

再エネの更なる大量導入を踏まえた 北海道エリアの課題整理

2025年9月24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

- これまで調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委）において、将来の再エネ導入等を見据えた各課題の検討を行い、対策の整備を進めているところ。

<調整力>

- 2050年（広域連系系統のマスタープランを前提）の東地域の調整力必要量等の検討
- 2025年度供給計画の需要・再エネ設備量想定に基づき、2034年度までの調整力設備の確保状況の検討

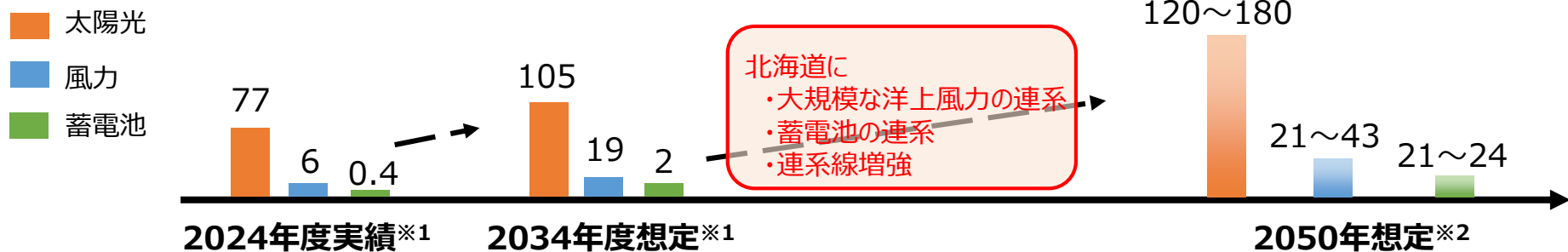
<慣性>

- 2030年（第6次エネルギー基本計画を前提）および2050年（広域連系系統のマスタープランを前提）における慣性の確保状況と流通設備事故時の系統維持の状況の検討

- 他方で、北海道エリアにおいては、洋上風力の連系見込み、長期脱炭素電源オークションの蓄電池の落札状況、連系線増強などを踏まえると、これまでの検討スコープにない2030年代半ば以降に、**全国に先駆けて電源の脱炭素化（再エネ・蓄電池の主力電源化）が進む**ことが想定される。

- これらの想定を元に、**北海道エリアを事例として、今後の検討項目等を整理**したためご議論いただきたい。

全国の再エネ（太陽光・風力）、蓄電池の設備導入実績・見通し（数値はGW）

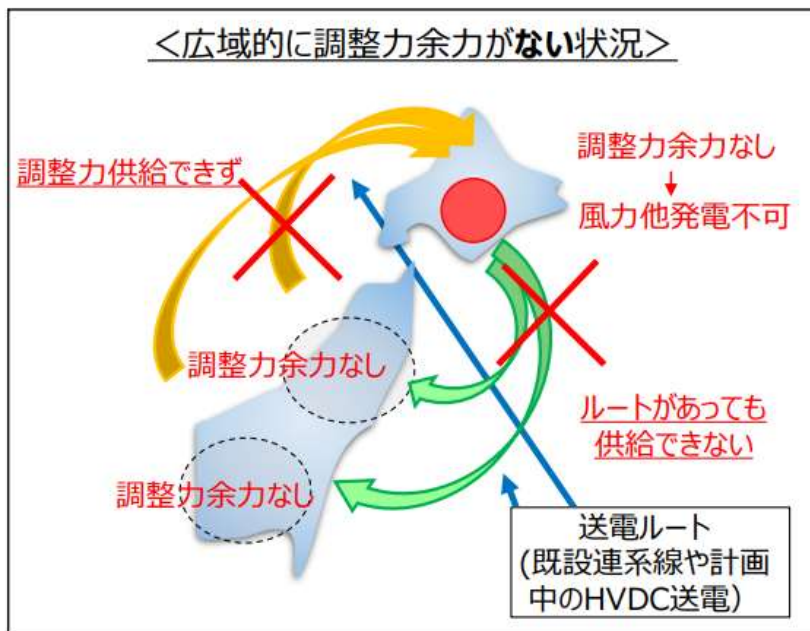


※1 2025年度供給計画の取りまとめを元に作成

※2 第8回将来の電力需給シナリオに関する検討会資料4を元に作成

7

- ＜広域的に調整力余力がある状況＞
-
- 調整力余力なし
↓
他エリア調整力で
風力他発電可
- HVDCや既設連系線を用いて調整力供給
- 調整力余力有
- 調整力余力有
- 北海道の発電分
供給
- 送電ルート
(既設連系線や計画
中のHVDC送電)



今後の調整力設備量を確認する仕組みの全体像

21

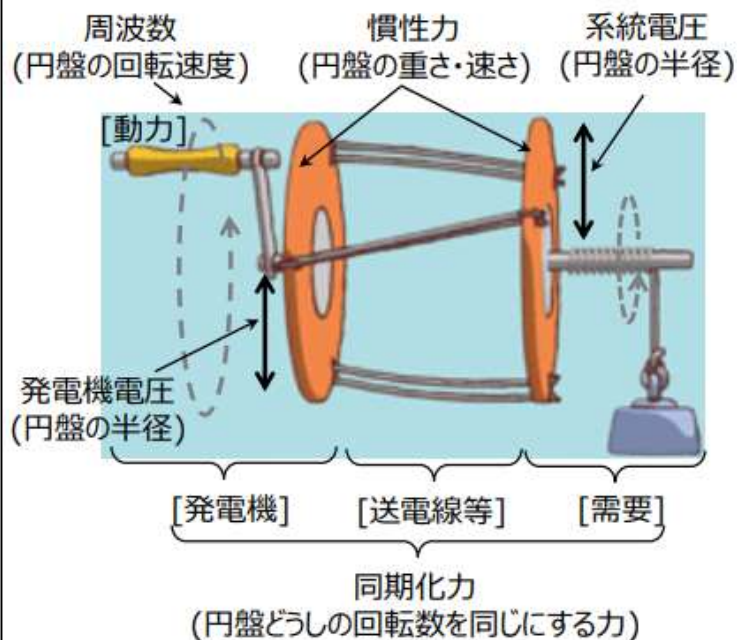
- 以上を踏まえた調整力設備量を確認する仕組みの全体像は下図のとおりであり、**足元から中長期にかけての調整力設備量を確認する仕組みを構築すること**としたい。
- **そのうえで、調整力必要量に対する設備量の充足状況については、本委員会において継続的に報告していく。**また、調整力の不足状況等も鑑みながら、グリッドコードでの要件化についてもグリッドコード検討会と連携して引き続き検討を深めていくことしたい。



