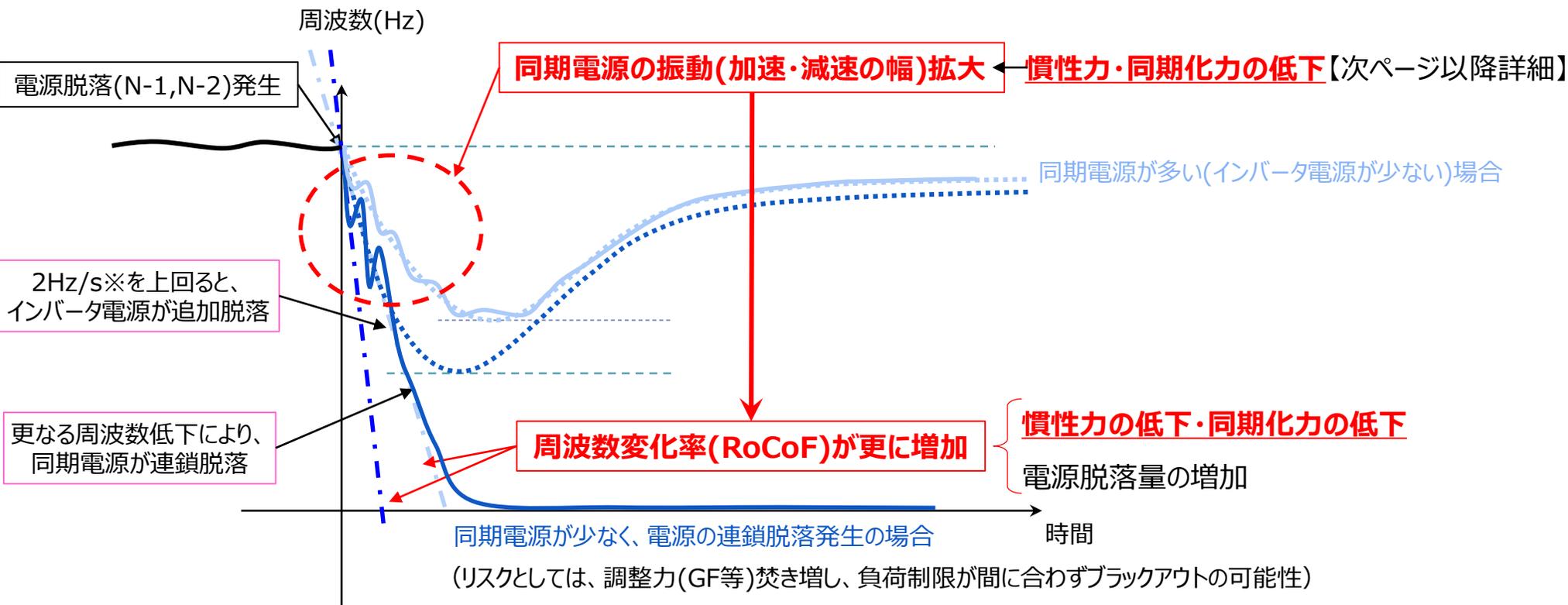
FIT特例制度により送配電が対応することとなる部分 ➡ 2020年度まで電源Ⅰ・電源Ⅱ(必要により電源Ⅱ事前予約)により対応
2021年度から三次調整力②により対応

- 「再エネ主力電源化」に向けた日本の主な技術的課題としては、インバータ電源(非同期電源)の増加および同期電源の減少による**慣性力の低下により、電源脱落時の周波数変化率RoCoFが増加**するという試算結果が得られた。
- 周波数変化率RoCoFが増加し、FRT要件の2Hz/s※を超過すると、インバータ電源等が運転継続せず、停止してしまう可能性があり、インバータ電源の停止により、周波数が更に低下し、その周波数の更なる低下により、同期電源が運転継続できず、解列してしまう可能性がある。(電源の連鎖脱落の可能性ある。)

※系統連系規定では、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おり、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の±2Hz/sの周波数変動に対して運転を継続する(右図)」ことが示されている。



- さらに、電源脱落時の同期電源の動きを確認した結果、前述の慣性力の低下の影響に加えて、インバータ電源(非同期電源)の増加および同期電源の減少による同期化力の低下により、電源脱落時の同期電源の振動(加速・減速の幅⇒周波数変化)が大きくなり、周波数変化率RoCoFが更に増加するという試算結果が得られた。
- 同期電源の振動拡大の要因については、次ページ以降にて説明する。

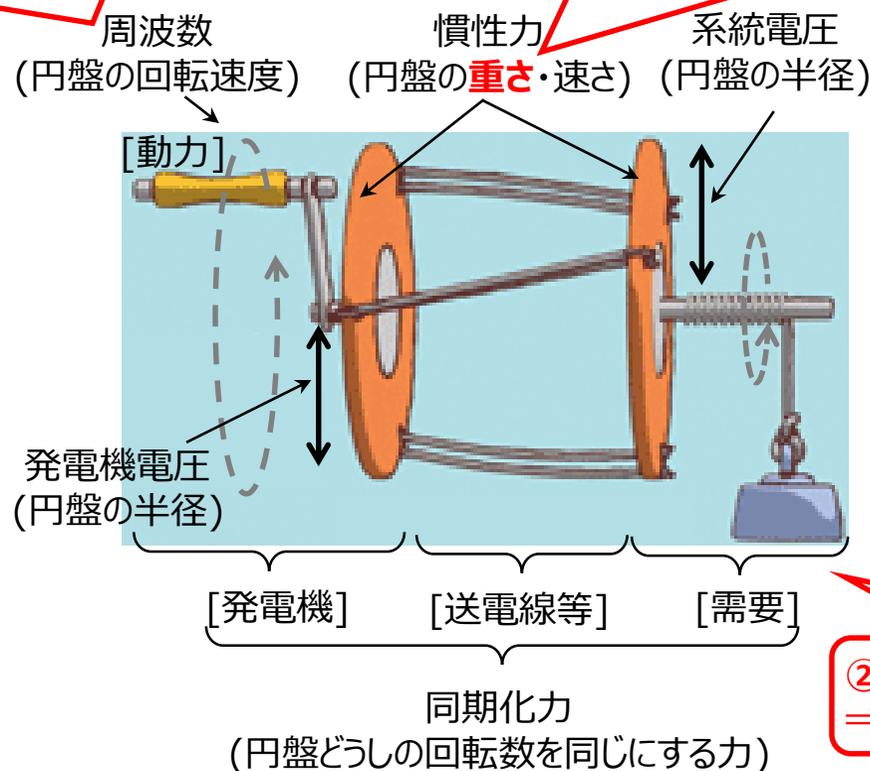


※系統連系規定では、事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)について規定を追加しており、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の±2Hz/sの周波数変動に対して運転を継続する」ことが示されている。

