



経済産業省
資源エネルギー庁
Agency for Natural Resources and Energy

再エネ大量導入に向けた 電力ネットワークの次世代化

令和4年5月9日
資源エネルギー庁
電力基盤整備課
江藤 浩太

1. 背景

1-1. エネルギー政策の全体像

1-2. 日本における再エネの導入状況

1-3. 電力系統の基礎

2. 次世代型ネットワークの形成について

2-1. 送配電をめぐる現状

2-2. 送電網の有効活用と整備

2-3. 安定供給

エネルギー政策は、**S + 3E** を追求
(エス・プラス・スリーイー)

安全性

Safety

+

安定供給

(自給率が高い)

Energy
Security

経済効率

(コストが低い)

Economic
Efficiency

環境適合

(CO2が少ない)

Environment

第6次エネルギー基本計画の閣議決定

- **エネルギー基本計画**は、エネルギー政策基本法に基づき、**エネルギー政策の基本的な方向性を示す**ために策定するもの。少なくとも3年ごとに検討を加え必要があると認められる時に見直すと定められている。
- 2020年10月より、**エネルギー基本計画の見直し**に向けた議論を開始。
- 見直しに向け、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会において**17回議論**を行い、**2050年カーボンニュートラルの実現に向けた課題や対応の方向性や、2030年に向けた政策のあり方**などについて議論を深めた。
- 2021年7月にエネルギー基本計画の**素案を提示**。その後、パブリックコメント等を経て、**2021年10月22日に閣議決定**。

<エネルギー基本計画の全体像>

- 第6次エネルギー基本計画では、**2050年カーボンニュートラル（2020年10月表明）、2030年度の46%削減、更に50%の高みを目指して挑戦を続ける新たな削減目標（2021年4月表明）**の実現に向けた**エネルギー政策の道筋**を示すことが重要テーマ。
 - 世界的な脱炭素に向けた動きの中で、国際的なルール形成を主導することや、これまで培ってきた脱炭素技術、新たな脱炭素に資するイノベーションにより国際的な競争力を高めることが重要。
- 同時に、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服が、もう一つの重要なテーマ。**安全性の確保を大前提に、気候変動対策を進める中でも、安定供給の確保やエネルギーコストの低減（S+3E）**に向けた取組を進める。
- 第6次エネルギー基本計画は、主として、**①東京電力福島第一原発の事故後10年の歩み、②2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応、③2050年を見据えた2030年に向けた政策対応**のパートから構成。

2002年6月 エネルギー政策基本法 { 2003年10月 第一次エネルギー基本計画
2007年 3月 第二次エネルギー基本計画
2010年 6月 第三次エネルギー基本計画

2014年4月 第四次エネルギー基本計画

- 総合資源エネルギー調査会で審議 → 閣議決定
- 原発：可能な限り低減・安全最優先の再稼働 再エネ：拡大（2割を上回る）
- 3年に一度検討（必要に応じ見直し）

2015年7月 長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）

- 総合資源エネルギー調査会で審議 → 経産大臣決定
- 原子力：20-22%（震災前3割） 再エネ：22-24%（足下から倍増）

2018年7月 第五次エネルギー基本計画

- 2030年 ⇒ エネルギーミックスの確実な実現
- 2050年 ⇒ エネルギー転換・脱炭素化への挑戦

2021年10月 第六次エネルギー基本計画

- 「2050年カーボンニュートラル」・2030年度削減目標に向けたエネルギー政策
- 日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服 → S+3Eの更なる追求
- エネルギーミックス 再エネ：36-38%（足下から倍増） 原子力：20-22%

第6次エネルギー基本計画 目次

はじめに

- ～気候変動問題への対応～
- ～日本のエネルギー需給構造の抱える課題の克服～
- ～第六次エネルギー基本計画の構造と2050年目標と2030年度目標の関係～

1. 東京電力福島第一原子力発電所事故後10年の歩み

- (1) 福島復興はエネルギー政策を進める上での原点
- (2) 今後の福島復興への取組

2. 第五次エネルギー基本計画策定時からの情勢の変化

- (1) 脱炭素化に向けた世界的潮流
- (2) 気候変動問題以外のエネルギーに関係する情勢変化

3. エネルギー政策の基本的視点(S+3E)の確認

- (1) あらゆる前提としての安全性の確保
- (2) エネルギーの安定供給の確保と強靱化
- (3) 気候変動や周辺環境との調和など環境適合性の確保
- (4) エネルギー全体の経済効率性の確保

4. 2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応

- (1) 2050年カーボンニュートラル時代のエネルギー需給構造
- (2) 複数シナリオの重要性
- (3) 電力部門に求められる取組
- (4) 産業・業務・家庭・運輸部門に求められる取組

5. 2050年を見据えた2030年に向けた政策対応

- (1) 現時点での技術を前提としたそれぞれのエネルギー源の位置付け
- (2) 2030年に向けたエネルギー政策の基本的考え方
- (3) 需要サイドの徹底した省エネルギーと供給サイドの脱炭素化を踏まえた電化・水素化等による非化石エネルギーの導入拡大
- (4) 蓄電池等の分散型エネルギーリソースの有効活用など二次エネルギー構造の高度化
- (5) 再生可能エネルギーの主力電源への取組
- (6) 原子力政策の再構築
- (7) 火力発電の今後の在り方
- (8) 水素社会実現に向けた取組の抜本強化
- (9) エネルギー安定供給とカーボンニュートラル時代を見据えたエネルギー・鉱物資源確保の推進
- (10) 化石燃料の供給体制の今後の在り方
- (11) エネルギーシステム改革の更なる推進
- (12) 国際協調と国際競争
- (13) 2030年度におけるエネルギー需給の見通し

6. 2050年カーボンニュートラルの実現に向けた産業・競争・イノベーション政策と一体となった戦略的な技術開発・社会実装等の推進

7. 国民各層とのコミュニケーションの充実

- (1) エネルギーに関する国民各層の理解の増進
- (2) 政策立案プロセスの透明化と双方向的なコミュニケーションの充実

エネルギー基本計画の全体像

- 新たなエネルギー基本計画では、2050年カーボンニュートラル（2020年10月表明）、2030年度の46%削減、更に50%の高みを目指して挑戦を続ける新たな削減目標（2021年4月表明）の実現に向けたエネルギー政策の道筋を示すことが重要テーマ。
 - 世界的な脱炭素に向けた動きの中で、国際的なルール形成を主導することや、これまで培ってきた脱炭素技術、新たな脱炭素に資するイノベーションにより国際的な競争力を高めることが重要。
- 同時に、日本のエネルギー需給構造が抱える課題の克服が、もう一つの重要なテーマ。安全性の確保を大前提に、気候変動対策を進める中でも、安定供給の確保やエネルギーコストの低減（S+3E）に向けた取組を進める。
- エネ基全体は、主として、①東電福島第一の事故後10年の歩み、②2050年カーボンニュートラル実現に向けた課題と対応、③2050年を見据えた2030年に向けた政策対応のパートから構成。

1. 背景

1 – 1. エネルギー政策の全体像

1 – 2. 日本における再エネの導入状況

1 – 3. 電力系統の基礎

2. 次世代型ネットワークの形成について

2 – 1. 送配電をめぐる現状

2 – 2. 送電網の有効活用と整備

2 – 3. 安定供給

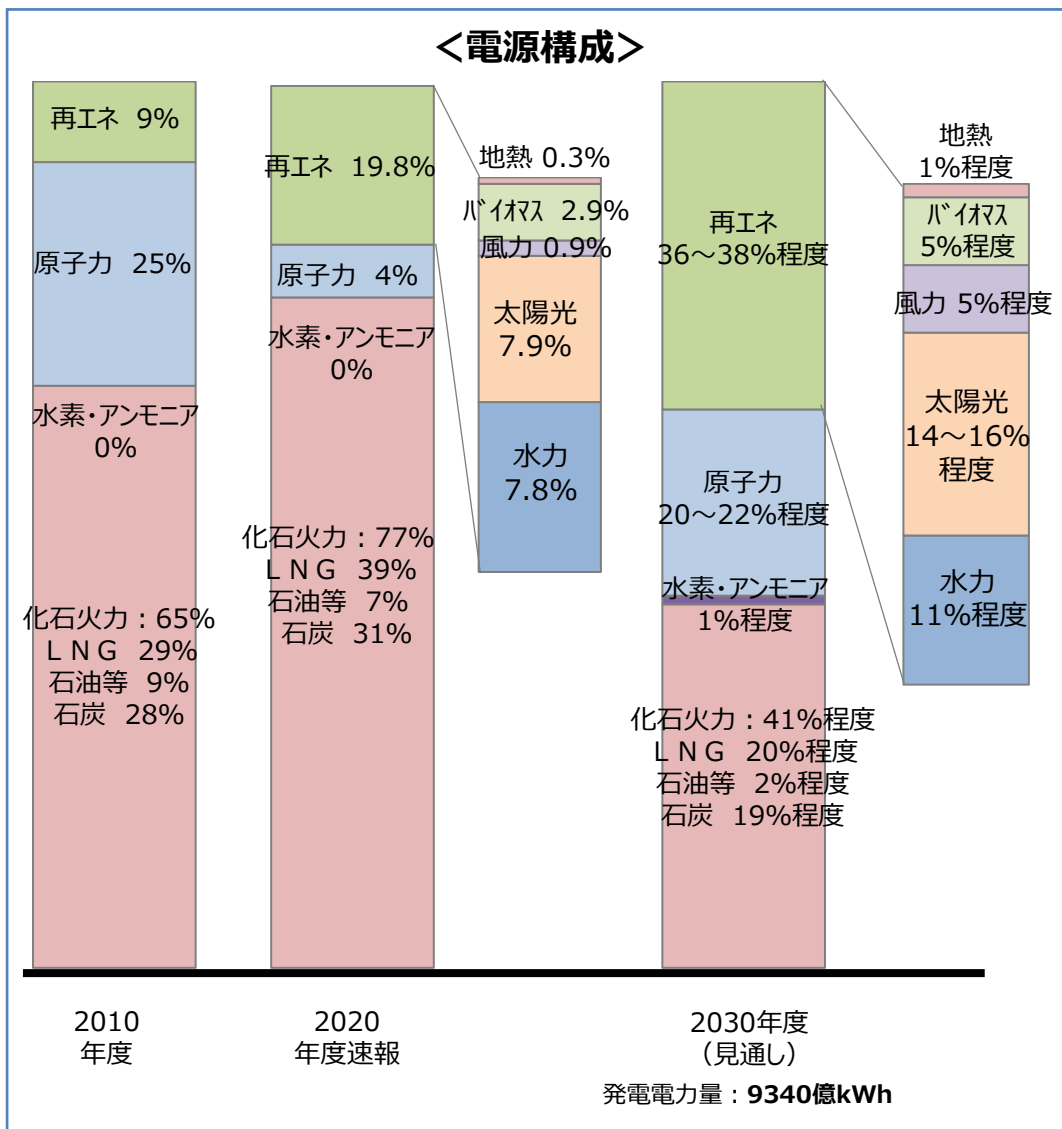
再生可能エネルギーの導入推移と2030年の導入目標

- 2012年7月のFIT制度（固定価格買取制度）開始により、再エネの導入は大幅に増加。特に、設置しやすい太陽光発電は、2011年度0.4%から2019年度6.7%に増加。再エネ全体では、**2011年度10.4%から2020年度19.8%に拡大**。
- 今回のエネルギーミックス改定では、2030年度の温室効果ガス46%削減に向けて、施策強化等の効果が実現した場合の**野心的目標**として、**電源構成36-38%**（合計3,360～3,530億kWh程度）の導入を目指す。

<再エネ導入推移>

	2011年度	2020年度		2030年旧ミックス	2030年新ミックス	
再エネの 電源構成比 発電電力量:億kWh 設備容量:GW	10.4% (1,131億kWh)	19.8% (1,983億kWh)		22-24% (2,366-2,515億kWh)	36-38% (3,360-3,530億kWh)	
太陽光	0.4%	7.9%		7.0%	14-16%程度	
		61.6GW	791億kWh		104~118GW	1,290~1,460億kWh
風力	0.4%	0.9%		1.7%	5%程度	
		4.5GW	90億kWh		23.6GW	510億kWh
水力	7.8%	7.8%		8.8-9.2%	11%程度	
		50GW	784億kWh		50.7GW	980億kWh
地熱	0.2%	0.3%		1.0-1.1%	1%程度	
		0.6GW	30億kWh		1.5GW	110億kWh
バイオマス	1.5%	2.9%		3.7-4.6%	5%程度	
		5.0GW	288億kWh		8.0GW	470億kWh

(参考) 新たな「エネルギーミックス」実現への道のり

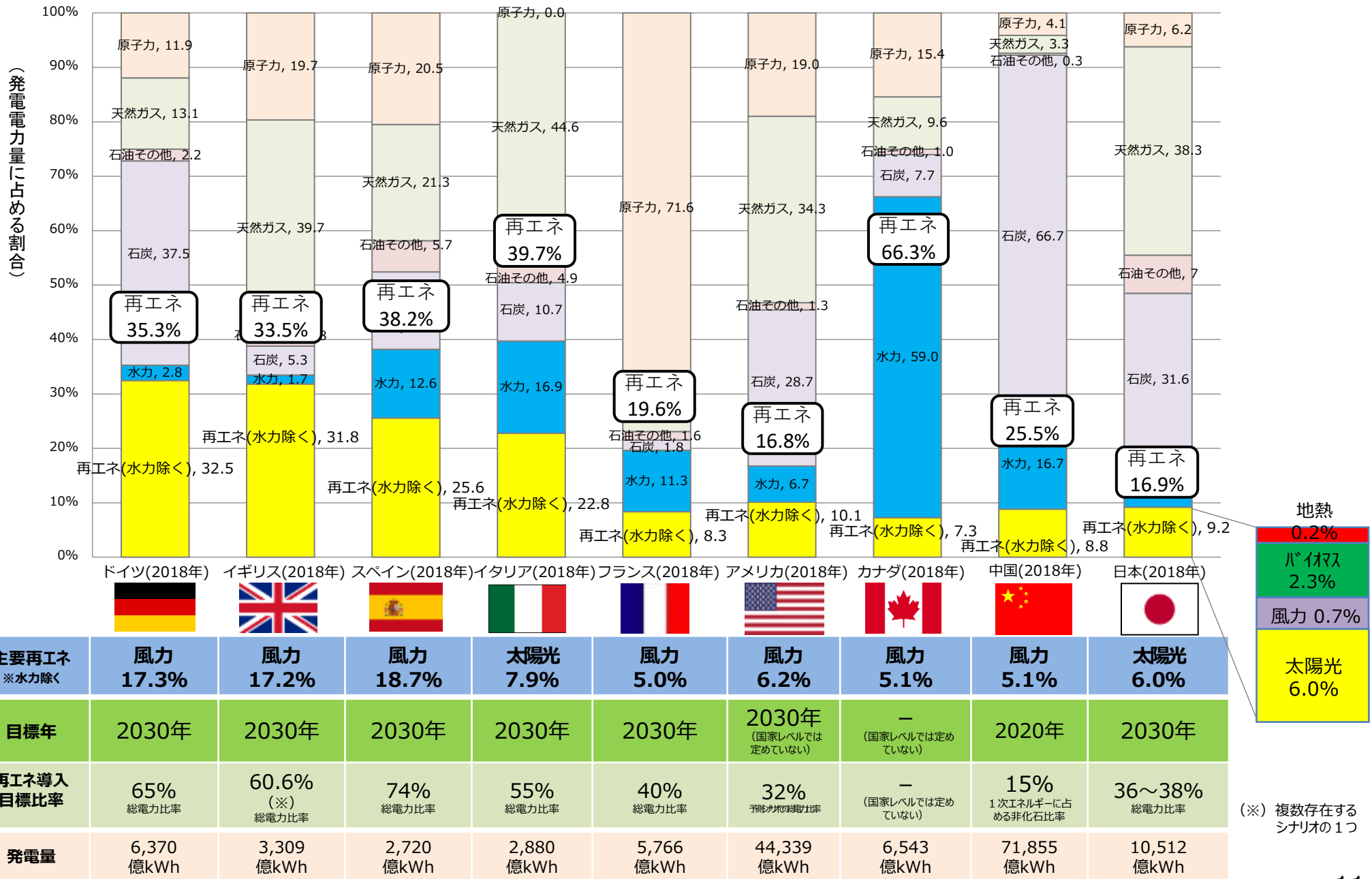


(GW)	導入水準 (21年9月)	FIT前 導入量 + FIT認定 量 (21年9月)	ミックス (2030年度)	ミックスに 対する 導入進捗率
太陽光	63.8	81.6	103.5~ 117.6	約58%
風力 (上段：陸上 下段：洋上)	4.6 —	15.3 0.7	17.9 5.7	約19%
地熱	0.7	0.7	1.5	約41%
中小 水力	9.8	10.0	10.4	約94%
バイオ マス	5.3	10.3	8.0	約66%

※バイオマスはバイオマス比率考慮後出力。
 ※改正FIT法による失効分(2021年9月時点で確認できているもの)を反映済。
 ※太陽光の「ミックスに対する進捗率」はミックスで示された値の中間値に対する導入量の進捗。

出典) 総合エネルギー統計(2020年度速報値)等を基に資源エネルギー庁作成

再生可能エネルギー導入状況の国際比較①



出典) IEA「Data Services」、各国公表情報より作成

再生可能エネルギー導入状況の国際比較②

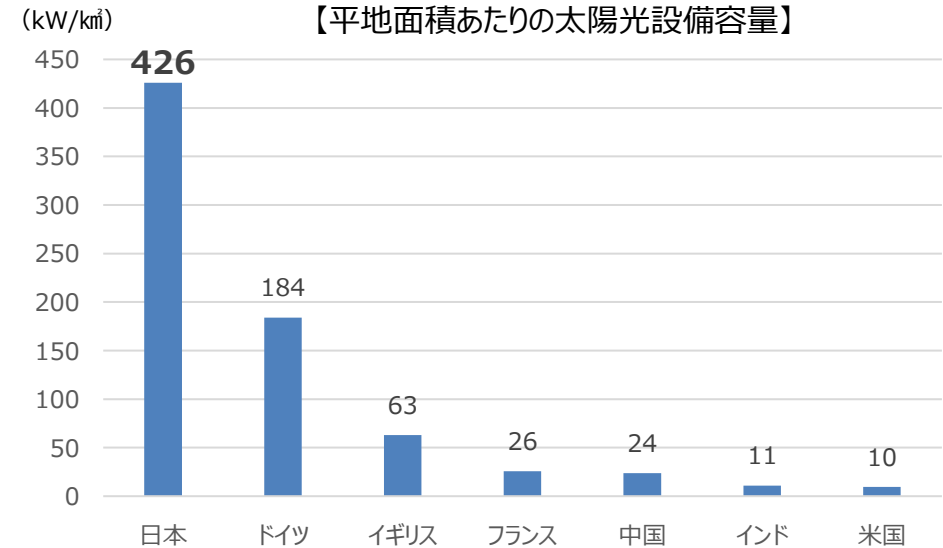
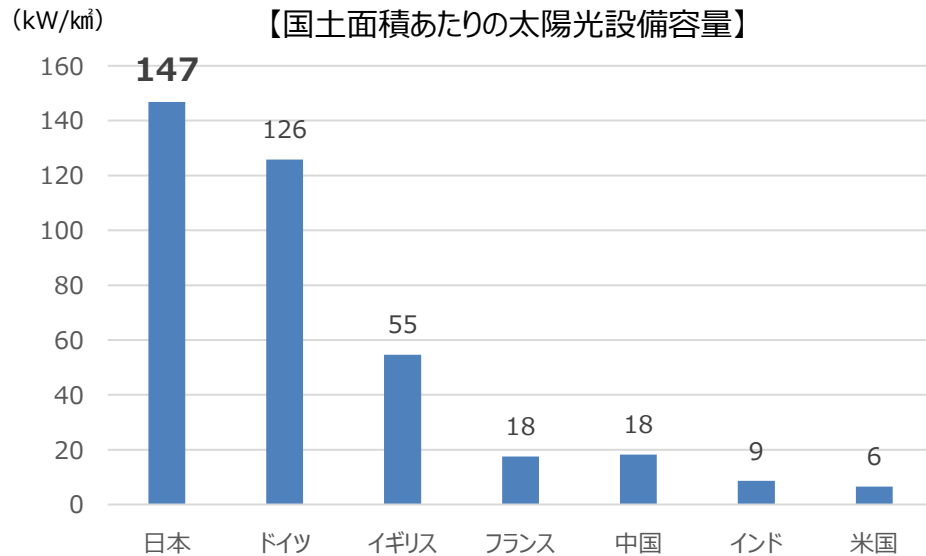
- 再エネはエネルギー密度が相対的に低く、導入可能量は自然条件・土地条件などに依存。
- 各国の再エネ導入量を機械的に国土面積で割ると、日本は面積あたり再エネ発電が多く、電力需要密度も高い。