(参考) 同期電源減少に伴い想定される課題イメージ

6

- 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。



出所) 電力中央研究所ホームページ資料抜粋に追記
<https://criepi.denken.or.jp/press/denki/index02.html>

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

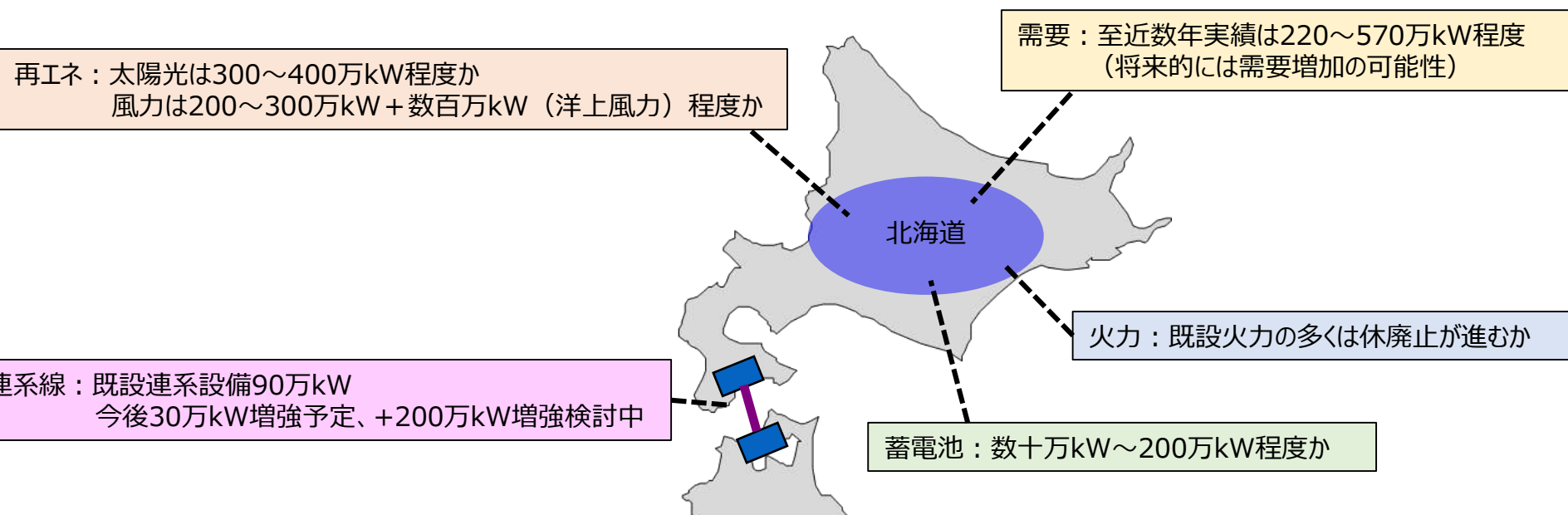
1. 北海道エリアに係る今後の情勢

2. 今後の検討課題および電力品質に関するシミュレーション

3. 対応策の検討の進め方

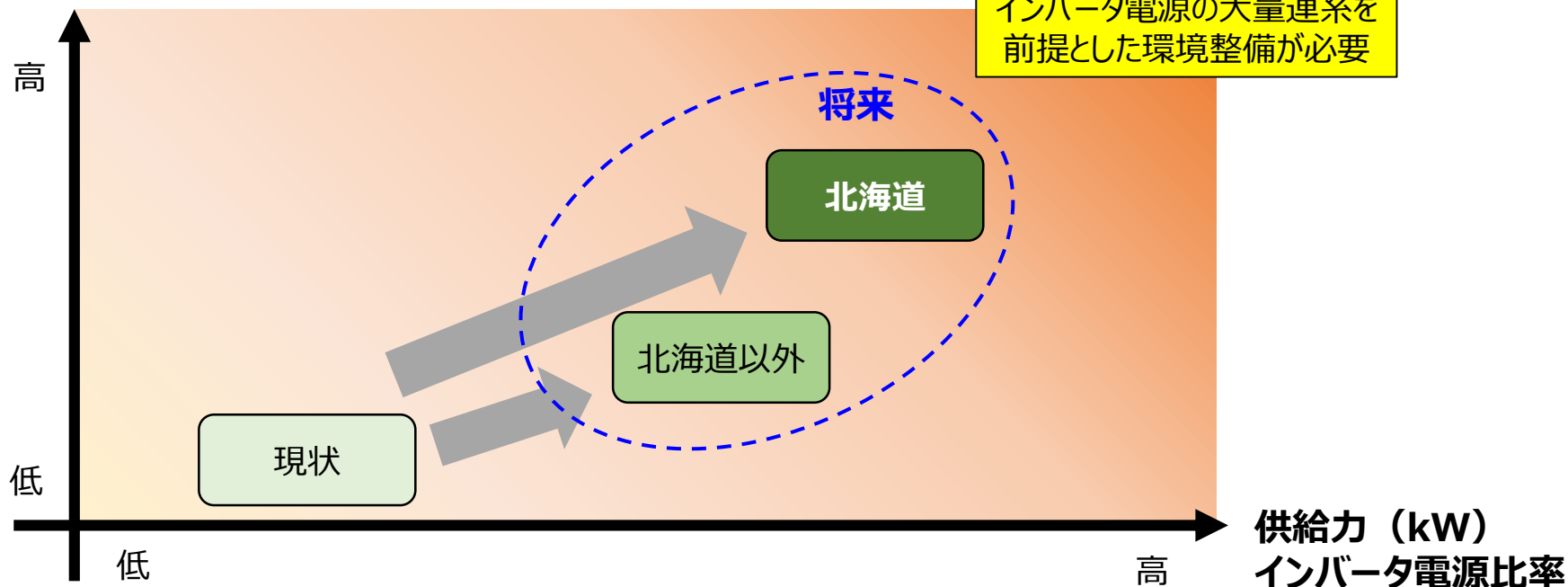
- 現状の北海道エリアには多数の再エネ（太陽光・風力の合計で370万kW程度）が導入しており、軽負荷期等にはkWhベースでも主要なリソースになりつつある。
- 北海道エリアはこれまでも風力の連系が盛んであるが、今後はさらに洋上風力の大量連系も想定される。
- これらの動向に並行して、連系線増強、蓄電池の連系、経年化火力の休廃止が進むことも想定される。
- そのような情勢を踏まえると、**2030年代半ばには、北海道エリアの需要を上回る規模の再エネ（太陽光・風力）が導入され、連系線を介したエリア外への送電を含めて、供給力の主要なリソースになりうる**と考えられる。

2030年代半ばに想定される北海道エリアの情勢



- 今後の調整力確保にあたっては、現状の主要な供給リソースである火力も引き続き重要な役割を担うと考えられるものの、蓄電池などを活用して調整力の脱炭素電源化も必要である。
- この点、北海道エリアはHVDC増強や調整機能を有する蓄電池の連系が進むと想定され、調整力の供給リソースが従来の同期電源からインバータ電源へ移行し、**他のエリアに先駆けて脱炭素電源が供給力・調整力の両面で主要なリソースになりえる**ことが想定される。
- このような環境下においても、**需給バランス（供給力・調整力）はもとより、適正な周波数・電圧の維持といった電力の安定供給に必要な機能を確実に維持することが必要**である。

調整力（ ΔkW ）
インバータ電源比率



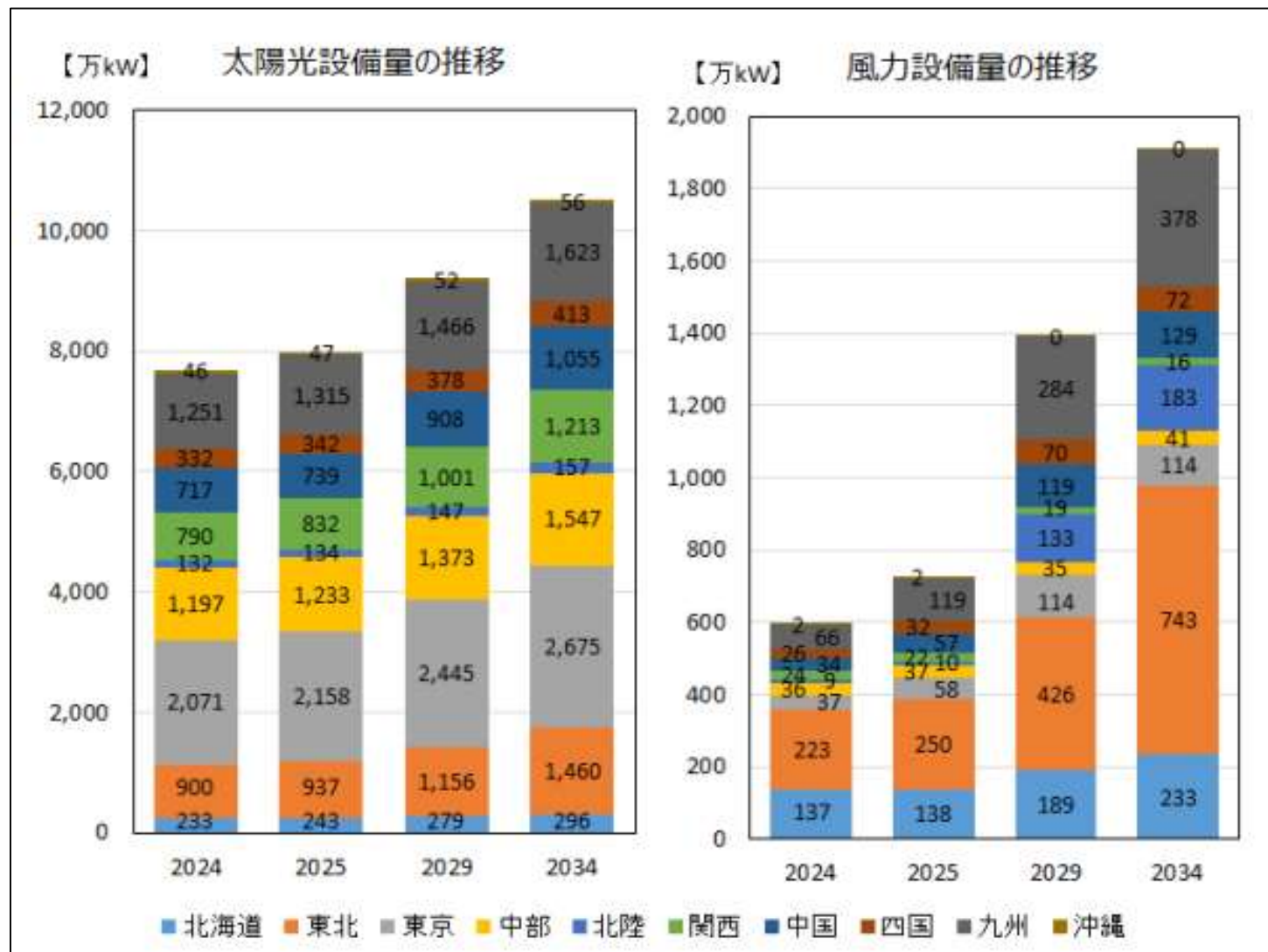
- 足元においても、軽負荷期は再エネ（太陽光・風力）がkWhの観点で主要なリソースとなりつつある。

3. 2025年度の再エネ出力制御見通し算定における制御量最大時の需給バランス

(万kW)

項 目		2025年5月12時
エリア需要		299
供給力	原子力	0
	調整電源火力	43
	非調整電源火力	18
	一般水力	77
	太陽光	192
	風力	71
	バイオマス	28
	地熱	2
	揚水	-47
	連系線活用・蓄電池	-30
	再エネ出力制御	-55
計		299

- 2034年度までに北海道の風力設備量は96万kWの増加が見込まれている。



出所) 2025年度供給計画の取りまとめ (2025年3月) より引用

https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/files/250328_kyoukei_torimatome.pdf

- 再エネ海域利用法に基づき、洋上風力の公募がこれまで第3ラウンドまで実施されている。
- また、洋上風力の有望区域として北海道の複数区域（合計300万kW程度）が指定されている。

