



京都大学
KYOTO UNIVERSITY

市民電力ゼミナール第1回講座

再生可能エネルギーと電力 システム改革

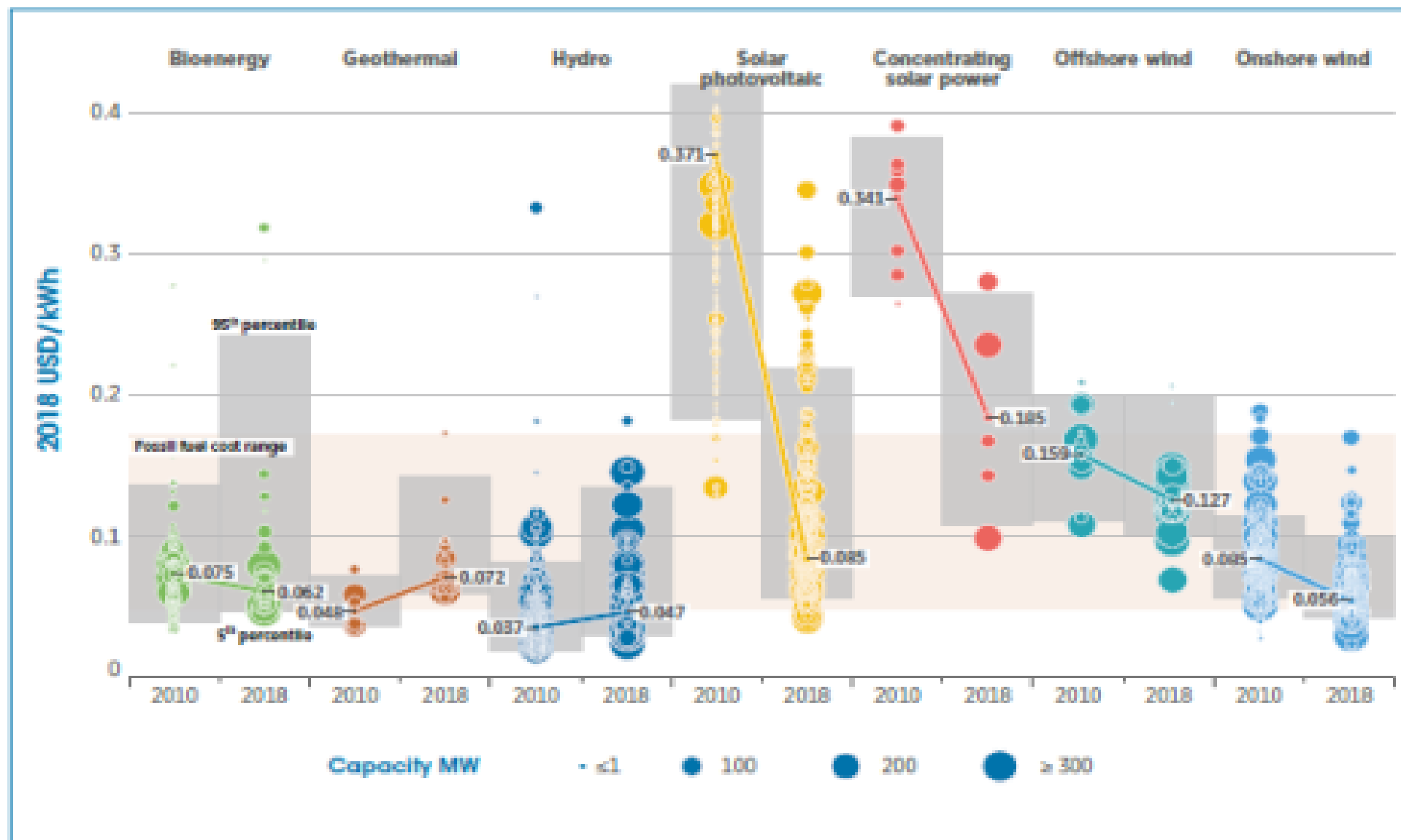
2020年4月17日(金), 18:00～

諸富 徹(京都大学大学院地球環境学
堂／経済学研究科)