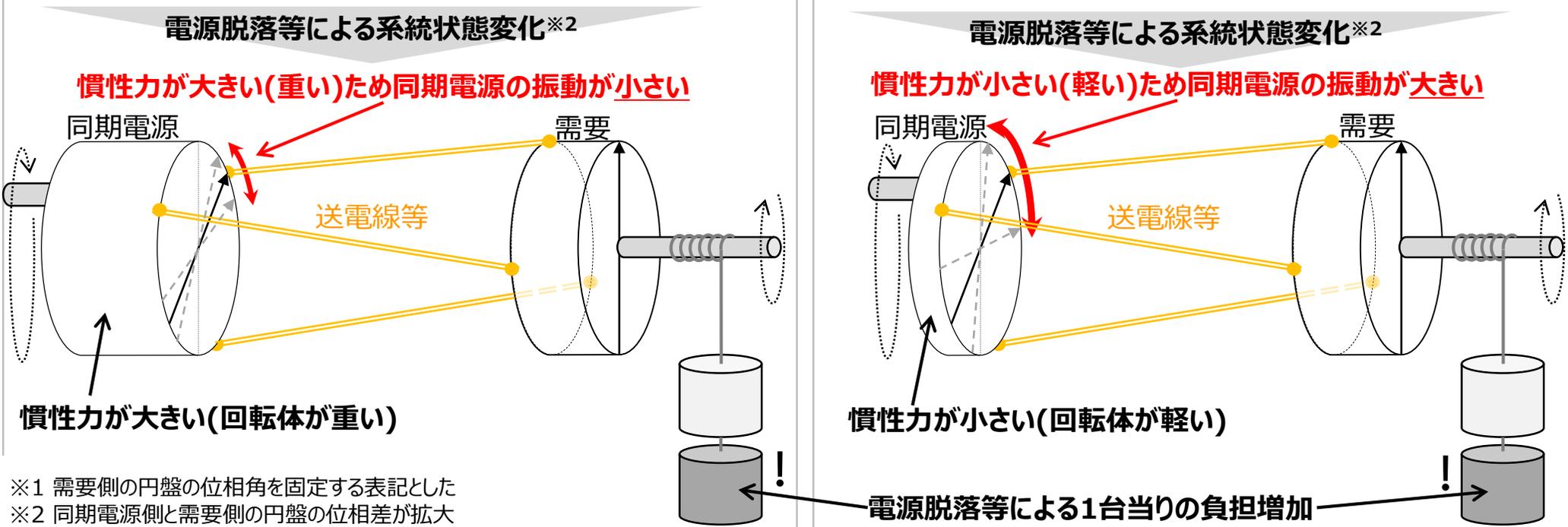
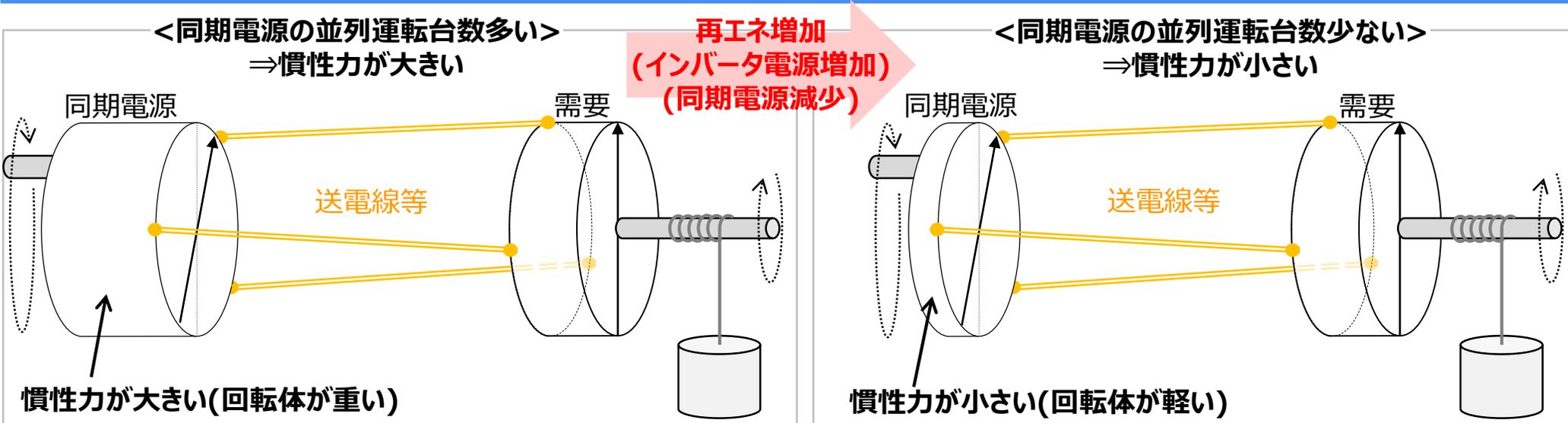
- インバータ電源(非同期電源)が増加し、同期電源が減少すると、慣性力が低下する(下図の円盤の重さが減少する)。
- その結果、電源脱落(同期電源1台あたりの負担増加(下図の需要の錘(おもり)の増加))等の状態変化が発生したときに、同期電源(下図の円盤)の振動(加速・減速の幅)が大きくなる。(次ページにイメージ図にて説明)
- さらに電源脱落(同期電源1台あたりの負担増加(下図の需要の錘(おもり)の増加))により、周波数(円盤の回転速度)が低下し、上記の同期電源(下図の円盤)の振動(減速)と重畳して、周波数変化率RoCoFが増加する。

③周波数の低下⇒円盤の回転速度の低下

①同期電源の減少⇒円盤の重さの軽量化



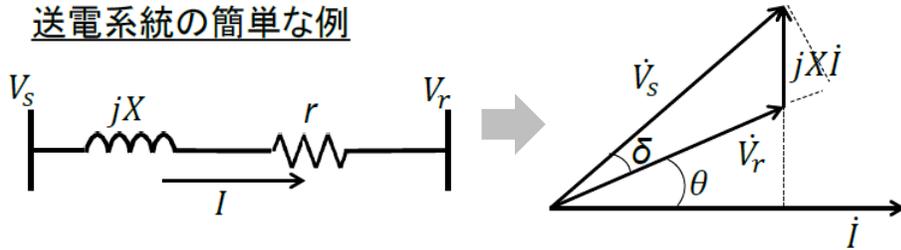
②電源脱落(同期電源1台あたりの負担増加) ⇒需要の錘(おもり)の増加



- **慣性力が大きいほど、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。

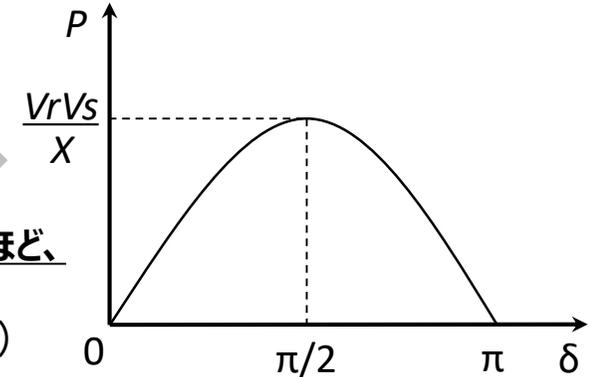
<同期化力イメージ>

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

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

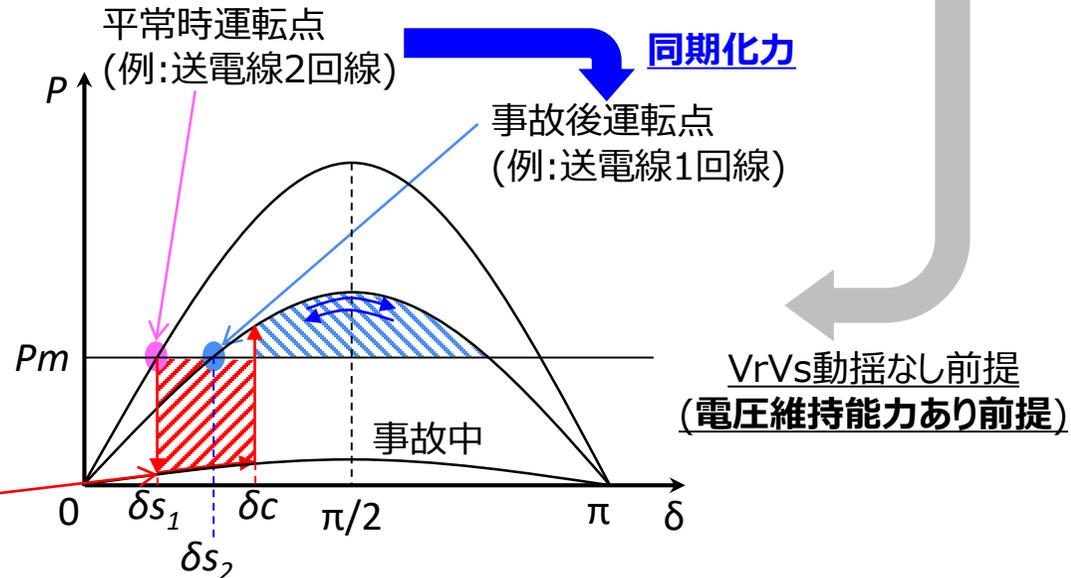
M:慣性定数、 δ :相差角、t:時間、

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**



- 前述のとおり、インバータ電源(非同期電源)の増加および同期電源の減少による慣性力の低下のみでなく、同期化力の低下により、周波数変化率RoCoFへの影響が生じている。
- したがって、「再エネ主力電源化」に向けた検討にあたり、今後、慣性力低下の対応とともに同期化力低下の対応を検討し、その費用対効果を確認していくこととしてはどうか。

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 系統インピーダンスの抑制
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

慣性力低下対応
を検討し、
費用対効果を確認

共通する対策
・同期電源の運転
・同期調相機の設置

同期化力低下対応
を検討し、
費用対効果を確認

- 前述のとおり、同期電源減少に伴う技術的な課題については、東北東京エリア・中西 6 エリアともに、同期安定度低下対策および慣性力低下対策として「同期電源の運転」、「同期調相機の設置」などを実施することが考えられる。また、将来的には再エネ(インバータ電源)に疑似慣性機能等を具備することによる改善が期待される。

※北海道エリアについては、再エネ導入量含めて別途検討する

- 今回、系統安定性対策を先行している海外事例を確認し、次回以降の費用対効果の検討に活用していく。

課題	検討結果		慣性力(Msys)確保方策	その他対応策
慣性力低下に伴う周波数変化率RoCoFの増加 ※同期電源の振動未考慮	東北東京エリア	<ul style="list-style-type: none"> • SNSP74%程度でN-2故障時の電源脱落によりRoCoF2.3Hz/sとなり、インバータ電源脱落リスクが生じる 	<ul style="list-style-type: none"> • 同期電源の運転 • 同期調相機の設置 • MGセット 	<ul style="list-style-type: none"> • 再エネ疑似慣性機能 • RoCoF耐量見直し
	中西 6 エリア	<ul style="list-style-type: none"> • SNSP80%程度でN-2故障時の電源脱落によりRoCoF1.52Hz/s 	<ul style="list-style-type: none"> • 同期電源の運転 • 同期調相機の設置 • MGセット 	<ul style="list-style-type: none"> • 再エネ疑似慣性機能 • RoCoF耐量見直し
慣性力低下・同期化力低下に伴う周波数変化率RoCoFの増加 ※同期電源の振動考慮	東北東京エリア	<ul style="list-style-type: none"> • SNSP62%程度でN-1電源脱落によりRoCoF1.4Hz/sであるものの、同期電源の振動の収束性が悪化する • SNSP45%程度でN-2故障時の電源脱落によりRoCoF2.2Hz/sとなるとともに、同期電源の振動の収束性が悪化する 	<ul style="list-style-type: none"> • 同期電源の運転 • 同期調相機の設置 • MGセット 	<ul style="list-style-type: none"> • 再エネ電圧維持機能 • その他電圧対策 • 系統増強
	中西 6 エリア	<ul style="list-style-type: none"> • SNSP53%程度でN-1電源脱落によりRoCoF0.8Hz/sであるものの、同期電源の振動の収束性が悪化する • SNSP51%程度でN-2故障時の電源脱落によりRoCoF2.0Hz/sとなり、インバータ電源脱落リスクが生じる 	<ul style="list-style-type: none"> • 同期電源の運転 • 同期調相機の設置 • MGセット 	<ul style="list-style-type: none"> • 再エネ電圧維持機能 • その他電圧対策 • 系統増強