別紙1

区域名	万kW※1	供給価格※2 (円/kWh)	運開年月	選定事業者構成員		
促進区域	①長崎県五島市沖（浮体）	1.7	36	2026.1	戸田建設、JRE、大阪瓦斯、関西電力、INPEX、中部電力	
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	49.4	第1ラウンド公募 事業者選定済 約170万kW	13.26	2028.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	③秋田県由利本荘市沖	84.5		11.99	2030.12	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech、ウェンティ ジャパン
	④千葉県銚子市沖	40.3		16.49	2028.9	三菱商事洋上風力、三菱商事、C-Tech
	⑤秋田県八峰町能代市沖	37.5		3	2029.6	JRE、イベルドーラ・リニューアブルズ・ジャパン、東北電力
	⑥秋田県男鹿市・湯上市・秋田市沖	31.5	第2ラウンド公募 事業者選定済 約180万kW	3	2028.6	JERA、電源開発、伊藤忠商事、東北電力
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4		3	2029.6	三井物産、RWE Offshore Wind Japan 村上胎内、大阪瓦斯
	⑧長崎県西海市江島沖	42		22.18	2029.8	住友商事、東京電力リニューアブルパワー

有望区域	⑨青森県沖日本海（南側）	60	第3ラウンド公募 約110万kW （事業者公募中）	※2 ①～④についてはFIT制度適用のため調達価格。 ⑤～⑧はFIP制度適用のため基準価格。	
	⑩山形県遊佐町沖	45			
	⑪北海道石狩市沖	91～114			
	⑫北海道岩手・南後志地区沖	56～71			
	⑬北海道島牧沖	44～56			
	⑭北海道檜山沖	91～114			
	⑮北海道松前沖	25～32			
	⑯青森県沖日本海（北側）	30			
	⑰山形県酒田市沖	50			
	⑱千葉県九十九里沖	40			
準備区域	⑲千葉県いすみ市沖	41			
	⑳北海道岩手・南後志地区沖（浮体）				
	㉑北海道島牧沖（浮体）				
	㉒青森県陸奥湾				
	㉓岩手県久慈市沖（浮体）				
	㉔富山県東部沖（着床・浮体）				
	㉕福井県あわら沖				
	㉖福岡県響灘沖				
	㉗佐賀県唐津市沖				
	㉘福岡県響灘沖				

<導入目標> 【】内は全電源の電源構成における比率
現状：風力全体4.5GW【0.9%】 （うち洋上0.01GW）
2030年：風力全体23.6GW【5%】 （うち洋上5.7GW【1.8%】）
<洋上風力案件形成目標>
2030年 10GW／2040年 30-45GW
<洋上風力国内調達比率目標（産業界目標）>
2040年 60%

【凡例】
● 促進区域（第1ラウンドは黒字）
● 有望区域 ● 準備区域
● GI基金実証候補海域（浮体式洋上風力）

※1 容量の記載について、事業者選定後の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量
それ以外は、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模

※1 容量の記載について、事業者選定後の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。それ以外は、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模。

■ 長期脱炭素電源オークションで多数の蓄電池（調整機能具備の要件あり）が落札している。

容量市場 長期脱炭素電源オークション約定結果 (応札年度:2023年度)

<脱炭素電源>			
No.	応札事業者名	落札案件名	電源種
1	オックス株式会社	東京都港区東新町 (仮称)	蓄電池
2	テス・エンジニアリング株式会社	静岡県川島町	蓄電池
3	北海道電力株式会社	苫小牧厚岸発電所	既設火力の改修 (アンモニア混焼への改修)
4	関西電力株式会社	美多々良本発電所 3号機	水力(揚水)
5	関西電力株式会社	美多々良本発電所 4号機	水力(揚水)
6	中国電力株式会社	熊毛原子力発電所 3号機	原子力
7	CHC Japan株式会社	青森県青森市野木山口蓄電池	蓄電池
8	CHC Japan株式会社	岡山県作楽蓄電池	蓄電池
9	CHC Japan株式会社	北海道札幌市西区高の沢蓄電池	蓄電池
10	CHC Japan株式会社	福岡県荒瀬蓄電池	蓄電池
11	株式会社つへくパワー神戸	神戸発電所 1号機	既設火力の改修 (アンモニア混焼への改修)
12	株式会社つへくパワー神戸	神戸発電所 2号機	既設火力の改修 (アンモニア混焼への改修)
13	中部電力株式会社	高根第一水力発電所	水力(揚水)
14	株式会社レノバ	浜小牧蓄電池	蓄電池
15	株式会社レノバ	白老蓄電池	蓄電池
16	株式会社レノバ	森町経実 2 蓄電池	蓄電池
17	エクスバイエナジー・ジャパン株式会社	茨城バイオマスパワー・ステーション	バイオマス
18	石狩湾新港バイオマス発電合同会社	石狩湾新港バイオマス発電所	バイオマス
19	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	伊賀市川西蓄電池システム	蓄電池
20	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	鹿沼市西島松蓄電池システム	蓄電池
21	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	小矢部市石名田蓄電池システム	蓄電池
22	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	熊本市北区弓削蓄電池システム	蓄電池
23	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	田川市大字伊加利 蓄電池システム	蓄電池
24	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	白老郡白老町北原蓄電池システム	蓄電池
25	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	白老郡白老町石山蓄電池システム	蓄電池
26	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	福岡市宇治河蓄電池システム	蓄電池
27	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	松本市上川町蓄電池システム	蓄電池
28	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	美瑛市宇美町蓄電池システム	蓄電池
29	ヘキサ・エナジー・サービス合同会社	徳島市本庄市乙池田蓄電池システム	蓄電池
30	のびみエナジー株式会社	AEJ大分県臼杵蓄電池事業 (仮)	蓄電池
31	のびみエナジー株式会社	AEJ福岡県直方蓄電池 (仮)	蓄電池
32	CEFC2株式会社	三池発電所	既設火力の改修 (水素混焼への改修)
33	合同会社バッテリーパーク1	三重多気蓄電池	蓄電池
34	合同会社バッテリーパーク1	FUKU-B1蓄電池発電所	蓄電池
35	株式会社緑口組	福島メガソーラー西郷村第一蓄電池	蓄電池
36	福島蓄電池事業1合同会社	福島メガソーラー西郷村第二蓄電池	蓄電池
37	ティー・パワー 1 1 0 合同会社	C S 青森今宿蓄電池	蓄電池
38	ティー・パワー 1 1 0 合同会社	C S 福島石川 2 蓄電池	蓄電池
39	ティー・パワー 1 1 0 合同会社	C S 山口新美奈 2 蓄電池	蓄電池
40	株式会社城洋商事	夕張郡長沼町蓄電池システム	蓄電池

別紙：落札電源一覧

容量市場 長期脱炭素電源オークション約定結果 (応札年度:2024年度)

<脱炭素電源>			
No.	応札事業者名	落札案件名	電源種
1	日本原子力発電株式会社	東海第二発電所	原子力 (既設原子力の安全対策投資)
2	北海道電力株式会社	泊発電所 3号機	原子力 (既設原子力の安全対策投資)
3	関西電力株式会社	奥吉野発電所 1号機	揚水 (運転継続時間が6時間以上)
4	関西電力株式会社	奥吉野発電所 2号機	揚水 (運転継続時間が6時間以上)
5	四国電力株式会社	西条発電所 1号機	既設火力の改修 (アンモニア混焼への改修)
6	九州電力株式会社	綾峰発電所	一般水力 (調整式)
7	自然電力株式会社	Shizen-601系統用蓄電池プロジェクト	蓄電池 (運転継続時間が6時間以上)
8	東京電力ホールディングス株式会社	柏崎刈羽原子力発電所 6号機	原子力 (既設原子力の安全対策投資)
9	Bison energy株式会社	Battery No.22蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が6時間以上)
10	Bison energy株式会社	Battery No.31蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
11	Bison energy株式会社	Battery No.32蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
12	B S ホールディングス株式会社	BS浪江	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
13	日本蓄電池株式会社	(仮称) Eshl BEES1	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
14	イーディー・エフ・ジャパン株式会社	(仮称) 津山杉宮系統用蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
15	Risu Energy Development Holdings株式会社	Risu-101蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
16	Risu Energy Development Holdings株式会社	Risu-203蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
17	Risu Energy Development Holdings株式会社	Risu-301蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
18	Risu Energy Development Holdings株式会社	Risu-502蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
19	合同会社青葉電力	青葉第一蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
20	合同会社青葉電力	青葉第二蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
21	合同会社青葉電力	青葉第五蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
22	合同会社青葉電力	青葉第六蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
23	合同会社リチャージャブルエナジー	室蘭蓄電池システム	蓄電池 (運転継続時間が6時間以上)
24	合同会社リチャージャブルエナジー	石巻蓄電池システム	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
25	合同会社SRE	SRE北海道G	蓄電池 (運転継続時間が6時間以上)
26	合同会社SRE	SRE山形形B	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
27	合同会社SRE	SRE秋田県F	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
28	合同会社しろ(ま電力)02	しろ(ま03	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
29	合同会社しろ(ま電力)02	しろ(ま04	蓄電池 (運転継続時間が6時間以上)
30	合同会社スター1号	福島県第二 蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
31	合同会社スター1号	青森十和田蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
32	合同会社スター1号	青森森上蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)
33	合同会社スター2号	青森八戸蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が6時間以上)
34	合同会社スター4号	北海道北見蓄電池	蓄電池 (運転継続時間が3時間以上6時間未満)

