

2012年11月12日
電気学会公開シンポ
(東京支部栃木支所)

再生可能エネルギーを最大限活用 する電力システム構築に向けて

東京大学大学院・新領域創成科学研究科

先端エネルギー工学専攻

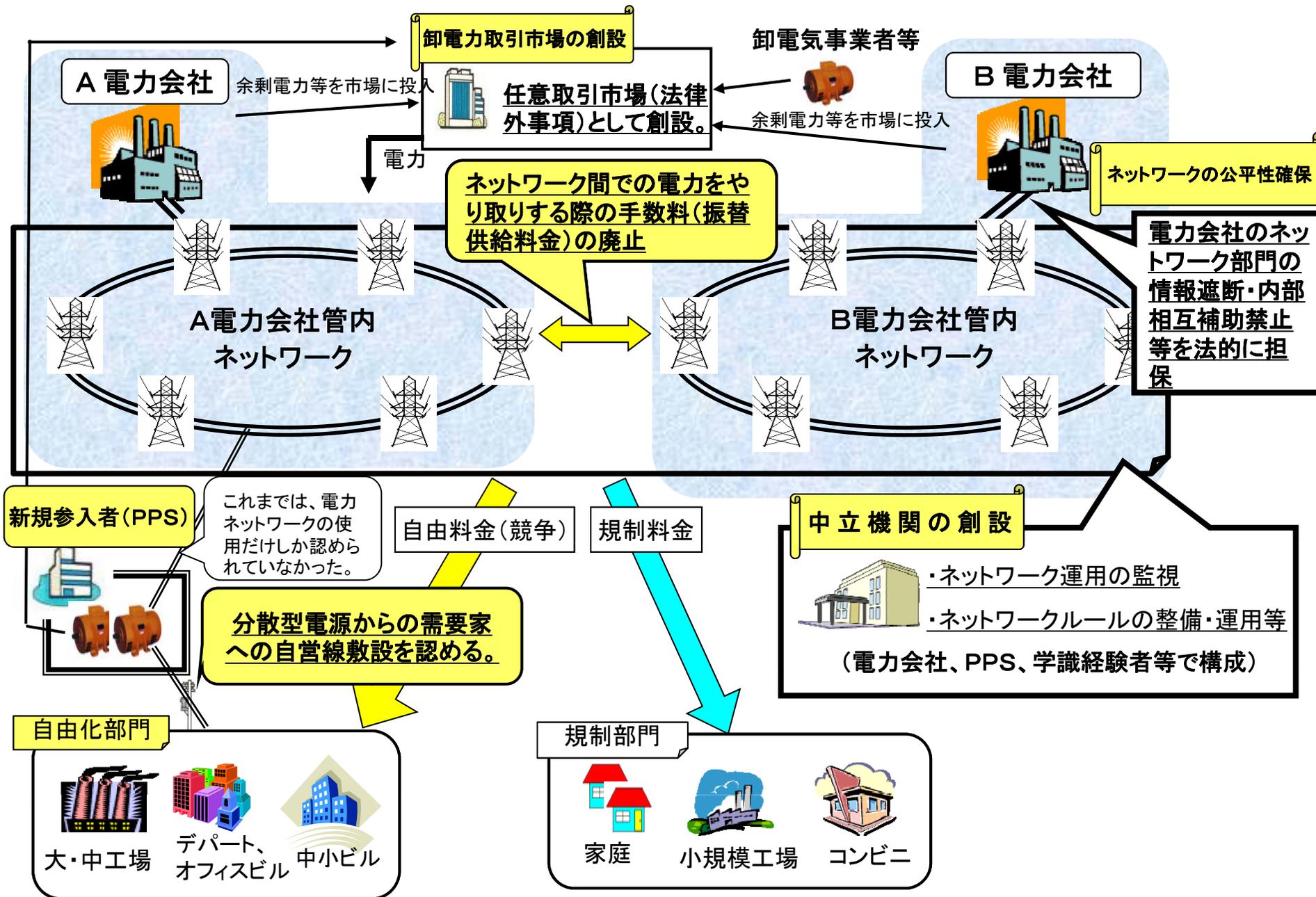
工学部・電気電子工学科

横山明彦

内容

- ・電力システムを取り巻く状況の変化
- ・再生可能エネルギー電源の大量導入のための電力システムのスマート化
- ・系統対策のコスト負担

これまでの電力自由化・制度改革



低炭素電力供給システムの構築 (次世代送配電システム)

- 電力は、我が国の産業、国民生活を支える最も重要な基盤の一つ。
- 我が国において電気事業からの温室効果ガスの直接排出量は約3割を占める。
- 近年では、地球温暖化対策の推進のため、90年度比でCO2排出原単位20%程度低減の実現に向け、最大限の取り組みを行っている。

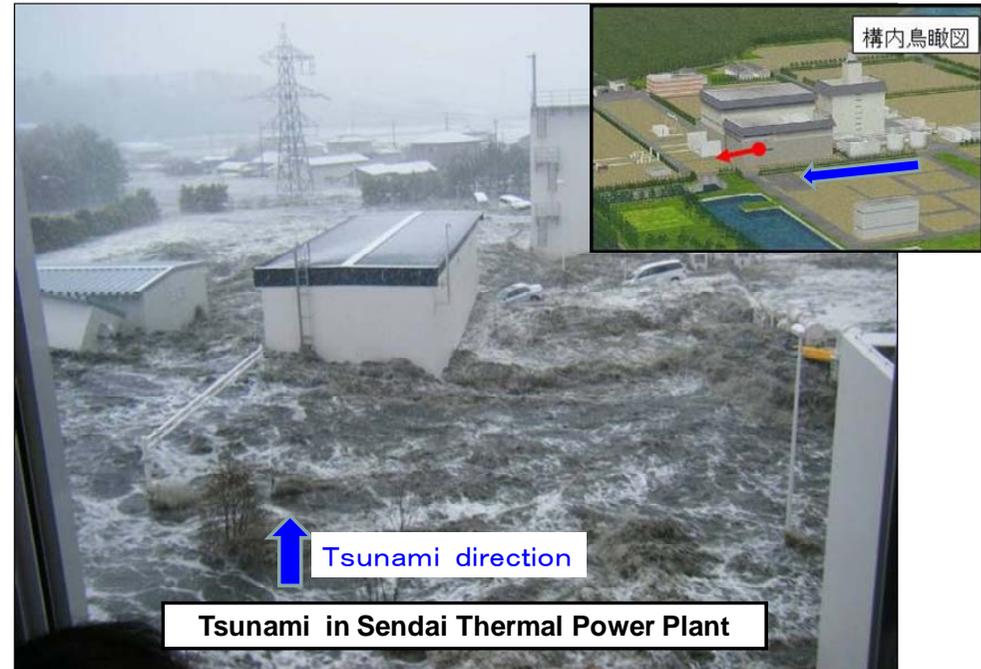
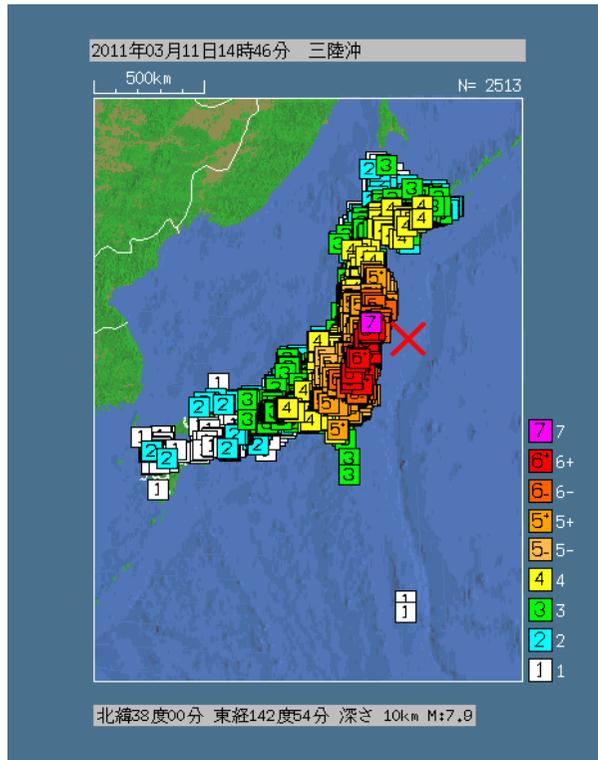
「福田ビジョン(平成20年6月9日)」

2020年までに現状から14%の削減を実現するためには、太陽光、風力、水力、バイオマス、未利用エネルギーなどの再生可能エネルギーや原子力などの「ゼロ・エミッション電源」の比率を50%以上に引き上げる・・・(中略)・・・など、いくつかの野心的な目標を実現していかなければなりません。