- 英国（アイルランド島を除く）の系統運用者National Grid ESO（NGESO）は、政府の低炭素目標達成に向けた複数の需給シナリオを策定し、Future Energy Scenarios（FES）として公表している。
- NGESOは、FESから得られた知見に、中長期的に利用可能な様々な要素についての技術的な評価を組み合わせ、TO・DSO等の関係者と協力して、電力ネットワークの将来の運用を評価するとともに、電気の安定供給に必要な系統運用に関する中期及び長期の要件を特定し、System Operability Framework（SOF）として公表している。

参考：日本の体系

政府の
低炭素目標

気候変動法（2019年6月）において
2050年カーボンニュートラルを規定。

菅総理大臣所信表明演説において
2050年カーボンニュートラルを目指す
ことを宣言。（2020年10月）

エネルギー需給
複数シナリオ

NGESO
Future Energy Scenarios（FES）

※2020版では電化・水素利用に応じた4シナリオを提示

次期エネルギー基本計画
（2030年エネルギーミックス/
2050年複数シナリオ分析）

ネットワークの将来
の運用の評価/
系統運用に関する
中長期要件の特定

System Operability
Framework(SOF)

利用可能な要素

蓄電・
EV

周波数

短絡
電流

慣性力

...

広域機関＋一般送配電事業者等

日本の「再エネ主力電源化」に向けた
技術的課題及びその対応策
【本委員会の検討対象】

周波数

短絡
電流

慣性力

...

<https://www.nationalgrideso.com/future-energy/future-energy-scenarios>

<https://www.nationalgrideso.com/research-publications/system-operability-framework-sof>

- NGENSOは、系統安定性を高める方策の一つとして、慣性力の市場取引“Stability pathfinder phase 1”を、2019年に実施した。
- 2019年9月に入札要綱案を公表し、11月に要綱を確定した(主な入札要件は下表のとおり)。そして、入札と結果公表を2020年1月に実施した(落札結果を次ページに示す)。

Requirements

契約の始期は2020.04.01～2021.04.01の間、終期は2023.03.31または2026.03.31（契約期間は2～3年または5～6年）

慣性力、瞬時電圧応答、短絡容量の3要素で構成

購入（確保）する慣性力の最大値は25GVAs、ただし1社あたり8GVAsを上限とする

英国全土の系統安定策であるため、132kV以上の電圧の系統へ連系する（系統は132/250/400kVのいずれか）

慣性力の供給は常時（週7日・24時間）、ただし事前に計画した15日間/年は対象外。

発電している間は報酬対象としない

※「phase 2」では発電している間を報酬対象に変更しているものの、既設機は系統安定機能が増加している場合に限定する方向

Stability Tender Assessment Process

落札者は、価格＋供給する慣性力の大きさ、応動するレンジの広さ、連系する電圧の高さ・連系地点、および消費電力の小ささの総合評価で決める

報酬は、慣性力の入札価格（30分毎の価格）を物価上昇率CPIで補正したもの＋無効電力（NGESOが決めた単価）－消費電力相当

消費電力相当は、インバランス単価で精算する

各種技術要件を遵守する

- 入札には11事業者・46機（慣性力の計22.5GVAs）が応札し、うち5事業者・7箇所、計12機が落札した。
- NGENSOが確保した慣性力は、12.5GVAs（設備容量は1,391MVA）、事業者へ支払う報酬は、2026年までの6年間総額で328百万ポンド(約45,264百万円※)であり、**1年で5,423円/kW・年、6.0億円/GW・s・年**となる。 ※1£ = 138円で換算
- NGENSOは、この入札により消費者負担を6年間で52～128百万ポンド減らせると見込んでいる。

National Grid ESO
Faraday House, Gallows Hill
Warwick, CV34 8DA

29th January 2020

Dear Industry Colleagues,

Results of the Stability Pathfinder Phase 1 GB 2020 Tender

National Grid Electricity System Operator Limited ("NGESO") published an Invitation to Tender ("ITT") for Stability Pathfinder Phase 1 GB 2020 on 5th November 2019. This letter summarises the results of this tender which closed on 17th January 2020.

For a full description of the requirement and service please refer to the Invitation to Tender letter (amended) published on 19th November and the Stability Phase 1 Tender Information Pack (finalised) published on 25th November, [here](#).

Assessment and Results

We would like to thank those who have participated in this 1st phase tender for Stability services. Tenders were received on behalf of Uniper UK Ltd, Rassau Grid Services Ltd (Welsh Power), SSE Generation Ltd, Drax Generation Enterprise Ltd, Triton Power Ltd, Statkraft UK Ltd, First Hydro Company (Engie), Carlton Highview Storage Ltd and ESB Asset Development.

Out of a maximum procurement of 25GVAs, NGENSO was offered the potential to award tenders totaling 22.5GVAs.

NGESO has awarded 12 tenders to 5 providers across 7 sites, securing 12.5GVAs of inertia until 31st March 2026. With a total contract exposure of £328m, NGENSO expects to save consumers between £52m to £128m over this period as a result of having to take less actions in the Balancing Market to address system Stability.

A summary of all tenders received with associated outcomes can be found [here](#).

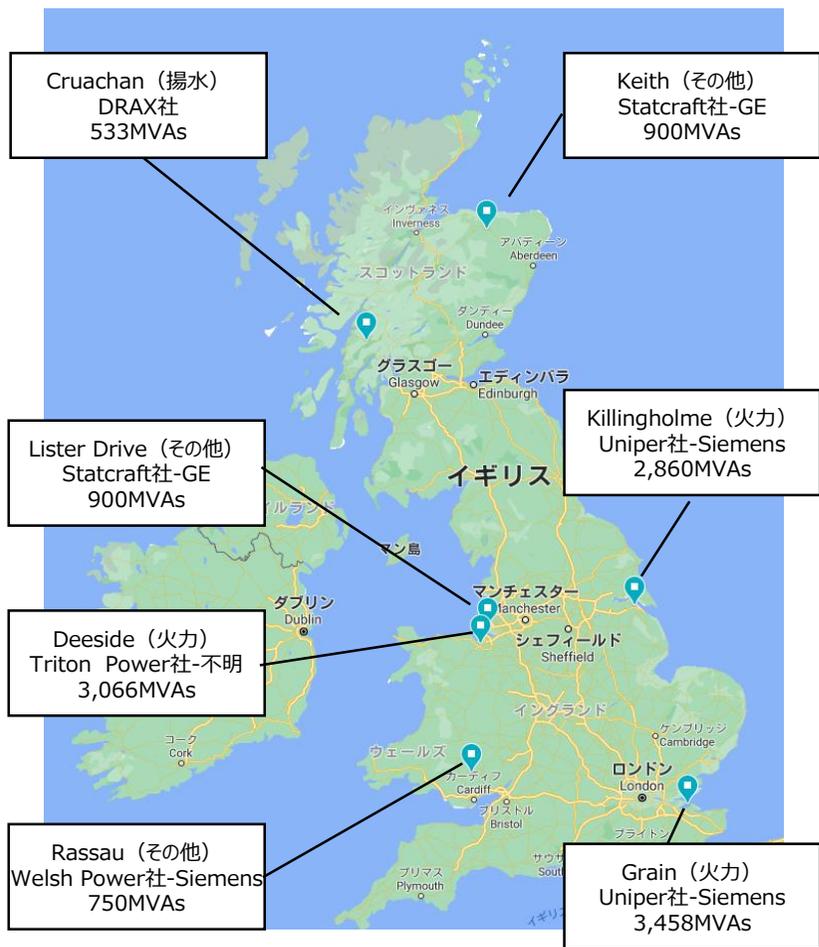


事業者名	方法	連系電圧 (kV)	地点	設備容量 (MVA)	単位慣性定数 H (s)	慣性力 (MVA.s)	消費電力 (MW)	供給開始	コスト (£/SP)	契約終了
Drax Generation	揚水	275	CRUA	111.111	4.8	533.330	2	2020/6/1	259.00	2026/3/31
Deeside Power	不明	400	CONQ	210	7.3	1,533.000	2	2020/8/1	218.14	2026/3/31
	不明	400	CONQ	210	7.3	1,533.000	2	2020/8/1	218.14	2026/3/31
Rassau Grid Services	ファイホー	132	RASS	110	6.82	750.000	1.26	2021/3/31	414.00	2026/3/31
Uniper UK	ファイホー	400	KILL	145	9.86	1,430.000	4	2021/4/1	234.50	2026/3/31
	ファイホー	400	KILL	145	9.86	1,430.000	4	2021/4/1	357.50	2026/3/31
	ファイホー	400	GRAI	100	17.3	1,729.000	3	2021/4/1	329.50	2026/3/31
	ファイホー	400	GRAI	100	17.3	1,729.000	3	2021/4/1	449.50	2026/3/31
Statkraft UK	ファイホー	132	KEIT	65	6.92	450.000	1.02	2021/4/1	128.50	2026/3/31
	ファイホー	132	KEIT	65	6.92	450.000	1.02	2021/4/1	128.50	2026/3/31
	ファイホー	275	LISD	65	6.92	450.000	1.02	2021/4/1	128.50	2026/3/31
	ファイホー	275	LISD	65	6.92	450.000	1.02	2021/4/1	128.50	2026/3/31
計				1,391.111		12,467.330				