<LNG専焼火力>			
No.	応札事業者名	落札案件名	電源種
1	北海道電力株式会社	石狩湾新港発電所3号機	LNG専焼火力
2	四国電力株式会社	坂出発電所 5号機	LNG専焼火力
3	ゼロフォットパワー株式会社	ゼロフォットパワー市原発電所	LNG専焼火力
4	東邦瓦斯株式会社	(仮称)ガス火力発電所	LNG専焼火力

別紙：落札電源一覧

出所) 長期脱炭素電源オークション約定結果 (応札年度:2023年度、2024年度) より引用

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2024/files/240426_longauction_youryouyakujukekka_kouhyou_besshi_ousatsu2023.pdf

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/jisedai_kiban/system_review/pdf/103_03_01.pdf

- 北海道エリアの主要な発電事業者である北海道電力の火力発電所の一覧は以下の通り。
- 多くの発電所が2030年代半ばに運転開始後50年程度経過し、休廃止が進むと想定される。
- そのため、リプレースの動向※次第では火力の設備量が減少していく可能性がある。

※ これまでに長期脱炭素電源オークションで石狩湾新港発電所（569.4MW×2台）が落札している

所名	号機	燃種	定格(MW)	運転開始	備考
砂川	3号機	石炭	125	1977年6月	2027年3月廃止予定
	4号機	石炭	125	1982年5月	2027年3月廃止予定
奈井江	1号機	石炭	175	1968年5月	2019年3月末休止、2027年3月廃止予定
	2号機	石炭	175	1970年2月	2019年3月末休止、2027年3月廃止予定
苫小牧	1号機	重原油・天然ガス	250	1973年11月	
伊達	1号機	重油	350	1978年11月	2023年11月末休止
	2号機	重油	350	1980年3月	2024年3月末休止
苫東厚真	1号機	石炭	350	1980年10月	
	2号機	石炭	600	1985年10月	
	4号機	石炭	700	2002年6月	
知内	1号機	重油	350	1983年12月	
	2号機	重油	350	1998年9月	
石狩湾新港	1号機	LNG (GTCC)	569.4	2019年2月	
音別	—	軽油	148	1978年5月	

出所) 北海道電力HPを元に作成

https://www.hepco.co.jp/energy/fire_power/fire_ps_list.html、https://www.hepco.co.jp/info/2022/1251807_1920.html

6. 脱炭素電源の拡大と系統整備（続き）

＜次世代電力ネットワークの構築＞

- 電力の安定供給確保と再生可能エネルギーの最大限の活用を実現しつつ、電力の将来需要を見据えタイムリーな電力供給を可能とするため、地域間連系線、地内基幹系統等の増強を着実に進める。更に、蓄電池やDR等による調整力の確保、系統・需給運用の高度化を進めることで、再生可能エネルギーの変動性への柔軟性も確保する。

7. 次世代エネルギーの確保/供給体制

- 水素等（アンモニア、合成メタン、合成燃料を含む）は、幅広い分野での活用が期待される、カーボンニュートラル実現に向けた鍵となるエネルギーであり、各国でも技術開発支援にとどまらず、資源や適地の獲得に向けて水素等の製造や設備投資への支援が起こり始めている。こうした中で我が国においても、技術開発により競争力を磨くとともに、世界の市場拡大を見据えて先行的な企業の設備投資を促していく。また、バイオ燃料についても導入を推進していく。
- また、社会実装に向けては、2024年5月に成立した水素社会推進法等に基づき、「価格差に着目した支援」等によりサプライチェーンの構築を強力に支援し、更なる国内外を含めた低炭素水素等の大規模な供給と利用に向けては、規制・支援一体的な政策を講じ、コストの低減と利用の拡大を両輪で進めていく。

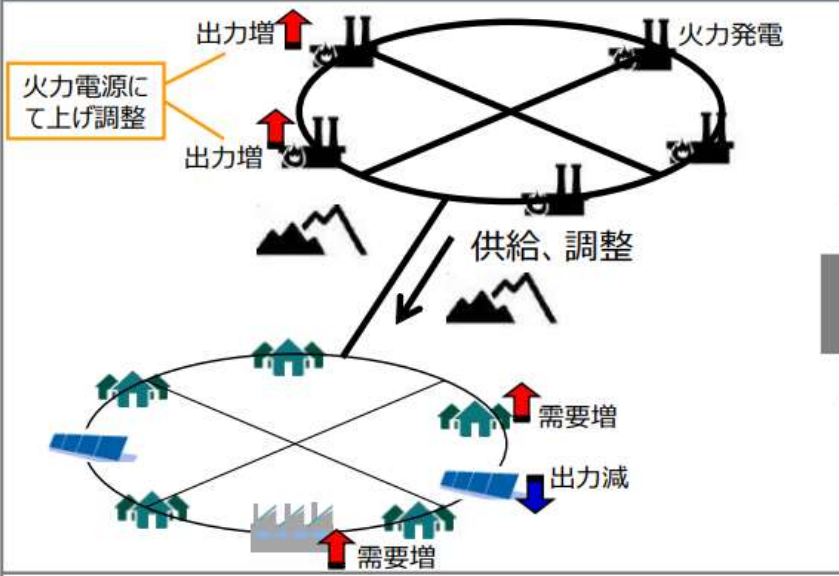
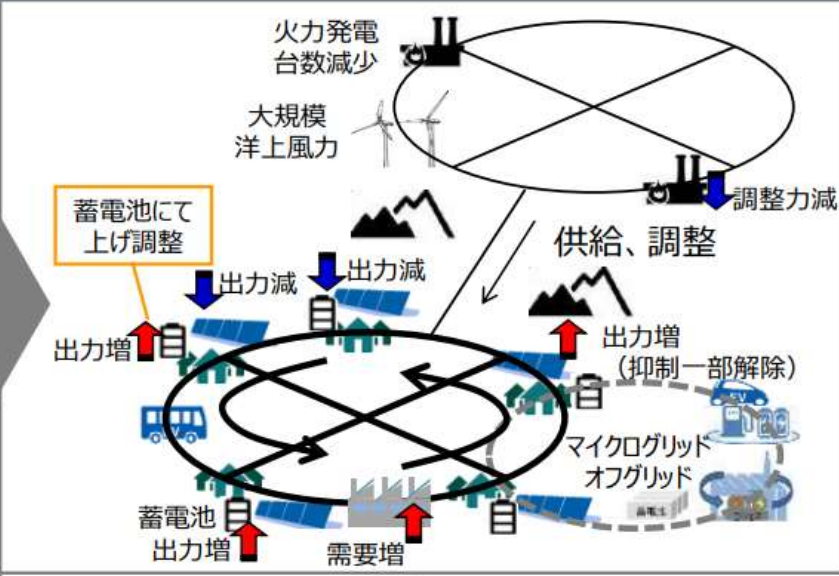
8. 化石資源の確保/供給体制

- 化石燃料は、足下、我が国のエネルギー供給の大宗を担っている。安定供給を確保しつつ現実的なトランジションを進めるべく、資源外交、国内外の資源開発、供給源の多角化、危機管理、サプライチェーンの維持・強靱化等に取り組む。
- 特に、現実的なトランジションの手段としてLNG火力を活用するため、官民一体で必要なLNGの長期契約を確保する必要。技術革新が進まず、NDC実現が困難なケースも想定して、LNG必要量を想定。
- また、災害の多い我が国では、可搬かつ貯蔵可能な石油製品やLPガスの安定調達と供給体制確保も「最後の砦」として重要であり、SSによる供給ネットワークの維持・強化に取り組む。

(参考) 再エネ主力化時の需給調整のイメージ

51

- 新たな調整力リソースの候補としては、蓄電池やDR等が考えられ、再エネ主力化となった場合、火力電源以外の新たなリソースが調整力の主体となり、火力電源についてはバックアップ的な要素が強くなると考えられるか。

現状	将来（再エネ主力化）
	
➤ 集中型電力システム 大規模電源を集中的に発電し、大都市の大消費地に向けて一方向的に供給するネットワーク ➤ 火力電源が主力となっており、調整力リソースとしても主力となっている。	➤ 分散型電力システム＋大規模再エネ発電 分散電源の普及により、需要地内でも電源を確保し、需要と電源の一体的なネットワークと大規模再エネ発電を消費地に向けて一方向的に供給するネットワーク ➤ 再エネ主力化のため、調整力リソースとしても火力電源はバックアップ的な要素が強くなり、蓄電池等の新たなリソースが主力。

変動性再エネの調整機能の現状と課題

10

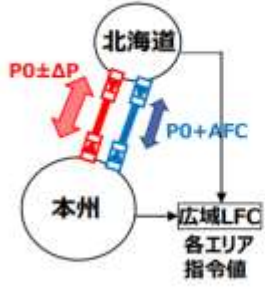
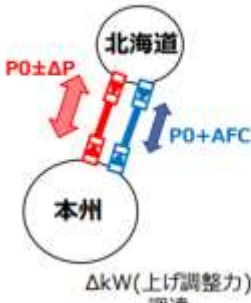
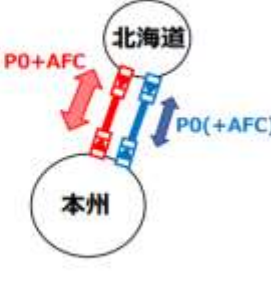
- 第50回本小委員会では、「技術面」「制度面」それぞれの現状と課題を整理し議論を行ったところ、技術開発や制度変更により解消する見込みのある課題もあるが、引き続き検討を要する点もあるとされたところ。
- 「技術面」においては「予測精度向上」「蓄電池併設」「PCSの機能向上※」による応札促進が考えられる。
- 「制度面」については、「応札スケジュール・入札ブロック時間」の制度変更により応札促進が考えられるものの、「アセスメント・ペナルティ」「再エネ出力制御時の調整力供出」については課題が残存する。
- この点、制度の緩和により応札を促進する方向性も考えられるが、実需給断面で調整力供出の確実性がないリソースを調整力として確保することの妥当性や、他リソースとの公平性の観点から慎重な検討が必要としていた。