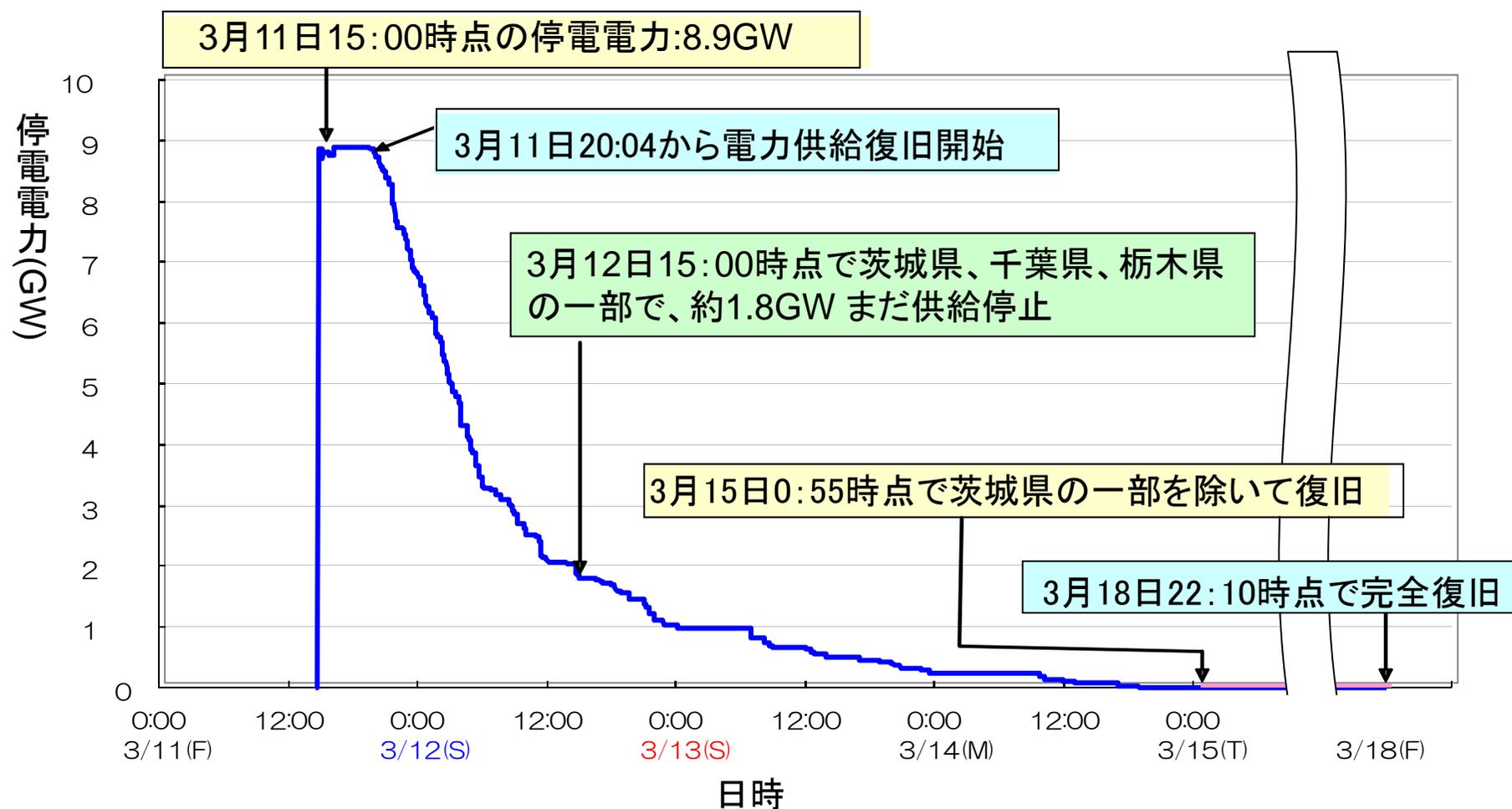
低炭素電力供給システムの構築を目指す

3・11 東北大震災による電力設備の被害



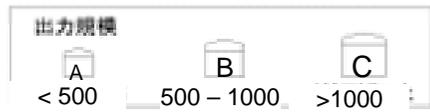
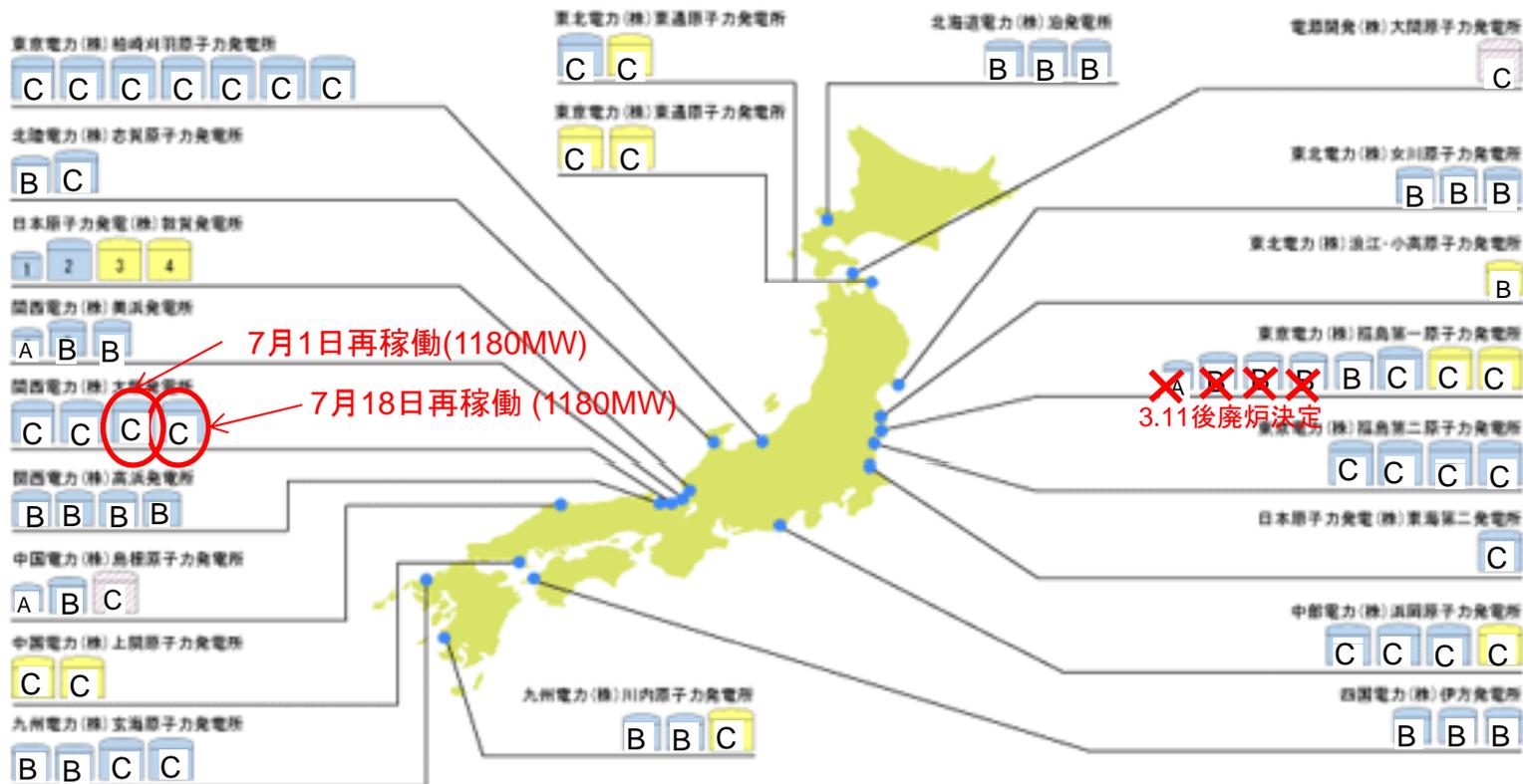
停電の復旧の様子(東京電力)

- 配電設備に被害にあった茨城県の一部地域を除いて、電力供給は、3月15日0:55までに復旧。
- 3月18日22:10に、東電管内の電力供給はすべて復旧。
- しかしながら、3月14日から10日間にわたり、輪番停電を実施。



2012年5月5日 すべての原子力発電所の運転停止へ

日本の原子力発電所の運転・建設状況



	基 数	合計出力(万kW)
運 転 中	54	4894.7
建 設 中	2	275.0
着工準備中	12	1,695.2
合 計	68	6,815.5

運転終了：日本原子力発電(株)東海発電所 1998.3.31 / 中部電力(株)浜岡原子力発電所1、2号機 2009.1.30

2030年のエネルギーミックスの選択肢

2010年と比較して電力量10%節電

kWh ベース

全電力量1000TWh/year(1兆kWh)

		選択肢 A	選択肢 B	選択肢 C	選択肢 D
原子力		0%	20%	25%	35%
再生可能エネルギー		35%	30%	25%	25%
	風力	約6000万kW 12%	7%	3%	3%
	太陽光	約5300万kW 6%	6%	6%	6%
	地熱	4%	3%	3%	3%
	水力	11%	11%	11%	11%
	バイオマス・廃棄物	3%	3%	3%	3%
火力		50%	35%	35%	25%
	LNG	18%	9%	9%	4%
	石炭	25%	22%	22%	17%
	石油	8%	5%	5%	5%
コージェネ	約3000万kW 15%	15%	15%	15%	
電力起源CO ₂ 排出量 (1990年比較)		+5%	▲15%	▲15%	▲33%

エネルギー需給の考え方の変化

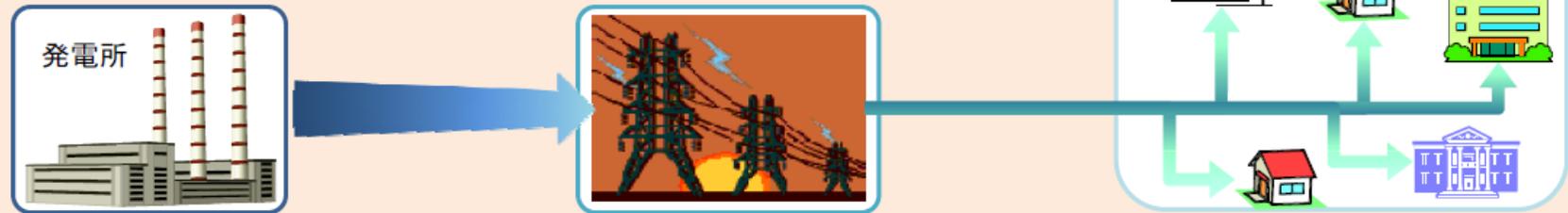
震災前：「大規模集中」のエネルギー供給

震災後：「分散・集約」+「需給調整」によるエネルギー需給に注目が集まる

「大規模集中」

【前提】月単位、分単位で変動する需要に応じて電力会社が確実に供給

【大規模施設での発電と遠距離からの送配電】



震災(3.11)を受け、大転換

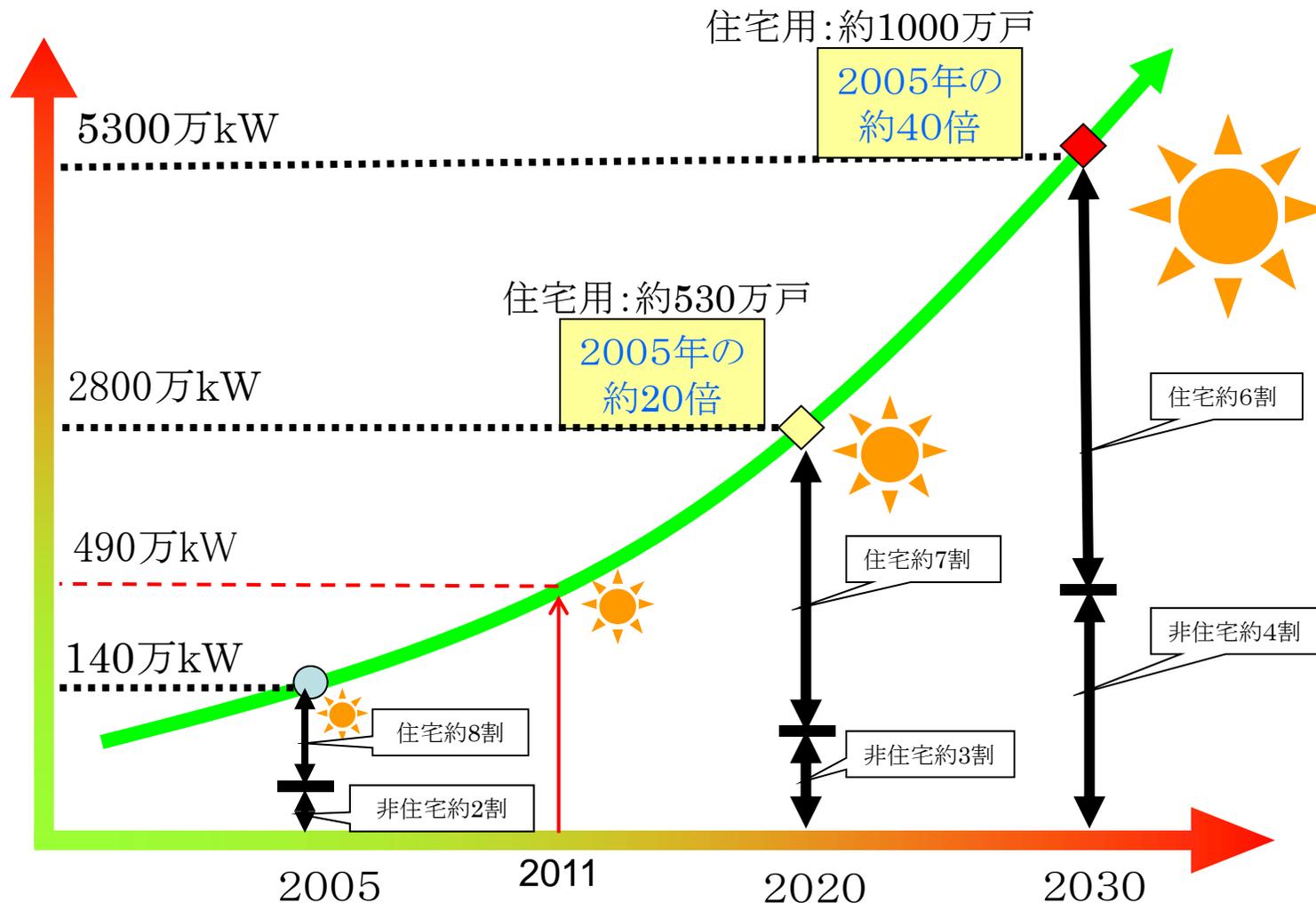
「分散・集約」+「需給調整」

【前提】需要側と供給側が相互で調整する需給システム



我が国の太陽光発電の導入シナリオ

平成21年4月



このPV導入の目標は、3.11前後で変化なし。

太陽光等の分散型の自然エネルギー大量導入時の課題

1. 余剰電力の発生

【課題】太陽光発電が増加すると、休日など需要の少ない時期に、ベース供給力(原子力+水力+火力最低出力)と太陽光の合計発電量が需要を上回り、余剰電力が発生(右上図)。