出所：NGESO “Stability Pathfinder Phase 1 results letter” より作成
<https://www.nationalgrideso.com/document/162091/download>

■ 落札した設備（7箇所）の所在は左下図のとおりであり、各設備が慣性力を提供する方法としては、既存の火力発電所のタービンをフライホイールに置き換えているものが3箇所あり、既存揚水の活用が1箇所、その他フライホイール設置が3箇所となっていると考えられる※。

※例えば、Cruachan(Drax社)は、440MWの揚水発電所を活用し、Deesideはガス火力の転用と推測される。



出所) 各社ホームページより作成

既存火力発電所の蒸気/ガスタービンをフライホイールに置き換えて、有効電力は供給せず、同期調相機と接続して系統に慣性力を供給する。

出所：uniper社プレスリリース
<https://www.uniper.energy/news/uniper-appoints-siemens-energy-to-deliver-grid-stability-technology-at-uk-power-station-sites/>

- アイルランドでは、系統安定化のためにDS3 (Delivering Secure Sustainable System) プログラムが展開されており、市場運営者The Single Electricity Market Committee (SEMC)が、取引ルールと価格を定めて公表している。
- 2018年9月以降のサービスは左下表の14種類あり、慣性力商品(SIR)の報酬については、以下の算式で求めることとされている。(SIRは15s以上提供することを求めており、例えば、同期調相機の場合は、SIRFを45sとし、45s-15s=30sにて試算)

$$\text{慣性力商品(SIR)の報酬} = \text{慣性力【MWs】} * (\text{SIRF} - 15) \text{【s】} * \text{単価【0.0050€ / MWs2】} * \text{持続時間 (SNSPで変動) 【h】}$$

- なお、SIRは、最低運転で発電していても発電していなくても支払われる報酬であり、系統運用者Eirgridが事象者へ支払う報酬は150€/GWs・hとなり、年間8760時間を通じて供給した場合の報酬は1年で1,314～8,278千€/GWs・年 (**1年で1.7～10.6億円/GWs・年**) となる。 ※1€ = 128円で換算

Service Name	Unit of Payment	Final Rate €
Synchronous Inertial Response (SIR)	MWs ² h	0.0050
Primary Operating Reserve (POR)	MWh	3.24
Secondary Operating Reserve (SOR)	MWh	1.96
Tertiary Operating Reserve (TOR1)	MWh	1.55
Tertiary Operating Reserve (TOR2)	MWh	1.24
Replacement Reserve – Synchronised (RRS)	MWh	0.25
Replacement Reserve – Desynchronised (RRD)	MWh	0.56
Ramping Margin 1 (RM1)	MWh	0.12
Ramping Margin 3 (RM3)	MWh	0.18
Ramping Margin 8 (RM8)	MWh	0.16
Steady State Reactive Power (SSRP)	MVAh	0.23
Fast Frequency Response (FFR)	MWh	2.16
Fast Post Fault Active Power Recovery (FPFAPR)	MWh	0.15
Dynamic Reactive Response (DRR)	MWh	0.04

Figure 3: Approved Tariff Rates for Regulated Arrangements

出所：DS3 System Services Tariffs and Scalars(2017.10.24)

<https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-17-080%20DS3%20SS%20SEMC%20Decision%20Paper%20Regulated%20Arrangements%20Tariffs%20and%20Scalars%20Final%20version.pdf>

Table 1: Temporal Scarcity Scalar Values (effective May 1st 2018)

System Service	Temporal Scarcity Scalar Values			
	SNSP 0% - 50%	SNSP >50% & ≤60%	SNSP >60% & ≤70%	SNSP >70% & ≤75%
POR	1	1	4.7	6.3
SOR	1	1	4.7	6.3
TOR1	1	1	4.7	6.3
TOR2	1	1	4.7	6.3
RRS	1	1	4.7	6.3
RRD	1	1	4.7	6.3
RM1	1	1	4.7	6.3
RM3	1	1	4.7	6.3
RM8	1	1	4.7	6.3
SIR	1	1	4.7	6.3
SSRP	1	1	4.7	6.3
FFR	0	1	4.7	6.3
DRR	0	0	0	6.3
FPFAPR	0	0	0	6.3

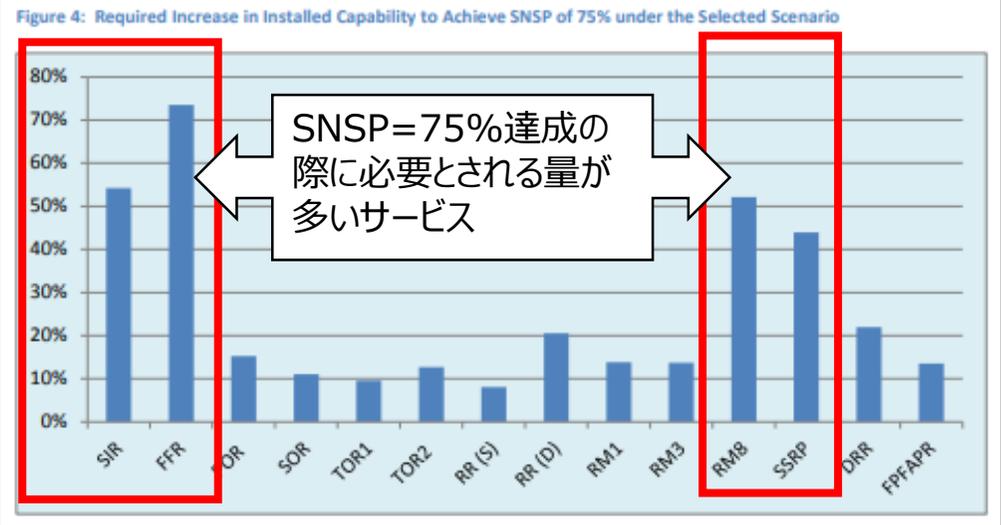
(参考) システムサービス費用の定め方

- アイルランドおよび北アイルランドでは、共通電力市場(SEM)において、共通アンシラリーサービス(HAS)として7種類のシステムサービスが調達されてきた。
- SEMCでは、2020年までに再エネ比率をkWhベースで40%(SNSPでは75%)にするという目標達成に向けて非同期電源の増加に対応するため、システムサービスの種類を慣性力(SIR)を含む14種類まで拡充するとともに、システムサービスにかかる報酬額を年間60百万ユーロ(約76億円※)から235百万ユーロ(約300億円※)まで段階的に増額するよう、DS3サービスを設計した。※1€ = 128円で換算
- また、各サービスの単価を定めるにあたっては、将来の電源構成にもとづき各サービスの重要度などを勘案したうえで傾斜配分し、以後は報酬額の上限を踏まえつつ見直している。
- なお、SEMCでは、DS3による報酬の増加については、容量支払により補う「ミッシングマネー」が減少するため、消費者のコスト負担の増加は、DS3による報酬の増加よりは下がると整理している。



Figure 1: SEM Committee's DS3 System Services Annual Cap¹²

出所 : Consultation on DS3 System Services Enduring Tariffs (2017.07.04)
<http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-System-Services-Enduring-Tariffs-Consultation-Paper.pdf>



出所 : DS3 System Services Procurement Design and Emerging Thinking Decision Paper (2014.12.19)に加筆

<https://www.semcommittee.com/sites/semcommittee.com/files/media-files/SEM-14-108%20DS3%20System%20Services%20Decision%20Paper.pdf>

- 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。
- 他方で、海外においては、同期電源や同期調相機から供出される慣性力(Msys)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、今回整理したため、ご議論いただきたい。

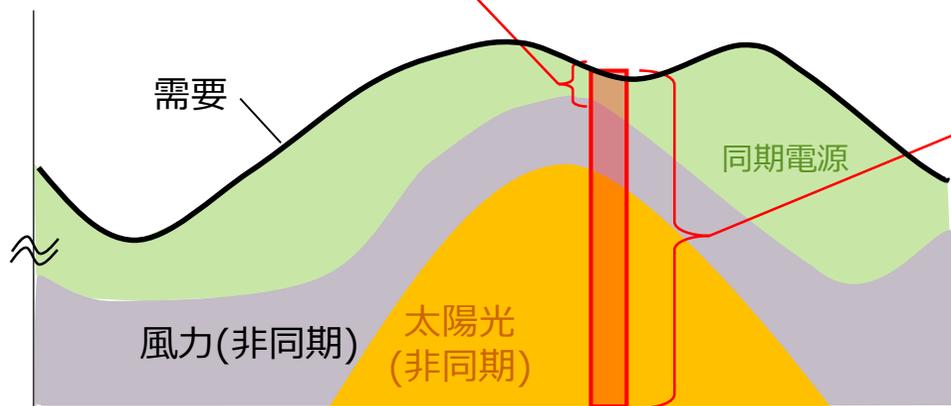
同期電源・同期調相機から供出される慣性力

$$M_{sys} = \sum_{i \in I} H_i \cdot MVA_i$$

H: 同期電源・同期調相機の単位慣性定数(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]

MVA: 同期電源・同期調相機の設備容量[MW]

*Msys: 米国テキサスからの引用
SNSP: アイルランドからの引用



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

出所) 第55回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料3を修正 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_55_haifu.html

- 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、**システムの慣性力(Msys)を管理**している。慣性力(Msys)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、単位慣性定数(H)をゼロと算定される。