	現状と課題	今後の方向性
技術面	予測外しにより調整力供出可能量が変動する	「予測精度向上」「蓄電池併設」が対策となり得る
	需給調整市場の要件に対応可能な機能が未実装（優先給電ルールに対応した出力制御機能は有）	需給調整市場の商品要件を満足するPCSを今後開発（数年単位）することで対応可能※
制度面	応札スケジュール・入札ブロック時間により応札が制限される	2026年度に週間商品の前日取引化、および全商品30分取引化されるため 一定程度解消する見込み
	アセスメント・ペナルティにより応札が制限される	予測精度の向上により改善する可能性はあるが、一定量は残存するものの、変動性再エネに限定した制度の緩和については慎重な検討が必要
	再エネ出力制御時の調整力供出	優先給電ルールおよび系統混雑時の出力制御ルールの仕組みとの整合が必要なため、引き続き検討

※ 海外では変動性再エネの調整機能を活用している事例もあるため、現時点においても需給調整市場の商品要件を満足するPCSも存在する。

- 現状の北海道本州連系設備では地内系統の制約等により、一次調整力・二次調整力①（広域LFC運用開始後）の広域調達は実施していない※。
- 他方で、増強が計画されているHVDCは、広域的な制御・運用の検討も行われている。

※ ただし、北海道系統、本州系統で周波数変動があった場合に電力融通を行い周波数を安定化させるAFC機能を有している

(4) HVDC設備の活用検討について 【(4)－1：HVDC設備の広域運用案について】				54
■ 広域的な制御・運用方法として以下の案が想定される。これらの案についての実現性や得失評価など、今後の制度等の状況変化も踏まえ、継続的に検討を進めていく。				
	広域LFC	短周期広域周波数調整	kWh ± ΔkW制御	自端周波数制御
活用方法（案）	- 各エリアの調整力動作可能量からLFC指令値を演算 - 演算結果をHVDC活用分（ΔP：エリア外調整力分）とエリア内の調整力分に切り分け、配分する	- HVDC送電対象とする再エネの出力値からHVDC送電量を演算 - 現在の短周期広域周波数調整の仕組みを活用し、HVDC送電量(再エネP0)を設定	- 再エネ出力予測等に基づく市場取引結果により決定した連系線計画潮流P0（30分単位）を基準とし、再エネ出力変動に合わせてHVDC潮流を増減 - HVDC潮流の増減を調整力（ΔP）に余力があるエリアの調整力にて調整	- 両端の周波数偏差を解消するよう制御（疑似交流） - HVDC潮流は両端エリアの需給バランスに応じて運用容量の範囲で自由に変動（交流送電線と同様の挙動であり、北海道周波数は基本的に本州周波数と同一となる）
イメージ図				

出所) 第72回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2022.4.12) 資料 3 より引用

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_72_03r.pdf

- 北海道の基幹系統の電圧を適正值に維持するためには、これまでも火力の電圧維持機能（無効電力調整能力）が重要であり、公募・随意契約により電源の調達を行っている※。

※ 基幹系統内の電圧調整対策については、2025年度に系統対策を完了するため、2026年度以降の公募・随意契約による調達は行わない

(参考) 北海道エリアで実施している電圧調整電源の稼働について

- 北海道エリアでは、北海道中央部の基幹系統内において、二つの大規模電源（苫東厚真、石狩湾新港）が接続しており、これらが作業停止などで運転できない時に、当該系統の電圧を適正に維持するため、系統電圧の状況に応じて電圧調整電源（苫小牧共同、伊達）を追加で稼働させている（下図①）。
- また、北海道エリアで大規模電源が脱落した際の、北本連系設備の緊急動作に対する交直変換器の安定運転を図るため、北本連系設備付近の電圧調整電源（知内）を通年で稼働させている（下図②）。

図①：道央の基幹系統内の電圧調整



図②：北本連系設備の安定運転対策

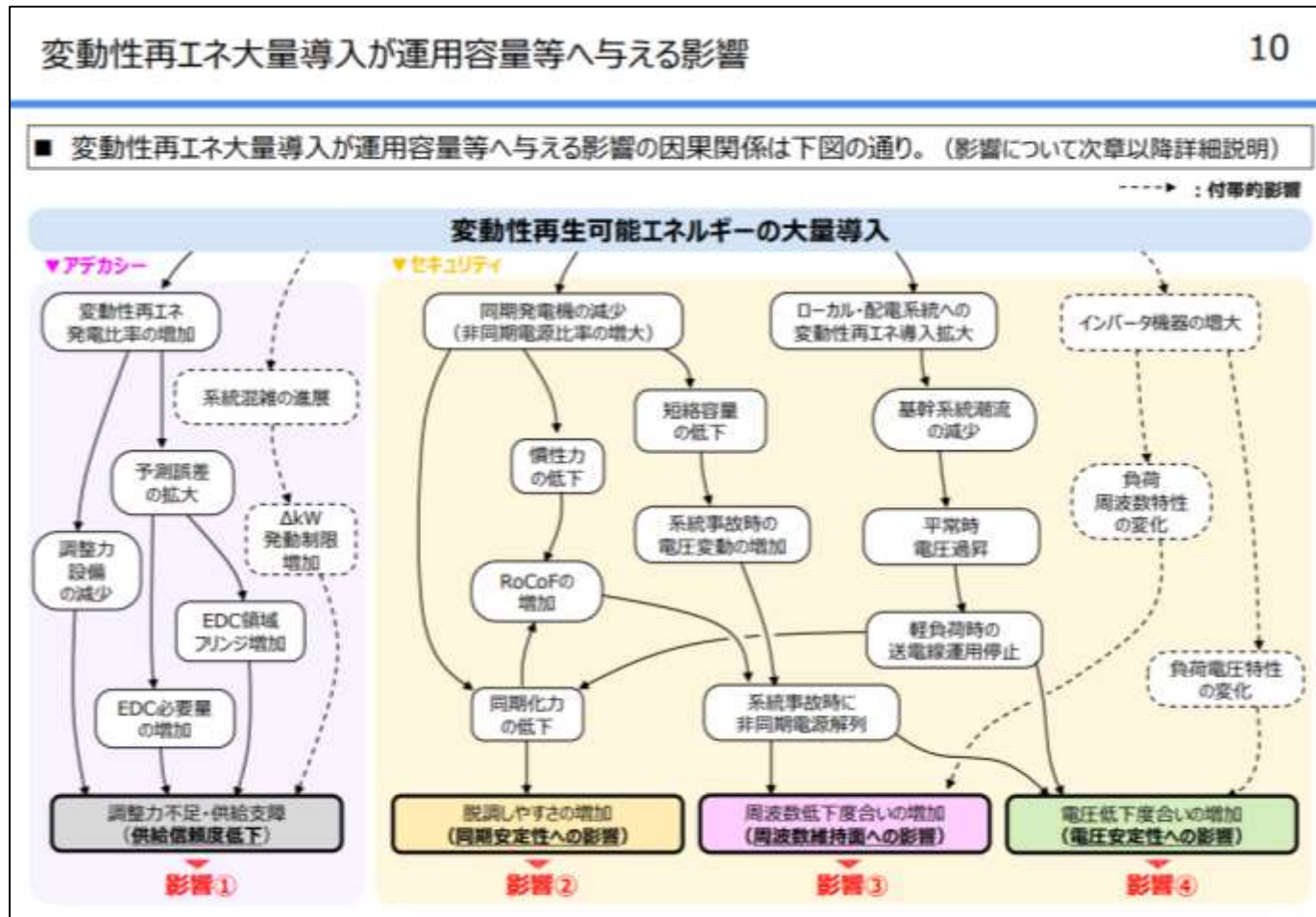


1. 北海道エリアに係る今後の情勢

2. 今後の検討課題および電力品質に関するシミュレーション

3. 対応策の検討の進め方

- 再エネの大量導入を前提として検討が必要な課題に対して、これまでも調整力等委や将来の運用容量等の在り方に関する作業会等で検討を進めてきたところである。
- これらの検討で得られた知見を活かしつつ、北海道固有の特性を踏まえて検討を行う。



- 従来の火力等を中心とした電源構成から脱炭素電源を中心とした電源構成に変化した環境下においても、電力の安定供給を維持するにあたって、検討する必要があるものとして、下表のような課題が考えられる。
- これらの課題のうち、**まずは、対策の整備を予め構築しておく必要性の高いと考えられる周波数維持および電圧維持・同期安定性について、検討を進める**ことにした。
- 周波数維持および電圧維持・同期安定性の検討にあたっては、まずはシミュレーションを用いて定量的な評価を行うことで、影響度合いの確認を行うこととした。