【対策】蓄電池の設置、年末年始やGWなど低負荷期における出力抑制等

2. 出力の急激な変動

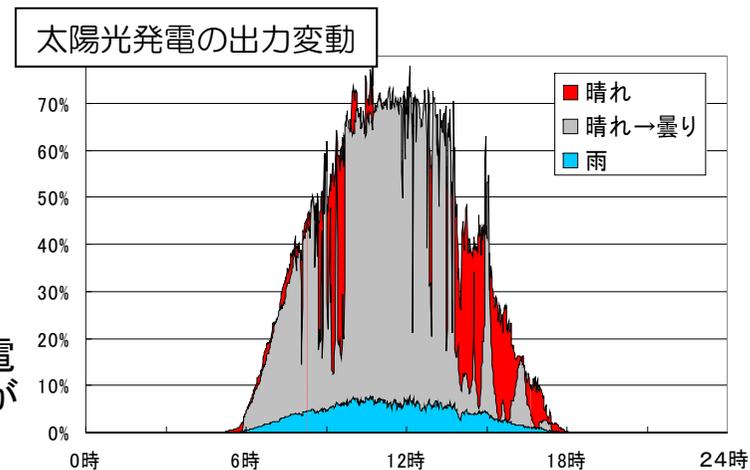
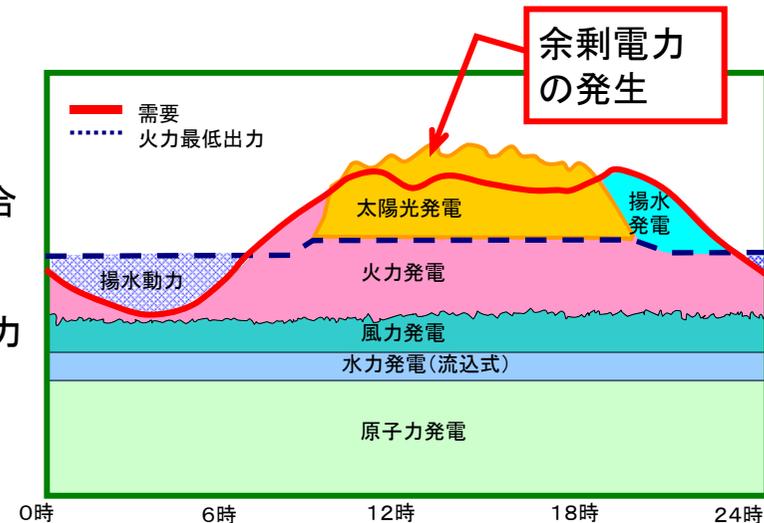
【課題】太陽光発電の出力は、天候などの影響で大きく変動(右下図)。短期的な需給バランスが崩れると周波数が適正値を超えて、電気の安定供給(質の確保)に問題が生ずるおそれ。

【対策】出力調整機能の増強、等

3. 電圧上昇の制御

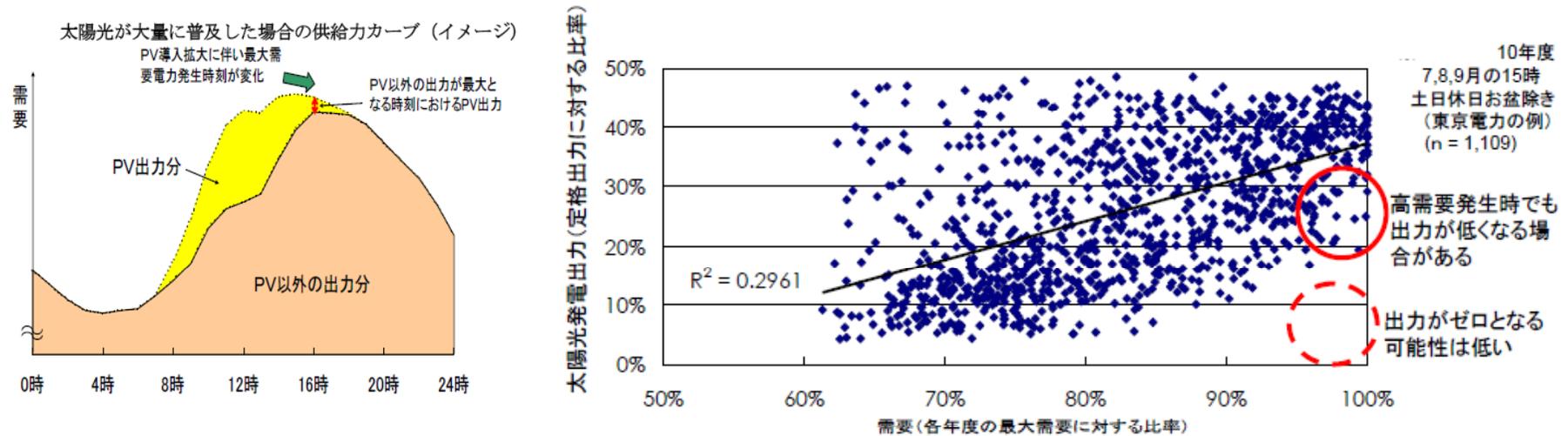
【課題】局地的に太陽光パネルの設置数が増加しても、配電網の電圧が適正値(101±6V)を超えないよう太陽光発電の出力が抑制されてしまうため、配電網の強化が必要。

【対策】柱上トランスの増設、等

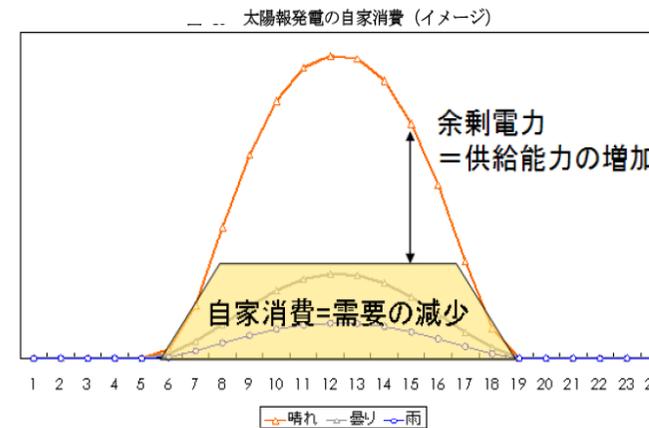
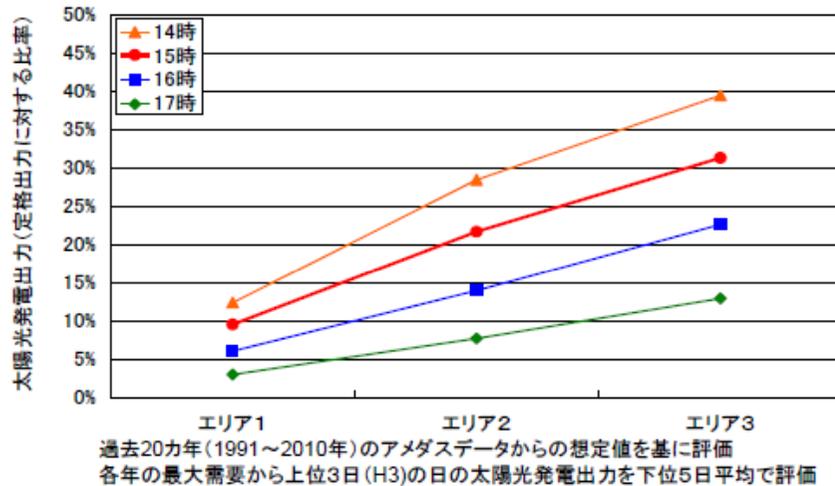


PVの供給力評価

需要と太陽光発電出力との関係 (各年度の最大需要を 100%とした場合)