なぜ再生可能エネルギーは主力電源
となるのか～その経済性

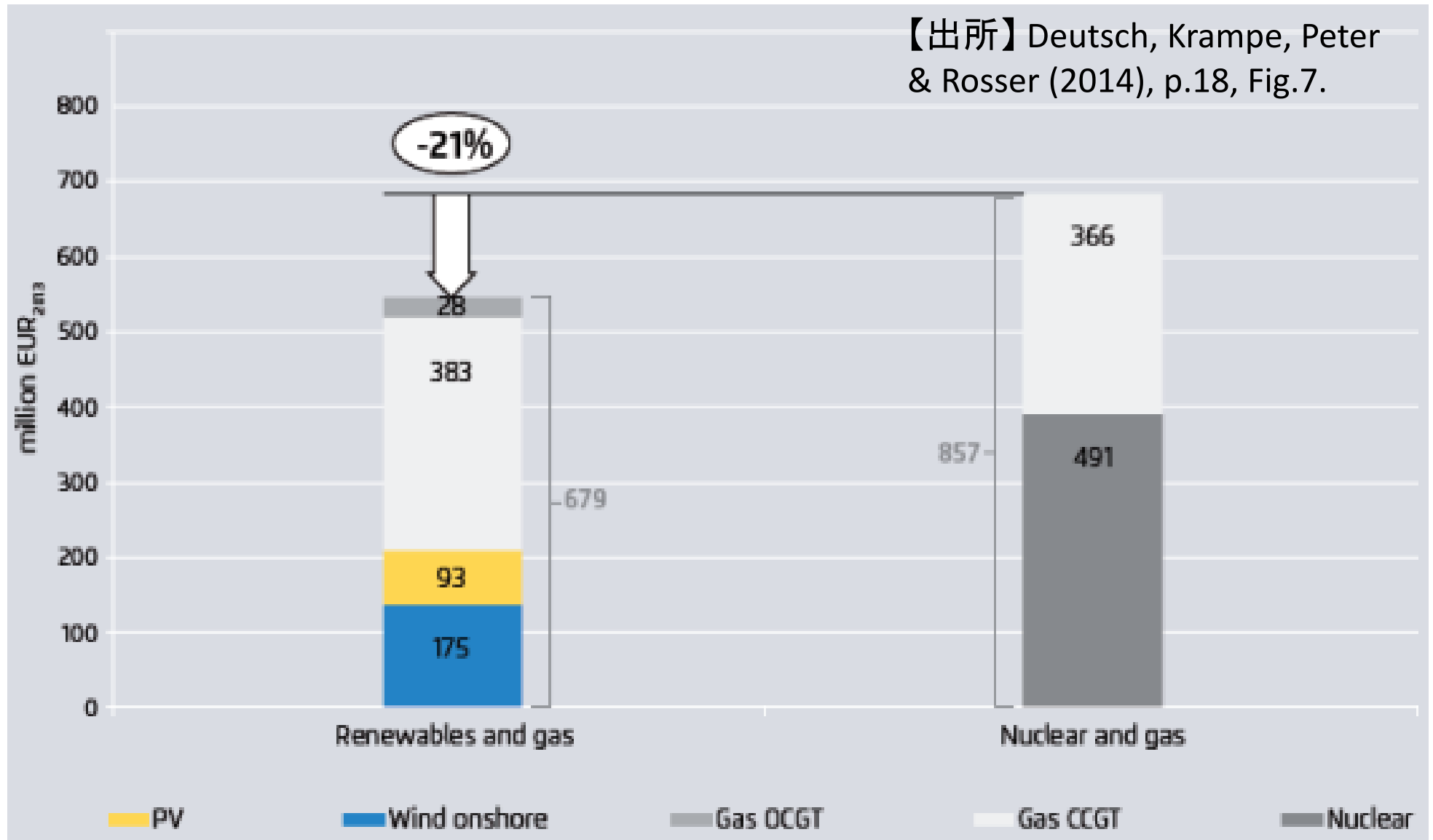
再エネ発電コストの劇的な低下

Figure S.1 Global LCOE of utility-scale renewable power generation technologies, 2010-2018