	国土面積あたり発電量			電力需要密度 (総発電量 ÷ 国土面積)	電源構成に占める割合		
	太陽光	風力	水力		太陽光	風力	水力
日本	17	2	23 万kWh/km ²	280 万kWh/km ² (総発電量: 10,600億kWh 国土面積: 38万km ²)	6%	1%	8%
ドイツ	13	31	7 万kWh/km ²	180 万kWh/km ² (総発電量: 6,400億kWh 国土面積: 36万km ²)	7%	17%	4%
スペイン	3	10	7 万kWh/km ²	54 万kWh/km ² (総発電量: 2,700億kWh 国土面積: 51万km ²)	5%	19%	13%
イタリア	7	6	17 万kWh/km ²	96 万kWh/km ² (総発電量: 2,900億kWh 国土面積: 30万km ²)	8%	6%	17%
デンマーク	2	32	0 万kWh/km ²	71 万kWh/km ² (総発電量: 300億kWh 国土面積: 4万km ²)	3%	46%	0%
スウェーデン	0	4	14 万kWh/km ²	37 万kWh/km ² (総発電量: 1,600億kWh 国土面積: 44万km ²)	0%	10%	38%

出典) IEA、総合エネルギー統計、総務省統計より作成 (2018年度)

(参考) 面積あたりの各国太陽光設備容量

● 国土面積あたりの日本の太陽光導入容量は主要国の中で最大。平地面積で見るとドイツの2倍。



	日	独	英	仏	中	印	米
国土面積	38万km ²	36万km ²	24万km ²	54万km ²	960万km ²	329万km ²	963万km ²
平地面積※ (国土面積に占める割合)	13万km² (34%)	25万km ² (69%)	21万km ² (88%)	37万km ² (69%)	740万km ² (77%)	257万km ² (78%)	653万km ² (68%)
太陽光の設備容量 (GW)	56	45	13	10	175	28	63
太陽光の発電量 (億kWh)	690	462	129	102	1,969	361	872
発電量 (億kWh)	10,277	6,370	3,309	5,766	71,855	15,832	44,339
太陽光の総発電量 に占める比率	6.7%	7.3%	3.9%	1.8%	2.7%	2.3%	2.0%

(出典) 外務省HP (<https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/index.html>)、Global Forest Resources Assessment 2020 (<http://www.fao.org/3/ca9825en/CA9825EN.pdf>)

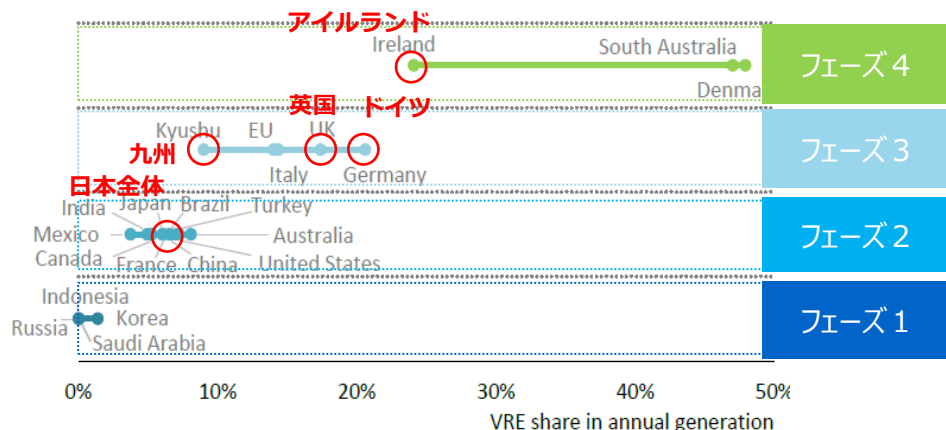
IEA Market Report Series - Renewables 2019 (各国2018年度時点の発電量)、総合エネルギー統計(2019年度速報値)、FIT認定量等より作成

※平地面積は、国土面積から、Global Forest Resources Assessment 2020の森林面積を差し引いて計算したものの。

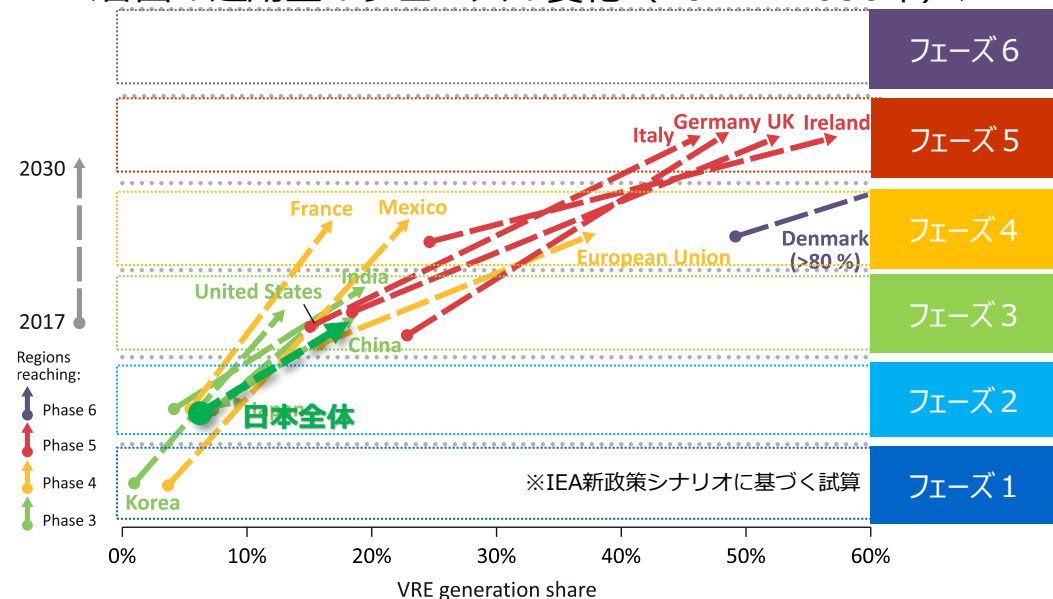
自然変動再エネの導入拡大とそれに応じた運用上の課題

- 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）>



(出典：IEA World Energy Outlook 2018)

- S+3Eを大前提に、再エネの主力電源化を徹底し、再エネに最優先の原則で取り組み、国民負担の抑制と地域との共生を図りながら最大限の導入を促す。

【具体的な取組】

➤ 地域と共生する形での適地確保

→改正温対法に基づく再エネ促進区域の設定（ポジティブゾーニング）による太陽光・陸上風力の導入拡大、再エネ海域利用法に基づく洋上風力の案件形成加速などに取り組む。

➤ 事業規律の強化

→太陽光発電に特化した技術基準の着実な執行、小型電源の事故報告の強化等による安全対策強化、地域共生を円滑にするための条例策定の支援などに取り組む。

➤ コスト低減・市場への統合

→FIT・FIP制度における入札制度の活用や中長期的な価格目標の設定、発電事業者が市場で自ら売電し市場連動のプレミアムを受け取るFIP制度により再エネの市場への統合に取り組む。

➤ 系統制約の克服

→連系線等の基幹系統をマスタープランにより「プッシュ型」で増強するとともに、ノンファーム型接続をローカル系統まで拡大。再エネが石炭火力等より優先的に基幹系統を利用できるように、系統利用ルールの見直しなどに取り組む。

➤ 規制の合理化

→風力発電の導入円滑化に向けアセスの適正化、地熱の導入拡大に向け自然公園法・温泉法・森林法の規制の運用の見直しなどに取り組む。

➤ 技術開発の推進

→建物の壁面、強度の弱い屋根にも設置可能な次世代太陽電池の研究開発・社会実装を加速、浮体式の要素技術開発を加速、超臨界地熱資源の活用に向けた大深度掘削技術の開発などに取り組む。

1. 背景

1 – 1. エネルギー政策の全体像

1 – 2. 日本における再エネの導入状況

1 – 3. 電力系統の基礎

2. 次世代型ネットワークの形成について

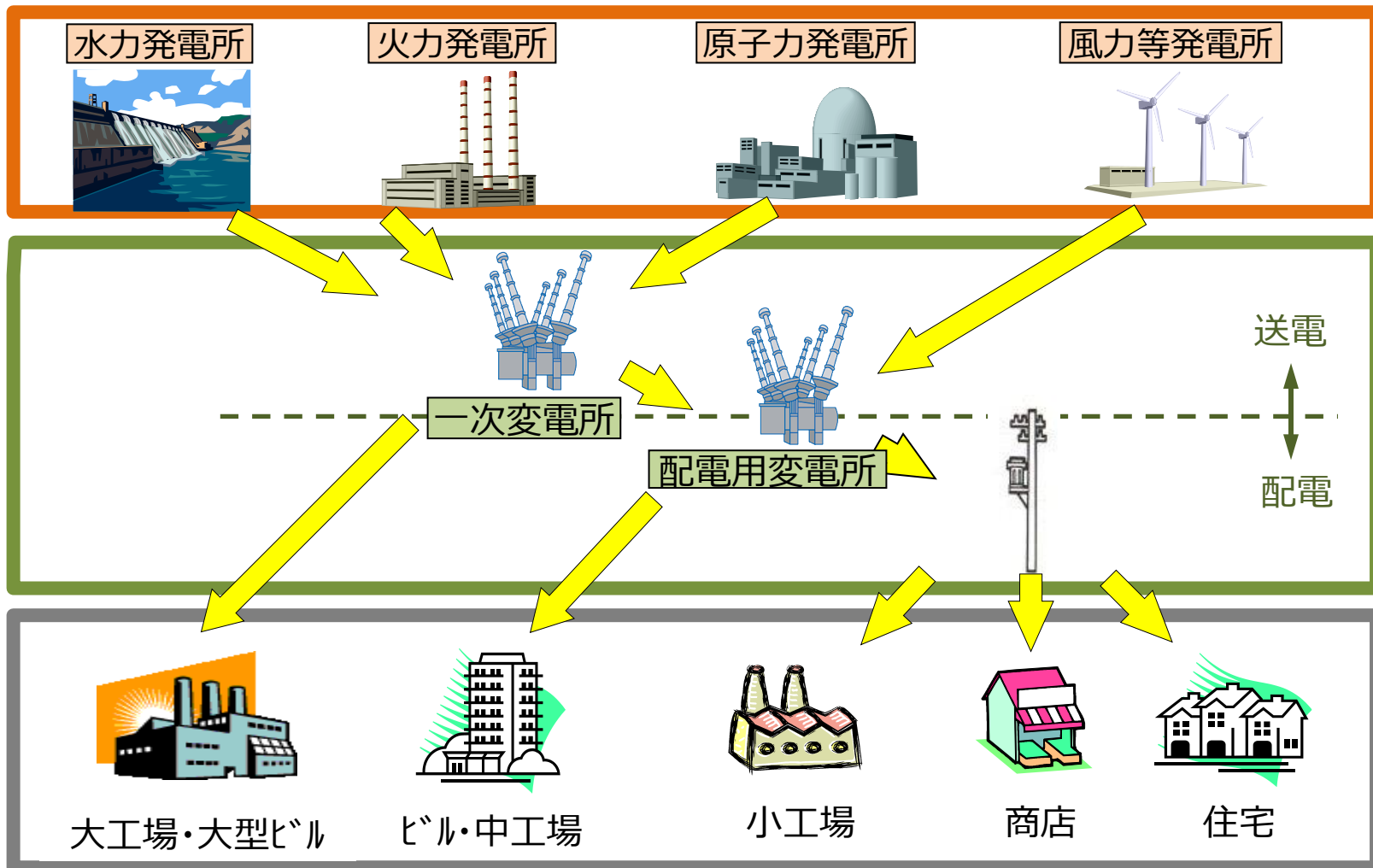
2 – 1. 送配電をめぐる現状

2 – 2. 送電網の有効活用と整備

2 – 3. 安定供給

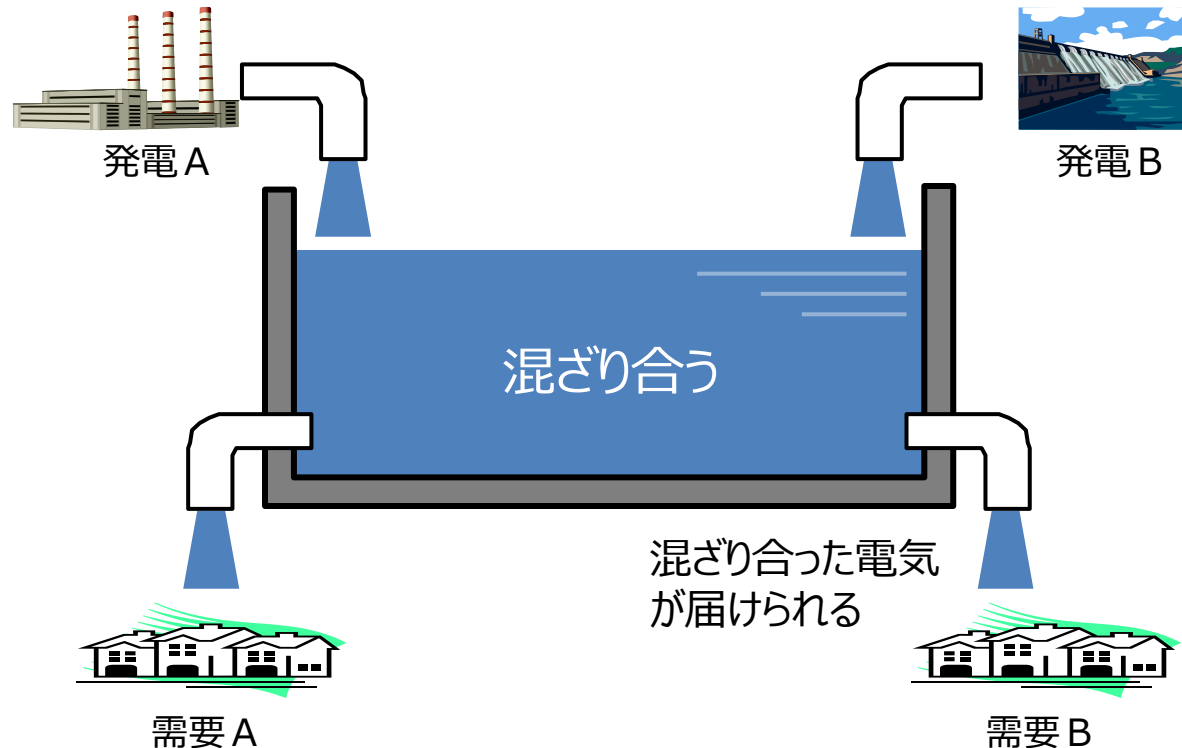
電力供給の特徴 ① (電力供給の仕組み)

- 電力は、発電所から電力系統（送電線 → 変電所 → 配電線）を通じて、各需要家まで供給される。
- 電力供給システムは、発電部門（発電所）、送配電部門（発電所から需要家まで）、小売部門（需要家とのやりとり）の大きめに3つの部門に分類される。



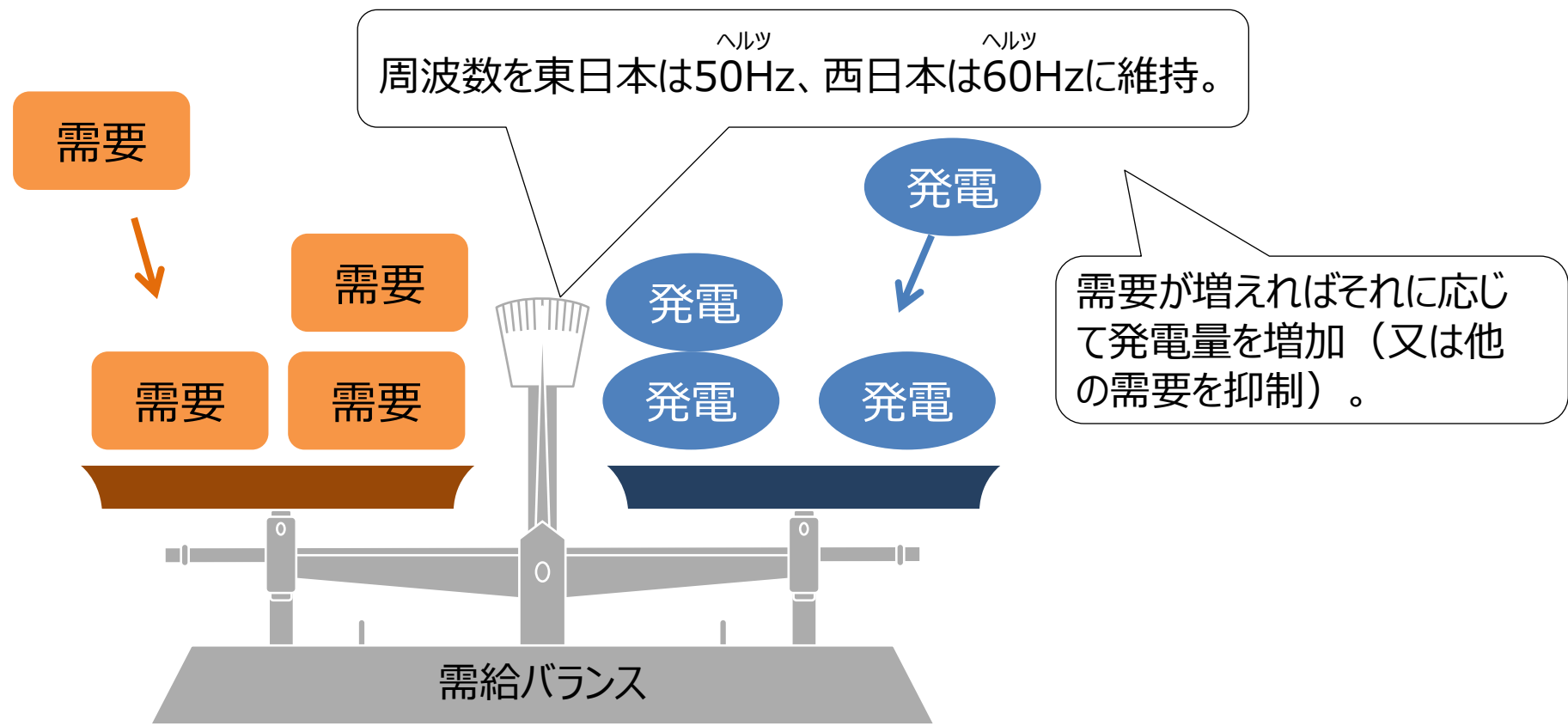
電力供給の特徴② (電力系統から届けられる電気の均質性について)

- 発電した電気が電力系統に送られると、電力系統の中で、他の発電所で発電された電気と混じり合うこととなる。これは、複数の蛇口からプールに注がれた水が、プールの中で混ざり合うことと同様。
- 需要家が電気を使う際には、プールで混ざり合った水が出てくるように、どの発電所で発電された電気かが区別されずに、届けられることとなる。



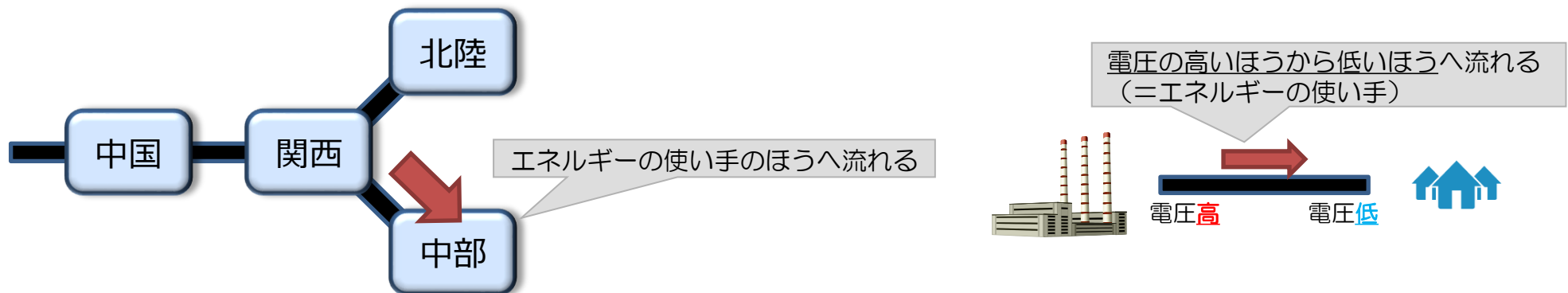
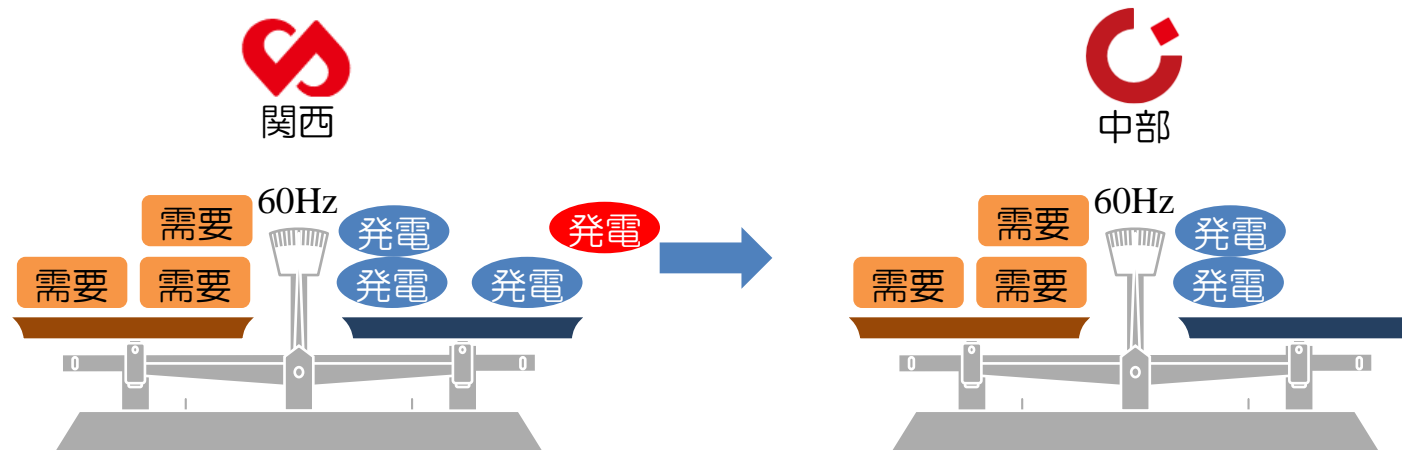
電力供給の特徴③（電力の需給バランス）