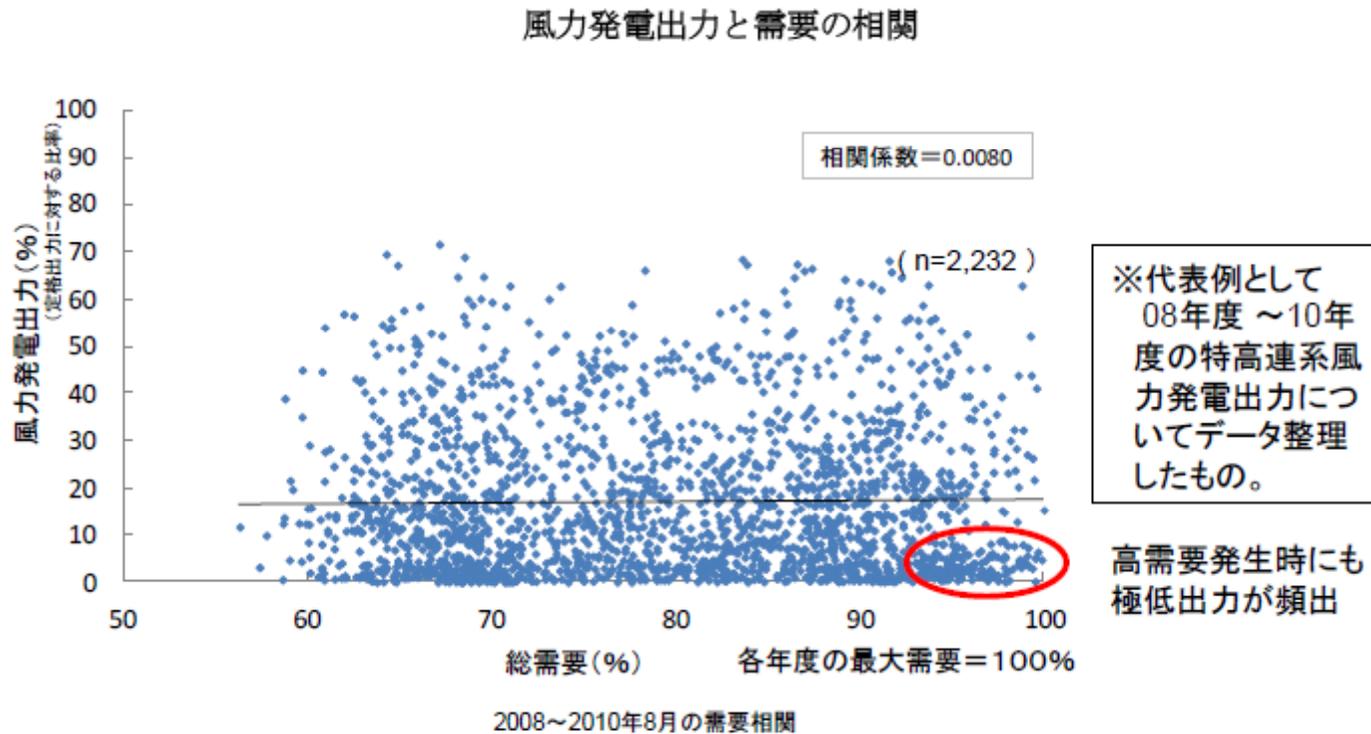


代表エリアにおける太陽光発電出力評価結果



従来の最大需要発生時間帯の15時において、最も見込めるところで設備容量の30%程度が、自家消費分を差し引いた後では最大10%程度の供給力(kW)が期待される。

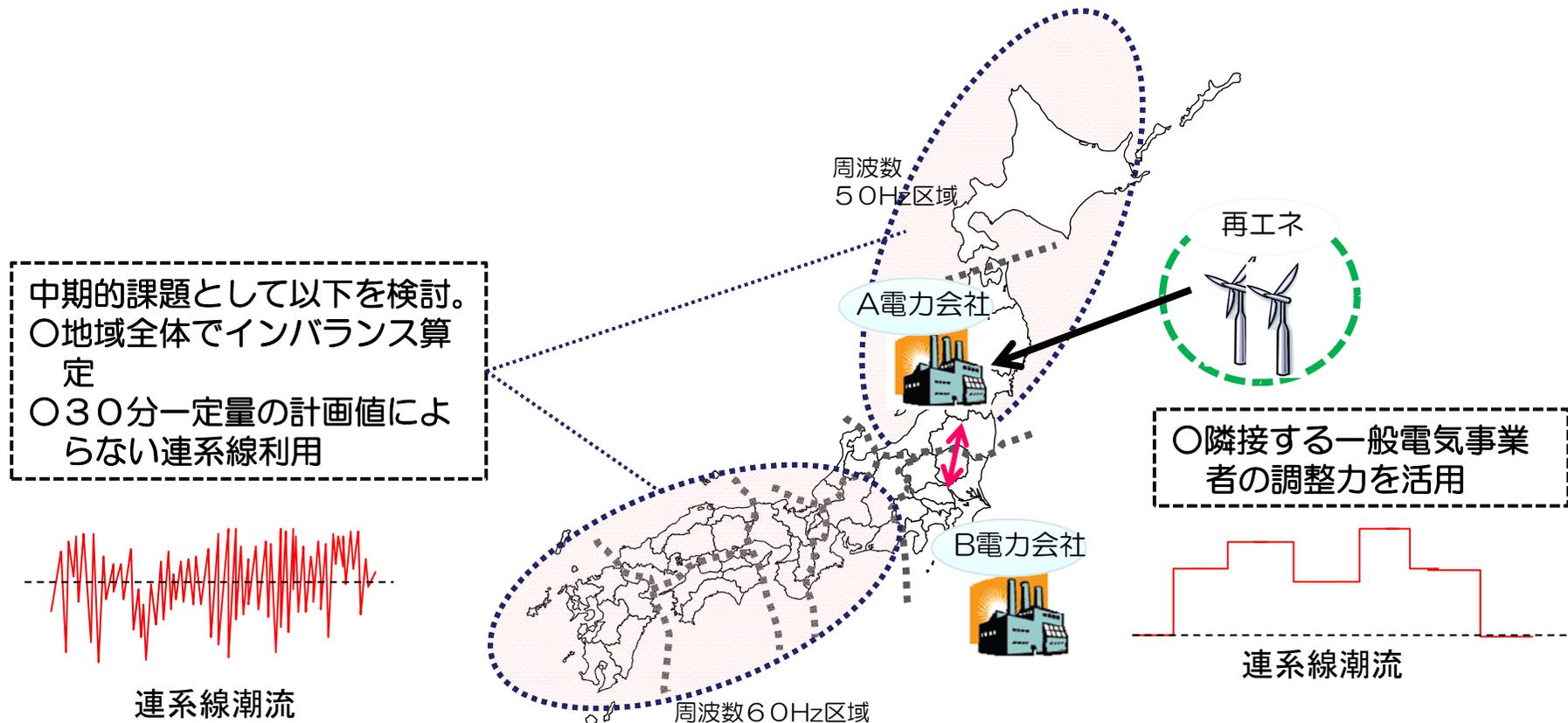
風力の供給力評価



高需要発生時に安定的な風力出力を見込むことはできず、現時点では、供給力(kW)として期待することは不可能

連系線による自然変動電源の広域的運用の 最近の取り組み

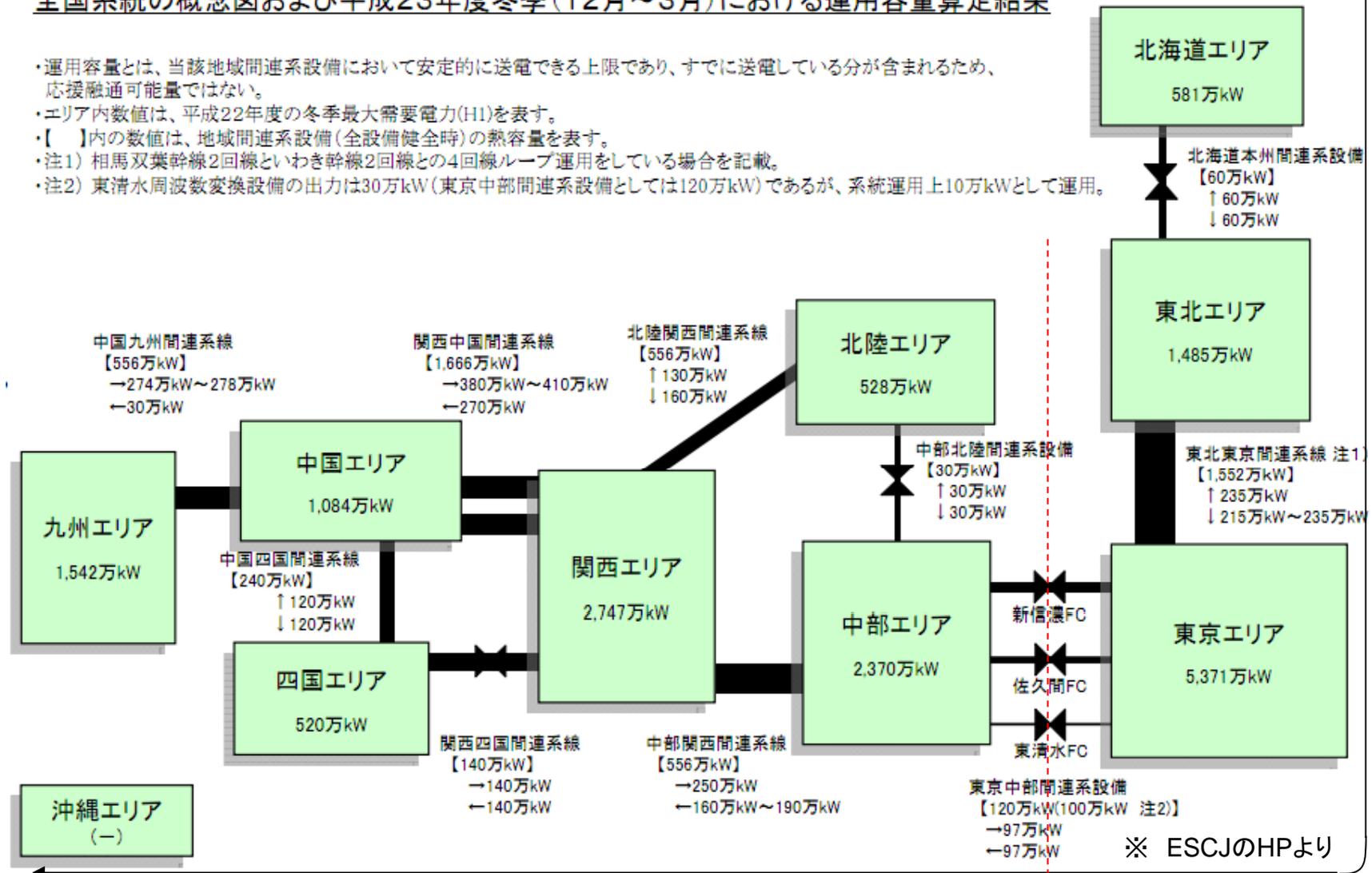
- 再生可能エネルギーの導入拡大の観点から、特に東日本地域において、隣接する一般電気事業者の調整力(余剰電力発生時等の下げしろ等)を活用することにより、風力発電の導入量を拡大する方向で運用を見直す。
- 中期的には、再生可能エネルギーの導入拡大や自家発電等を活用した広域的な電力供給を更に促すため、50ヘルツ地域、60ヘルツ地域全体でインバランス算定を行うとともに、30分一定量の計画値によらずとも連系線の利用を可能とすることを含めて検討する。



連系容量(運用容量)

全国系統の概念図および平成23年度冬季(12月～3月)における運用容量算定結果

- 運用容量とは、当該地域間連系設備において安定的に送電できる上限であり、すでに送電している分が含まれるため、応援融通可能量ではない。
- エリア内数値は、平成22年度の冬季最大需要電力(H1)を表す。
- 【 】内の数値は、地域間連系設備(全設備健全時)の熱容量を表す。
- 注1) 相馬双葉幹線2回線といわき幹線2回線との4回線ループ運用をしている場合を記載。
- 注2) 東清水周波数変換設備の出力は30万kW(東京中部間連系設備としては120万kW)であるが、系統運用上10万kWとして運用。