調整電源を含めてもコスト優位性

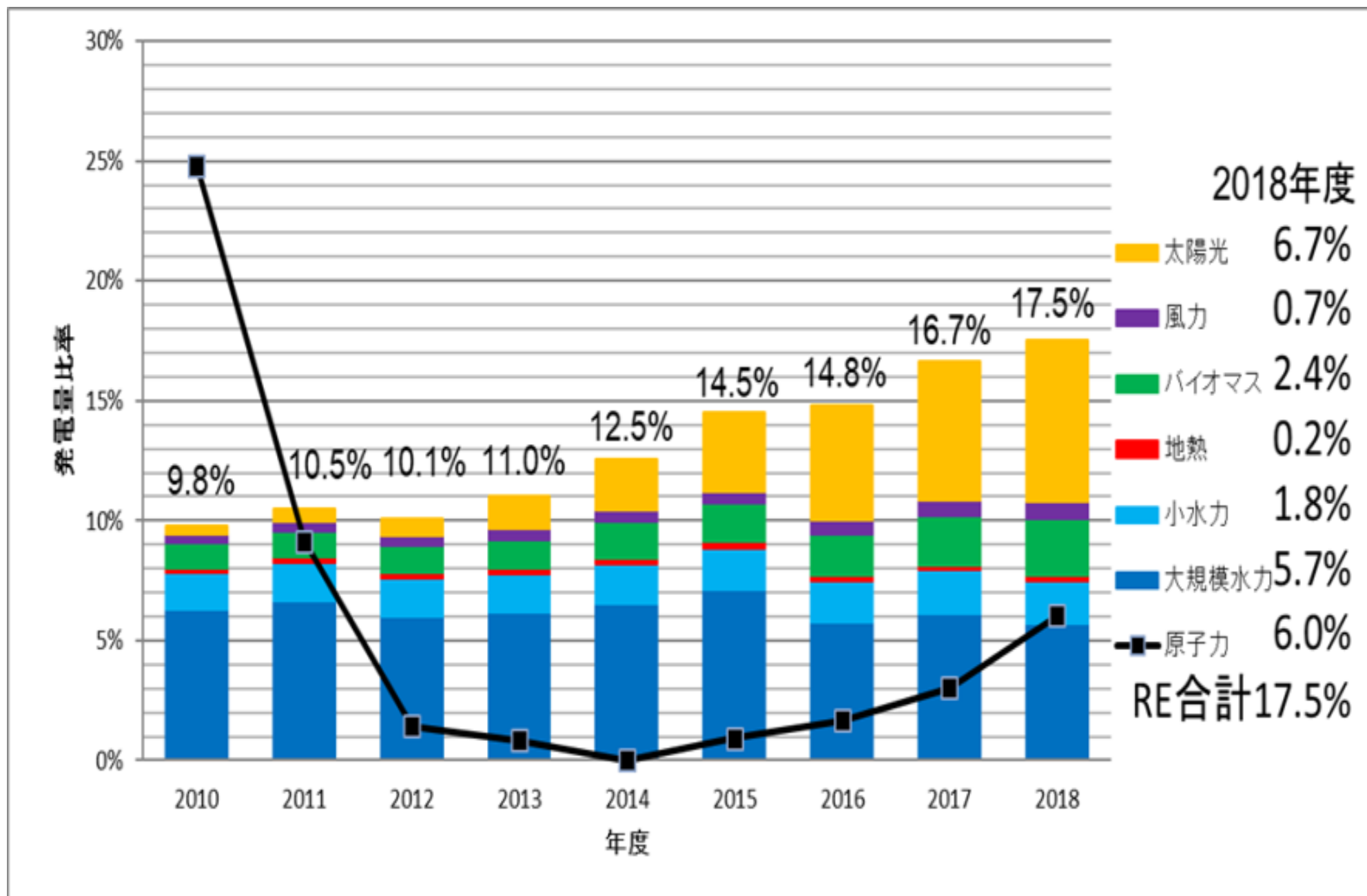
【出所】 Deutsch, Krampe, Peter & Rosser (2014), p.18, Fig.7.