項目	想定されるリスク現象
①需給バランス	再エネが主要なリソースとなる環境下においても、引き続き現状と同様の供給信頼度（EUE・予備力の水準）を維持できるか、また出力変動に対応する調整力を引き続き確保できるか。
②周波数	慣性の減少により、周波数低下スピードが速くなり、上げ調整や負荷制限が間に合わず、周波数が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、大規模停電に至る可能性がある。
③電圧	電圧維持源（火力等の同期発電機）の減少により、平常時に適正電圧を維持できないことや、送電線事故時などに著しく電圧が低下（不安定化）することで、大規模停電に至る可能性がある。
④同期安定性	同期化力の減少により、送電線事故時などの同期発電機間の加速/減速が大きくなり、同期発電機が同期運転を継続できないことで発電機が連鎖脱落し、大規模停電に至る可能性がある。
⑤短絡容量	短絡容量の供給源（火力等の同期発電機）が減少した場合に、インバータ機器が他のインバータ機器と相互干渉して不安定化（SSO：Sub-Synchronous Oscillationが生じる）する可能性がある。

- 今回のシミュレーションでは、2030年代半ばに想定されうる需要・電源・系統構成を一定の仮定※¹を置きつつ、系統の周波数変動等の評価を行った。

※¹ 様々な仮定を置いた条件であり、条件次第で結果が大きく変わりうることに留意が必要

シミュレーション条件

		需給状況等の設定条件
需要		✓ 至近実績に基づく平均的な需要（350万kW程度）
電源	再エネ	✓ 太陽光：300万kW程度、風力：600万kW程度の連系
	蓄電池	✓ 100万kW程度の連系※ ²
	火力機	✓ 1台（条件変化として火力機を±1台したケースも実施）
連系線		✓ HVDC増強※ ² を前提（合計320万kW）とし、本州向きに最大限活用
評価基準		✓ 電源脱落時・送電線ルート事故時・HVDC脱落時に - 周波数：下限48.8Hz、上限51.0Hz※³ - 電圧：下限80%、上限115%以内※⁴ - 同期安定性：収束可否

※² グリッドコードで要件化されていないため、電力品質を維持する機能は設定していない

※³ 第4回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024.12.5）資料4および第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025.3.14）資料3を元に設定

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyoukai_4_04.pdf

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyoukai_6_03.pdf

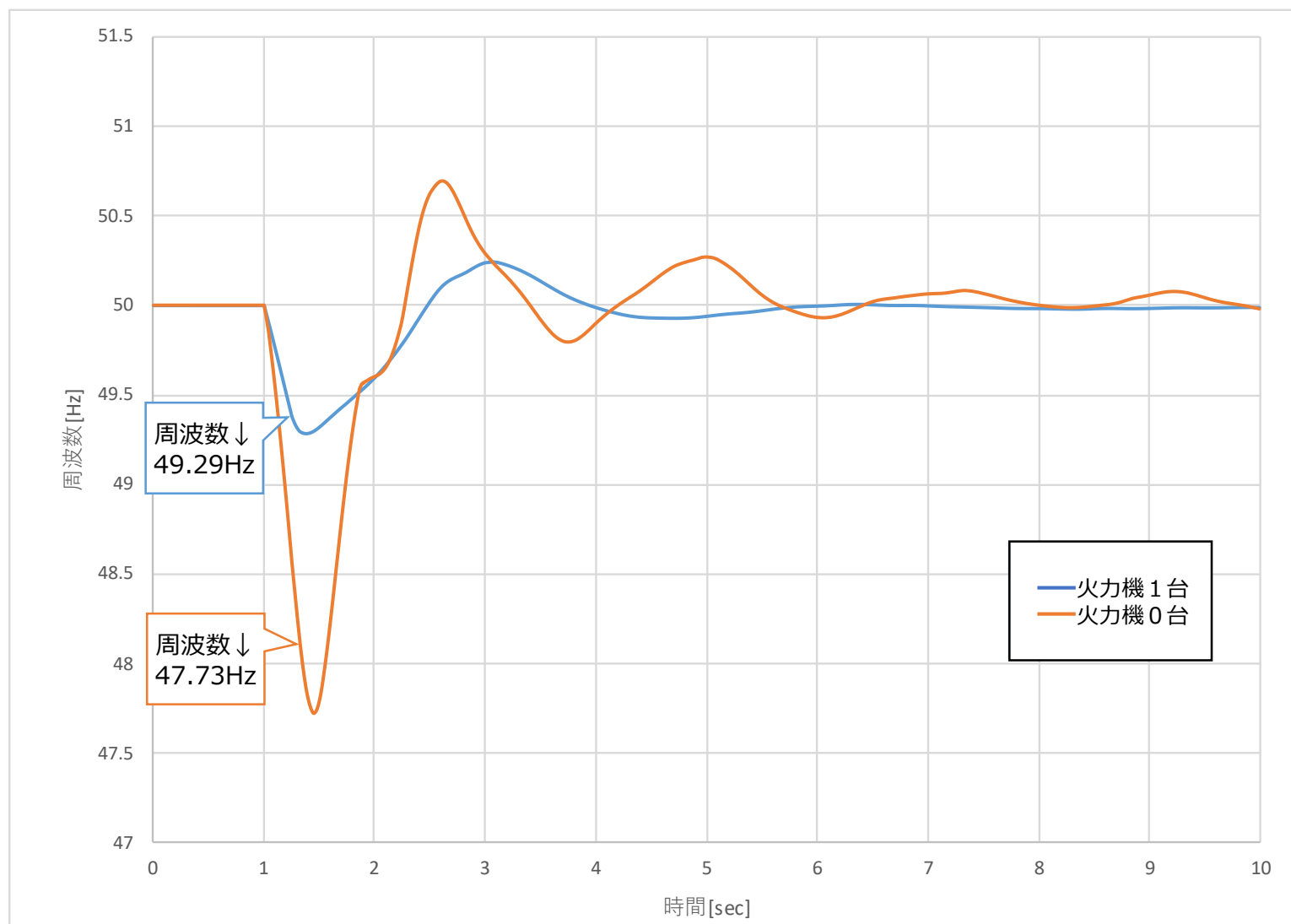
※⁴ 「日本電気技術規定委員会 電気技術規定 系統連系編 系統連系規定」を元に設定

<https://www.jesc.gr.jp/jesc-assent/pdf/private/e0019-2011-1r.pdf>

- P21のシミュレーション条件において、ベースケースでは、いずれの事故ケースにおいても周波数や同期安定度は基準内となった。ただし、連系線ルート事故においては、電圧値が評価基準を超えた。
- 一方、ベースケースから火力機を1台停止した場合、電源脱落において大幅な周波数低下および電圧値の評価基準超過が発生した。また、地内送電線ルート事故および連系線ルート事故においては、大幅な周波数変動が想定される。また加えて電源停止に伴う急激な潮流変化による電圧安定性の維持に課題が生じることも想定され、現時点では具体的に評価することが困難であるが、相当な系統影響が生じると見込まれる。
- なお、ベースケースに火力機を1台追加することにより電圧変動の影響も評価基準以内となった。

ケース	事故ケース		
	電源脱落	地内送電線ルート	連系線ルート
ベースケース	周波数Min : 49.29Hz 周波数Max : 50.24Hz 電圧Min : 98.1% 電圧Max : 110.2% 同期安定度 : ○	周波数Min : 49.96Hz 周波数Max : 50.30Hz 電圧Min : 93.7% 電圧Max : 112.4% 同期安定度 : ○	周波数Min : 49.77Hz 周波数Max : 50.86Hz 電圧Min : 100.0% 電圧Max : 117.1% 同期安定度 : ○※
ベースケースから 火力機を1台停止	周波数Min : 47.73Hz 周波数Max : 50.86Hz 電圧Min : 64.4% 電圧Max : 140.2% 同期安定度 : ○	相当な 系統影響 (×か)	相当な 系統影響 (×か)
ベースケースから 火力機を1台追加	周波数Min : 49.46Hz 周波数Max : 50.00Hz 電圧Min : 98.9% 電圧Max : 106.2% 同期安定度 : ○	周波数Min : 49.98Hz 周波数Max : 50.25Hz 電圧Min : 100.0% 電圧Max : 112.3% 同期安定度 : ○	周波数Min : 50.00Hz 周波数Max : 50.60Hz 電圧Min : 99.2% 電圧Max : 111.9% 同期安定度 : ○※

※ P21のシミュレーション条件では系統維持は可能となった。ただし、ベースケースよりも需要を増加させた場合、大幅な周波数変動および電源停止に伴う急激な潮流変化による電圧安定性の維持に課題が生じることも想定され、現時点では具体的に評価することが困難であるが、相当な系統影響が生じると見込まれる。

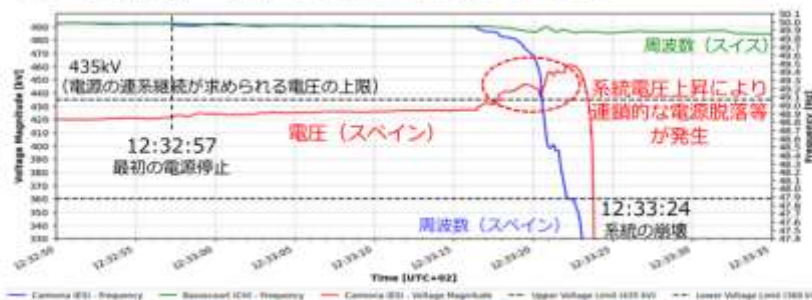


- スペインの報告書等に基づく電中研の分析によれば、**停電の第一の要因が「系統電圧の上昇とこれによる連鎖的な電源等の停止」とされた。**
- 当時、イベリア半島では火力等の**動的電圧調整能力を持つ電源の並列台数は今年最少の11台**で、再エネは**定力率運用で電圧調整能力は限定的**であり、結果として「**動的な電圧調整能力**」が不足していた。
- これらの分析結果から、**電圧・無効電力、同期安定性に関わる能力確保の重要性**が示唆された。
- 上記から、スペインの大規模停電に関する最終報告書も参考としつつ、電圧維持に必要な対策の検討を進める。