北海道と東北の風力発電とメガソーラーに対する流通設備の増強・拡張計画

2012年のFITに向けた
風力の応募量: 約1.9GW
PVの応募量: 約0.9GW

80%

2.1GW

北海道
東北

北本直流連系線増強
60万kW × 3ルート

2012年のFITに向け
た風力の応募量
約3.2GW

80%

4.7GW

2.6GW

日本海方面
500kVルート

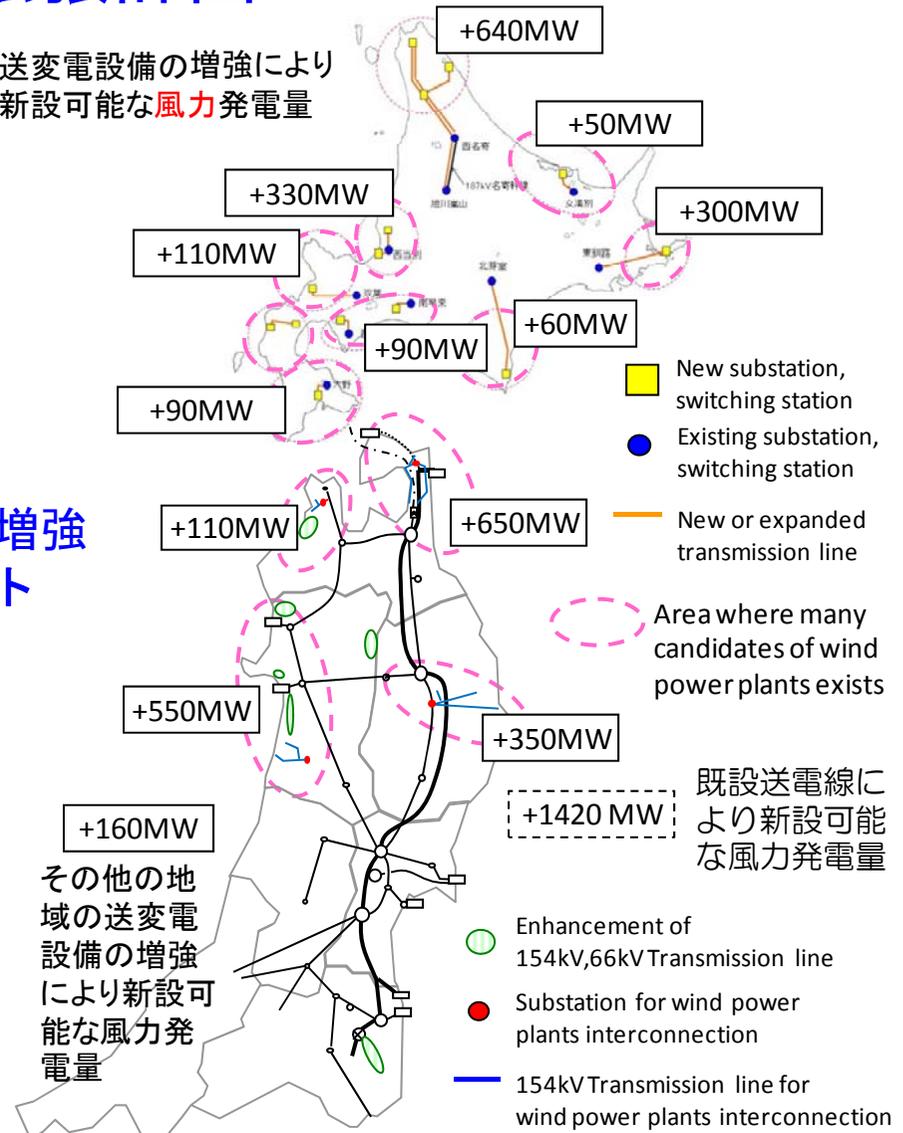
4.7GW

500kV 東北・東京間
第2連系線

東京

連系線の新設

送変電設備の増強により
新設可能な風力発電量



地域内送電線の増強

広域系統運用組織の設置

全国大での広域運用に必要な業務

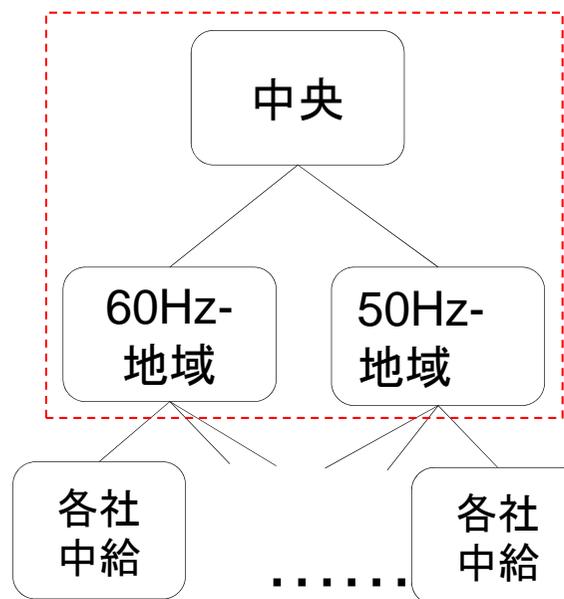
① 系統計画業務

- 需要予測(長期、短期)
- 電源開発計画の把握(長期、短期)
- 流通設備計画の立案(長期、短期)
- 停止計画の策定(短期)
- 広域連系線、主要幹線の運用ルールの方策

② 系統運用業務

- 需給バランス調整
- 周波数調整
- 緊急時の系統運用(全国融通)
- 広域連系線、主要幹線、送配電線の運用・監視・勧告(混雑処理、給電指令)

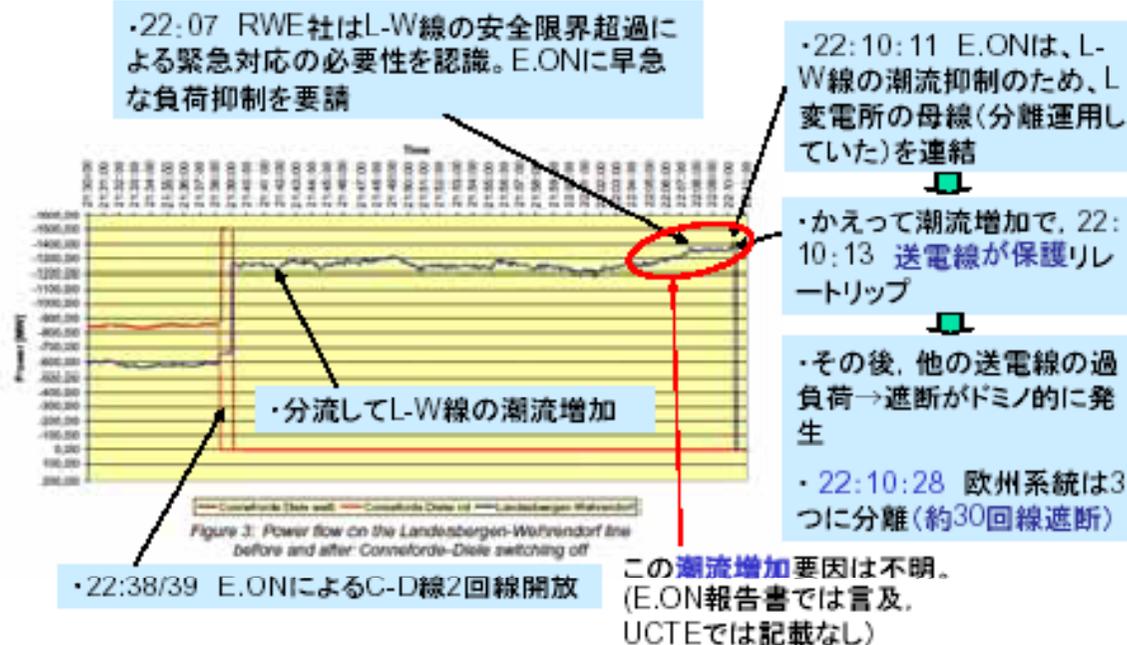
効率的かつ柔軟な
電力供給の安定化実現へ



2006年欧州大停電の概要

2006年 欧州広域停電の概要

日時	2006年11月4日(土) 22:10
停電電力	約1,700万kW (UCTE史上最も深刻、事故直前のUCTE全系発電量:約2億7千万kW)
停電地域	ドイツ、フランス、イタリア、オーストリア、スペイン、ベルギー、ポルトガル、オランダなど11ヶ国
復旧時間	最大2時間程度
原因	ドイツE.ON Netz社の管内で船の安全通過のため送電線を保安停止。過負荷発生と、推測に基づく対処ミスによる送電線遮断を契機に、連続的な過負荷遮断が発生。UCTE系統が3系統に分離し、大幅な周波数低下となった一つの系統において、自動負荷遮断等による停電発生。