日本の再エネ政策と電力システム改革

～九電の太陽光発電出力抑制からみえてくるもの～

図 9-1 日本の総発電量に占める再生可能エネルギーおよび原子力発電比率の推移

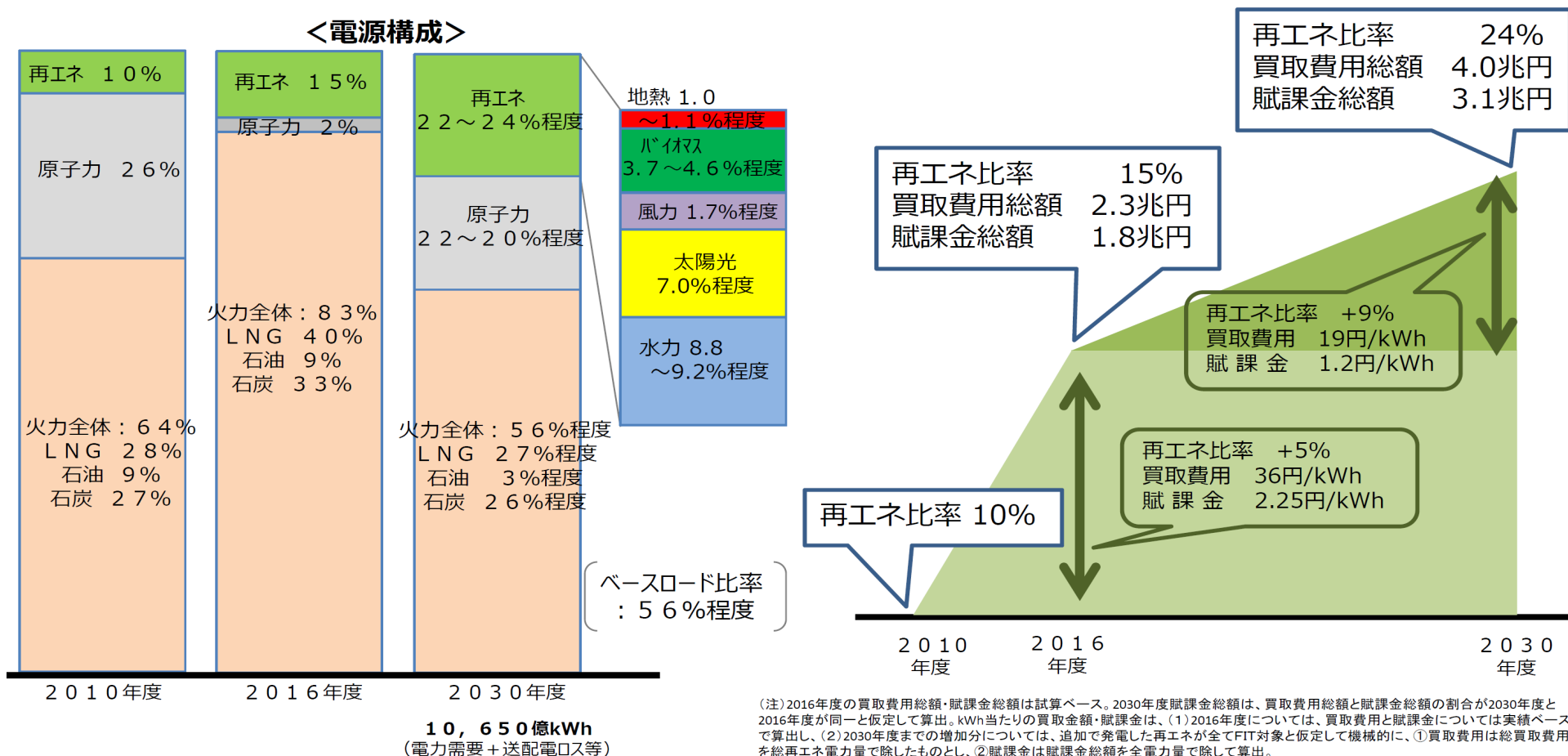


[出所] 資源エネルギー庁の電力調査統計より ISEP 作成。

他方で、賦課金負担が増大