- 電気は大量に貯蔵することが困難なため、生産（発電）と消費が同時に行われる。
- 電気（電力）をエネルギーとして活用するためには、安定的に供給されることが不可欠であり、そのためには、需要と供給の量を「電力系統」全体で常にバランスさせ、周波数を維持することが求められる。
- 周波数が乱れると発電所の発電機や工場の機器にダメージを与え、予測不能な大規模停電につながる可能性がある。



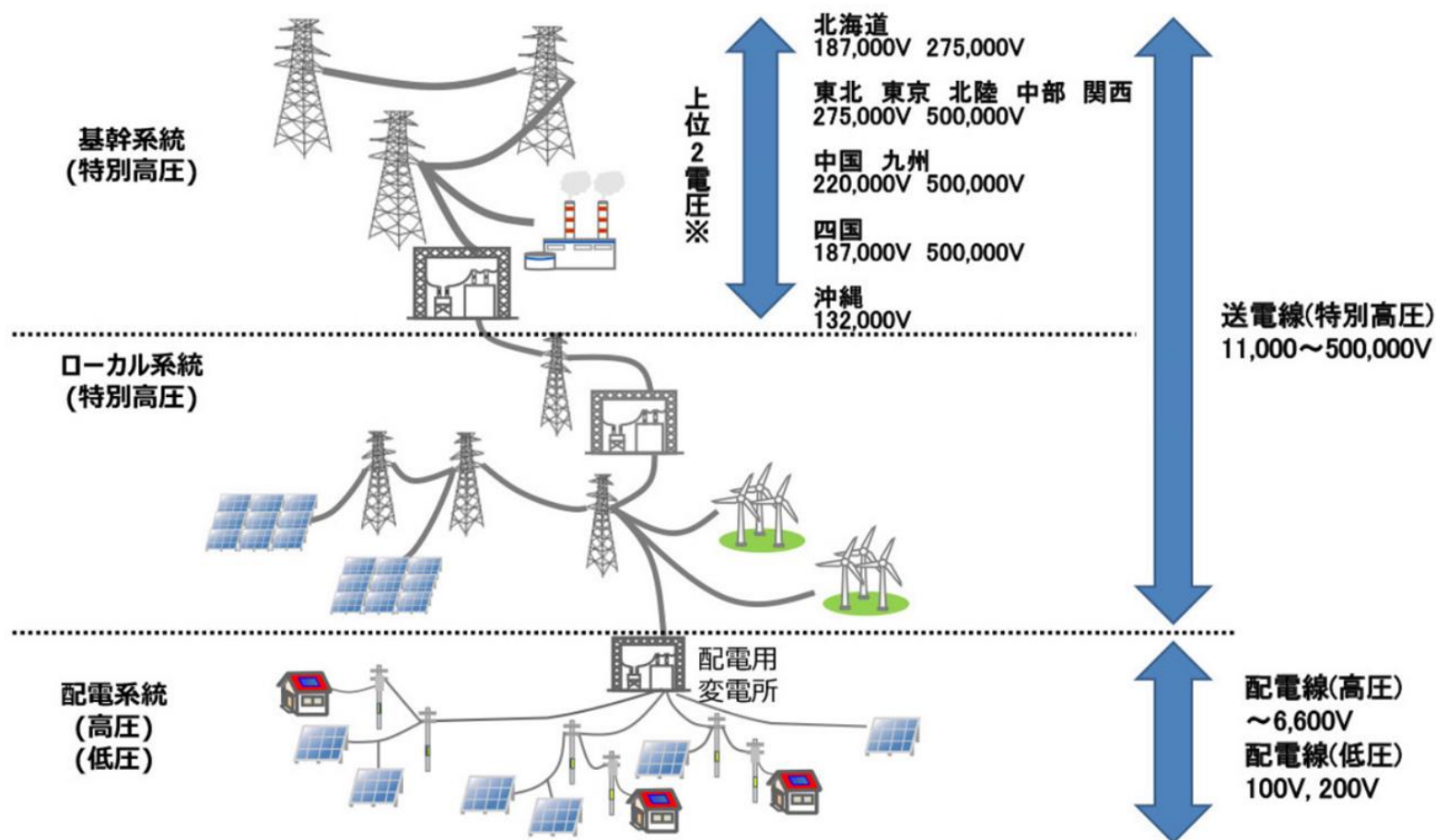
電力供給の特徴④（電力融通のイメージ）

- 連系線を介した電力融通（平常時・緊急時）の原理は、電気をエリアからあふれさせることで隣のエリアに流れる。
- 中部で発電量が不足し、関西から中部に送る必要がある場合は、関西では発電量を増やし、その他のエリアではバランスを維持していれば、関西から中部へ電力が流れる。



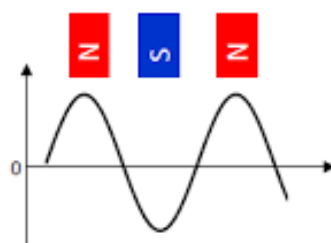
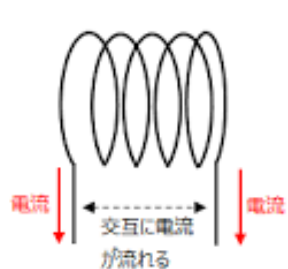
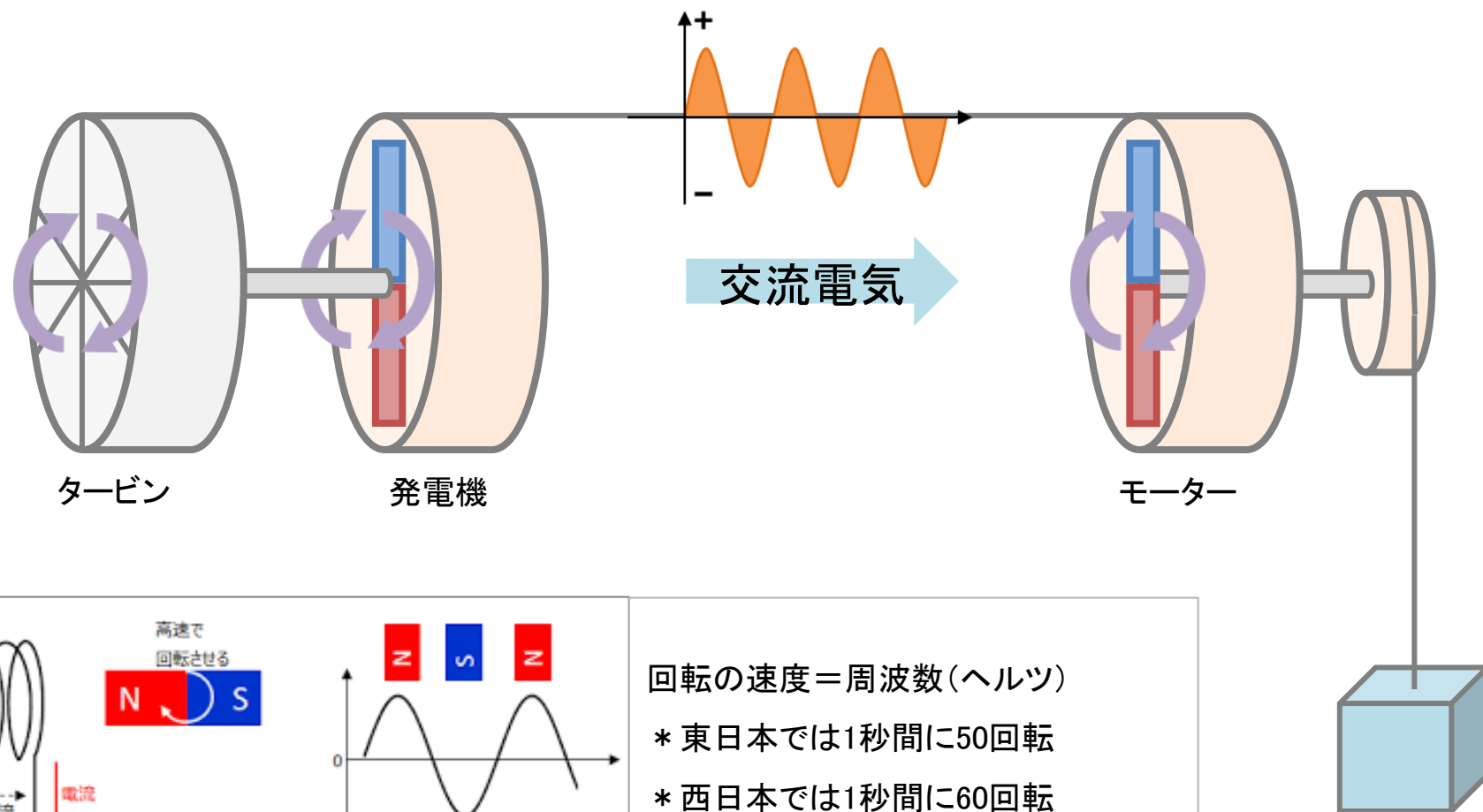
(参考) 電力系統とは

- 「系統」とは、発電された電気を需要設備まで届けるための送電線等の電力ネットワーク。
- 送電電圧により、基幹系統・ローカル系統・配電系統に区分される。また、エリア間を結ぶ系統を「地域間連系線」、変電所等から特定の電源を結ぶ線を「アクセス線（一般送配電事業者が保有するものを電源線、発電事業者が保有するものを自営線）」と呼ぶ。
- 上記の区分によって、「増強判断」「費用負担」「利用ルール」「接続申込方法」等が異なる。



(参考) 系統制約の前提となる系統の性質

- 発電側：コイルの中の磁石を回転させることで、交流の電流が流れる。
* 物理エネルギー → 電気エネルギー
- 需要側：コイルを流れる交流の電流によって、磁石が回転する。
* 電気エネルギー → 物理エネルギー



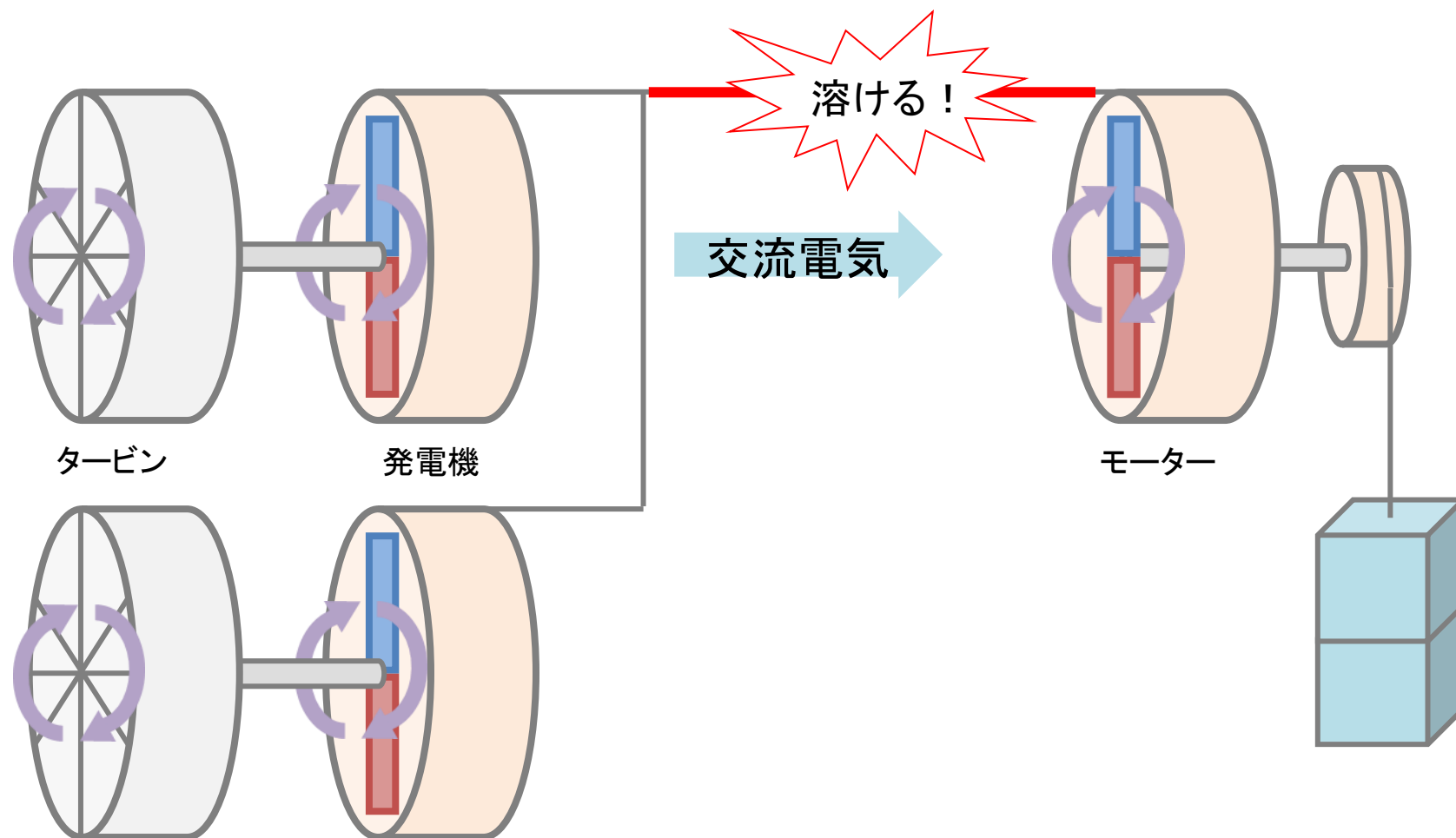
回転の速度 = 周波数 (ヘルツ)

* 東日本では1秒間に50回転

* 西日本では1秒間に60回転

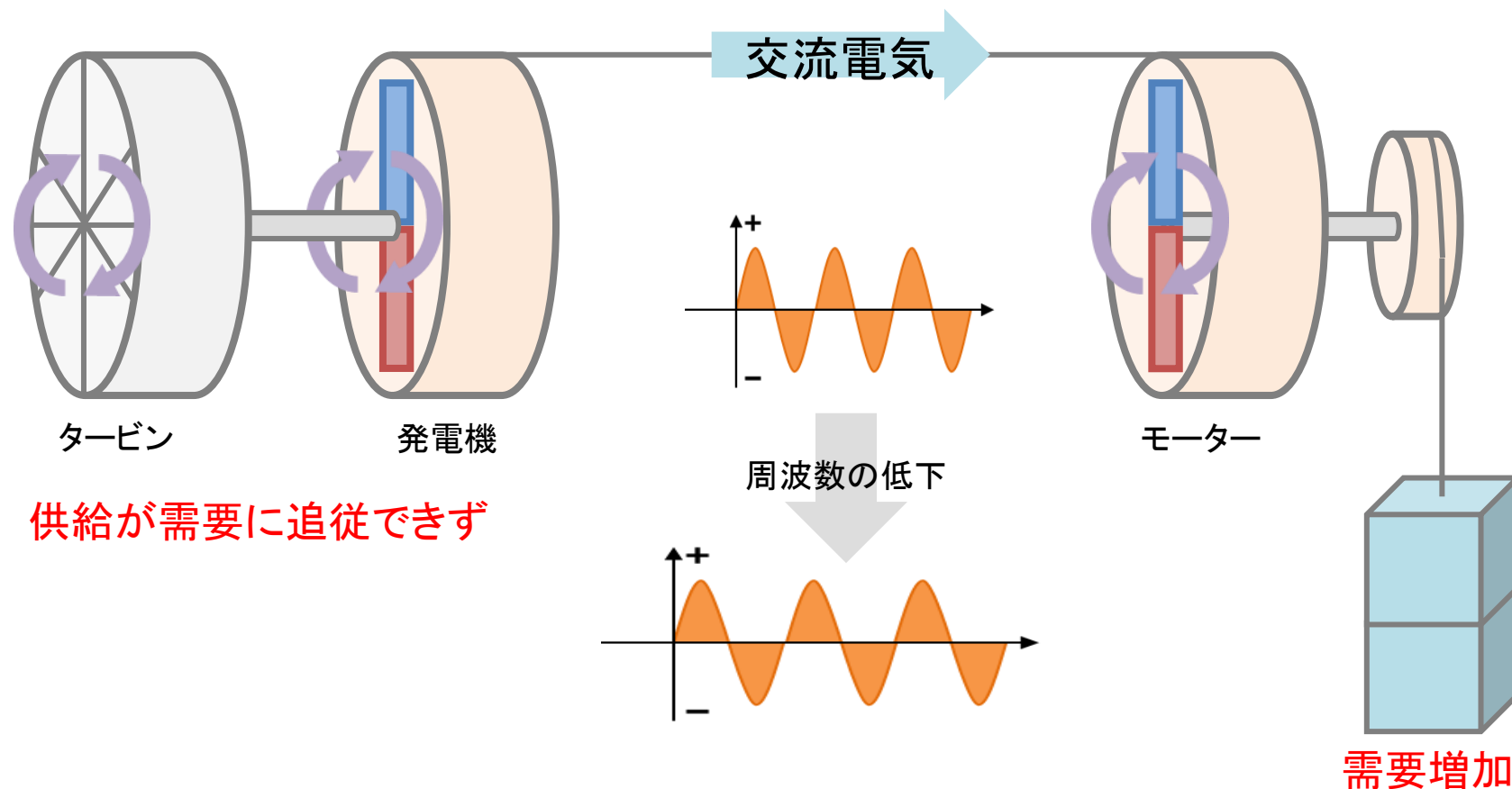
(参考) 系統制約とは何か・・・熱容量編

- 需要側の負荷が大きいと、その分、発電側の発電機も強い力で回す必要があり、送電する電力も大きくなる。
- 送電すると電線は加熱するが、ある要領を超えると、電線が溶けてしまう（＝熱容量）。