停電の第一の要因

- 報告書では「**系統電圧の上昇**とこれによる**連鎖的な電源等の停止**」とされた

- 電圧上昇は、電力系統での**無効電力のアンバランス**（消費に対し、供給が過剰となった）で生じた
- 無効電力のアンバランスにより大停電が引き起こされたという点は、本停電の特異な点といえる



© CRIEPI 2025 <https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/> を基に作成

4

電圧調整能力の確保

- 当日の火力等の動的電圧調整能力を持つ電源の並列台数は少なかった（12:30時点の火力の連系は、11で今年最小）
 - 前日のコンバインドサイクル（CCGT）電源トラブルで減ったが、REEは問題はないと判断していた
- 再エネは定力率運用であり、電圧調整能力は限定的
- 結果として、系統動揺への対応等に伴う電圧状況の悪化に対し、動的電圧調整能力を持つリソースが不足した
 - 電源の追加並列を決定したが、間に合わなかった



（ここでの示唆）

- リソースの脱落等のリスクも含めて評価し、事前に十分な能力を確保することが必要
- 再エネなどによる動的な調整能力の提供も必要

© CRIEPI 2025

35

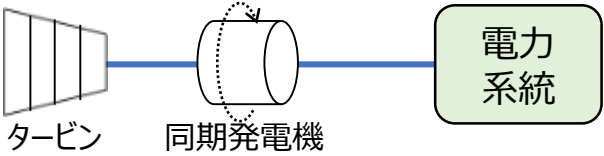
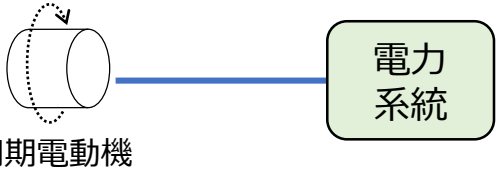
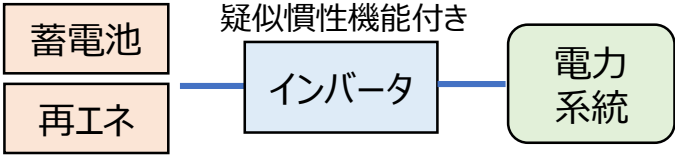
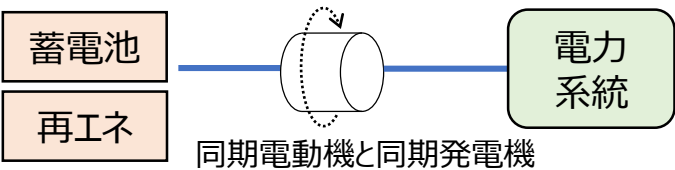
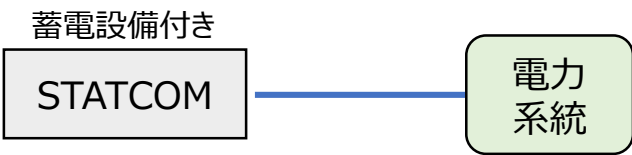
1. 北海道エリアに係る今後の情勢

2. 今後の検討課題および電力品質に関するシミュレーション

3. 対応策の検討の進め方

- 前述のシミュレーションの確認結果を踏まえると、2030年代半ばに同期電源が一定数残っている前提においては、同期電源を追加並列することにより電力品質を維持することは可能と考えられる。ただし、将来的な再エネ主力化に向けては同期電源に依存することなく、電力品質維持を行うことが必要であり、イベリア半島大停電の報告書も踏まえながら、5つの課題に対して必要な対応策の検討を進めていくことにしたい。
- 対応策としては、次スライドのような対策が考えられ、日本において導入実績のないような対策については、新たな技術開発の観点から実証等も有効か。
- また、北海道に係る課題としては、HVDC増強時の影響評価も広域系統整備委員会で行われており、これらの議論とも連携しながら検討を進めていく。
- なお、本検討課題は北海道エリアを事例として進めるものであるが、他のエリアでも共通的な課題になりえるものがあれば、適宜更なる検討を進めることとしたい。

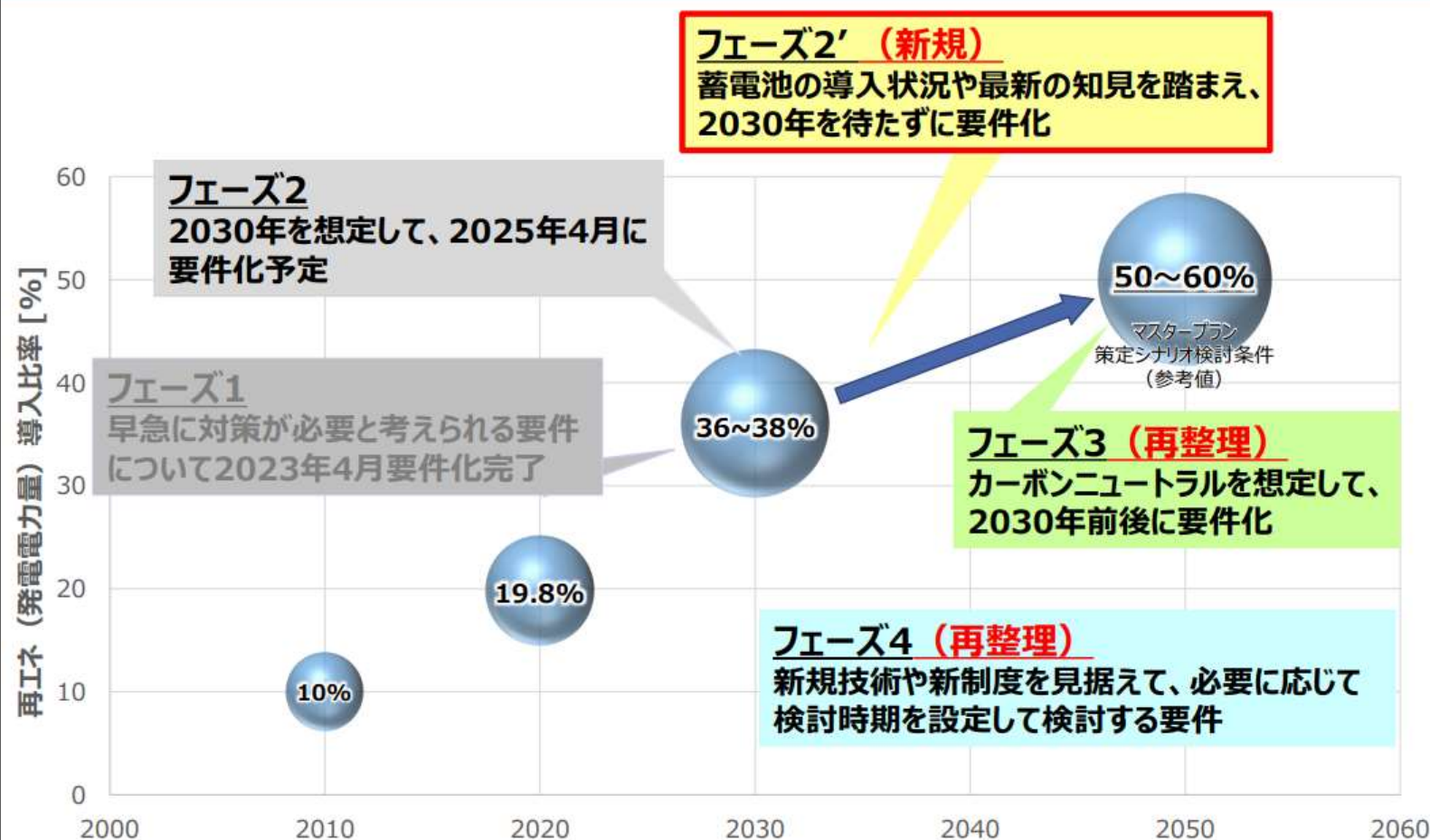
- 電力品質を維持する方策としては、同期電源（火力、水力、原子力など）の運転維持に加え、同期調相機の設置、インバータ電源の疑似慣性機能の具備、MGセットの導入などがある。
- これらの方策は、（制御装置の仕様等にもよるが）電圧・同期安定性の維持の観点でも有効な方策になりえる。

対策例	慣性供出のイメージ
同期電源 	周波数変動時に発電機の回転エネルギーを供出する
同期調相機 	周波数変動時に電動機の回転エネルギーを供出する
インバータ電源の疑似慣性 	周波数変動時に瞬時に発電余力を供出する
MGセット 	同期電動機と同期発電機を組合せすることでインバータ電源が同期電源相当の応動を可能とする
慣性応答付きSTATCOM 	STATCOMに蓄電設備も付加することで、周波数変動時に瞬時に電力を供出する