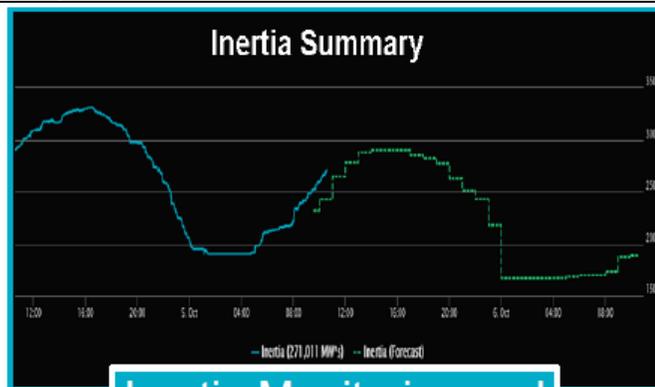
$$M_{sys} = \sum_{i \in I} H_i \cdot MVA_i$$

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]

MVA: 同期電源・同期調相機の設備容量

- 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※システムの慣性力(Msys)をシミュレーションにより算出し、運用上の慣性力(Msys)下限値を100GW * sと設定し、リアルタイムで監視している。

※N-2故障時に59.7Hzから59.3Hzに至る周波数低下所要時間がUFLS動作時間より短くなるように慣性力を確保している(UFLSの動作周波数59.3Hz)



Inertia Monitoring and Forecasting

- 120 GW*s >= Inertia Normal
- 120 GW*s > Inertia >= 110 GW*s Yellow
- 110 GW*s > Inertia >= 100 GW*s Orange
- 100 GW*s < Inertia Red

Emergency BPs	Inactive
System Inertia	99,999 MW-s
SCED	00:04:00
RLC	00:00:06
STLF Forecast High	21.6
STLF Next 30 Mins	Normal
QSE ICCP	Normal

Critical Inertia alerts

- 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。

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

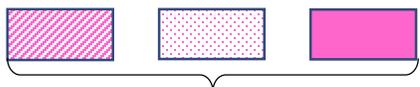
- アイルランド系統で解析を行った結果によると、瞬間的な非同期電源比率が50%程度を超えると、連系線停止に伴う周波数低下時に周波数変化率 (RoCoF) リレーが動作し、更に周波数の低下を引き起こす可能性があることが明らかにされている。
- こうした事故波及を回避するため、アイルランドでは各時間帯における瞬間的な非同期電源比率と電力システムの慣性に一定の制約を設け運用している。
- 2020年までに瞬間的な非同期電源比率を75%まで上げるため、連系要件など様々施策を打ちつつあるところ。さらに、Eirgridグループの最新の5か年戦略 (Strategy 2020-2025) において、2030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

- 論点1のとおり、日本においては、再エネ主力電源化に向けて慣性力の低下および同期化力の低下による電源脱落時の周波数変化率RoCoFの増加の課題が生じると考えられる。その**課題発生要因は**、同期電源の並列台数の減少による**慣性力の低下**であることを踏まえると、**どのくらい慣性力が低下しているか、その状況を直接的に示す指標として、システムの慣性力(Msys)にて管理**することが望ましいと考えられるがどうか。
- 他方で、**システムの慣性力(Msys)**の諸元となる単位慣性定数Hについては、各同期電源によって定格容量が同じでも異なる場合があり、**一般的には理解しづらい**ところもあることから、その**補完的な指標として、需給バランス状況を示す瞬間的な非同期電源比率(SNSP)を用いる**こととしてはどうか。

<単位慣性定数の例>

- ・電気学会EAST10モデル
8s : 火力、原子力
10s : 水力
- ・系統連系技術要件での記載例
6~8s : 火力

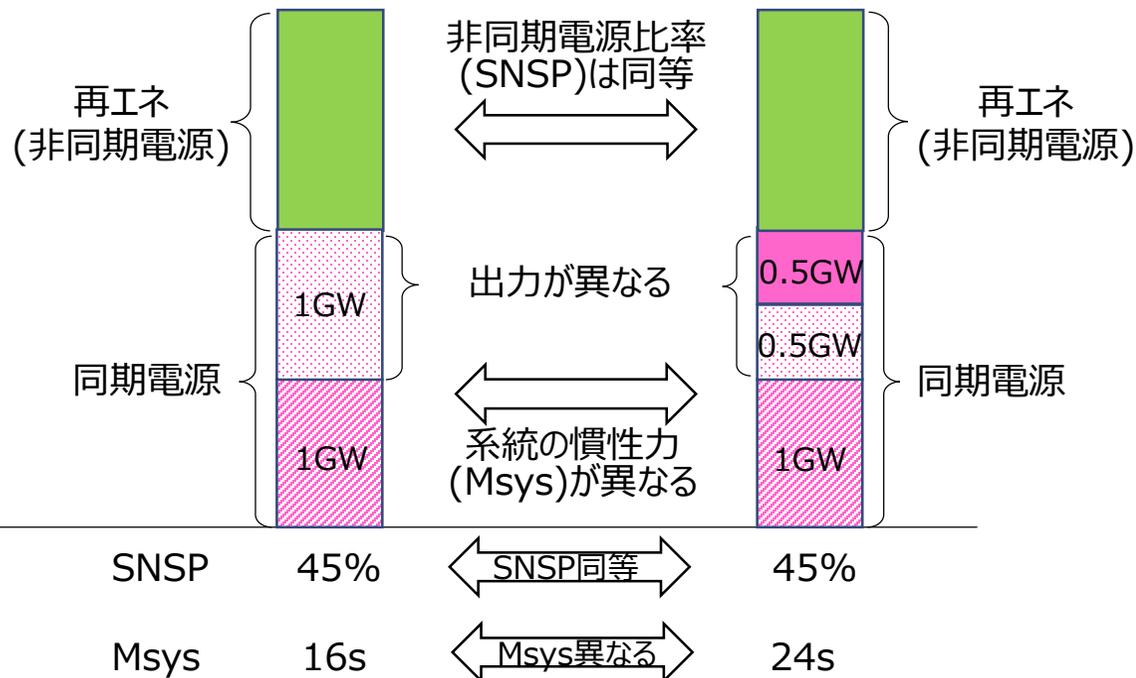
※同期電源は有効電力出力の大きさに関わらず、並列運転することで慣性力を提供できる



全て容量1GW,慣性力8sの同期電源

<SNSPとMsysの関係イメージ>

並列運転中の電源*(kW)



- 前述のとおり、慣性力(Msys)を管理指標とする場合、どのような数値で管理するかを検討していく必要がある。
- 論点1のとおり、電源脱落時の周波数変化率RoCoFの増加については、電源脱落量（セキュリティレベルをどうするか(N-1故障、N-2故障、サイト脱落))によって、課題の発生状況が異なり、その対策および対策の必要量・対策費用が異なる。
- 再エネ主力電源化に向けた技術課題の管理指標における慣性力(Msys)の管理値(論点2)については、各セキュリティレベルを維持するとした場合の対策の必要量(論点3)、その対策費用を含めた費用対効果(論点4～6)を確認し、検討することとしてはどうか。

【論点2】：各セキュリティレベルに対して管理指標値をどうすべきか(検討イメージ)

項目	課題		N-1故障	N-2故障	サイト故障
周波数	【論点1】 慣性力低下	影響 【論点1】	1回/年 15億kWh/回	0.2回/年 15億kWh/回	0.02回/年 15億kWh/回
		影響費用	1兆5,000億円/年	3,000億円/年	300億円/年
		慣性力(Msys)必要量	80GW・s 以上	120GW・s 以上	150GW・s 以上
		対策必要量 【論点3】	0GW・s	20GW・s	50GW・s
		対策	0GW・s	20GW・s	50GW・s
		対策費用 【論点4】	0億円/年	120億円/年	300億円/年
	【論点5】	環境整備費用	10億円/年	10億円/年	10億円/年
【論点6】	費用対効果		1.0以上	1.0以上	0.97

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)

- 「再エネ主力電源化」に向けた周波数面の課題について、N-1故障(単機容量脱落)、N-2故障(送電線N-2故障による電源脱落)において、インバータ電源の不要解列が生じる可能性のあるRoCoF(2Hz/s)を超過しないかどうかを確認する。
- 安定度面の課題については、N-1故障(送電線1回線3相地絡事故:3LGO)、N-2故障(送電線2回線3相地絡事故:6LGO)の安定度状況(連系線の運用容量)が現状よりも低下しないかどうかを確認する。

検討ケース		検討項目と検討概要	検討断面 ※各断面のSNSPも算出
周波数	①N-1事故(単機容量脱落)	<ul style="list-style-type: none"> ・RoCoF → 2Hz/s※以内となる状況を確認する(インバータ電源脱落発生の可能性の確認) ※同期電源の振動成分の影響を考慮する 	2030年のSNSP最大時※をもとに再エネ増加時の状況を確認する ※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)がない時間帯を先行して検討する
	②N-2事故(送電線2回線故障による電源脱落)	同上	同上
同期安定度	⑤N-1事故(送電線1回線故障)	<ul style="list-style-type: none"> ・同期安定度 → 過渡安定度などが維持できるかについて確認する ※基幹系統事故時の連系線の運用容量維持可否にて評価する 	2030年のSNSP最大時※をもとに再エネ増加時の状況を確認する(確認結果をもとに2040年での状況を考察する) ※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)がない時間帯を先行して検討する
	⑥N-2事故(送電線2回線故障)	同上	同上