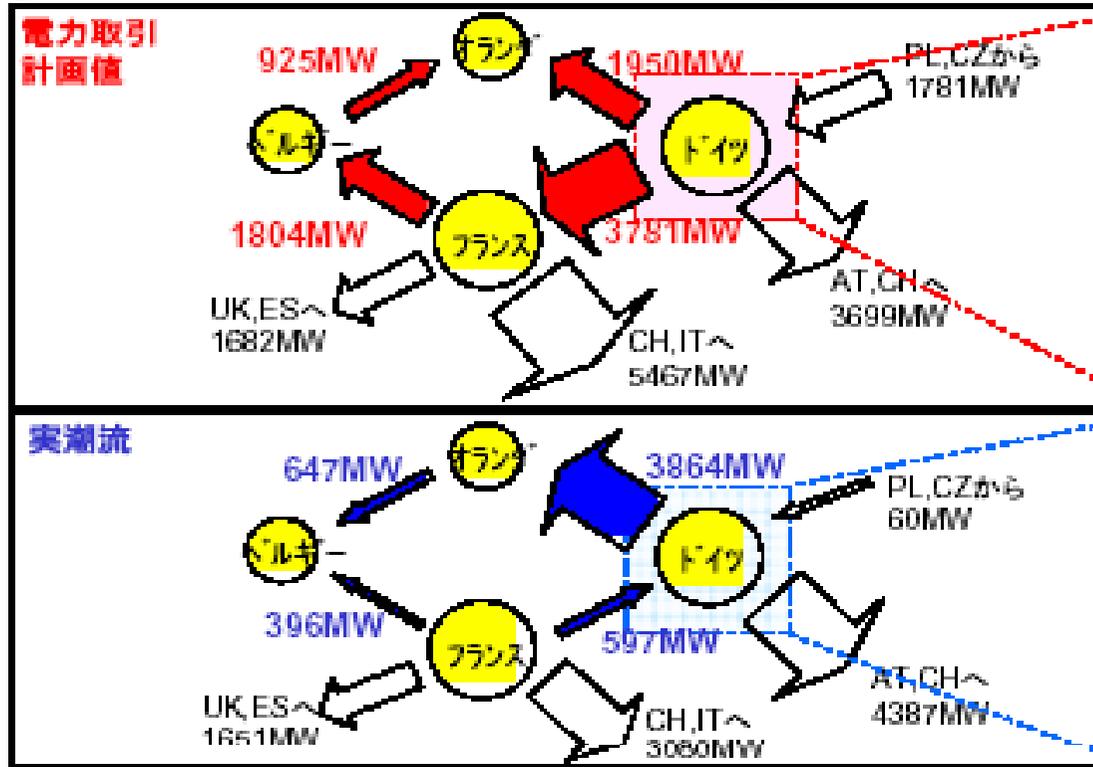


2006年 欧州広域停電における停電発生の経緯

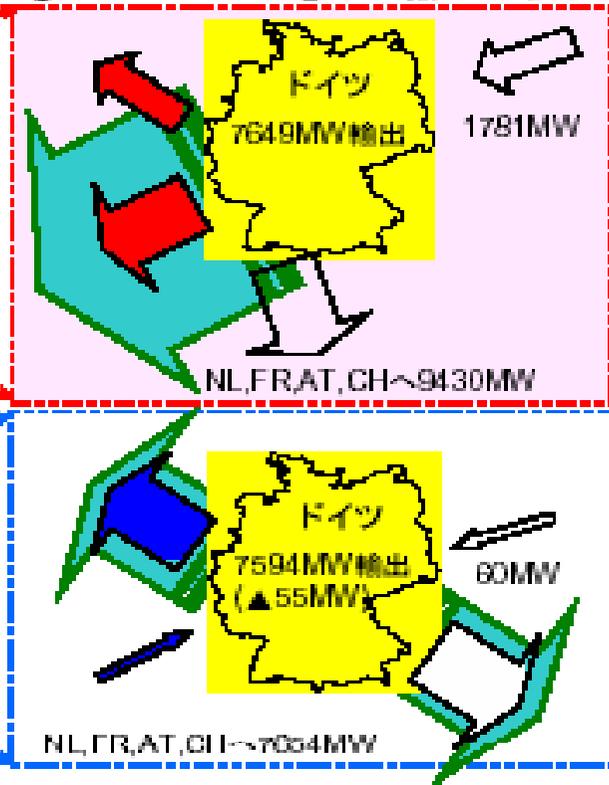
2007年電力系統の構成及び運用に関する研究会

2006年欧州大停電前の系統状況

①ドイツ、フランス、オランダ、ベルギー地域の国家間電力取引値と実潮流



②ドイツにおける電力の輸出入状況



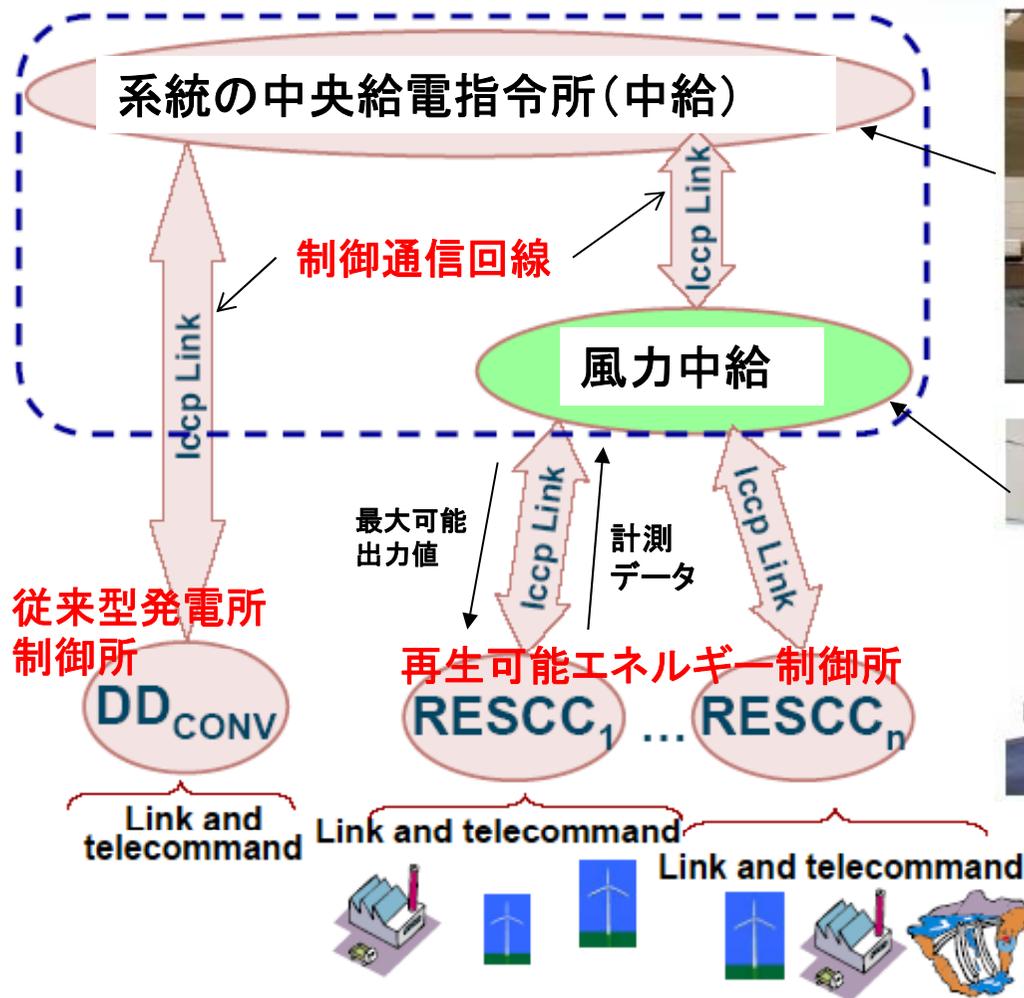
	計画値	実潮流	実潮流 - 計画値
ドイツ(D)→オランダ(NL)	D⇒NL: 1950MW	D⇒NL: 3864MW	△1914MW
ドイツ(D)→フランス(FR)	D⇒FR: 3781MW	FR⇒D: 597MW	▲4378MW(逆潮流)

ドイツの需給インバランスにはあまり差異がないが、周辺国間の潮流には大きな差異が生じている(逆潮流含む)。

2006年 欧州広域停電の停電前の状況 (電力取引計画値と実潮流)

スペインREE社の再生可能エネルギー中給

- 再生可能エネルギー中央給電指令所(風力中給); 1万Kw以上の風力発電所、メガソーラー発電所の出力を制御するコントロールセンター
- 系統内に事故が発生した時の瞬時電圧低下の影響を評価し、風力発電等の停止量が一定値以下になるように、REの出力を自動抑制



中央給電指令所(中給)

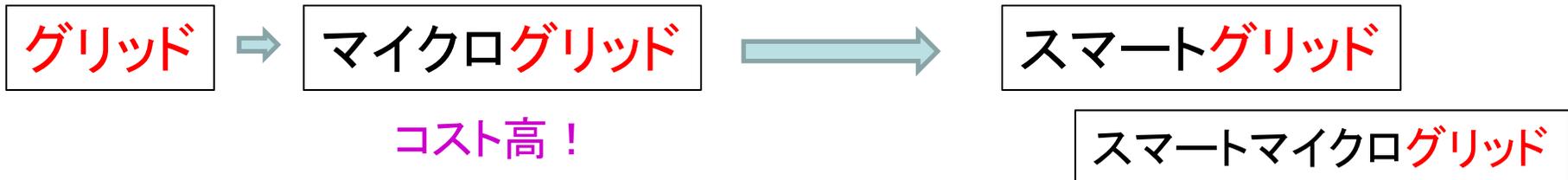
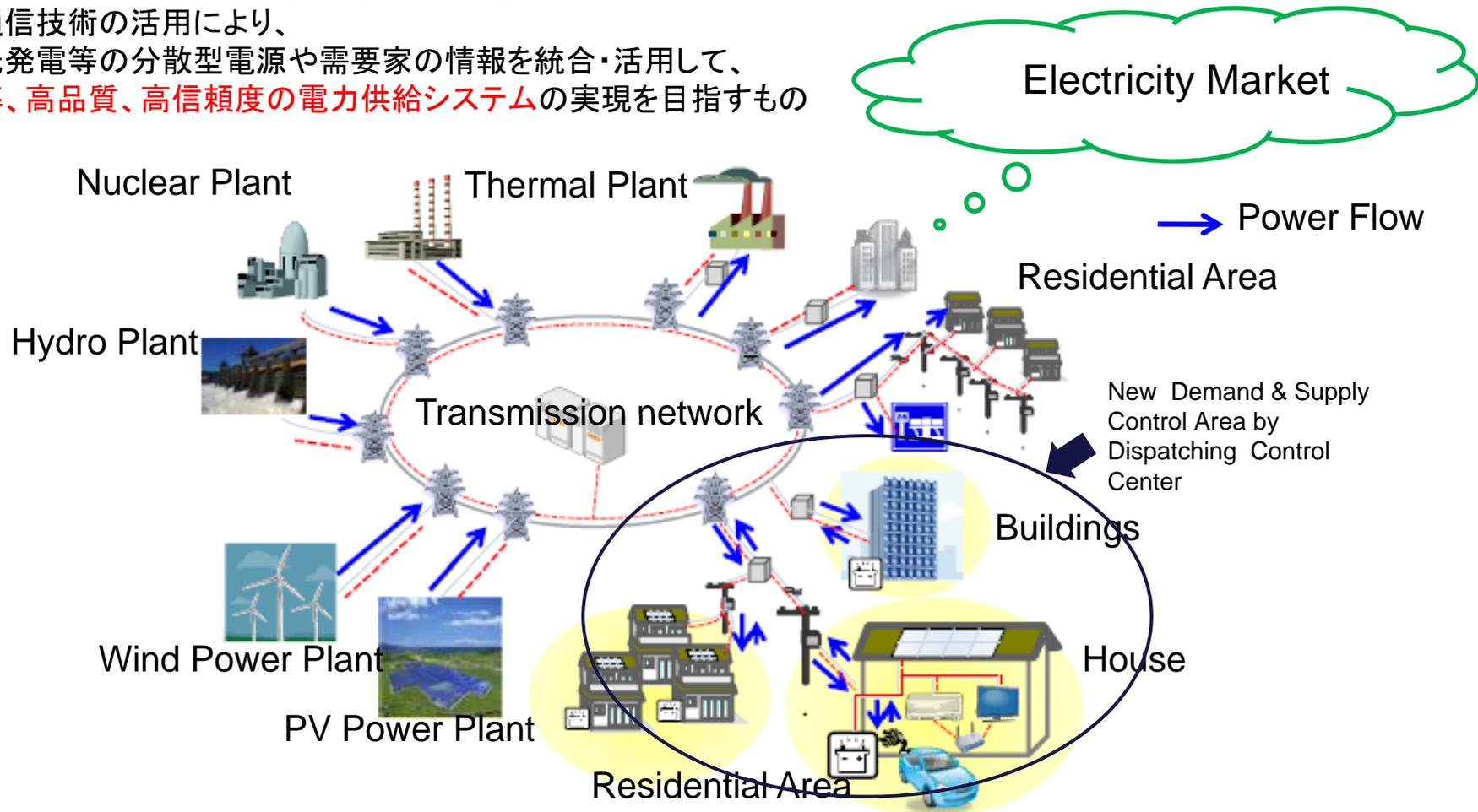


風力中給

Control Center for Renewable Energies

Smart Grid スマートグリッド

従来からの集中型電源と送電系統との一体運用に加え、
情報通信技術の活用により、
太陽光発電等の分散型電源や需要家の情報を統合・活用して、
高効率、高品質、高信頼度の電力供給システムの実現を目指すもの



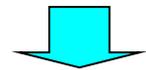
わが国の状況

- 供給信頼度は世界最高水準

情報通信ネットワークを活用した送電網の事故時の監視・制御システム技術、配電網の事故時の停電範囲極小化のための自動化技術を導入済み
新しい監視・制御システムの構築には長期間(10年程度)必要

- 送配電網への再生可能エネルギー電源の大量連系

今後大量導入される太陽光発電(需要家側)、風力発電、蓄電池と火力発電、水力発電、揚水発電と協調した需給バランス制御、周波数制御、電圧制御が課題



その結果として.....

- 需要家との双方向通信

太陽光発電、蓄電池、ヒートポンプ給湯器、プラグインハイブリッドカー、電気自動車等が連系された多数の需要家との双方向通信によるこれら機器の電気エネルギーネットワーク全体への貢献・活用方法が課題

世界各国のスマートグリッドの特徴を一言で言うと...

米国	欧州	韓国	中国	日本
ピークカット	風力発電などの再生可能エネルギー大量導入	電力ビジネス拡大	高信頼度な大容量送電網の構築	太陽光発電などの再生可能エネルギー大量導入 +ピークカット

スマートメーターの利用



電力自由化のためのメーター → 30分同時同量
見える化、需要制御のためのインテリジェントメーター
→ 新規ビジネスは？

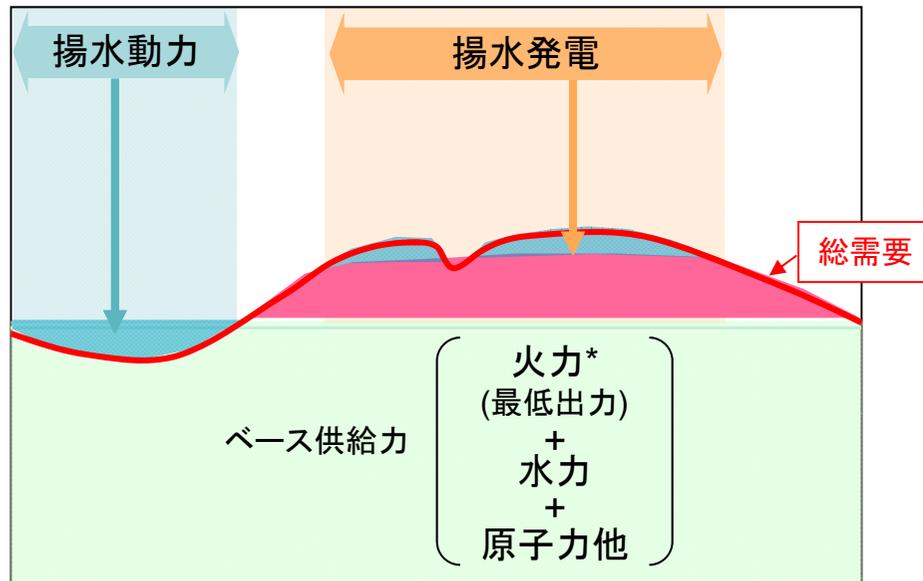
需要制御

- 間接制御 時間帯別料金によるデマンドレスポンス
- 直接制御 電流制限値変更

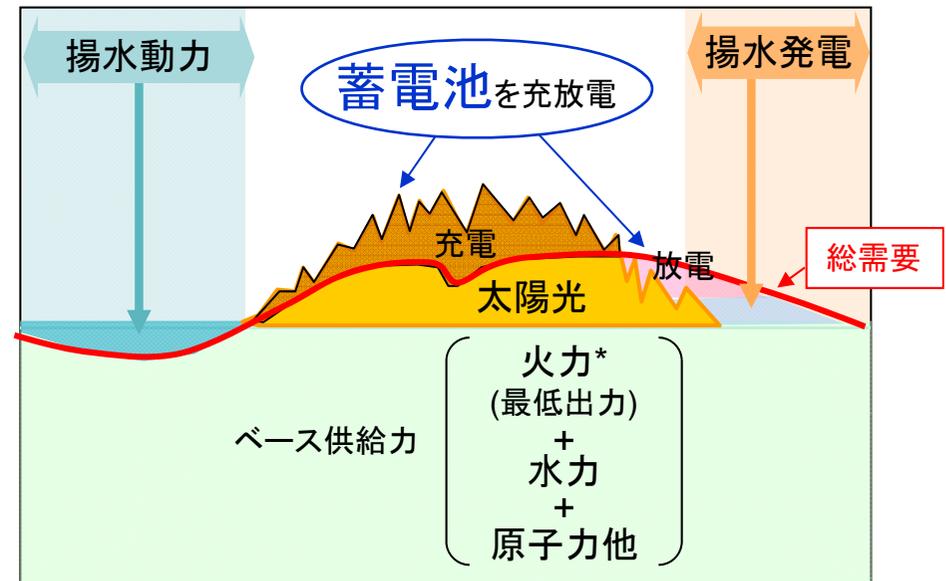
蓄電池を用いた需給バランス制御、周波数制御

- 総需要と発電出力を瞬時瞬時に一致させる制御が必要
- 余剰電力を吸収したり、放出することのできる揚水発電、蓄電池を利用する

太陽光なしの場合の需給運用



太陽光大量導入後(晴天日)