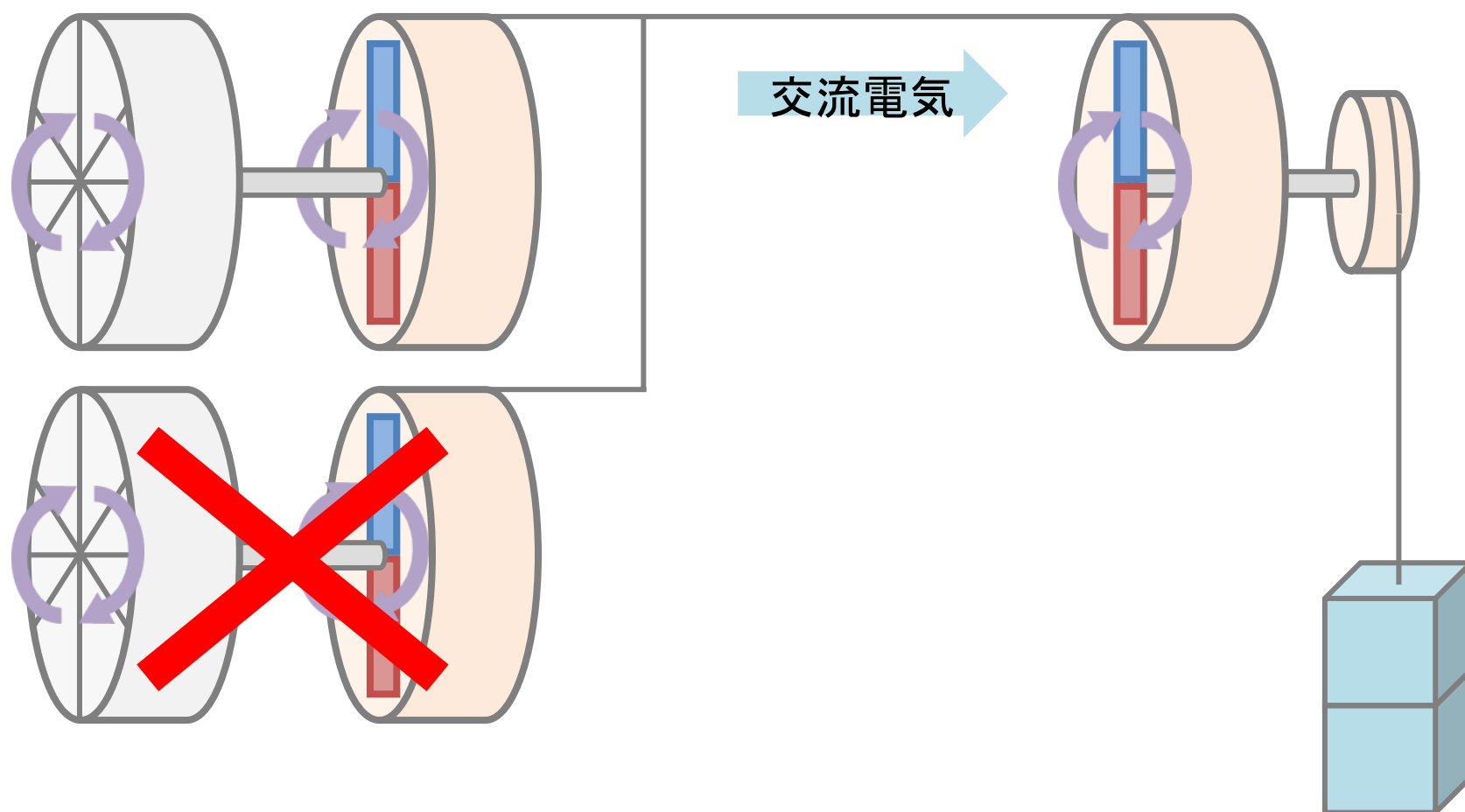
(参考) 系統制約とは何か・・・需給バランス編

- 供給が需要を下回ると、発電機の回転は遅くなり、周波数は低下する。
- 供給が需要を上回ると、発電機の回転は速くなり、周波数は上昇する。
- 周波数が一定の範囲を超えると、需要側の機器の損傷を招くのみならず、発電機も連鎖的に故障をしてしまう結果、系統全体の発電機が止まり、ブラックアウト（大規模停電）を招く。



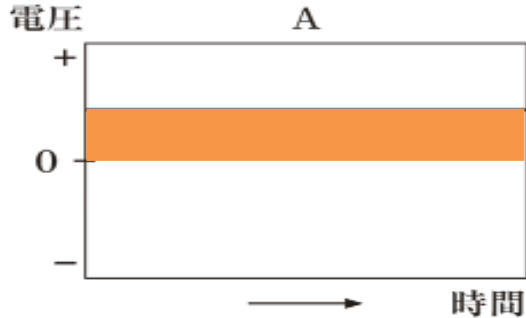

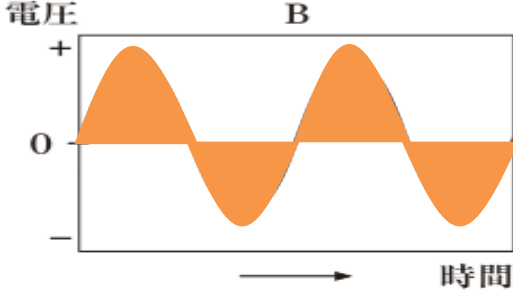

(参考) 系統制約とは何か・・・慣性力編

- 発電機が故障した場合、需給のバランスが崩れ、発電機の回転速度が遅くなることで、周波数は低下する。
- 同期発電機は「物理的に回転」をしているため、物理的に同じ速度で回り続けようとする力（慣性力）によって、瞬間的な周波数の低下を防ぐことができる。



(参考) 直流と交流の違い

- 直流は、電流が常に同じ方向に流れるため、制御系機器で活用。
- 交流は、電流が流れる方向が入れ替わるため、回転系機器（モーター等）で活用。

	イメージ	使用機器	発電
直流	<p>プラスで一定</p>  <p>電圧 + 0 - 時間</p>	<p>制御系 (例) パソコン テレビ 電球(*)</p>  <p>※ONで一定</p>	<p>非回転系発電 (例) 太陽光、風力 (*) 蓄電池</p> <p>※風況は変化するため一度直流に直して調整が必要</p>
交流	<p>プラスとマイナスの繰り返し</p>  <p>電圧 + 0 - 時間</p>	<p>回転系 (例) 生産ライン ドライヤー 蛍光灯(*)</p>  <p>※ON-OFFの繰り返し</p>	<p>回転系発電 (例) 火力、水力 原子力</p>

(参考) 直流と交流のメリット・デメリット

- 交流送電は、変圧が容易であるため、世界的に主流。直流送電は長距離送電に有利なため、海底ケーブルなどに活用。
- 直流と交流の変換時にはロスが発生。(約10%程度)

	変圧	送電ロス	送電線コスト	備考
直流 (エジソン)	困難 (特に高圧の場合)	少	小 ※送電線は2本	<ul style="list-style-type: none">✓ 海底ケーブルなど長距離送電に適正✓ 電圧変換が困難なため<u>需要側が同電圧の場合に適正</u>
交流 (テスラ)	容易	多	大 ※送電線は3本	<ul style="list-style-type: none">✓ 電圧が高いほど送電ロス減少✓ 変圧が容易なため<u>需要側の電圧がばらつく場合に適正</u>

1. 背景

1 - 1. エネルギー政策の全体像

1 - 2. 日本における再エネの導入状況

1 - 3. 電力系統の基礎

2. 次世代型ネットワークの形成について

2 - 1. 送配電をめぐる現状

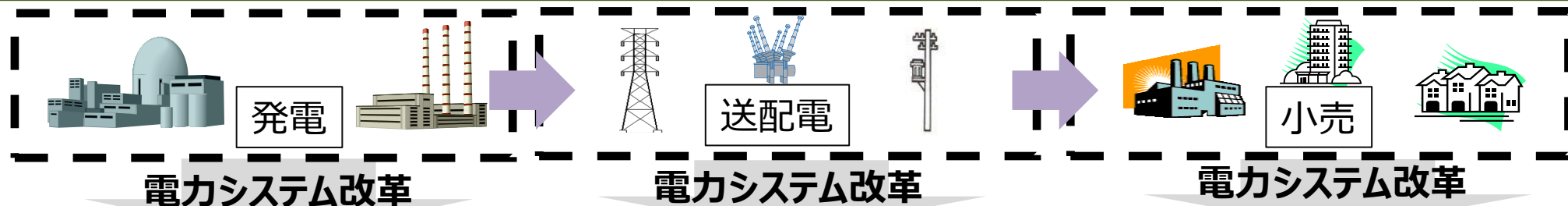
2 - 2. 送電網の有効活用と整備

2 - 3. 安定供給

電力システム改革の流れ

- 1995年以降、段階的に電力システム改革を実施。東日本大震災の教訓を踏まえ、①安定供給の確保、②電気料金の最大限の抑制、③需要家の選択肢や事業者の事業機会の拡大を目的として、小売全面自由化や発送電分離を実施。

地域独占電気事業者（戦後～10社）



自由化

発電事業者（届出制）

1995年 発電部門自由化

様々な事業者が参入

- ・日本製鉄 ・宇部興産
- ・ENEOS ・住友大阪セメント
- ・王子製紙 ・JR東日本 等

規制

送配電事業者（許可制）

2015年 電力広域的運営推進
機関創設
2020年 発送電分離

全国的な連携を強化
送配電部門の規制は存続

自由化

小売電気事業者（登録制）

2000～04年部分自由化・範囲拡大
※特別高圧→高圧
2016年 全面自由化（家庭など）

様々な事業者が参入

- ・東京ガス ・エネット(NTT) ・大和ハウス
- ・ENEOS ・JCOM (CATV) ・みんな電力 等

(参考) 電力自由化の歩み

- 我が国の電気事業制度は、1995年度以降、発電部門における競争原理の導入や小売部門の自由化対象の順次拡大など、累次の改革を実施。

第一次制度改革 (1995年)

発電部門の自由化

- ✓ 電力の卸供給を行う独立発電事業者 (IPP) 制度の導入と電源入札制度の創設
- ✓ 電力会社の料金メニュー多様化 (選択約款の導入) 等

第二次制度改革 (2000年)

小売部分自由化(第1弾)

- ✓ 特別高圧需要家 (大規模工場、デパート等) を対象に自由化実施
- ✓ 電力会社の料金引下げに係る規制緩和 (許可制⇒届出制) 等

第三次制度改革 (2003年)

小売部分自由化(第2弾)

- ✓ 高圧需要家 (中規模、スーパー等) を自由化対象に拡大
- ✓ 卸電力取引市場と中立機関 (ESCJ) の整備
- ✓ 送配電部門の会計分離 等

第四次制度改革 (2008年)

卸市場改革

- ✓ 卸電力取引活性化のための「時間前市場」の創設
- ✓ 託送料金における「ストック管理制度」の導入 等

第五次制度改革 (2015年)

小売全面自由化・法的分離

- ✓ 広域的運営推進機関と電力取引監視等委員会の設立
- ✓ 電気の小売全面自由化 (2016年4月から)
- ✓ 送配電部門を発電・小売部門と別会社化 (法的分離: 2020年から)

(参考) 電力システム改革の現状・課題と対応の方向性

- 小売分野の多数参入による競争促進等の成果があった一方、課題も顕在化。加えて、2050年カーボンニュートラル実現に向けては、環境適合についても電力システムに組み込んで、持続的な発展を目指すシステム構築が必要。
- 今後、S+3Eの縮小均衡に陥らない形で、電力システムを更に深化させていくことが求められる。

現状・課題

競争・効率化

- ・小売多数参入、メニューの多様化、市場活性化
- ・電源保有の偏りや、市場調達割合が高い新電力もいる中で、**事業リスクが顕在化**
- ・**発電部門透明化**を求める声

供給力の確保

- ・電源投資は停滞・供給力は低下傾向、燃料不足リスクも顕在化。
- ・さらに**CNと安定供給の両立**が必要。

ネットワーク

- ・送配電の**広域的運用**など機能。
- ・再エネ拡大が進む中、**全国大の送電網形成や分散化の取組を一層進展させる必要**。

環境

- ・FIT等により、再エネ導入量は**世界第6位**に
- ・再エネ主力電源化に向け、**再エネの市場統合促進**の必要

強靱化

- ・自然災害の頻発化、激甚化に伴う**レジリエンス強化の要請**

持続的発展が可能なシステムとなるよう見直し

今後の方向性

電力産業の基盤としての持続可能な競争・市場強環境整備

- ・**リスク管理促進**等を進め、責任あるプレイヤーによる競争環境整備
- ・再エネ拡大が進む中での**需給運用の在り方も踏まえた市場設計**
- ・旧一電の内外無差別な卸売の実効性確保等による**競争環境の透明化**

供給力確保策強化・安定供給体制の次世代化

- ・容量市場等による**必要な供給力の確保・燃料確保の取組の強化**
- ・**新規投資促進のための制度措置**の導入
- ・環境変化を踏まえ、**安定供給確保のための責任の在り方の再検討**

脱炭素化と安定供給に資する次世代型NW整備と系統利用

- ・電力ネットワークの次世代化に向けた**系統増強と既存系統の有効活用に向けた取組**の促進
- ・**分散化**とデジタル技術活用に向けた環境整備の着実な推進

カーボンニュートラルに向けた電力システムの再構築

- ・**脱炭素電気ニーズの高まりにも対応できる事業・市場環境**の整備
 - ▶ 新規装置促進のための制度措置の導入(再掲)、**FIPやアグリゲーターを通じた再エネの主力化を促す電力市場整備、非化石価値取引市場の見直し**等

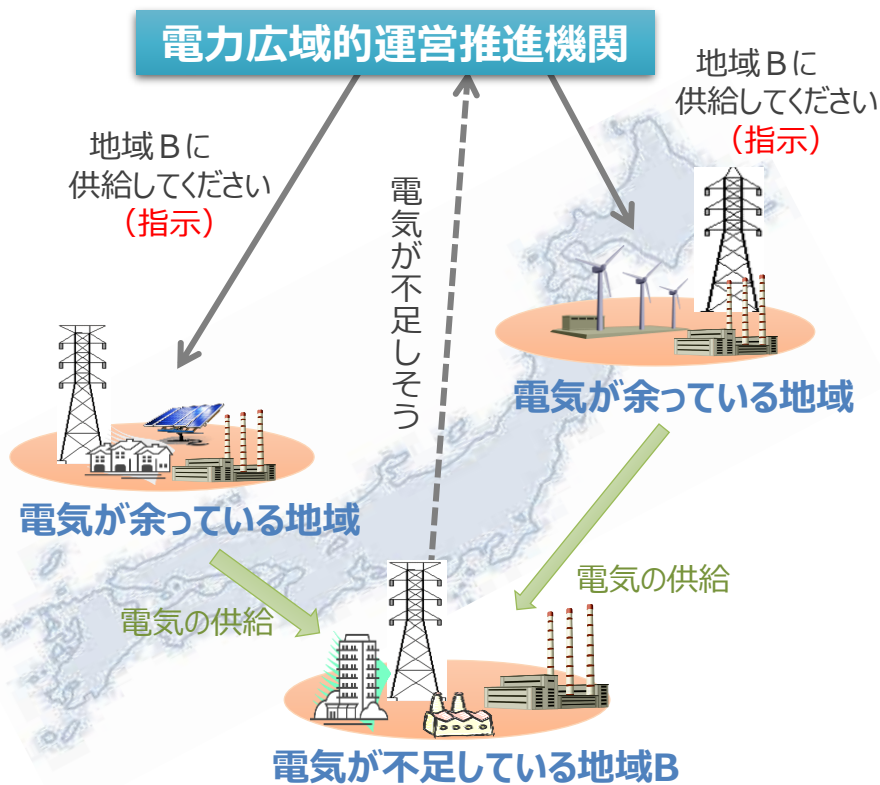
災害に強い電力供給体制の構築

- ・緊急時の**事業者間連携の強化、分散化等の推進**

(参考) 広域的な需給調整、系統形成

- 送配電事業についても、地域単位での管理から**日本全国大で効率的な運用・設備形成**を行う方向に転換。司令塔として、2015年に**電力広域的運営推進機関**を創設。
- ①**需給ひっ迫時における地域間の需給調整**、②**地域間連系線等の増強の推進**を通じ、全国大での効率的な電力流通の実現を目指す。

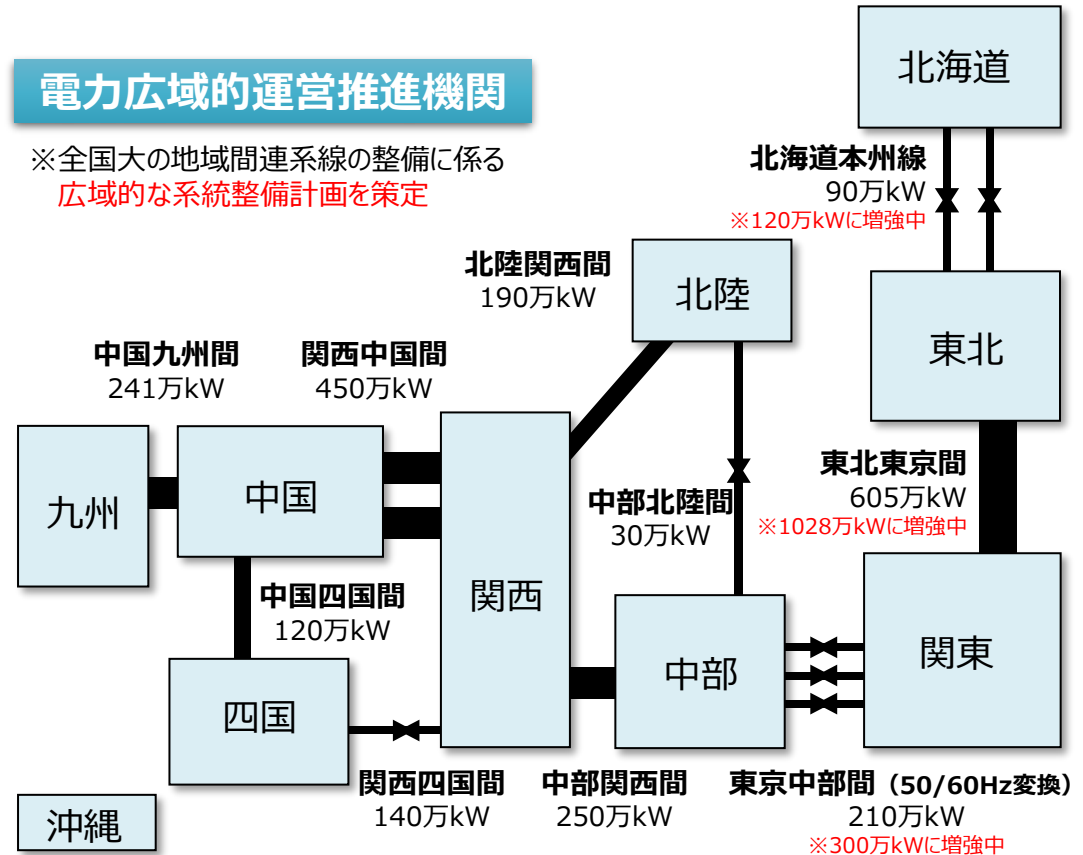
① 地域間の需給調整



② 地域間連系線の整備

電力広域的運営推進機関

※全国大の地域間連系線の整備に係る広域的な系統整備計画を策定



(参考) 電力広域的運営推進機関

- **電力広域的運営推進機関**は、これまでは送電網をその都度増強していたところ、今後は、再エネ大量導入を見据え、**日本全体の中長期的な送電網のマスタープランに基づきプッシュ型で整備**するとともに、**需給逼迫への対応（需給調整、燃料確保）・中長期対策**などを進めていく。

電力広域的運営推進機関※について

- 名称：電力広域的運営推進機関（OCCTO：オクト）
（※）**OCCTO**（**O**rganization for **C**ross-regional
Coordination of **T**ransmission **O**perators, JAPAN）
- 設立：2015年
- 理事長：大山 力（前・横浜国立大学大学院教授）
- 組織：
 - ・ 電気事業法に基づく経済産業大臣の認可法人
 - ・ 全ての電気事業者（発電、送電、小売）が全員加入義務付け（約1700事業者）

懸案事項等

- 日本全体の中長期的な送電網のグランドデザイン（マスタープラン）を踏まえた系統整備
- 需給逼迫への対応（需給調整、燃料確保）、中長期対策

業務内容

- ① **全国大での短期的・中長期的な電力の安定供給の確保**
 - ・ 全国・供給エリアの需給バランスの把握・評価
 - ・ 供給力・調整力の確保
 - ・ 広域連系系統の整備
- ② **全国大での平常時・緊急時の需給調整機能の強化**
 - ・ 需給状況や系統運用の監視
 - ・ 需給状況の悪化時における、事業者への指示
- ③ **電力系統の公平・公正かつ効率的な利用環境の整備**
 - ・ 需給状況や系統運用の監視
 - ・ 系統利用の効率化・最大化
 - ・ 系統アクセスに係る公平性の確保

1. 背景

1 - 1. エネルギー政策の全体像

1 - 2. 日本における再エネの導入状況

1 - 3. 電力システムの基礎

2. 次世代型ネットワークの形成について

2 - 1. 送配電をめぐる現状

2 - 2. 送電網の有効活用と整備

2 - 3. 安定供給

変動再エネ導入拡大における系統制約

- 再エネ導入を進めていくにあたって、大きく以下の3つの面の制約がある。
- いずれの制約も解消されていなければ、電源は接続できない。

①送電線の容量



再エネポテンシャルの大きい地域と大需要地の距離が離れているため、送電網の整備によるコスト増加が課題。

②需給バランス (出力変動への対応)



蓄電池、水素、揚水等で過剰に発電した電気を吸収する必要がある、膨大なコスト問題への対応が鍵。

③系統の安定性 (慣性力)



緊急時の供給継続を確保するため、不安定な非同期電源（太陽光・風力）を一定以上導入するには課題あり。

(参考) 変動再エネ導入拡大における系統制約

- 系統の電氣的な特性を踏まえた安定的な運用が重要。「系統制約」といった場合、以下の3つ課題に分類可能であり、いずれの制約も解消されていなければ、電源は接続できない。