1. 要件化検討対象（要件化ロードマップ）

4

- 第17回検討会にてフェーズ2'を新たに追加し、2025年度以降の要件化候補を検討フェーズ別（フェーズ2'～4）に再整理した。

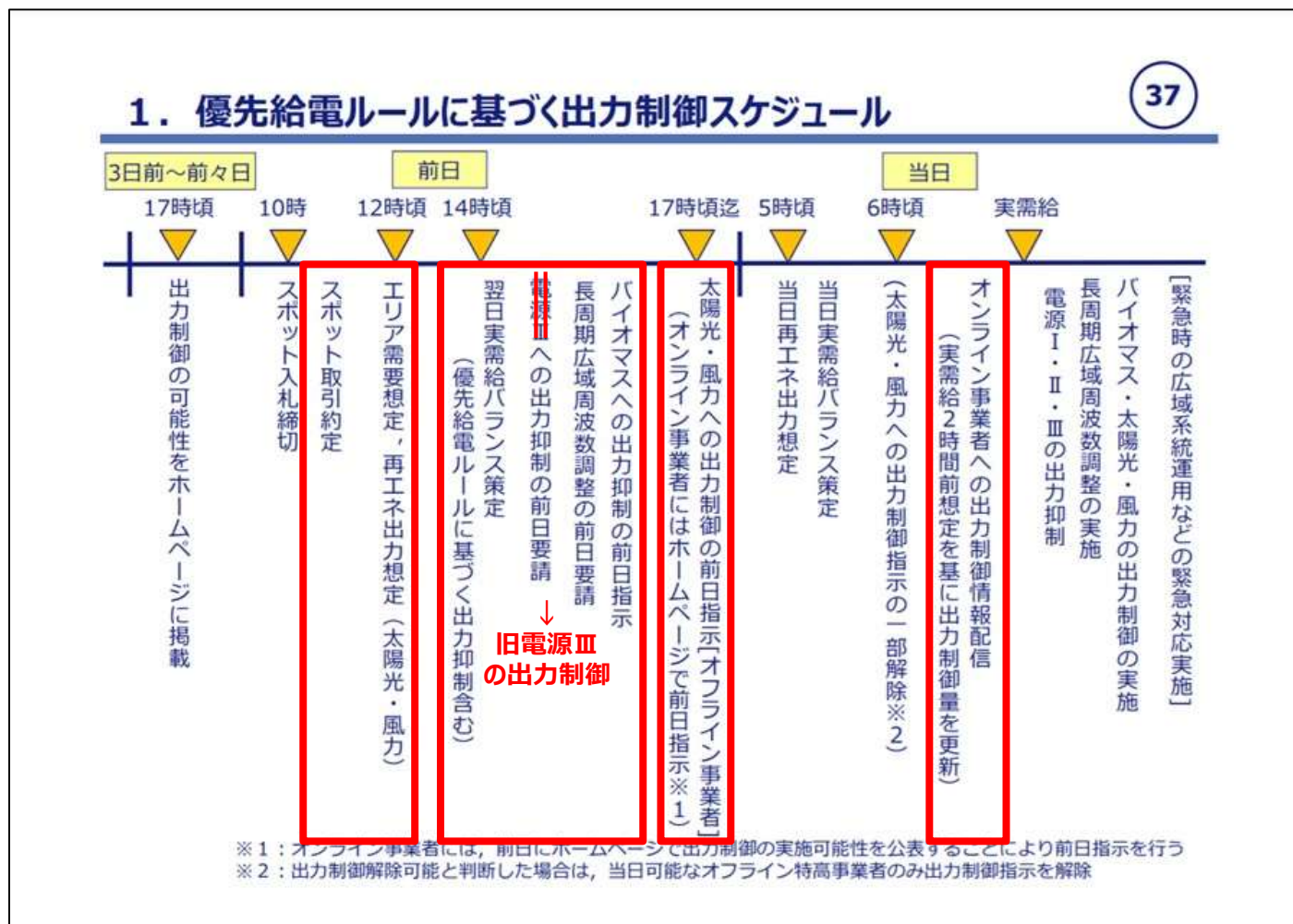


出所) 第18回グリッドコード検討会（2024年11月7日）資料4より引用

https://www.occto.or.jp/iinkai/gridcode/2024/files/gridcode_18_04.pdf

要件		概要	対象	検討フェーズ
需給・周波数変動対応	周波数変化の抑制対策 (上昇側・低下側)	事故等により周波数が一定程度変動した場合に、周波数の変動幅に応じて電源の出力を増減する	特高(太陽光、風力) 10MW以上 ※北海道・沖縄は2 MW以上	2
			特高(蓄電池)	2'
			特高(10MW未満)・高低圧(太陽光、風力) 高低圧(蓄電池)	4
	瞬動予備力	周波数変化に対し、速度調定率に応じて発電機で自動的に有効電力の調整を行う(周波数バイアスも含む)	特高(蓄電池)	2'
			高低圧(蓄電池)	4
	負荷周波数制御	数秒～十数秒の頻度で送出されるLFC信号に応じて出力調整を行う機能を具備する	特高(蓄電池)	2'
			特高・高低圧(太陽光、風力)、高低圧(蓄電池)	4
	経済負荷配分	出力基準値(EDC信号)に追従して出力調整を行う	特高(蓄電池)	2'
			特高・高低圧(太陽光、風力)、高低圧(蓄電池)	4
	周波数変化率・ステップ変化耐量	系統事故時の周波数変化率・ステップ変化が増加した場合の運転継続と制限値を規定する	FRT対象電源	2'
電圧変動	電圧・無効電力制御	電圧変動に応じ、電源の出力(無効電力)を増減し、電圧変動を抑制する	特高(太陽光、風力、蓄電池)	2
			高低圧(太陽光、風力、蓄電池)	4
	電圧変動対策	力率一定制御の力率値を設定し、電圧変動を抑制する	高低圧(太陽光、風力、蓄電池)	1
			高低圧(蓄電池) ※充電方向	2'
	電圧位相変化耐量	系統事故時の電圧位相変化が増加した場合の運転継続と制限値を規定する	FRT対象電源	2'
同期安定度等	事故電流の供給	事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給を求める	特高・高低圧(太陽光、風力、蓄電池)	3
	系統安定化装置	同期発電機のPSSに相当する機能を規定する	特別高圧(太陽光、風力、蓄電池)	4

- 優先給電ルールに基づく再エネ出力制御は、前日計画段階で需給バランスを策定し、また、「TSOが調整力として予め確保していない電源（旧電源Ⅲ）」や「バイオマス」の出力制御、「長周期広域周波数調整」を実施した上で、なお、下げ調整力が不足する場合に「再エネ（自然変動電源）」の出力制御を実施している。



■ 現状の余力活用契約では緊急時の電源起動や電圧調整に関する機能等の取扱いを定めている。

(電圧調整に関する機能)

第29条 属地エリアの一般送配電事業者は、電力系統における電圧を一定範囲に維持することを目的として電圧調整を行うこととし、契約電源等に対して供給または吸収する無効電力量の指令を行い、第4条第1項(2)に定める機能を提供する契約者は、その指令に従うものとする。

(潮流調整に関する機能)

第30条 属地エリアの一般送配電事業者は、属地エリア内の送電線・変圧器等流通設備における過負荷の防止、送電損失の軽減等を目的に、契約者が提示する余力の範囲で契約電源等の出力を調整する。なお、当該契約電源等の調整指令は第27条に規定された内容に従い実施する。

(緊急時の追加起動等)

第32条 次の各号に定める場合（各号に定める事由について発生のおそれがある場合を含む）において、属地エリアの一般送配電事業者が必要と判断した場合、発電計画の内容にかかわらず、契約電源等に対し追加起動、起動タイミングや停止タイミングの変更、または連続運転（以下、「追加起動等」という）の指令を行うことができるものとし、指令にもとづいた追加起動等が可能な契約電源等を有する契約者は追加起動等の指令に対して速やかに従うものとする。

- (1) 需給ひっ迫時の供給力確保に必要となる場合
- (2) 必要な $\Delta k W$ が需給調整市場で調達できず、調整力の確保に必要となる場合
- (3) $N - 1$ 故障時の残回線過負荷解消に必要となる場合
- (4) $N - 2$ 故障時の単独系統維持に必要となる場合
- (5) ブラックアウト復旧時の供給力確保（系統から受電した発電機の立ち上げ）に必要となる場合
- (6) 試験時等の短期間作業時に系統安定上必要となる場合
- (7) 発電時等における重潮流線路の潮流抑制、または系統保安ポンプに必要となる場合
- (8) 特異日（想定以上に再エネ変動影響が大きくなるGW等の軽負荷期）の電圧調整に必要となる場合
- (9) 想定外の再エネ変動等に伴う混雑解消のための上げ調整力確保に必要となる場合

- インバータ機器（再エネ、蓄電池、HVDC等）の連系拡大に備えて、新たな系統現象記録装置としてPMU（Phasor Measurement Unit）の設置を行いながら系統運用の高度化を行うことが必要と考えられる。

PMU導入に向けた進め方について

23

- 再エネの更なる大量導入や蓄電池の導入、HVDCの計画策定プロセスが2030年頃に向けて今後進んでいくことを踏まえて、一般送配電事業者においてPMUの設置を進めていくべきではないか。
 - まずは、2030年代前半を目途に上位2電圧（基幹系統）の主要変電所など、必要性が高いと考えられる箇所にPMUを設置。
 - その他の系統については、個別に系統ごとの必要性を踏まえながらPMUを設置（詳細な系統現象を把握可能にする範囲を順次拡大）。
- そのうえで安定供給維持のために、併せて系統運用技術の高度化を進めていくことが必要である。

PMUの設置方針案

設置区分	現状	2030年代前半	以降
上位2電圧（基幹系統）の主要変電所など	PQVFを設置	・PMUを順次設置	
上記以外の変電所など	PQVFを設置	・個別に必要性が生じた場合、PMUを設置	
<電力ネットワークの環境変化> 太陽光などのインバータ機器の導入拡大 → 洋上風力の連系やHVDCの導入などによる更なるインバータ機器の拡大 PMUの計測データを用いた電力系統の運用の高度化			