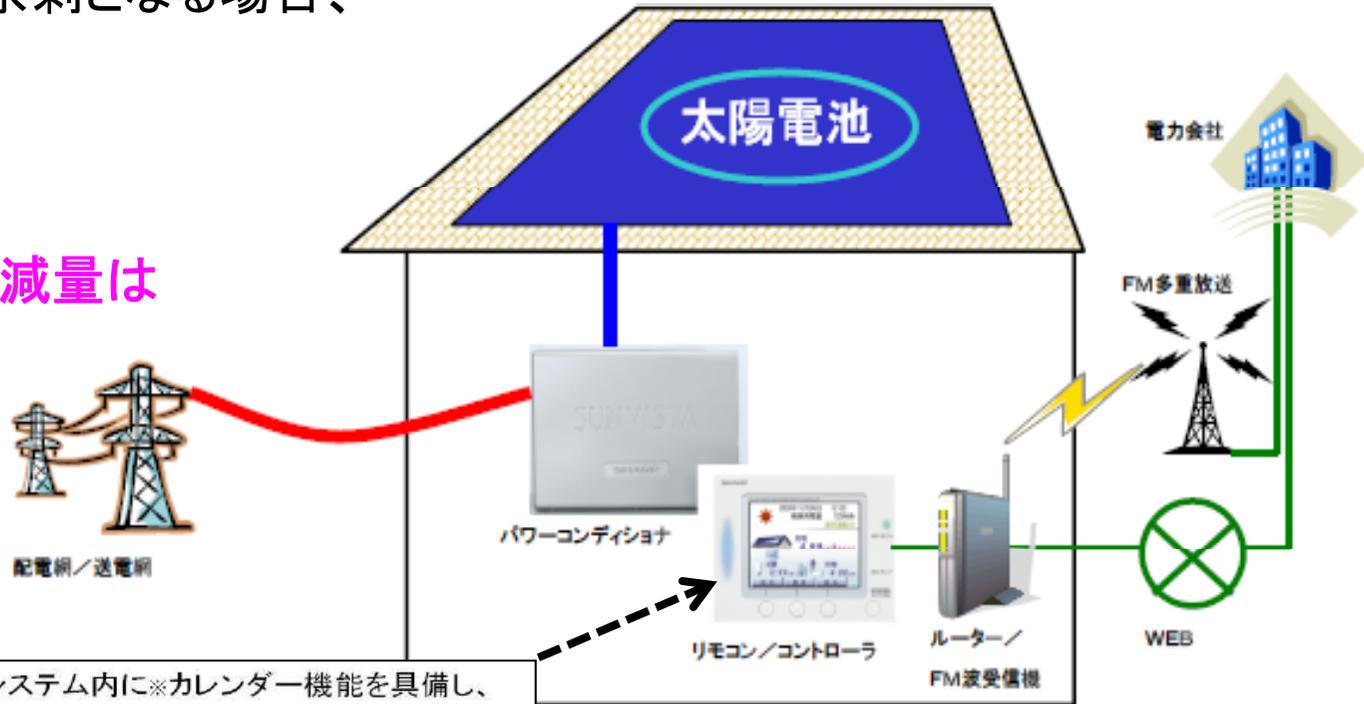
*) LFC運転ができるなど運用上の最低出力
出典) 資源エネルギー庁・低炭素電力供給システム研究会資料

太陽光発電の出力制御

特異日、土日など
太陽光発電出力が余剰となる場合、
出力抑制する

それほどCO2削減量は
変わらない

必要蓄電池容量
削減効果大



太陽光発電システム内に※カレンダー機能を具備し、
出力抑制日をあらかじめ設定することにより自動的に
出力を抑制させる。

日	火	水	木	金	土	日
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

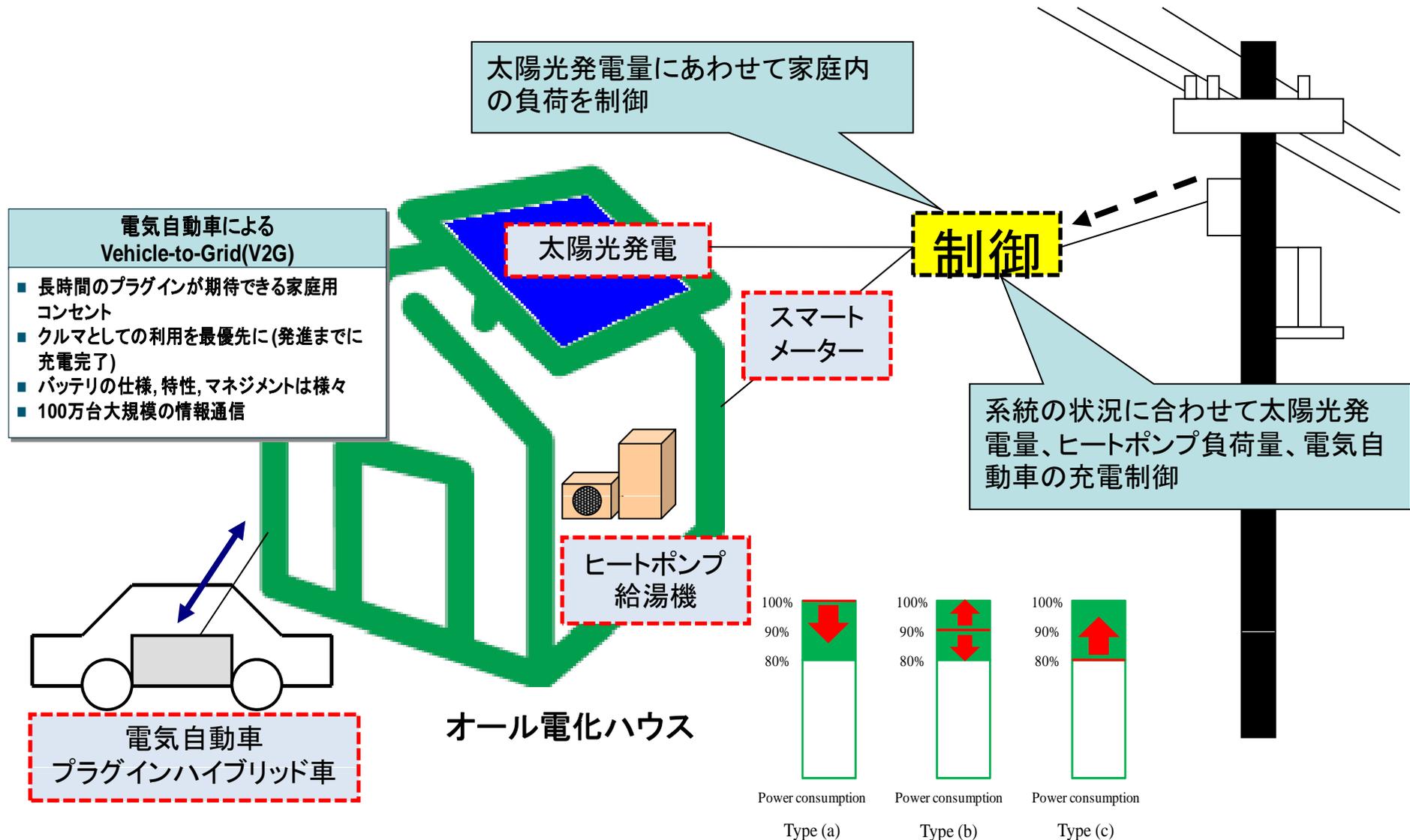
抑制日の設定

※一部の機種では発電監視機能として既に
カレンダー機能を具備し「本日の発電電
力」「月間累積発電量」などを表示。

2008.11.28.

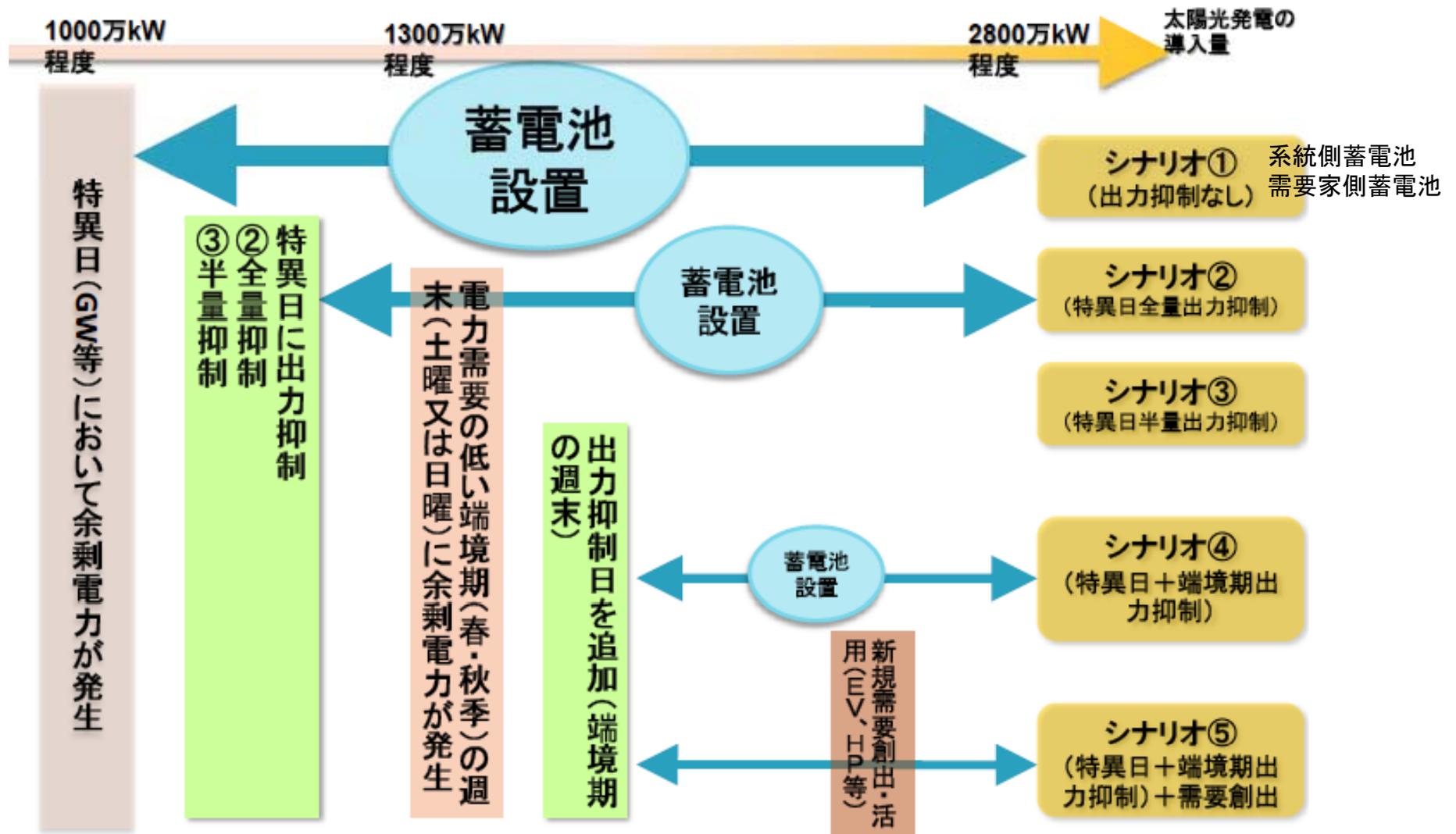
資源エネルギー庁・低炭素電力供給システム研究会
系統安定化対策コスト負担検討小委員会資料より