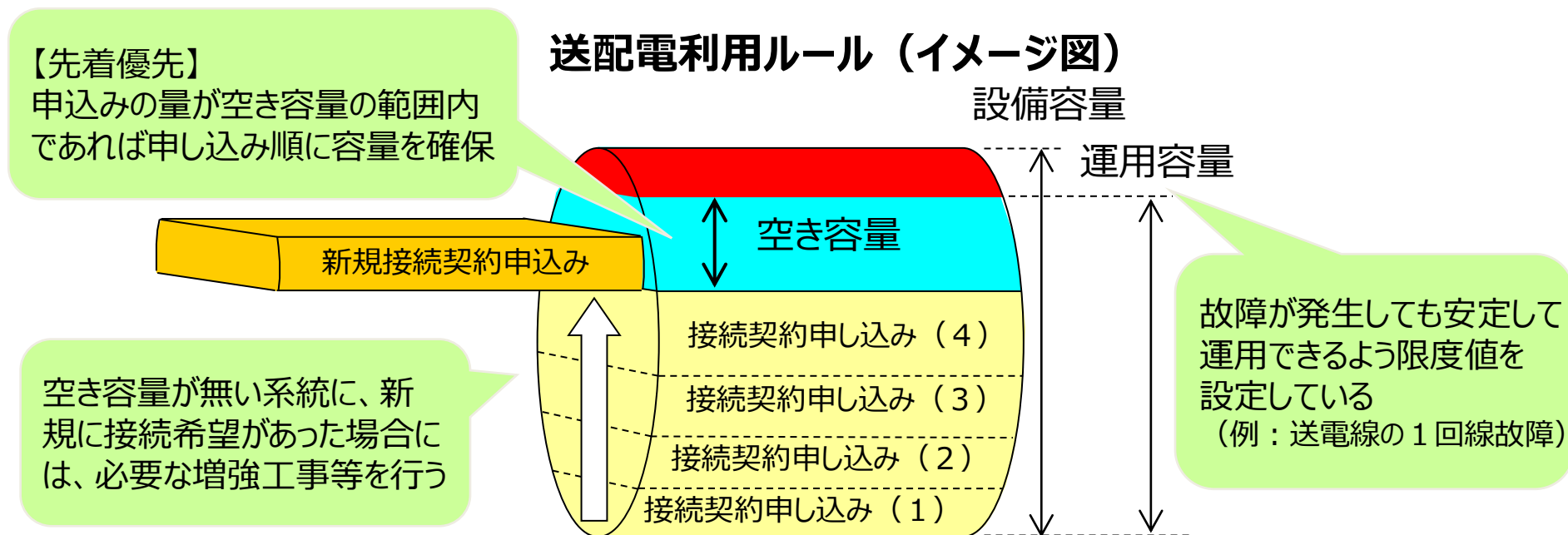
制約	電氣の特性	課題	エリア	電源	解決の方策
①送電線の容量	送電線には、電力を流すと加熱するが、一定の温度を超えると電線が溶ける。この上限を「熱容量」と呼ぶ。この上限を引き上げのためには、増強が必要。	これまでの系統は、既存の大規模電源を前提に形成しているため、全国的に熱容量が不足。再エネポテンシャルの大きい地域と大需要地の距離を繋ぐ、長距離の大容量送電が必要。	全エリア ※特に、北海道 東北	全電源 ※特に偏在性のある電源	・系統の増強 * 長距離直流送電 ・既存系統の有効活用
②需給バランス (出力変動への対応)	電力の需要と供給が一致しないと、周波数が変動する。周波数が、一定の範囲内(東50Hz・西60Hz)から外れると、需要機器の故障や発電設備の離脱につながる。	自然変動電源の導入拡大により、瞬間的な供給の変動を需要と一致できない、日中の太陽光の発電量が供給量を上回ってしまう、といった事例が発生。	需要の大きい、東京 関西 中部 以外	自然変動電源 * 太陽光 * 風力	・柔軟性の確保 ・調整力の確保 * 脱炭素化も重要
③系統の安定性 (慣性力)	系統の安定性は、交流の周波数(東50Hz/西60Hz)と同じサイクルで、同期電源(火力、水力、原子力等)が機械的に回転する力によって維持されている。	非同期電源の割合が高まる中、停電のリスクが増大	北海道 東北	非同期電源 * 太陽光 * 風力 * 蓄電池	・当面は同期発電機の維持 ・技術開発

変動再エネ導入拡大における系統制約

①送電線の容量

(参考) 基幹送電線における先着優先ルール

- 公平性・透明性を確保する観点から、現行制度上、地域間連系線を除くすべての送電線について、全電源共通に接続契約申込み順に系統の接続容量を確保するとされている（先着優先ルール）。
- このため、新規の接続契約申込み時に送電線に空き容量があれば容量を確保できる一方、空き容量が無ければ、系統の増強等により空き容量が確保できるまで接続契約を締結することができない。
- その結果、送電線に空き容量がない場合、新規接続の妨げとなっている。



電力システムをめぐる現状と課題認識

- 我が国の電力システムは、再エネ電源の立地ポテンシャルのある地域とは必ずしも一致せず、**再生可能エネルギーの導入量増加に伴い、系統制約が顕在化**。具体的には、再エネを系統に「つなげない」、つなぐためには費用が「高い」、つなぐことができるようになるまで「遅い」といった声がある。

<発電事業者の声・指摘>

「つなげない」
(送電線の容量が実態上空いていてもつなげない)

「高い」
(接続に必要な負担が大きすぎる)

「遅い」
(接続に要する時間が長すぎる)

<実態>

**「送電容量が空いている」のではなく、
停電防止のため一定の余裕が必要**

- 50% = 「上限」(単純2回線)
- 「平均」ではなく「ピーク時」で評価

**欧州の多くも、日本と同様の
一部特定負担 (発電事業者負担)**

- モラルハザード防止のため、大半の国は一般負担と特定負担のハイブリッド

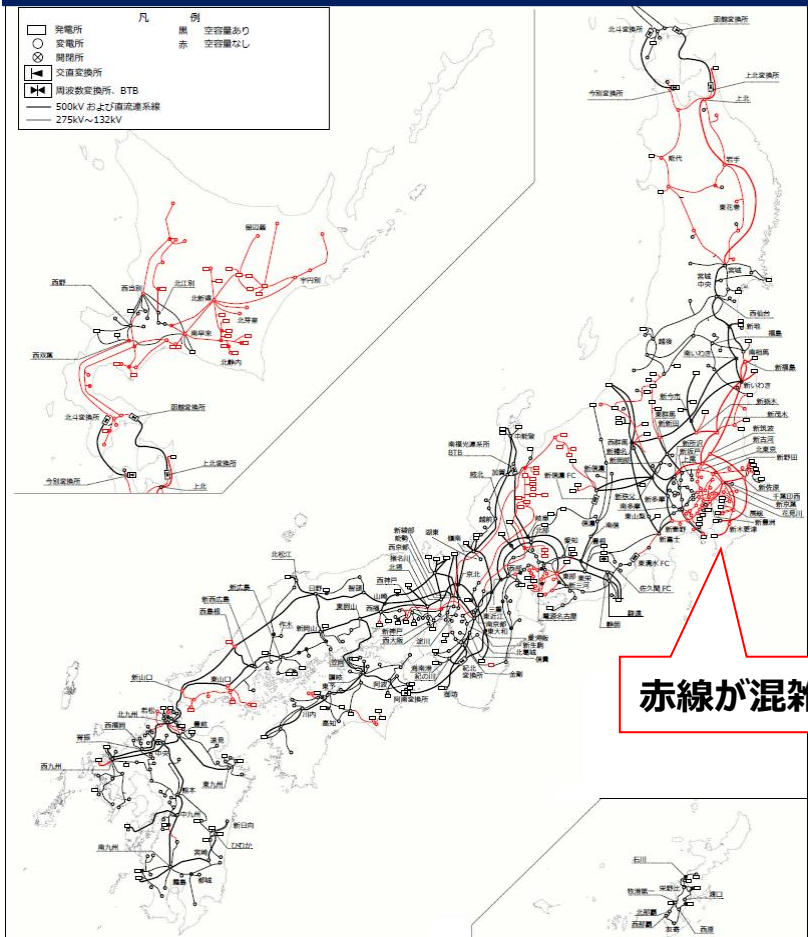
**増設になればどの国でも
一定の時間が必要**

- ドイツでも工事の遅れで南北間の送電線が容量不足

システムの空き容量不足

- 従来の電源が立地している地域と再エネの導入が進んでいる地域は必ずしも一致していない。
- **長期的には、増強を着実に進めていく必要がある一方、早期の再エネの連系のためには、既存系統を有効活用することが効果的。**

基幹系統の混雑状況



出所) 2020年9月23日18時時点の各社空き容量マップ

接続容量の急増

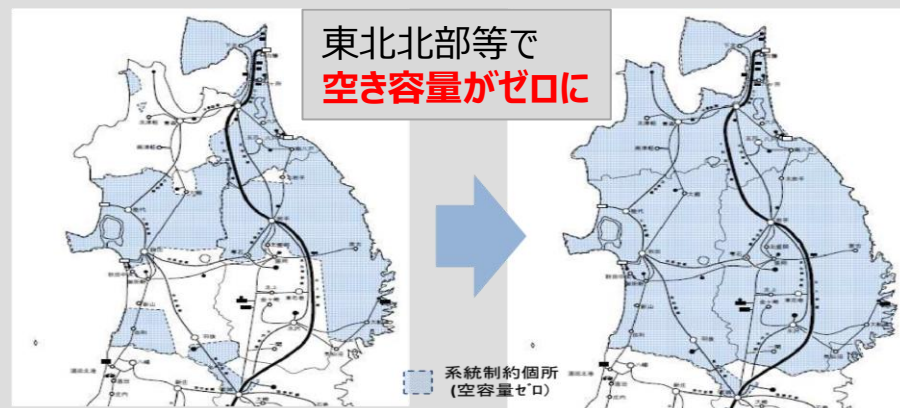


図1 平成28年4月28日付公表

図2 平成28年5月31日付公表

<2030年における再生可能エネルギー電源の導入見込み量>

種別	設備容量 (万kW)		C:現状からの増加率
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140~約155	52	170~200%
水力	4,847~4,931	4,650	4~6%
バイオマス	602~728	252	140~190%
風力(陸上)	918	約270	240%
風力(洋上)	82	-	-
太陽光(住宅)	約900	約760	20%
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	310%
再エネ合計	12,989~13,214	7,324	77~80%

(出典) 東北電力Webサイト、資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」より作成

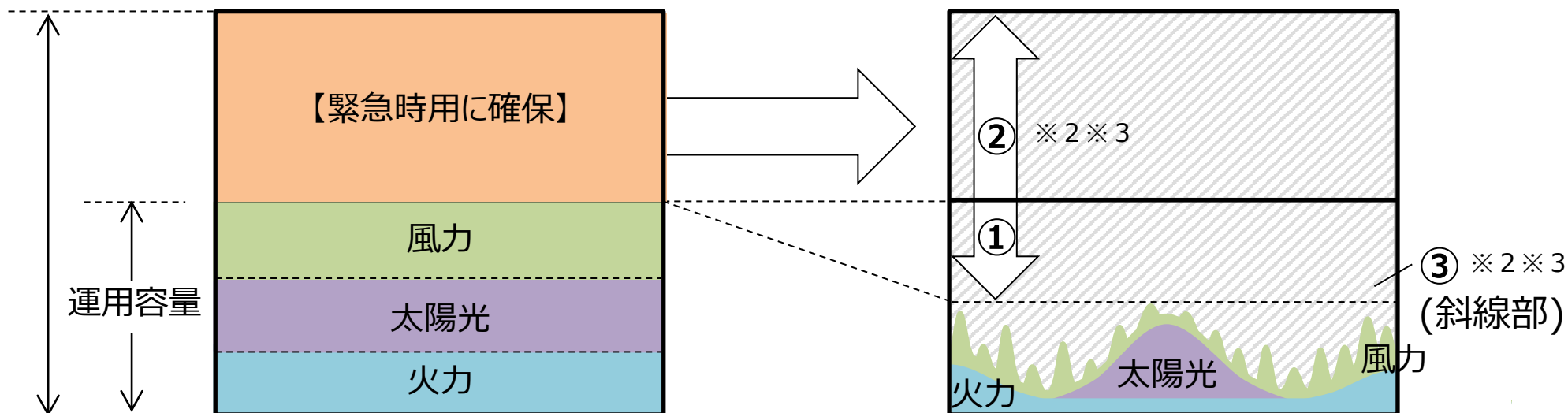
日本版コネク&マネージの進捗状況（既存システムの活用）

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

設備容量

従来の運用

見直しの方向性



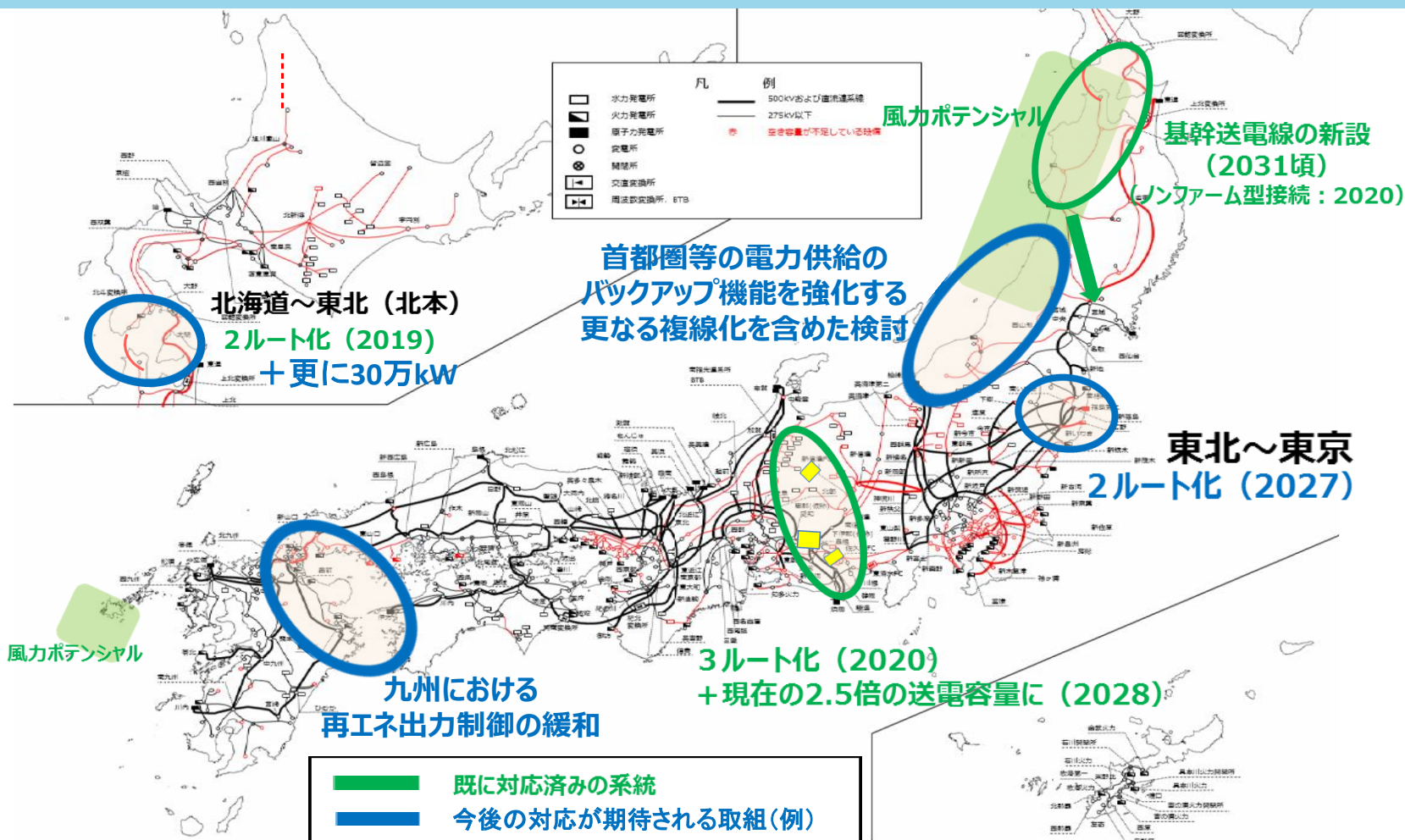
※1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

※2 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。

※3 電制装置の設置が必要。

(参考) 地域間連系線等の増強促進

- 首都直下地震等の大規模災害の発生が予想され、脱炭素化の要請が強まる中、我が国の電力ネットワークは、**レジリエンスを抜本的に強化し、再エネの大量導入等にも適した次世代型ネットワークに転換していくことが重要。**
- 具体的には、①「プッシュ型」の系統形成による送電の広域化や②配電事業ライセンス等による配電の分散化を推進し、前者については、**再エネ適地と需要地を結び、国民負担を抑制して再エネの導入を図ると共に、首都直下地震等により首都圏等に集中立地するエネルギーインフラが機能不全に陥った場合なども想定し、バックアップ機能の強化を図るため、全国大でのネットワークの複線化を図り、電力インフラの強靱化を実現することが重要**となる。

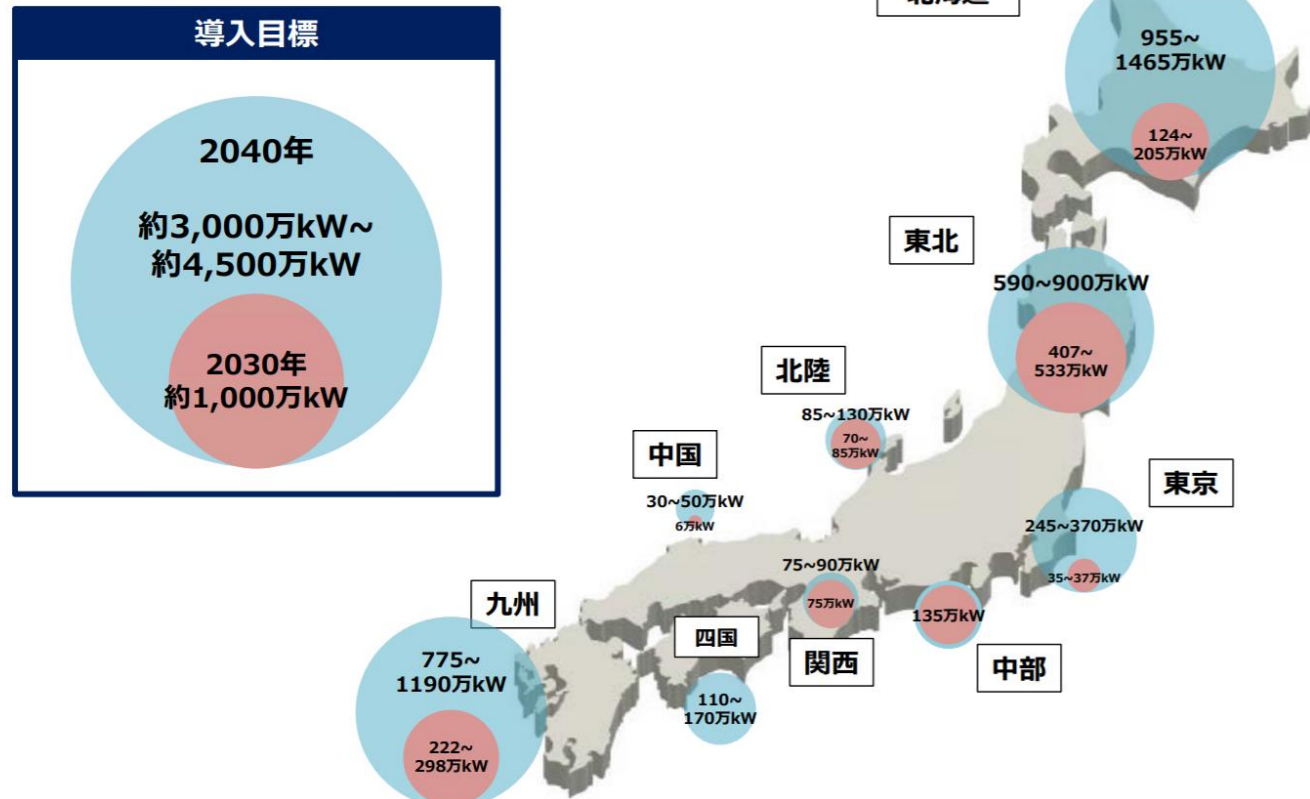


(参考) 日本の洋上風力発電のポテンシャルの分布

- 2020年の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」において示された日本の洋上風力のエリア別の導入イメージにおいて、約8割は北海道・東北・九州に分布。

第2回 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会 資料2-1 (2020年12月15日)