(参考) シミュレーションツールについて

- 「再エネ主力電源化」に向けた検討においては、「北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会」で用いたMATRAB/Simulinkや、連系線の運用容量算出で用いている過渡安定度解析プログラム(Y法)などのシミュレーションツールを用いて慣性力や同期安定度の検討を実施している。

シミュレーションの位置付けと進め方

1

【シミュレーションの位置付け】

- 3月6日の地震発生(3時7分)からブラックアウト(3時25分)に至るまでの間に起きた事象をシミュレーションにより再現し、その再現結果から事象や前提を変えることにより、今後考えられる対策の有効性を検証するためのもの。

【シミュレーションの進め方】

- ① シミュレーションは、国等において今回のブラックアウトを踏まえた対策の詳細検討の早期開始を可能とするため、短期間(3か月程度)で可能であることを前提に、検証委員会事務局(広域機関)が様々な方法を駆使して行うこととしてはどうか。シミュレーションツールとしては、汎用ソフトであるMATLAB/Simulink(※)などが考えられる。
※MATLAB/Simulinkを用いたシミュレーションモデルとしては、例えば、電気学会技術報告第1386号に掲載されている「電力需給・周波数シミュレーション標準解析モデル」のAGC(自動発電機制御)30モデルがある。
- ② シミュレーションの実施にあたっては、電力系統の解析に関する深い知見を有する電力中央研究所(電中研)に協力を求めることとしてはどうか。
- ③ 併せて、上記シミュレーション結果と比較評価するため、あるいは上記シミュレーションでは事象や前提を変えることに対応できない場合の備えとするため、東日本大震災直後の事故分析など大規模系統擾乱時の周波数解析の実務経験を有する東京電力PGなどの一般送配電事業者に対して、解析国の協力を求めることとしてはどうか。

2-2. 算出方法

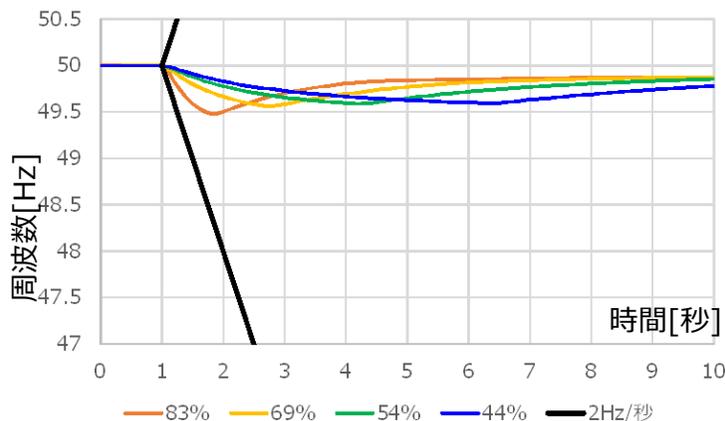
8

制約要因	想定故障	算出ツール	判定方法
熱容量等	N-1故障 ¹⁾	算術式 ²⁾ 電中研L法 ³⁾⁴⁾	架空送電線はCIGRE式 ⁶⁾ に基づく許容電流以内 直流設備、ケーブル、その他直列機器は設計上の許容値以内
同期安定性	通常想定し得る範囲の電力設備の故障	電中研L法 ³⁾ 電中研Y法	発電機内部位相角の動揺が収斂(収束)する潮流
電圧安定性	(シート3-2参照)		基幹系統の母線電圧が維持できる潮流
周波数維持	連系線ルート断(系統分離)	算術式 ⁵⁾	周波数が一定範囲内に維持できる潮流

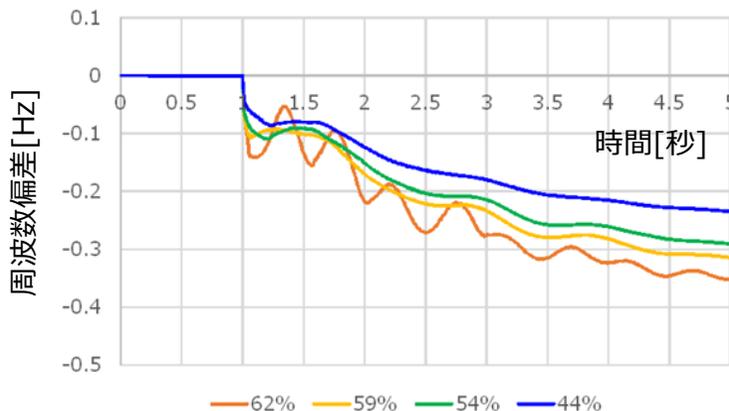
- 1) 送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障
- 2) $P = \sqrt{3} V I \cos\theta$ [W] ・ V: 電圧 [V] ・ I: 許容電流 [A] ・ $\cos\theta$: 力率
- 3) 電中研L法・Y法: 電力中央研究所が開発した電力系統解析ツール。
・ L法(潮流計算プログラム): 所与の発電、負荷、系統構成に対して送電線や変電所を流れる潮流や系統各部の電圧を計算するプログラム。
・ Y法(過渡安定度解析プログラム): 送電線故障等の系統擾乱における発電機位相角や電圧等の時々刻々の変化を発電機や励磁機制御装置などの動特性を考慮してシミュレーションするプログラム。
- 4) 連系設備以外の制約の確認時。
- 5) 系統容量(想定需要)[MW] × 系統特性定数[%MW/Hz]
- 6) CIGRE (CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES: 国際大電力システム会議) が推奨した架空送電線の許容温度計算式。(電気学会技術報告第660号「架空送電線の電流容量」に関連の記載あり) 周囲温度は40℃(夏季)として計算。

- 東北東京エリアでは、再エネ(インバータ電源)の導入量が増加し、それに伴い同期電源の並列台数が減少することによって、RoCoFの増加や同期安定度への影響が考えられる。特に**同期化力の低下により、インバータ電源(再エネ)比率が大きくなると、残る同期電源の振動成分が大きくなり、RoCoFも増加する。**
- RoCoF増加の**対応策の例としては、同期電源の運転並列台数を一定程度確保することや、再エネ等のインバータ電源に疑似慣性機能等を具備する**という対策が考えられ、引き続き検討していく。