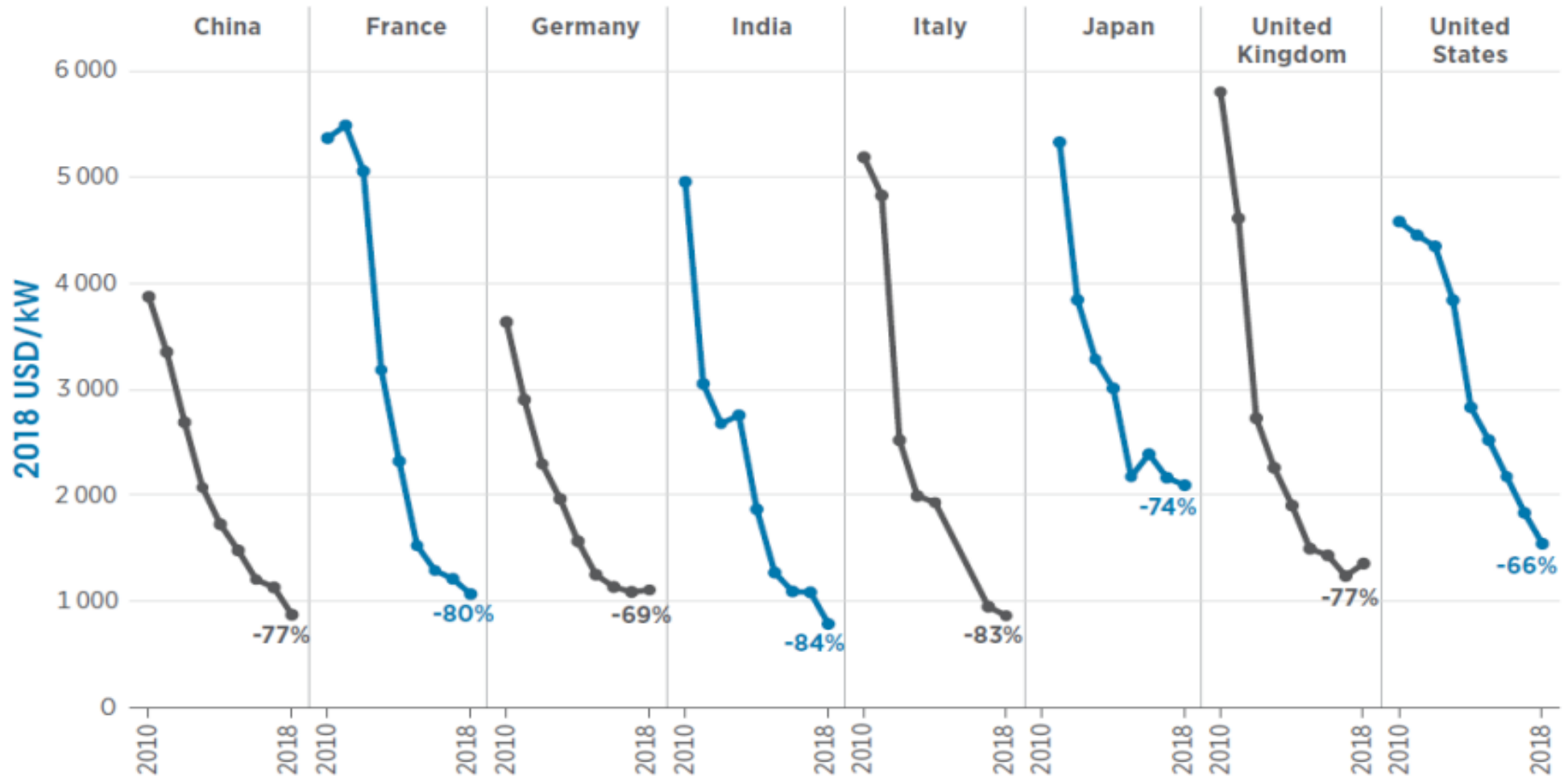
エネルギーミックスと国民負担

- エネルギーミックスの達成に向けては、国民負担の抑制が喫緊の課題。
- これまで、国民負担（賦課金総額）約 2 兆円/年で再エネ比率+ 5 %（10%→15%）を達成。今後、+約 1 兆円/年で+7～ 9 %（15%→22～24%）を実現することが必要。