【参考】エリア別の導入イメージ

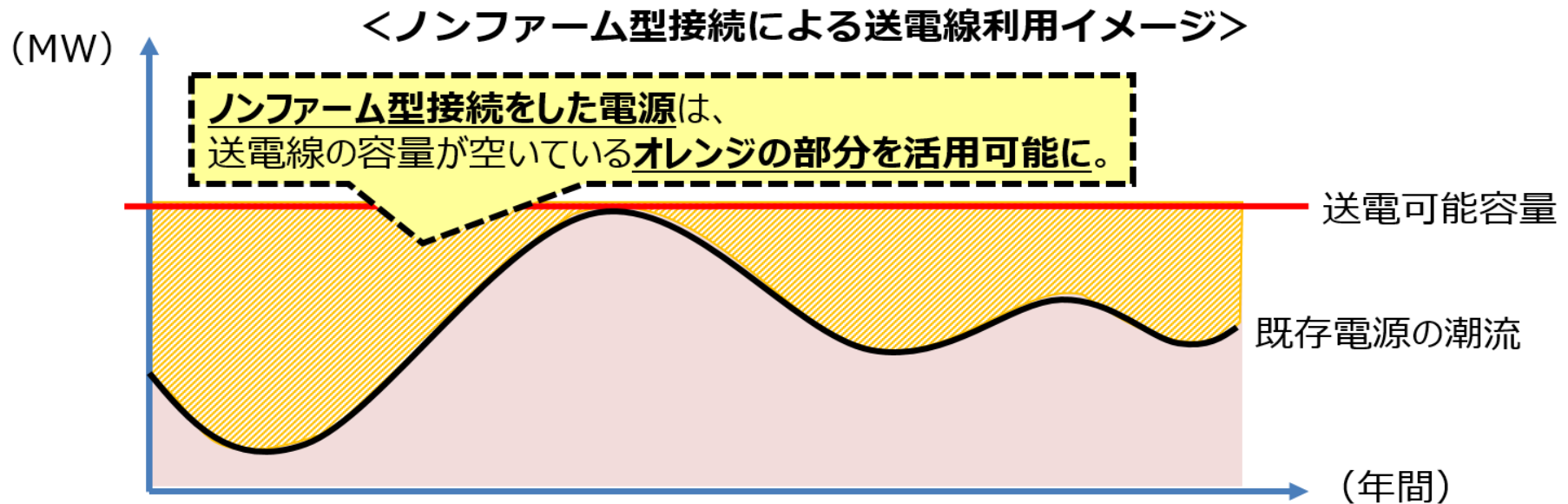


※2030年については、環境アセス手続中（2020年10月末時点・一部環境アセス手続が完了した計画を含む）の案件を元に作成。

※2040年については、NEDO「着床式洋上ウインドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）報告書」における、LCOE（均等化発電原価）や、専門家によるレビュー、事業者の環境アセス状況を考慮し、協議会として作成。なお、本マップの作成にあたっては、浮体式のポテンシャルは考慮していない。

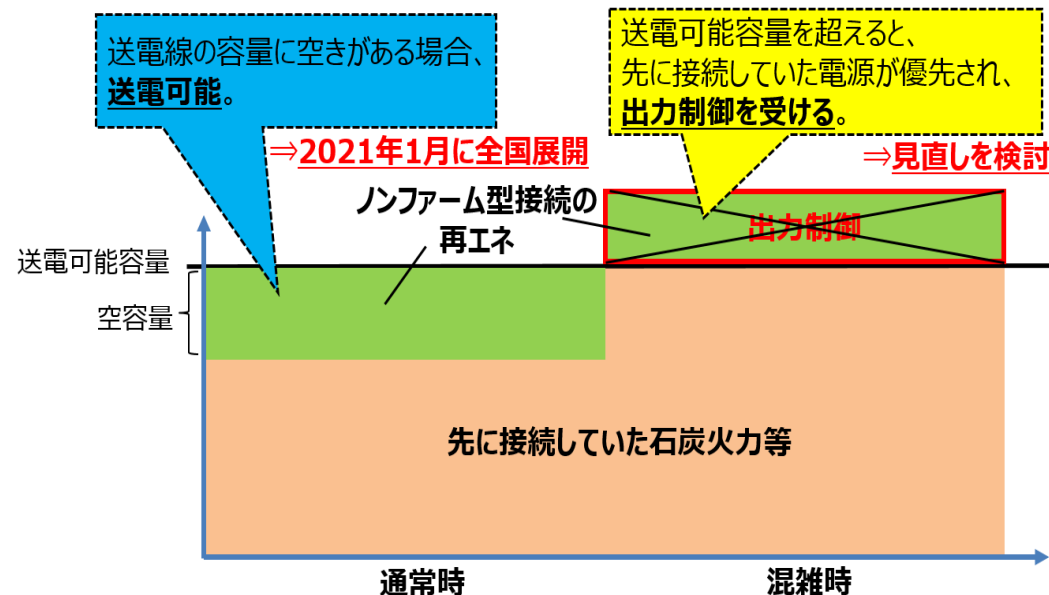
ノンファーム型接続の適用拡大の方向性

- 再エネ導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、**早期の再エネ導入を進める方策の1つとして、2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統において、送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」の受付を開始した。**
- 今後、再エネ主力電源化に向けて、基幹系統より下位のローカル系統などについても、ノンファーム型接続の適用の仕方について検討を進めていく必要がある。
- ローカル系統への適用については、先行して一部で試行的に取り組んでいるが、今後、**2022年度末頃を目途にノンファーム型接続の受付を順次開始することを目指して検討を進めている。**
- また、配電系統への適用については、当面、2020年度から行っている、分散型エネルギーリソース（DER）を活用したNEDOプロジェクトを進め、その結果を踏まえつつ、配電系統（高圧以下）への適用範囲の拡大を検討していく。



送電線混雑時の出力制御と先着優先ルールの見直し

- 送電線の容量制約により、接続されているすべての電源の発電量を流せない場合、現行のルールは、後から接続したものを先に制御することとなっている（先着優先ルール）。
- 他方、先着優先ルールの下では、ノンファーム型接続をした再エネより、従前から接続されている石炭火力等が優先されるため、送電線混雑時に、CO2排出や燃料費の無い再エネが、石炭火力等より優先されるように、系統利用ルールの見直しを進める。
- 市場を活用する新たな仕組みへの将来的な移行を見据えながら、当面は、3E+Sの観点から、CO2対策費用、起動費、系統安定化費用といったコストや、運用の容易さを踏まえ、送配電事業者の指令により電源の出力を制御する再給電方式を2022年中に開始予定。



(参考) 系統の変遷 (全国)

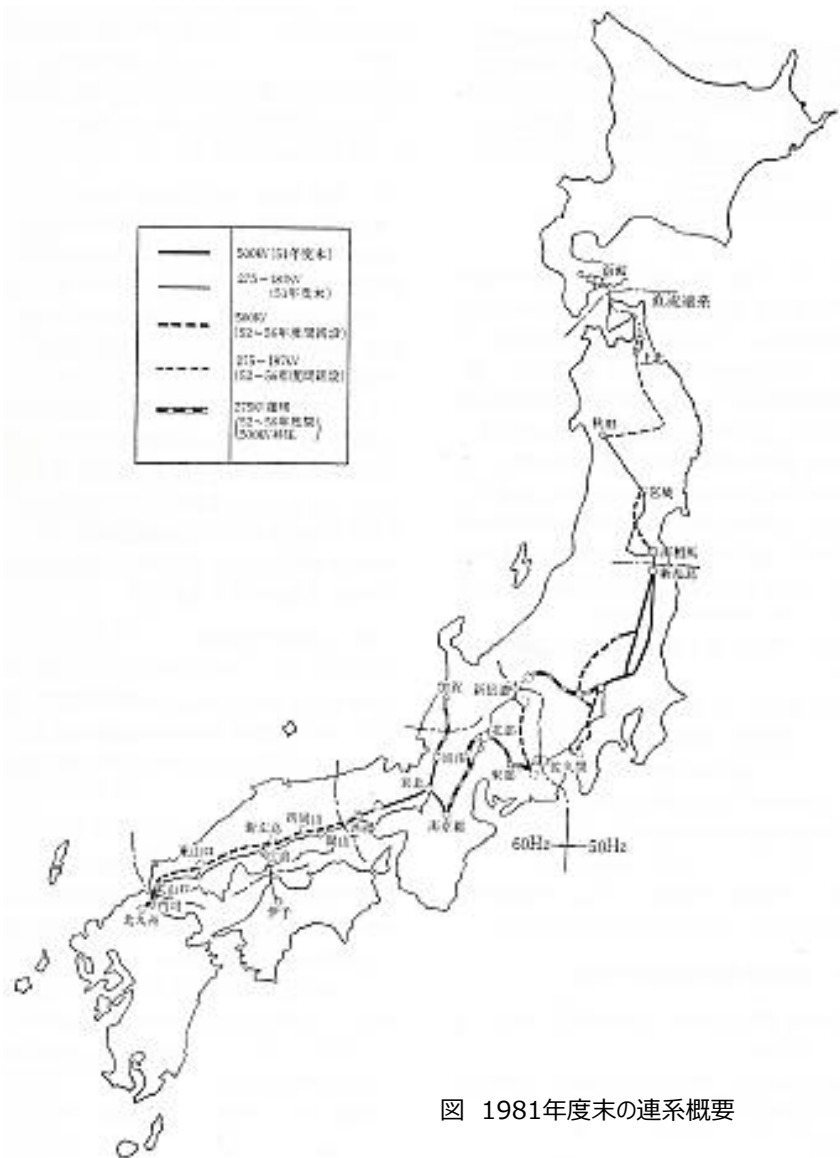


図 1981年度末の連系概要

(出所：広域系統長期方針参考資料 (電力広域的運営推進機関))



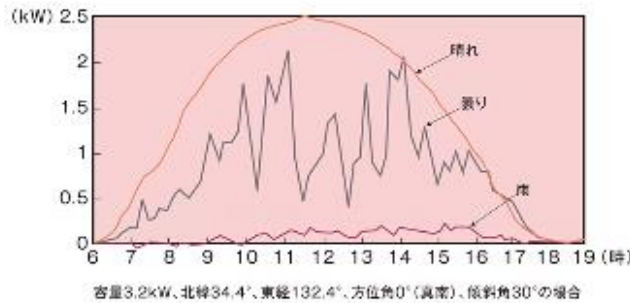
(出所：2019年供給計画とりまとめ (電力広域的運営推進機関))

② 需給バランス

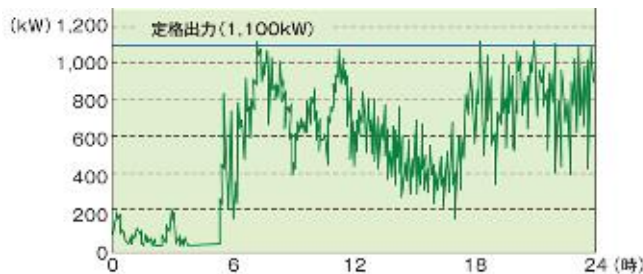
急激な再エネの出力変動時への対応

- 電気は、安定供給のため、常に電力系統全体で需要と供給を一致させる必要がある。
- 太陽光発電は、時間と天気により、風力発電は、風の強さにより発電量が大きく変わる。このため、急激に出力変動が生じる再エネについて、需要と供給を一致させるための調整力が必要。
- 他のエリアよりも再エネの導入量が多い九州エリアでは、火力発電は、再エネの出力増減に応じて抑制・停止、起動・増出力といった出力調整を行いながら運用されている。

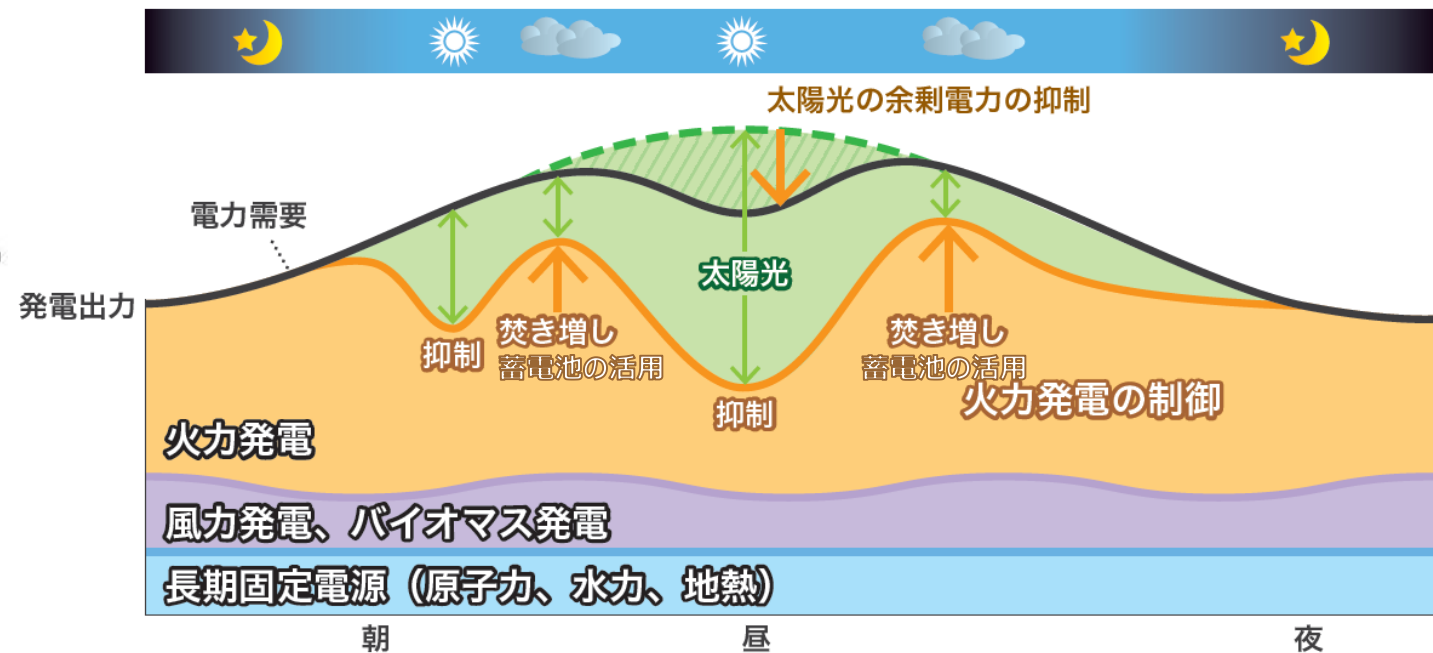
<太陽光発電の出力変動>



<風力発電の出力変動>



<一日の需給の流れ>



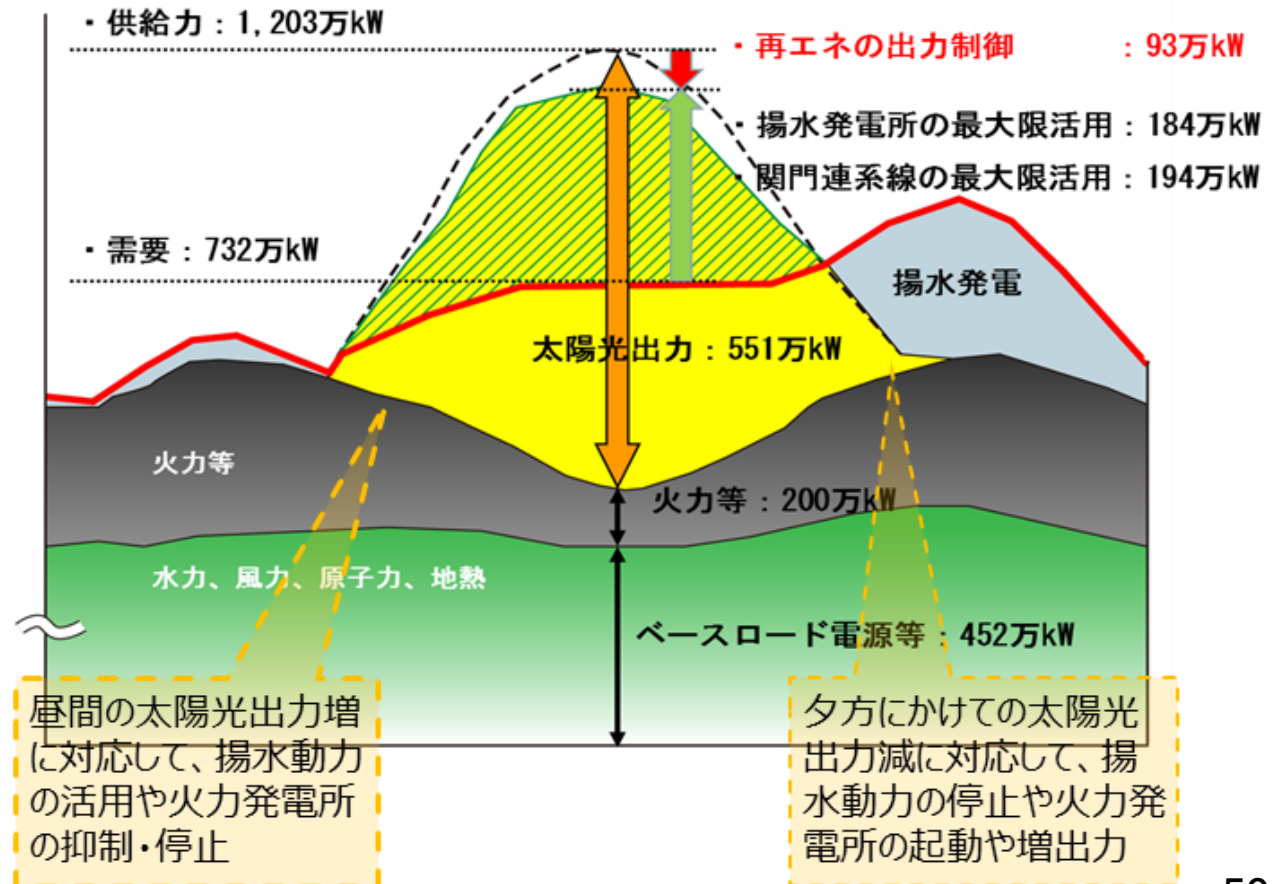
九州における出力制御（需給バランス制約）の現状について

- 需給バランス制約による出力制御は、現時点、九州エリアでのみ実施実績あり。
- 九州本土では2018年以降、休日やGW等の軽負荷期において、優先給電ルールに基づき再エネの出力制御を実施。

<優先給電ルールに基づく対応>

- ①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用
 - ②他地域への送電(連系線)
 - ③バイオマス出力制御
 - ④太陽光、風力の出力制御
 - ⑤長期固定電源※(水力、原子力、地熱)の出力制御
- ※出力制御が技術的に困難

<九州の電力需給イメージ(2018年10月21日の例)>



再エネ大量導入に向けた出力調整

- 再エネの出力制御は、電力の安定供給の維持に必要な指令であるが、必要最低限のものとなるよう、制度環境整備を進めつつ、需給変動に応じて適切に行われる必要がある。
- 国内では、2018年以降、九州エリアのみで行われてきたが、2030年に向けてより一層の再エネの導入拡大を進める中で、2021年度約5%と見込まれる九州エリアにおける出力制御率が更に高まる可能性がある一方、その他のエリアにおいても、新たに出力制御が発生する蓋然性が高まっている。

＜九州電力管内における変動再エネの出力制御実績＞

	2018年度	2019年度	2020年度
太陽光・風力接続量 (いずれも年度末時点)	904万kW 太陽光 853万kW 風力 51万kW	1,002万kW 太陽光 944万kW 風力 58万kW	1,088万kW 太陽光 1,029万kW 風力 59万kW
出力制御日数	26日	74日	60日
出力制御率	0.9%	4.0%	2.9%

(参考) 各エリアの再エネ出力制御見通し等

(出所) 第35回 系統ワーキンググループ (2021年12月15日) 参考資料を一部加工

	北海道	東北	中国	四国	九州	沖縄
出力制御率見通し (2022年度) 100%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	-	0.33% [3,137万 kWh]	0.06% [489万kWh]	0.01% [44万kWh]	5.2% [73,000万 kWh]	0.2% [97.6万kWh]
仮に、エリア全体がオンライン化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	-	0.07% [674万kWh]	0.02% [139万kWh]	-	4.9% [68,000万 kWh]	0.05% [20.8万kWh]
出力制御率見通し (2022年度) 50%連系線利用の場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0.35% [144万kWh]		0.31% [2,706万 kWh]	1.1% [5388万kWh]		
仮に、エリア全体がオンライン化した場合 出力制御率(%) [制御電力量(kWh)]	0%		0.13% [1,172万 kWh]	0.3% [1,334万 kWh]		
最低需要 (2020年度) [万kW]	226.5	595.6	405	191	622.6	55.6
変動再エネ導入量 (2020年度) [万kW]	252	817	600	321	1088	43.0
変動再エネ導入量/最低需要(%) (2020年度)	111%	137%	148%	168%	175%	77%