需要家機器の統合制御



2020年に向けての系統対策費用負担検討状況

(3.11前の状況での検討)



需要家の負担試算結果

(2,800万kW導入ケース)

シナリオ	2020年までの負担総額	2020年時点の全需要家平均負担単価
①(出力抑制なし) (系統側蓄電池)	16.24兆円	3.00円/kWh
②(特異日出力抑制)	3.67兆円	0.74円/kWh
③(特異日半量抑制)	8.54兆円	1.56円/kWh
④(特異日+端境期出力抑制)	1.36兆円	0.19円/kWh
⑤(特異日+端境期出力抑制+需要創出)	1.45兆円	0.21円/kWh

モデルケース(2020年時点での月当たり負担額)

シナリオ	一般家庭 (300kWh/月)	小規模飲食店 (700kWh/月)	業務用ビル(7F程度) (33,000kWh/月)	中規模工場 (25万kWh/月)	大型業務用ビル (75万kWh/月)	大規模工場 (240万kWh/月)	経済産業省庁舎 (100万kWh/月)
①	901円	2,103円	99,146円	75.1万円	225.3万円	721.1万円	300.4万円
②	223円	521円	24,569円	18.6万円	55.8万円	178.7万円	74.5万円
③	467円	1,089円	51,341円	38.9万円	86.4万円	276.6万円	115.2万円
④	58円	136円	6,400円	4.8万円	14.5万円	46.5万円	19.4万円
⑤	63円	148円	6,962円	5.3万円	15.8万円	50.6万円	21.1万円

シナリオ	産業界全体(300億kWh/月)				
		大口需要産業(235億kWh/月)			
		機械(60億kWh/月)	鉄鋼(30億kWh/月)	化学(25億kWh/月)	
①	901.3億円	706.0億円	180.3億円	90.1億円	75.1億円
②	223.4億円	175.0億円	44.7億円	22.3億円	18.6億円
③	466.7億円	365.6億円	93.3億円	46.7億円	38.9億円
④	58.2億円	45.6億円	11.6億円	5.8億円	4.8億円
⑤	63.3億円	49.6億円	12.7億円	6.3億円	5.3億円

※全需要家平均単価に各需要家の月当たり電力使用量を乗じて計算。

2030年エネルギーミックスに対する対策費用

<2030年までの累積対策費用>

		選択肢 A 原子力 0% 再生可能 35% 火力 50% コージェネ 15%	選択肢 B 原子力 20% 再生可能 30% 火力 35% コージェネ 15%	選択肢 C 原子力 25% 再生可能 25% 火力 35% コージェネ 15%	選択肢 D 原子力 35% 再生可能 25% 火力 25% コージェネ 15%
対策費用	総費用(兆円)	21.1	12.0	6.8	7.8
	需要・出力変動 対策	0.3	0.01	0	0
	余剰電力対策 (蓄電池不使用)	4.0	2.0	2.0	3.0
	送変電設備増強 対策	16.3	9.5	4.3	4.3
	配電電圧上昇 対策	0.5	0.5	0.5	0.5

<蓄電池のみによる余剰電力対策>

	選択肢 A	選択肢 B	選択肢 C	選択肢 D
蓄電池のみによる余剰 電力対策(兆円)	110.6	88.3	60.1	101.7

NaS電池使用(1kW×7.2時間:28.8万円) 耐用年数10年 2030年までに1度リプレイス

再生可能エネルギーを東京エリアへ送電するための 送変電設備増強費用の推定

再生可能エネルギー電源の計画量	北海道	東北	合計
	2.7GW (風力1.9GW + PV 0.9GW)	3.2GW (風力3.2GW)	5.9GW
地域内送電線の増強	約2,000億円	約700億円	約2,700億円
連系線の増強	約5,000億円	約4,000億円	約9,000億円
総費用	約7,000億円	約4,700億円	約1兆1,700億円
			kWh当たりの費用：約10円/kWh
			日本の全ての需要家での電気料金の上昇分：約 0.1円/kWh

(設備利用率風力：20%，PV：12%)

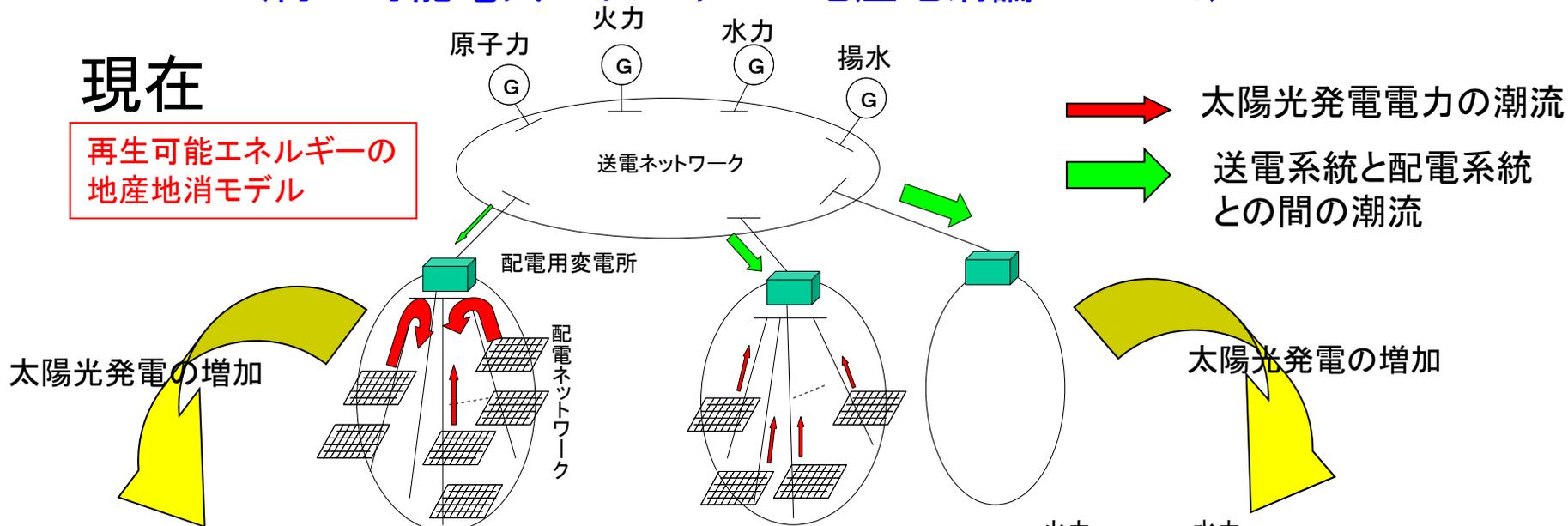
(資本回収係数：8%)

全体最適と部分最適

(再生可能電気エネルギーの地産地消論について)

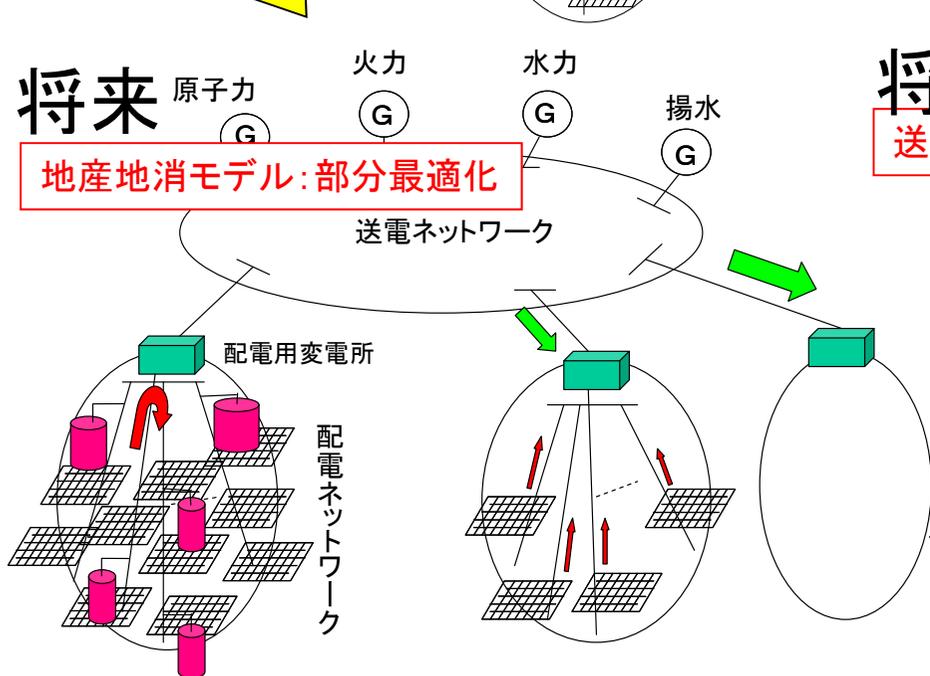
現在

再生可能エネルギーの地産地消モデル



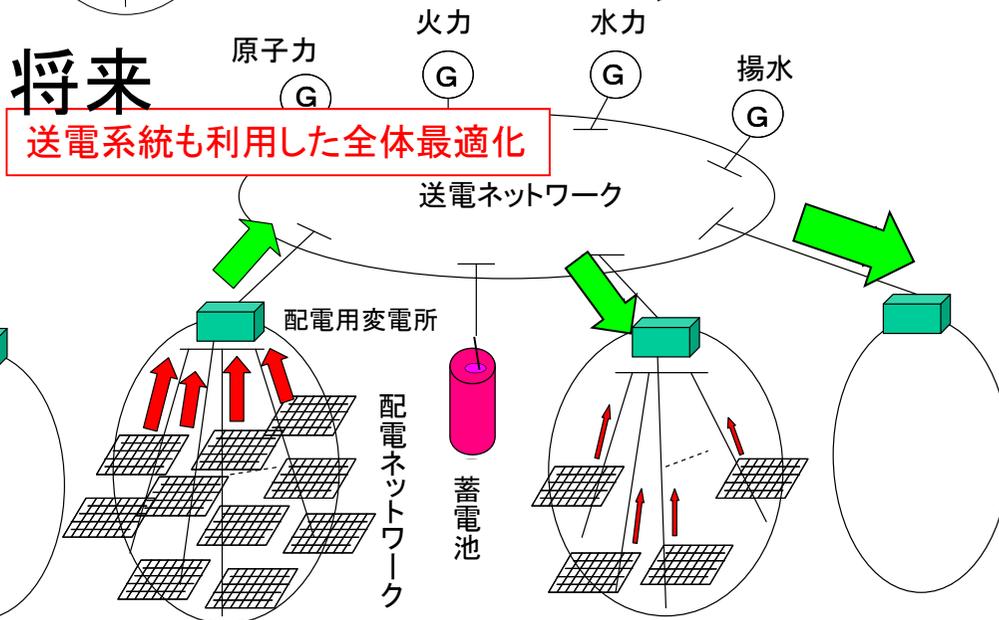
将来

地産地消モデル: 部分最適化



将来

送電系統も利用した全体最適化



日本型スマートグリッドを実現するための課題