相対的に割高な日本の再エネ

Figure 11: Total installed cost of utility-scale solar PV, selected countries, 2010-18



再生可能エネルギー固定価格買取制度(FIT)のもたらした成果と課題

- 一種の**幼稚産業保護政策**
- 再エネ発電事業者の投資意欲を掻き立てる仕組みとしては成功
- 再エネ拡大に大きく貢献
- 他方で、(1)費用膨張問題と(2)系統接続問題が浮上

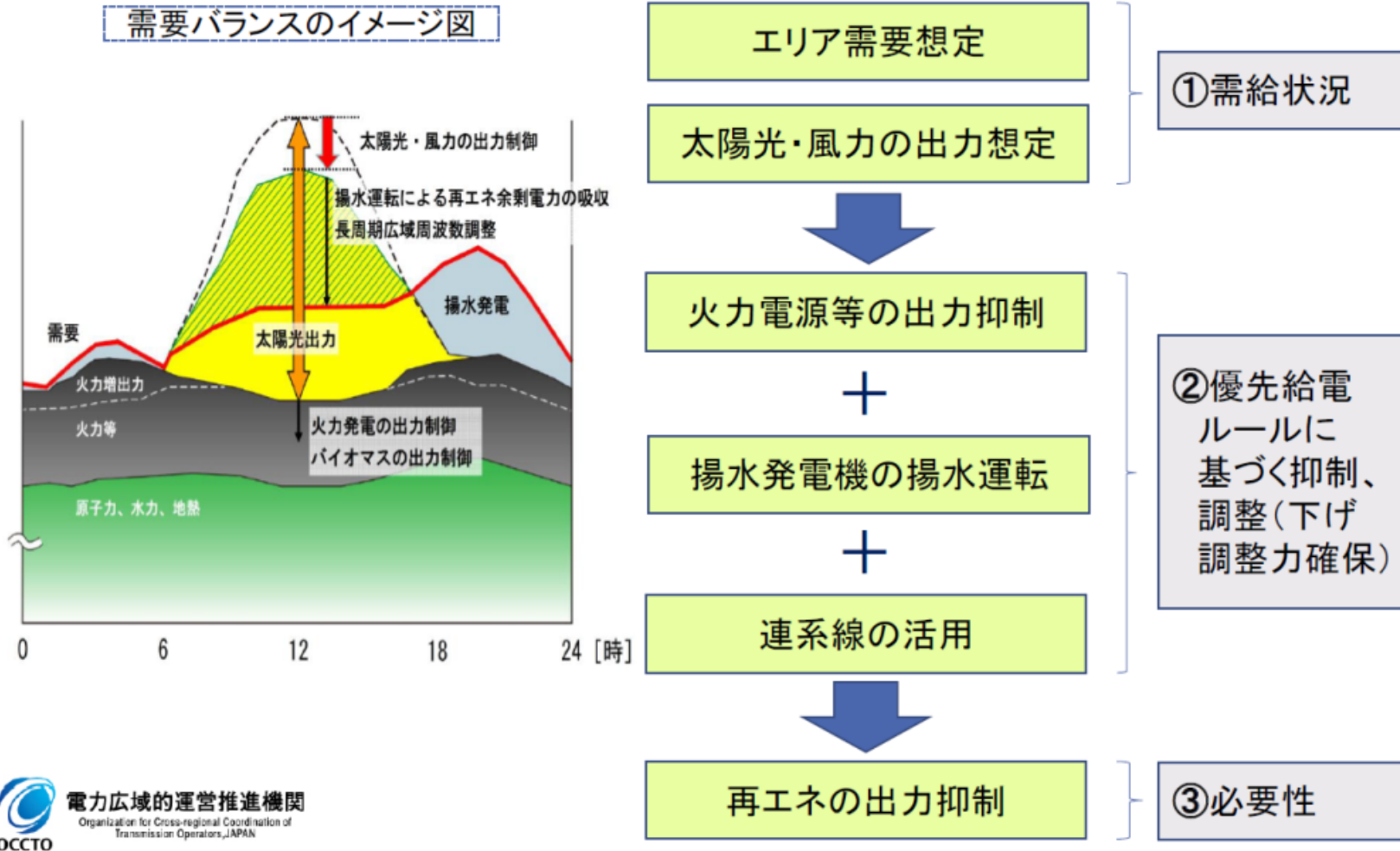
九電管内で何が起きたのか

- 九州電力は10月13、14日、翌週の10月20日、21日と、2週連続計4回の太陽光発電出力抑制を実施
- 九州の太陽光導入量は着実に増えており、電力需要が減少する一方、太陽光発電量が伸び、電力需要を超える電力供給が行われる可能性の高い春と秋の休日の好天時に出力制御が常態化する可能性が高まっている
- 出力抑制を避けるために、どのようなことが行われてきたのか
 - ①揚水発電による再エネ電力の吸収、②火力発電所の出力抑制、③電力の広域融通、④バイオマスの出力制御
- しかし、原子力、水力、地熱発電は出力抑制の対象外(再エネに優先して送電する権利が付与されている～ここは欧州と異なる点)
- 背景に、九州で玄海原発を含む原発の再稼働が進み、現在4基が稼働中。これらから発電される電力が増えれば増えるほど、供給の柔軟性が失われる(出力抑制できない電源が増える)。供給能力の柔軟な変化によって再エネ受け入れ余地が従って減少したという事情も、今回の出力抑制発動の背景にある。
- 他方、九州電力としては、法制上義務付けられた手順に従って、やるべきことはすべてやった上で、やむをえざる「最終手段」として太陽光発電の出力抑制に訴えた。電力広域的推進機関(OCCTO)も肯定的評価を与えている。だが、議論すべき論点は多数ある。

2. 検証方法(2)