※1 本表に掲載のない4エリアについては、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。

※2 「-」で示している部分は、2022年度に出力制御が発生する蓋然性は低い見通し。また、斜線を引いている部分は、見通しの算定を実施していない

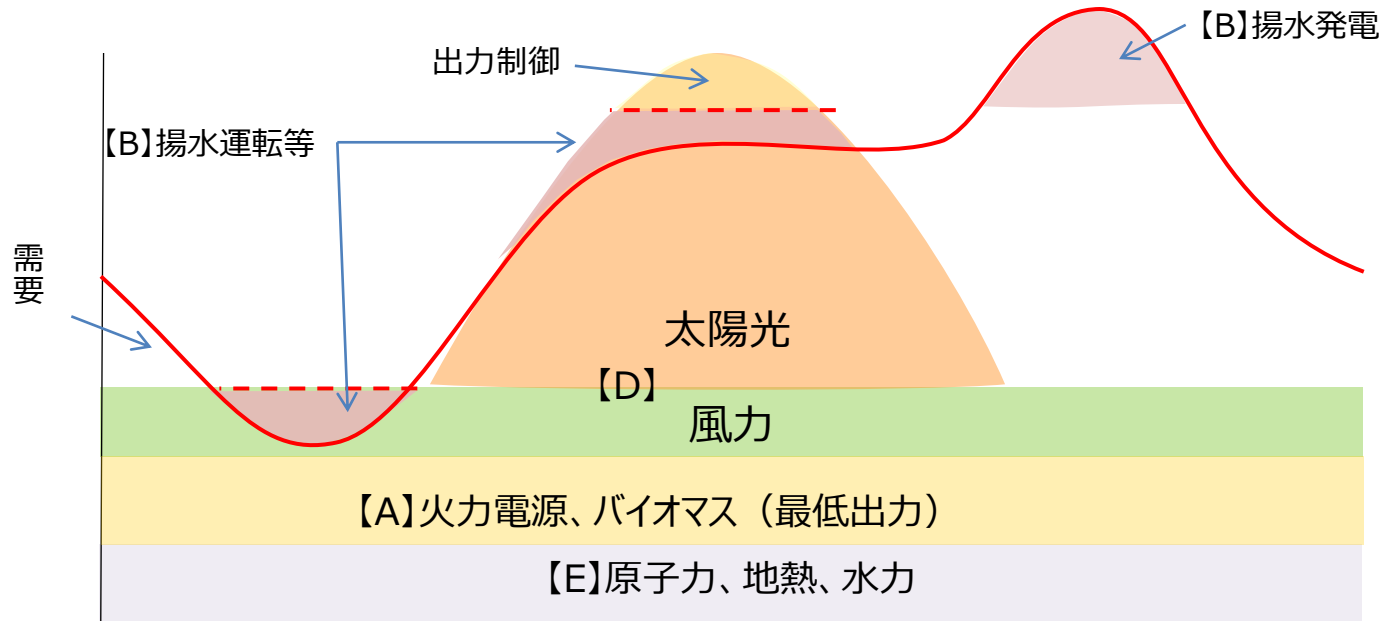
出典：各エリア一般送配電事業者

出力制御の低減に向けた対策

①出力制御の効率化

- ⇒発電設備のオンライン化
- ⇒系統情報の公開・開示の推進

【需給バランス断面のイメージ図】



②供給対策

【A】火力、バイオマス

LFC調整力の確保や、夕方ピーク時の需要に対応するために必要な量も含め、最大限に出力が制御される（原則、最低出力50%以下）。
⇒さらなる最低出力引き下げの可能性の検討

【D】太陽光・風力

30日ルール、新ルール（360/720時間）、無制限・無補償ルール
⇒出力制御量の低減対策（オンライン化等）
⇒金銭的精算を含めた出力制御の在り方の検討

【E】原子力、地熱、水力

原子力・地熱・水力は出力を短時間での出力制御が難しいという技術的な特性があり、出力制御を行った場合、出力が回復するまでの間、代替の火力発電で需要をまかなう必要があり、CO2やコストが増加するという構造となっている

③需要対策

【B】揚水式水力・蓄電池、需要の創造

- 揚水式水力は、再エネ余剰時に揚水運転を行い、蓄電池も、最大限活用する。
- ⇒揚水式水力の最大限活用
- ⇒蓄電池（EV含む）、電気給湯器など制御可能な機器の導入拡大
- ⇒DR、水素製造等セクターカップリング

④系統対策

【C】連系線

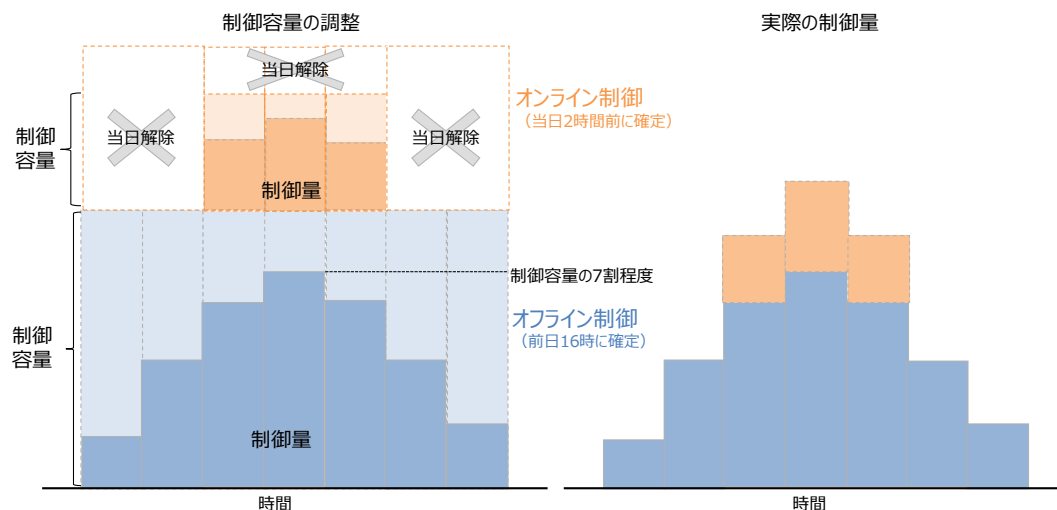
- 周波数、熱容量制約等を踏まえ最大限の活用
- ⇒電制電源による容量拡大
- ⇒増強による容量拡大

⇒市場主導型への移行も見据えたメリットオーダーを追求した混雑処理の検討

(参考) オンライン制御の拡大

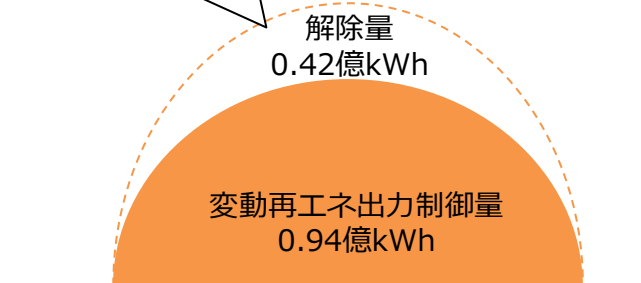
- オフライン制御は**前日16時**に制御量を確定し、**発電事業者自らが当日8～16時**に発電を停止。
- 一方、オンライン制御は**当日2時間前の需給予測に応じた柔軟な調整が可能**であり、**必要時間帯のみ制御が可能**。オンライン制御を活用することにより、**九州では約3割の再エネ制御量を削減**（2018年度実績）。
- 出力制御量をできる限り抑制するため、前日段階で出力制御の実施を判断しなければならない**オフライン電源**について、**需給予測の精度が高まる当日段階で効率的に出力制御が行えるオンライン化を促進してきた**。
- 一方で、なお残るオフライン電源については、代わりにオンライン電源を出力制御した上で、当該オンライン電源に対して**経済的補償を行う仕組み（オンライン代理制御）を2022年から導入**する。

<オンライン/オフライン制御（イメージ）>



<九州における再エネ出力制御量（2018年度）>

オンライン制御可能な発電所の制御を当日解除することにより、出力制御量を**31%削減**

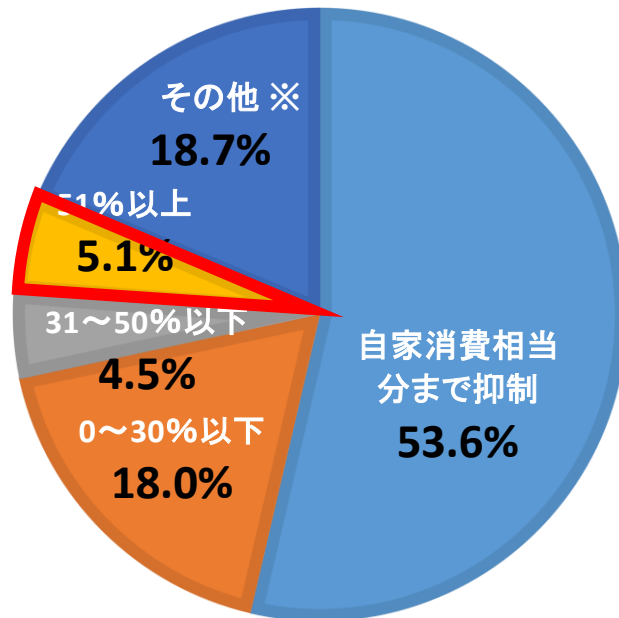


電源Ⅲの最低出力に関する状況について

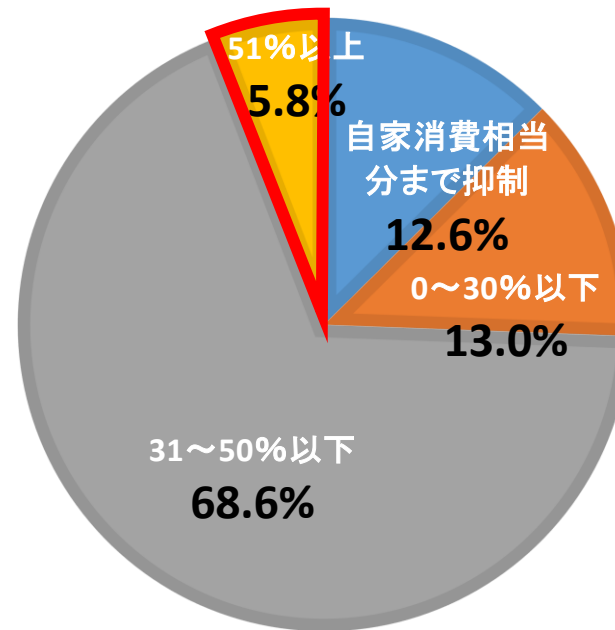
- 中三社（東京・中部・関西）を除く全エリアの一送へ、既設および系統連系契約申込済の電源Ⅲ設備の事業者に関し、契約している最低出力率帯ごとの設備容量（事業者数）を確認したところ、電源Ⅲ火力（LNG）を除く、電源Ⅲ火力（石油）、電源Ⅲ火力（石炭）については、最低出力が50%を超える設備が存在。

<最低出力率別の設備容量割合>

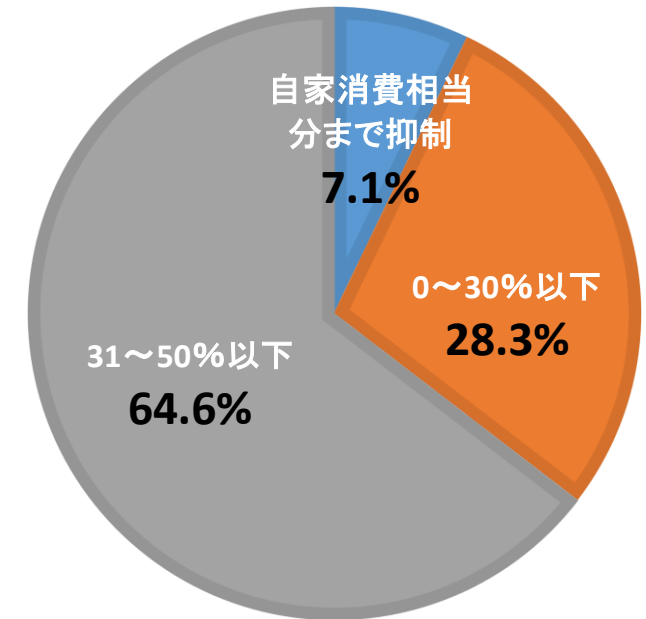
① 電源Ⅲ火力（石油）



② 電源Ⅲ火力（石炭）



③ 電源Ⅲ火力（LNG）

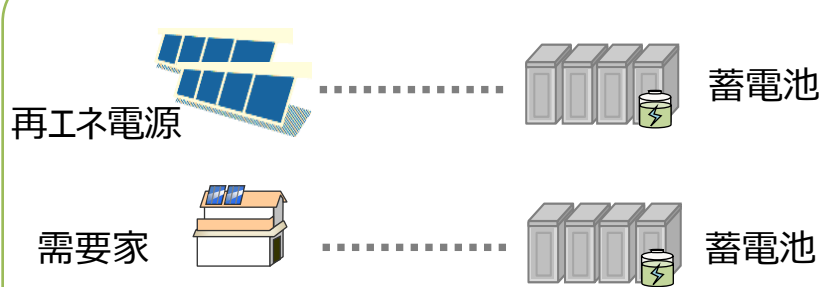


※多くは自家消費相当分まで抑制できるが、状況によって逆潮流が発生する可能性もある。

(参考) 系統用蓄電池の活用・導入に向けた取組

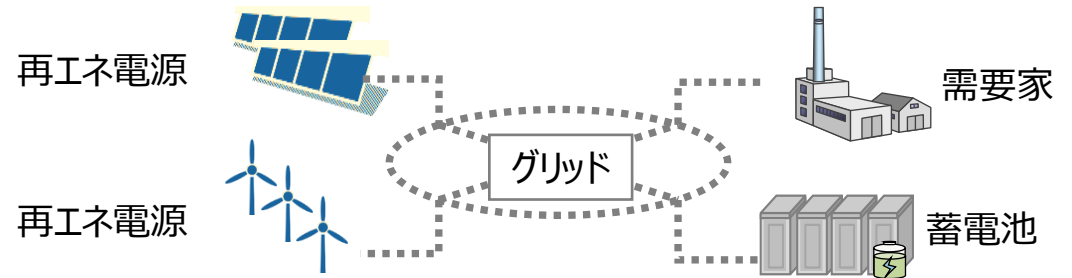
- 再エネの導入拡大を見据え、一般送配電事業者以外から、**再エネ価値向上**や**需給調整等に系統用蓄電池を活用**する蓄電事業への参入意志を示す事業者が現れている。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、**再エネのインバランス回避**や**調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資する**ため、その**実現のために各種課題への対応を進めている**ところ。

蓄電池を再エネや電力需要家と1対1で接続



蓄電池を1対1で接続することで、個々の再エネ電源等の安定化を図る

蓄電池をグリッドに接続し複数の事業で共用化（系統用蓄電池）



蓄電池をグリッドに接続することで、多様な価値（再エネの出力整形、インバランスの回避、系統の調整力、マイクログリッド内の需給調整等）を提供

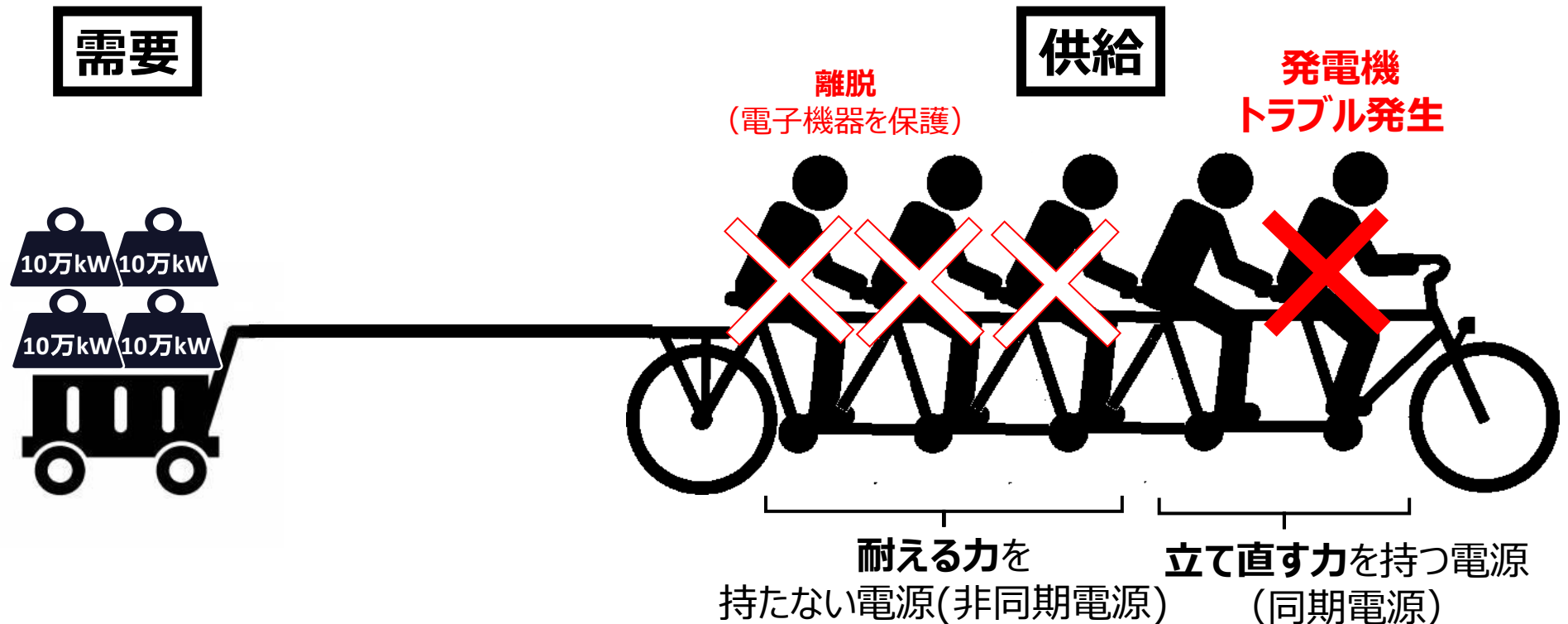
系統用蓄電池を実現するための主な課題

課題	課題の概要
①蓄電事業の位置づけ	現在は不明確な事業類型の整理（発電事業として整理する方向）
②調整力等の評価	蓄電池の価値を評価する各種市場に係る環境整備
③再エネ導入制約の対応	再エネの短期変動に対する調整力制約に向けた対応（北海道エリアにおける蓄電システムの調達公募の実施）
④地域間の調整力融通	調整力融通の地域間連系線におけるマージン設定
⑤費用負担の在り方	系統費用負担の整理などの費用負担の適正化
⑥保安規制の整備	適切な保安規制

③ 系統安定性

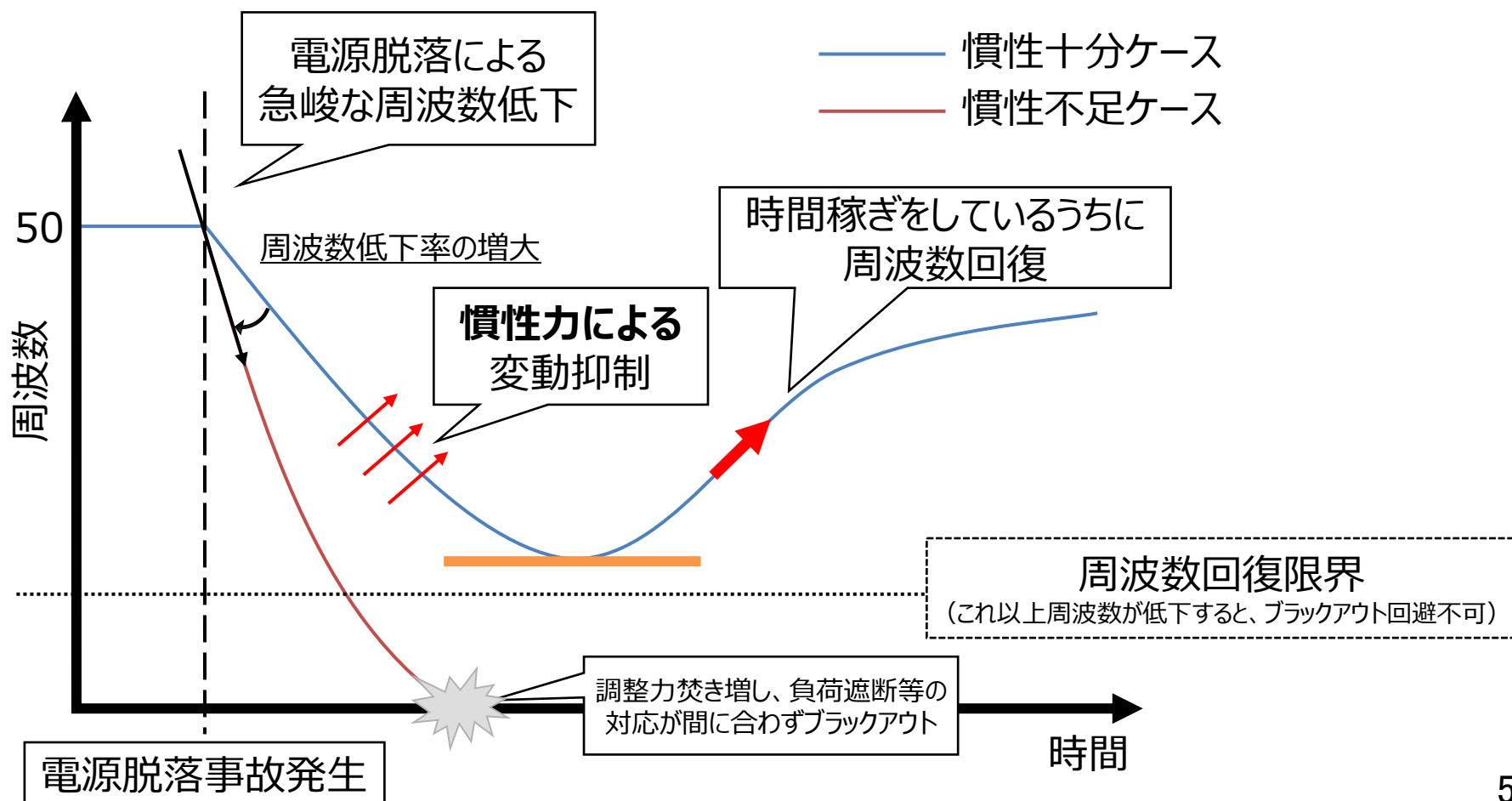
安定供給上の課題（慣性力の減少による停電リスクの高まり）

- 系統で突発的なトラブル（電源の離脱、落雷等）が生じた場合、
 - ✓ 太陽光、風力、蓄電池などの非同期電源は、50Hzや60Hzの交流に変換するため電子機器を使用。周波数や電流の急激な変化に対して、**周波数を維持する機能を持たず**、周波数の変化が一定の閾値を超えると、その電子機器を守るため**離脱（解列）**する。
 - ✓ 火力、原子力、水力などの同期電源（50Hzや60Hzの回転速度で回る電源）は、タービン（機械）の回転で発電しており、周波数や電流の急激な変化に対して、**同じ周期で回転を維持する力（慣性力）**が働くため、相対的に周波数や電流の急激な変化に強く、**発電を継続**する。
- 例えば、日本と同じ島国で、再エネの大量導入が進むアイルランドでは、瞬間的な変動再エネ比率が65%を限度に運用しており、日本においても一定の規制を設ける必要が生じる可能性がある。