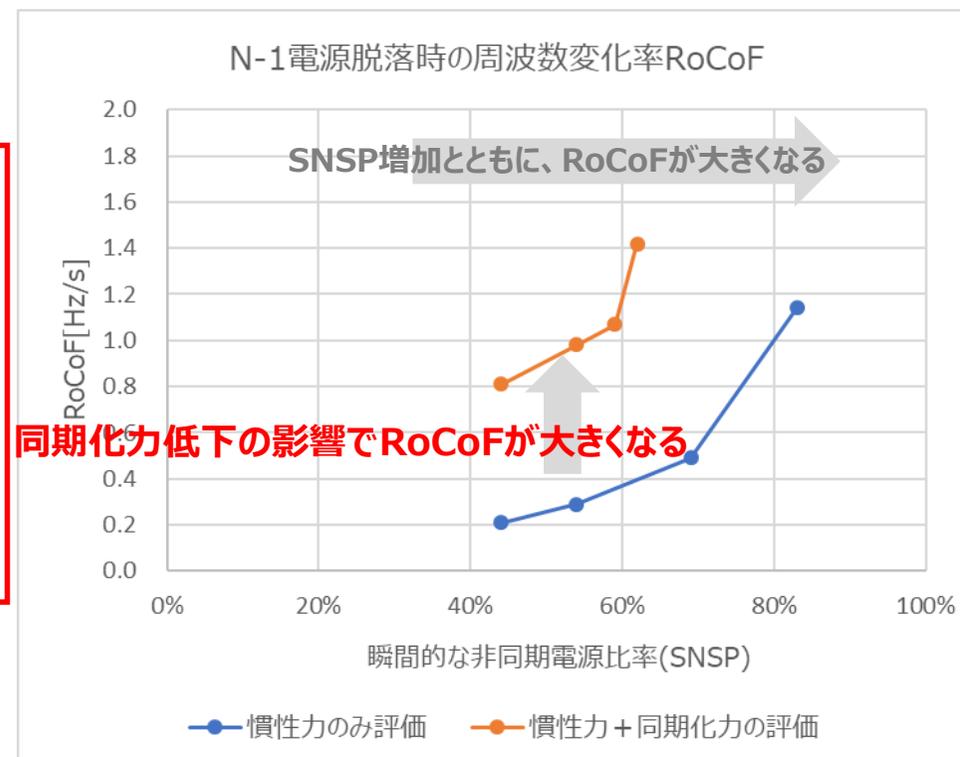
慣性力
のみ
の評価



慣性力
+
同期化力
の評価



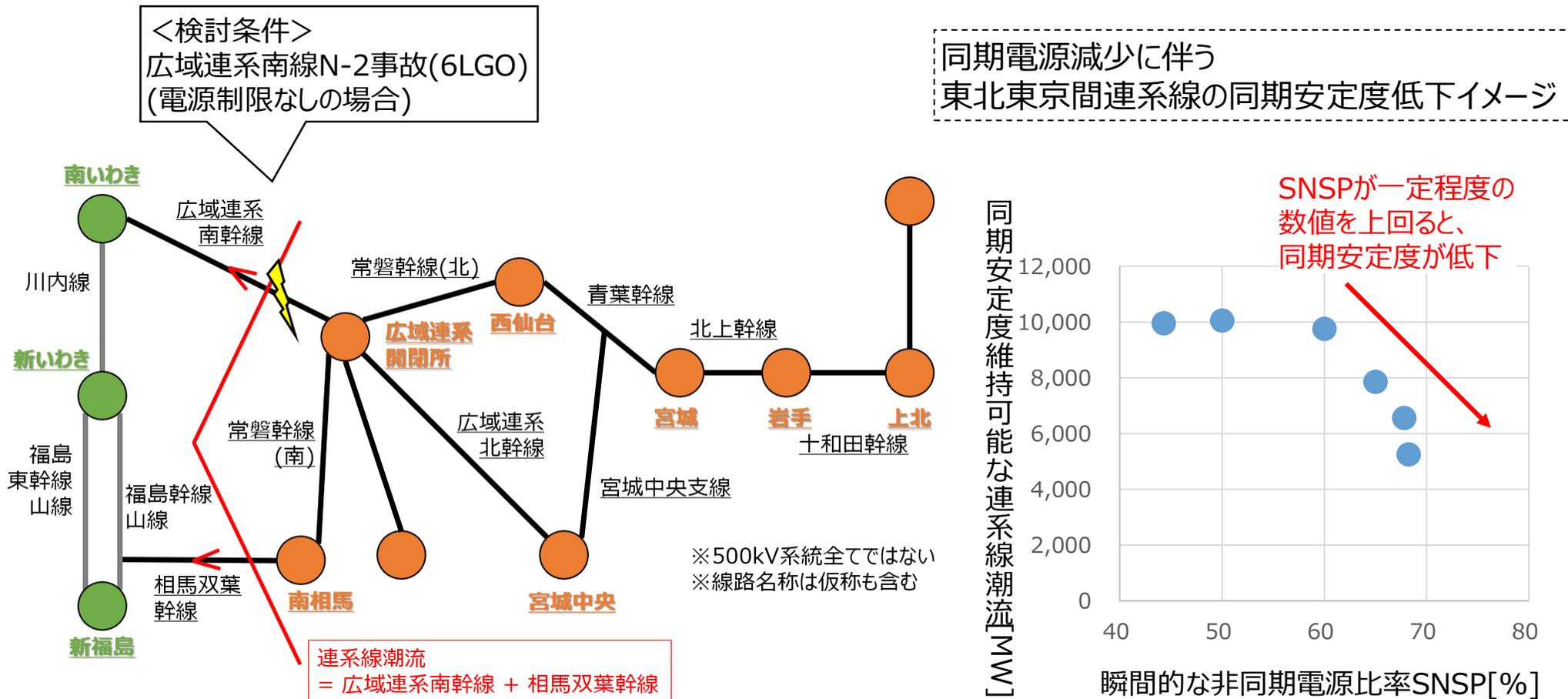
N-1電源脱落(約130万kW脱落)



同期化力低下の影響でRoCoFが大きくなる

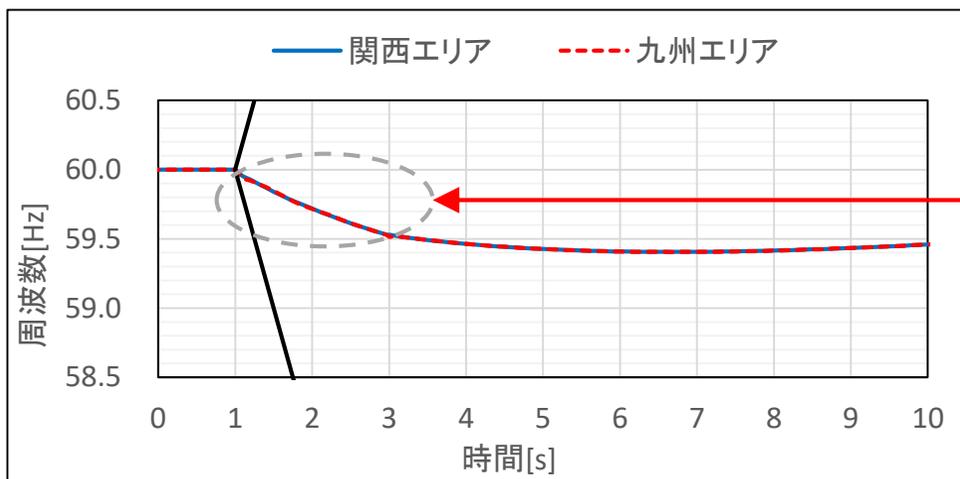
(df/dt算出は、 $\Delta t=0.1$ 秒(=解析刻み)にて実施。
再エネ脱落のタイミングは2Hz/s検出から最短の0.1秒とした。)

- 東北東京エリアの瞬間的な非同期電源比率(SNSP)の増加により同期安定度は低下し、SNSPが一定程度の数値を超過すると、同期安定度の低下が更に大きくなることが分かった。
- 同期化力低下の**対応策の例としては、安定化リレーによる再エネ等も含めた電源制限対応、同期電源の運転並列台数を一定程度確保**するという対策が考えられ、引き続き検討していく。



- 中西6エリアは東西に長い系統であり、電源脱落時に電力動揺が発生し、特に、系統末端のインバータ電源(再エネ)比率SNSPが大きくなると、同期化力の低下によりRoCoFも増加する。
- したがって、**末端エリアの同期安定度向上策を講じる**ことにより、同期安定度およびRoCoFについても対応可能となると考えられ、引き続き検討していく。

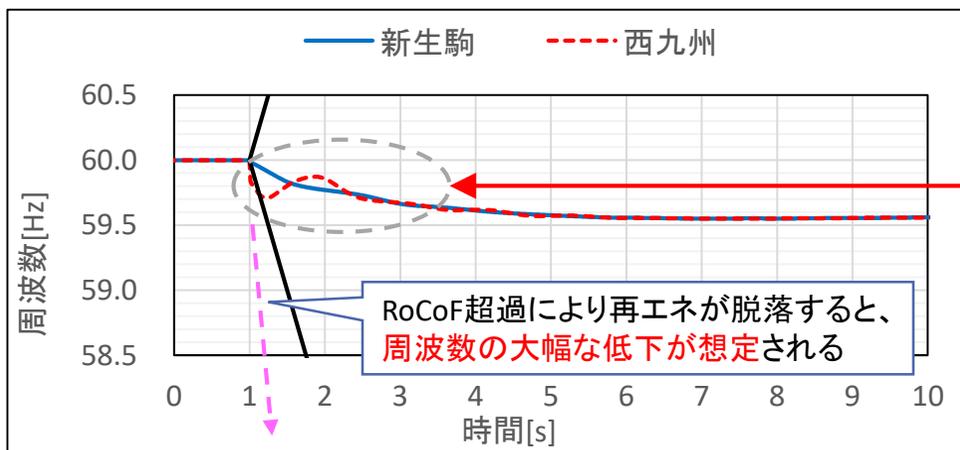
慣性力
のみ
の評価



N-2電源脱落(約230万kW脱落)

同期化力低下の影響でRoCoFが大きくなる

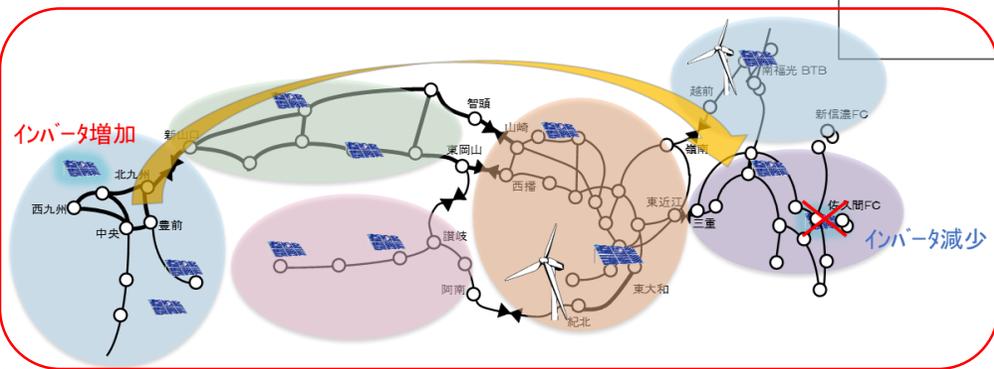
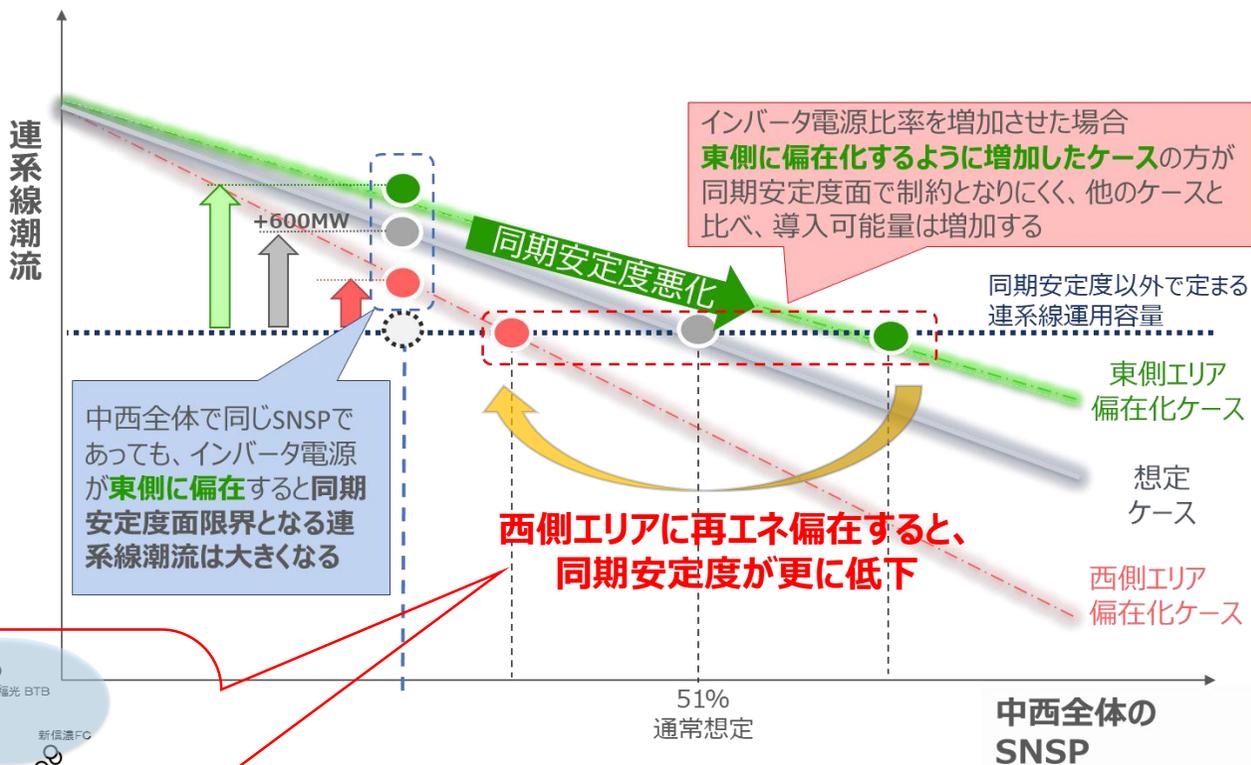
慣性力
+
同期化力
の評価