5

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行った。



3. 九州電力が公表した抑制実績

九州電力は、10月の以下の日について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制を指令した。

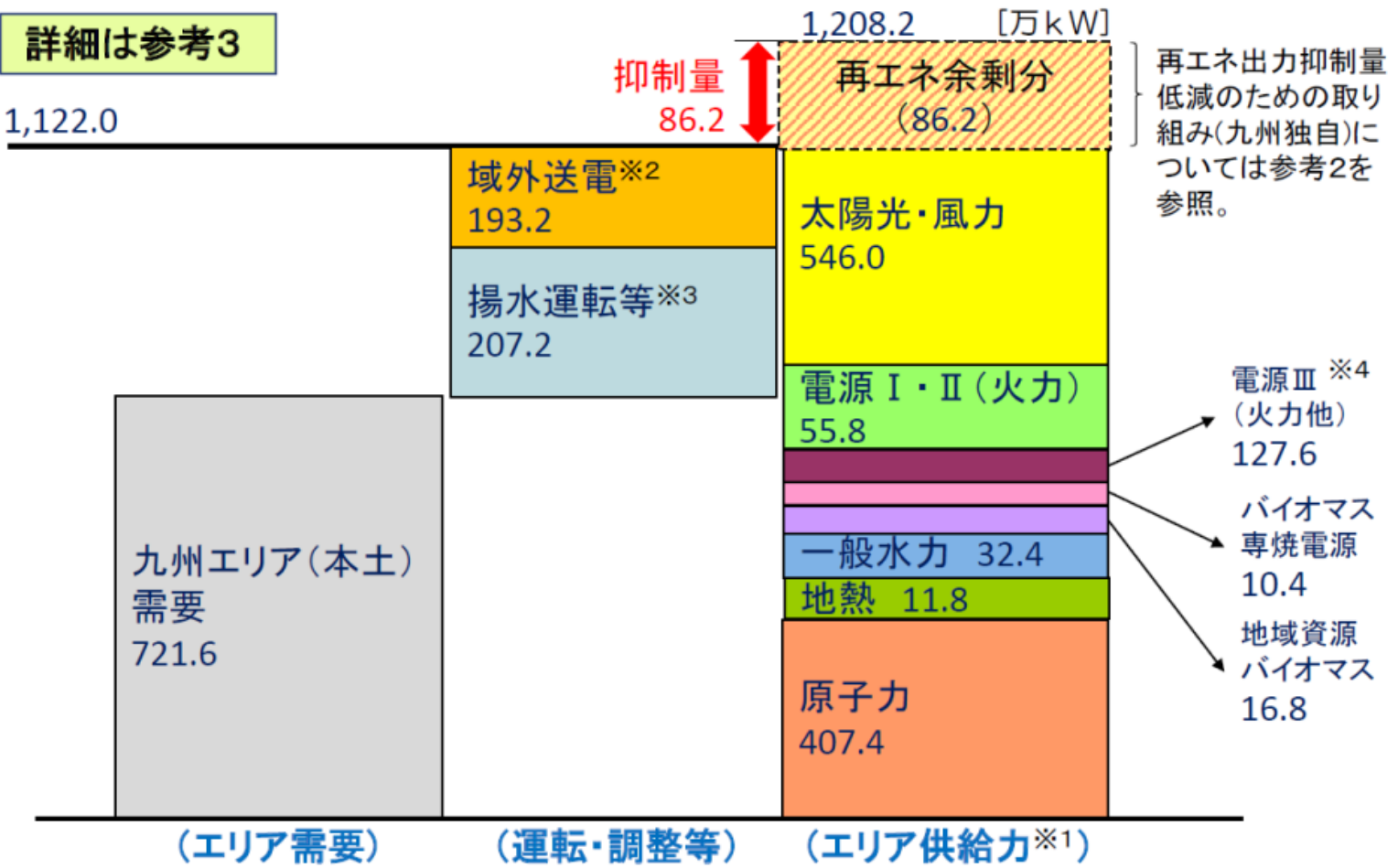
検証対象日

供給区域	九州エリア(本土)			
指令日時	10月12日(金) 16時	10月13日(土) 16時	10月19日(金) 16時	10月20日(土) 16時
抑制実施日	10月13日(土)	10月14日(日)	10月20日(土)	10月21日(日)
抑制指令量	42.7万kW	61.8万kW	70.3万kW	117.6万kW
抑制時間	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時
九州電力 公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照	九州本土の出力制御指示内容を参照	九州本土の出力制御指示内容を参照	九州本土の出力制御指示内容を参照

10月21日(日)12時30分～13時00分(下げ調整力最小時刻)

詳細は参考3

1,122.0



再エネ出力抑制量低減のための取り組み(九州独自)については参考2を参照。

(エリア需要) (運転・調整等) (エリア供給力)※1

※1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
 ※2 : 中国九州間連系線(関門連系線)の運用容量相当。
 ※3 : 大容量蓄電池の充電を含む。 ※4 : バイオマス混焼電源を含む。

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、適切であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容