慣性力の不足による周波数への影響

- 慣性力は、火力等のタービンが回転し続ける力であり、電源脱落等によるエリア全体の周波数を維持して、停電を防ぐことができる。
- 再エネ導入拡大に伴い、火力等が減ることで、この慣性力が減少することが懸念される。



(参考) 各電源の特性比較

	発電コスト	発電安定性	レジリエンス(災害耐性)	
			発電持続機能(耐える)	調整機能(立て直す)
原子力、水力、地熱	○	○	○	×
石炭火力	○	○	○	○
LNG火力	△ 燃料価格次第で○	○	○	○
石油火力	×	○	○	○
太陽光、風力	×	×	×	×
	コスト低下で○	蓄電池との 組合せで○	直流→交流	
蓄電池	×	×	×	○
	コスト低下で○	変動再エネとの 組合せで○	直流→交流	

1. 背景

1 - 1. エネルギー政策の全体像

1 - 2. 日本における再エネの導入状況

1 - 3. 電力系統の基礎

2. 次世代型ネットワークの形成について

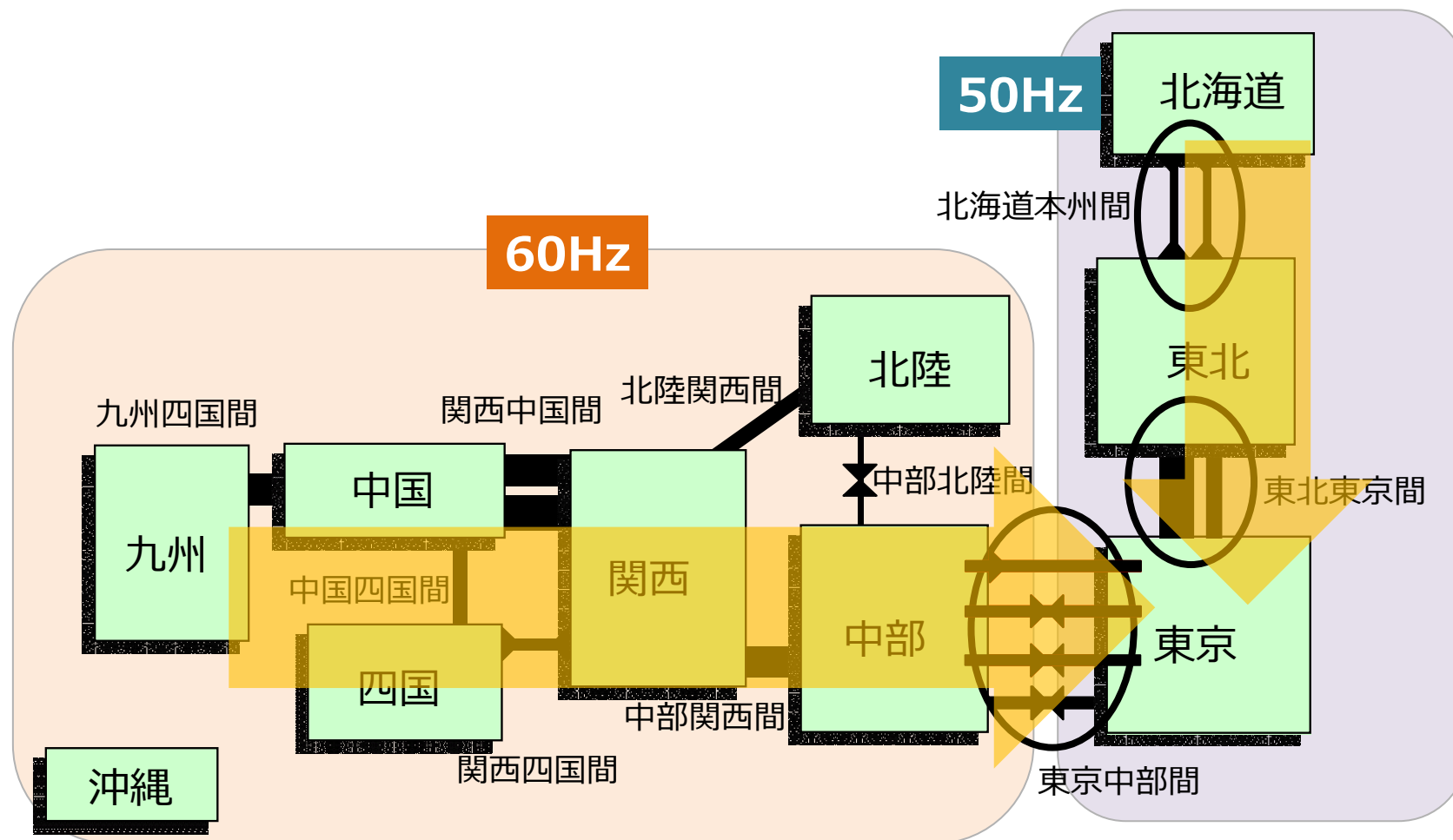
2 - 1. 送配電をめぐる現状

2 - 2. 送電網の有効活用と整備

2 - 3. 安定供給

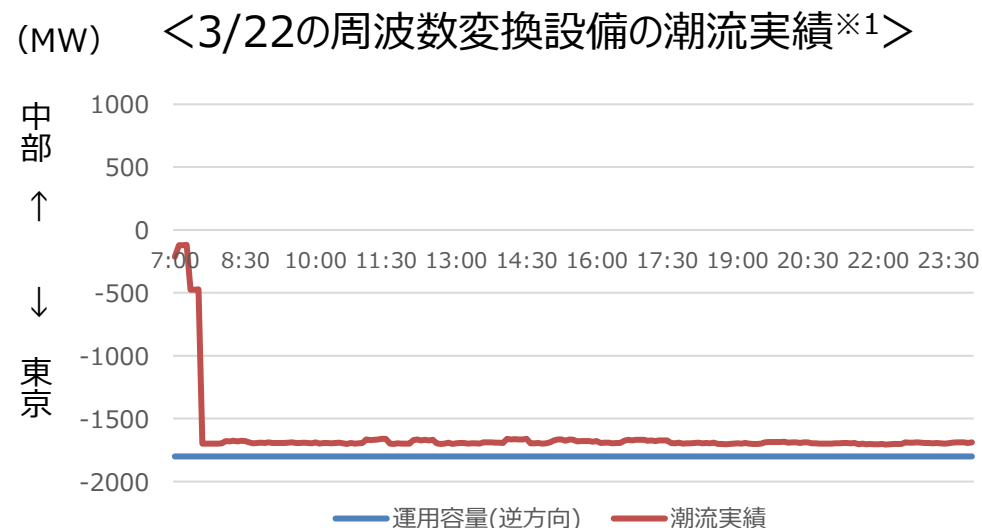
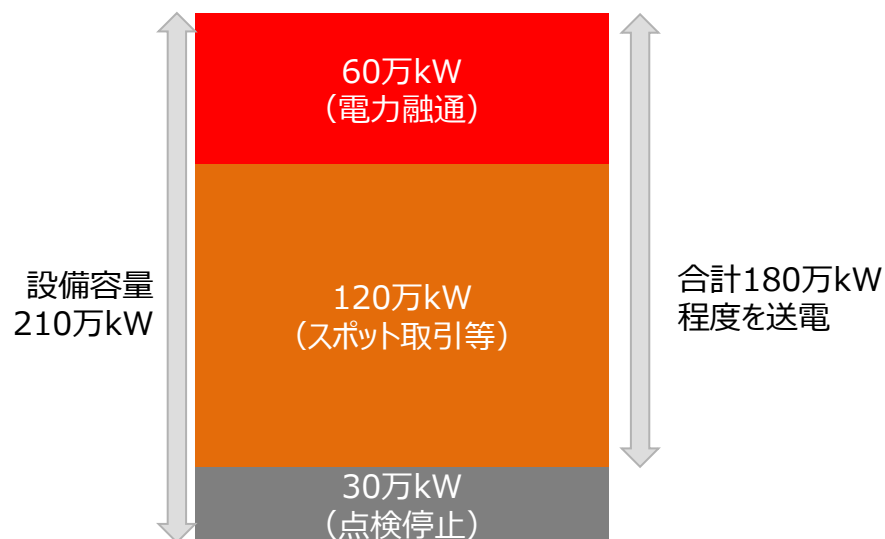
地域間連系線の活用

- 今回、東北・東京エリアの電力需給ひっ迫に対して、沖縄除く各エリアからそれぞれ、地域間連系線を活用して送電を行った。
- 例えば、東京エリアへ送電可能な連系線を最大限利用した。(当日の潮流上限：東北東京間250万キロワット程度、東京中部間180万キロワット程度)



中部→東京間（東西50/60Hz 周波数変換装置）の潮流実績について

- 我が国の送電網は、歴史的な経緯から、東日本は50Hz、西日本は60Hzとなっており、東西間で電力を授受する周波数変換装置は、通常、約210万kWの送電ができる。（※2027年度末までに300万kWまで拡充すべく工事中）
- 今回の需給ひっ迫に際しては、定期点検中であった30万kWを除く180万kWを最大限利用し、西から東に送電。
- なお、現状、地域間連系線の利用は、原則全ての連系線容量をスポット市場等で割り当てることとなっており、需給ひっ迫やおそれがある場合には、残りの容量を広域機関による融通指示により利用するという運用になっている。
- 当日、120万kW分はスポット取引等に割り当てられ送電されており、緊急時用のマージンとなる60万kW分について、電力融通を行った。

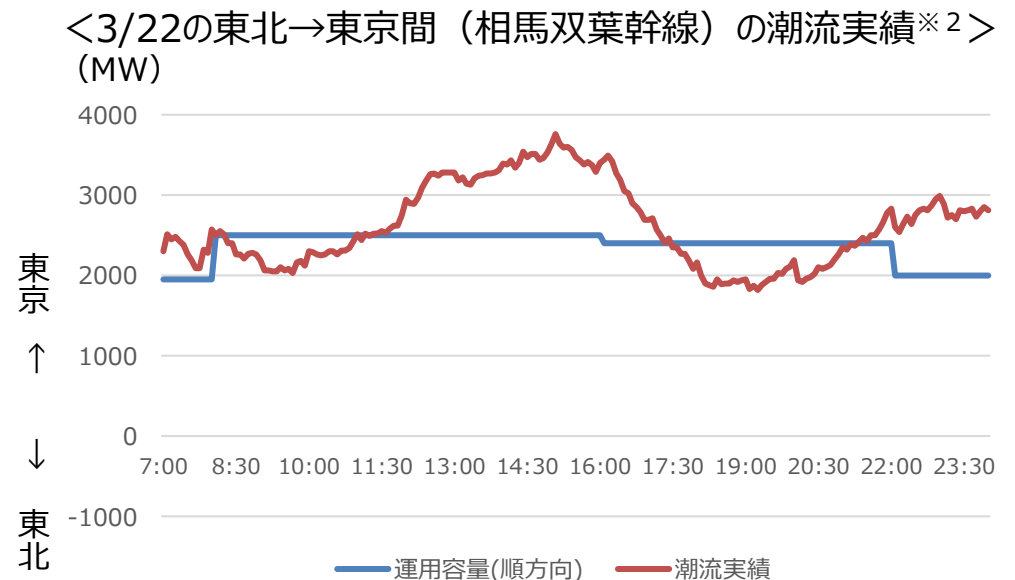
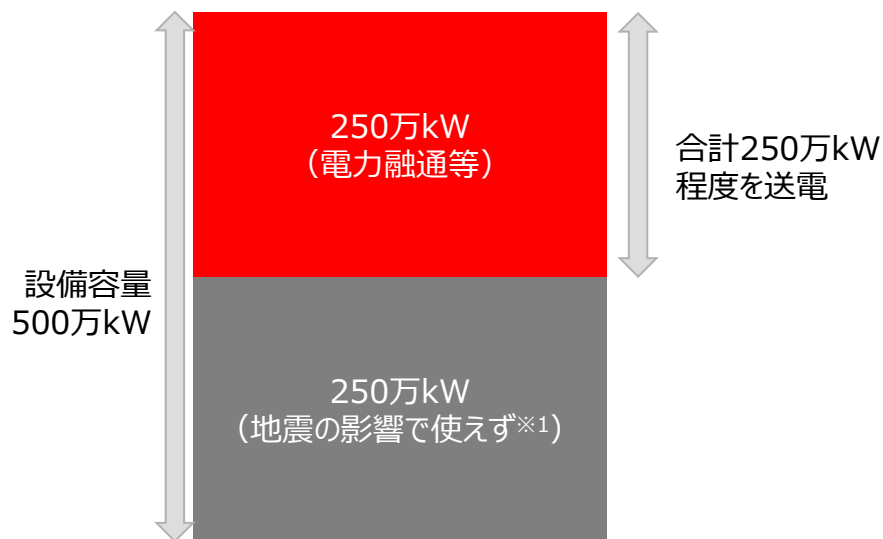


※1 負値が中部側から東京側への潮流分（出典）系統情報サービス

東北→東京間（相馬双葉幹線）の潮流実績について

- 東北から東京に送電する地域間連系線は、通常、約500万kWの送電ができる。（※2027年度末までに約1,000万kWまで拡充すべく工事中）
- 今回の需給ひっ迫に際して、以下のような中で、東北エリアから東京エリアに対して最大限の送電。
- 3/16の福島県沖地震の影響で、東北から東京向けの送電線の運用容量が半減 ※
- 東北エリアでも想定外の需要増により、東京側に送電できる供給余力だけでなく、自エリア内での安定供給を確保するための供給力の確保も厳しい時間帯が生じていた

※ 3/16の地震の影響で、相馬双葉幹線の近くにある東北エリアの火力発電所が合計200万kW以上停止。システムの同期安定性を確保するため、運用容量を500→250万kWとした。



※2 正値が東北側から東京側への潮流分 （出典）系統情報サービス

今回実施された融通指示（東北電力ネットワーク受電分）

3月17日 2時02分

- 北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月17日の4:00から5:30の間、最大20万kWの電気を供給すること
- 東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月17日の2:30から6:00の間、最大120万kWの電気を供給すること
- 東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから3月17日の2:30から6:00の間、最大140万kWの電気の供給を受けること

3月17日 4時45分

- 北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月17日の6:00から7:00の間、10万kWの電気を供給すること
- 東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月17日の6:00から11:00の間、最大90万kWの電気を供給すること
- 東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワーク、東京電力パワーグリッドから3月17日の6:00から11:00の間、最大100万kWの電気の供給を受けること

3月18日 7時58分

- 北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月18日の9:00から9:30の間、2.46万kWの電気を供給すること
- 中部電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月18日の9:00から12:00の間、25万kWの電気を供給すること
- 関西電力送配電は、東北電力ネットワークに3月18日の9:00から12:00の間、最大25万kWの電気を供給すること
- 東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月18日の9:00から12:00の間、50万kWの電気の供給を受けること（電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用）

3月18日 11時19分

- 中部電力パワーグリッドは、東北電力ネットワークに3月18日の12:00から16:00の間、30万kWの電気を供給すること
- 関西電力送配電は、東北電力ネットワークに3月18日の12:00から16:00の間、30万kWの電気を供給すること
- 東北電力ネットワークは、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月18日の12:00から16:00の間、60万kWの電気の供給を受けること（電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用）

3月18日 15時28分

- 北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月18日の16:00から20:00の間、最大25万kWの電気を供給すること
- 中国電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月18日の16:00から20:00の間、最大11.5万kWの電気を供給すること
- 九州電力送配電は、東北電力ネットワークに3月18日の16:00から21:00の間、最大35万kWの電気を供給すること
- 東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワーク、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から3月18日の16:00から21:00の間、最大60万kWの電気の供給を受けること（電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用）

3月22日 9時39分

- 北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月22日の10:30から16:00の間、最大61.36万kWの電気を供給すること
- 東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワークから3月22日の10:30から16:00の間、最大61.36万kWの電気の供給を受けること

3月22日 14時18分

- 北海道電力ネットワークは、東北電力ネットワークに3月22日の16:00から17:00の間、最大9.59万kWの電気を供給すること
- 東北電力ネットワークは、北海道電力ネットワークから3月22日の16:00から17:00の間、最大9.59万kWの電気の供給を受けること

今回実施された融通指示（東京電力パワーグリッド受電分）

3月18日 15時28分

- 北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月18日の21:00から24:00の間、最大35万kWの電気を供給すること
- 中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月18日の21:00から24:00の間、40万kWの電気を供給すること
- 北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月18日の16:00から24:00の間、最大10万kWの電気を供給すること
- 中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月18日の16:00から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること
- 九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月18日の16:30から21:00の間、最大32万kWの電気を供給すること
- 東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、中国電力ネットワーク、九州電力送配電から3月18日の16:00から24:00の間、最大94.36万kWの電気の供給を受けること（電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用）

3月18日 23時03分

- 中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月19日の0:00から4:00の間、30万kWの電気を供給すること
- 関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月19日の0:00から4:00の間、30万kWの電気を供給すること
- 東京電力パワーグリッドは、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月19日の0:00から4:00の間、60万kWの電気の供給を受けること（電気の供給を受けるにあたり、一部連系線マージンを使用）

3月22日 5時59分 【3月22日9:21変更】 【3月22日11:20変更】

- 東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から16:00の間、最大81.78万kWの電気を供給すること
- 中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から16:00の間、30万kWの電気を供給すること
- 北陸電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から9:00の間、最大30万kWの電気を供給すること
- 関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の7:00から16:00の間、最大26.94万kWの電気を供給すること
- 中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の8:00から15:00の間、最大10万kWの電気を供給すること
- 四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の8:30から15:00の間、最大10万kWの電気を供給すること
- 九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の8:30から10:00の間、最大10.33万kWの電気を供給すること
- 東京電力パワーグリッドは、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、北陸電力送配電、関西電力送配電、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から3月22日の7:00から16:00の間、最大141.78万kWの電気の供給を受けること（東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用するとともに、連系線運用容量上限値まで使用）

3月22日 15時08分

- 北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の17:00から24:00の間、最大32.74万kWの電気を供給すること
- 中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:00から24:00の間、30万kWの電気を供給すること
- 中国電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:00から24:00の間、最大10万kWの電気を供給すること
- 四国電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:00から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること
- 九州電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月22日の16:30から24:00の間、最大20万kWの電気を供給すること
- 東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、中国電力ネットワーク、四国電力送配電、九州電力送配電から3月22日の16:00から24:00の間、最大92.74万kWの電気の供給を受けること（東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用するとともに、連系線の空容量を最大限使用）

3月22日 23時19分

- 北海道電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から7:30の間、最大20万kWの電気を供給すること
- 東北電力ネットワークは、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から9:30の間、最大20万kWの電気を供給すること
- 中部電力パワーグリッドは、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から11:00の間、30万kWの電気を供給すること
- 関西電力送配電は、東京電力パワーグリッドに3月23日の0:00から11:00の間、30万kWの電気を供給すること
- 東京電力パワーグリッドは、北海道電力ネットワーク、東北電力ネットワーク、中部電力パワーグリッド、関西電力送配電から3月23日の0:00から11:00の間、最大100万kWの電気の供給を受けること（東京電力パワーグリッドへの電気の供給にあたり、連系線のマージンを使用するとともに、連系線の空容量を最大限使用）

【参考】地域間連系線の増強

- 電力融通に資する地域間連系線の足下の状況と、既に整備が予定されている計画は以下のとおり。