(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。)

- 中西エリアの瞬間的な非同期電源比率(SNSP)の増加により同期安定度は低下するが、**更に再エネの導入量を西側エリアに偏在させると、同期安定度は更に低下**している。
- 上記を踏まえると、**再エネが偏在するエリアの同期安定度向上策を講じる**ことにより、同期安定度およびRoCoFについても対応可能となると考えられ、引き続き検討していく。

同期電源減少に伴う
中国九州間連系線(関門連系線)
の運用容量低下イメージ

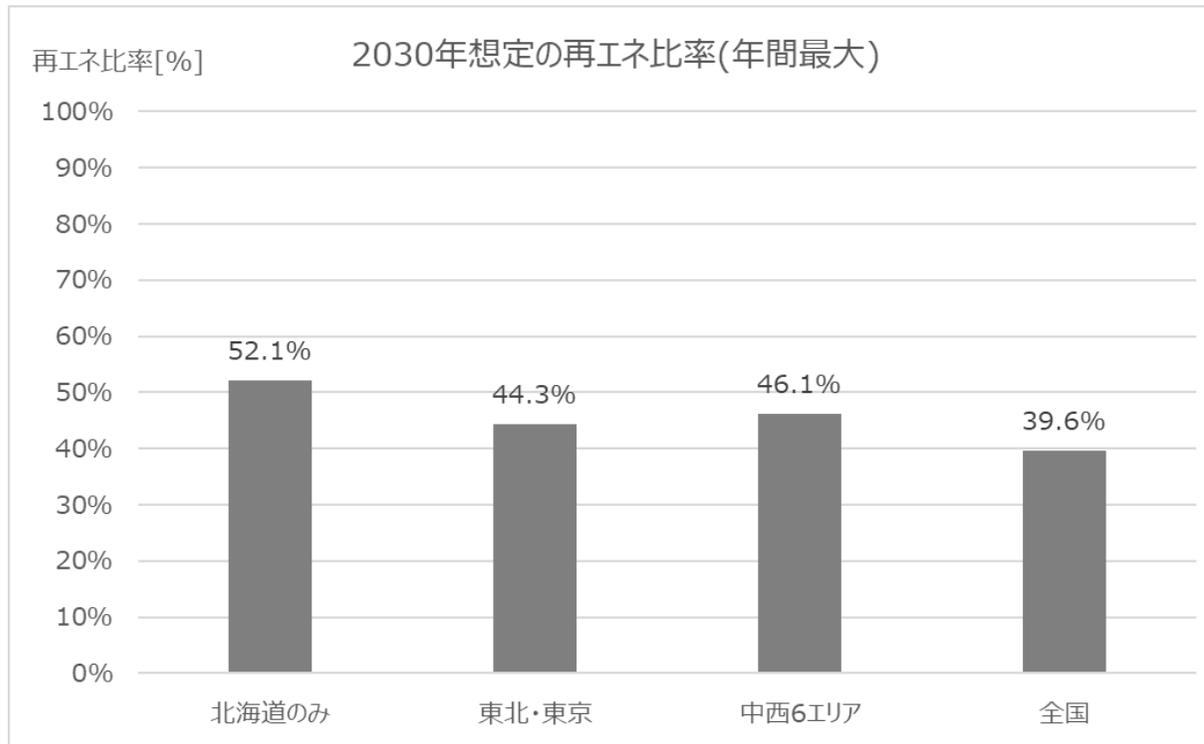


- 各時間帯^{※1}の瞬時的な非同期電源比率SNSP(=(太陽光+風力出力+輸入(連系線)^{※2})/(同期エリア需要+輸出(連系線)^{※2})の年間最大において、2030年度の想定を行った。

※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と考えられるため、今回は、揚水ポンプ(動力)がない時間帯を対象とした。揚水の取り扱いについては今後検討する。

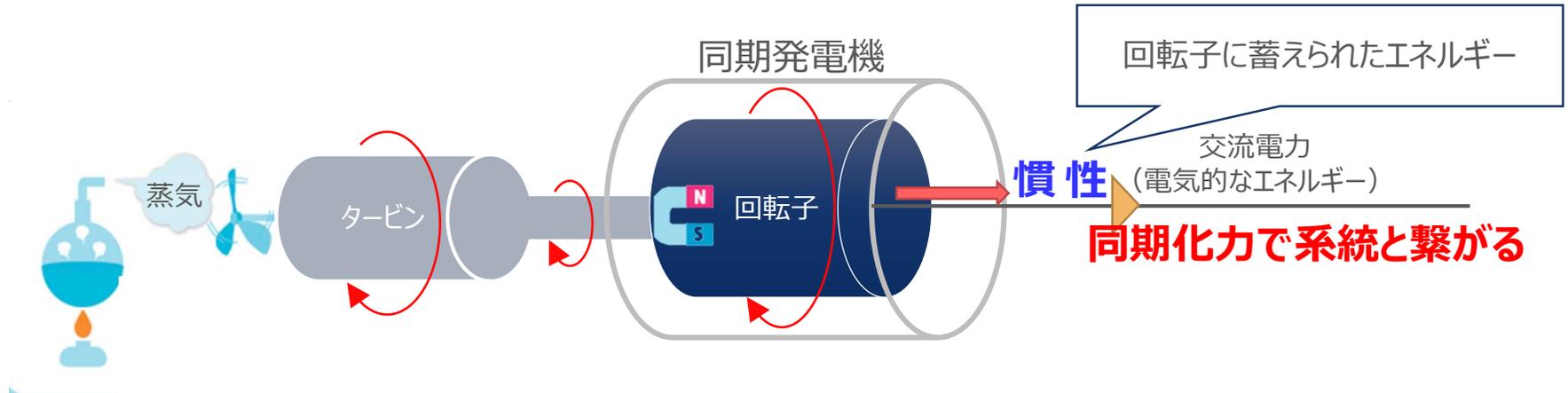
※2 直流連系線(非同期)を対象とし、流入・流出を相殺し、合計流入分を分子、合計流出分を分母でプラス加算する。

- 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。

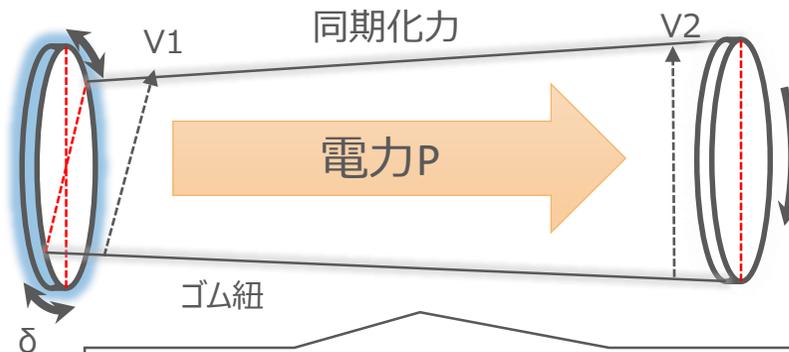


エリア	2030年
北海道のみ	5/2 11:00 (SNSP:52.1%)
東北・東京	9/27 13:00 (SNSP:44.3%)
中西6エリア	4/5 12:00 (SNSP:46.1%)
全国	4/3 9:00 (SNSP:39.6%)

慣性 : 発電機に蓄えられる運動エネルギーで負荷変動等に応じて瞬時に定格容量の数倍の出力が可能なエネルギー



同期化力 : 自ら電圧を確立し、系統と電氣的な繋がりを持って負荷変動等により生じる回転数（位相）の差に応じて電力を出力することで回転数の差を無くし、並列運転を継続しようとする能力



$$\text{送電電力 } P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta$$

$$\text{同期化力 } \frac{dP}{d\delta} = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta$$

ゴム紐（同期化力）は発電機間の回転数の差をなくそうとする方向に力を加える