電源Ⅰ・Ⅱ火力機の最低限運転に必要な台数に厳選し、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに電源Ⅲの最低出力運転、ならびに連系線空容量を最大限活用して、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①の供給力がエリア需要を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

検討すべき論点

- 出力抑制は十分だったか

- 原子力、水力、地熱発電も含めて長期固定電源の出力抑制について検討の余地はないのか
- しかし、九電管内だけでの需給調整には限界。広域での調整を常態化させるべき

- 連系線を介した電力融通は十分だったか

- かつて13万キロワットだった関門連系線の120万キロワットにまで増大してきた。九電としては着実に連系線利用を増やしてきた
- 連系線の必要容量について検証し、投資計画を策定する必要
- 東日本、西日本に分けて、それぞれを1つのエリアと考えた広域調整を本格的に行う必要性がある。そのためにグリッドが混雑しているのであれば、それを解消する系統増強投資が必要

検討すべき論点(続き)

- そもそも、市場メカニズム活用の話がまったく出てこない
 - 九電で余剰電力→電力価格下落→電力市場で売却(本州に送電)→本州の高コスト発電が出力を下げる／停止→日本全体で電力コストの低減に寄与
 - 市場メカニズムを効かせることで、自動的に広域調整が働くようにすべき
 - 価格が下がれば、電力需要も伸びるはず
 - 蓄電池や水素の話が出ているが、中長期的にはあり得ても、コスト的に現時点では見合わない、最後の手段。優先順位はあくまでも系統での余剰電力の吸収であり、それが国民負担の最小化につながる(「**広域メリットオーダー**」)

「市場分断」が起きていた

- こうしたメカニズムが働いていたかを検証するには、日本卸電力取引所(JEPX)の取引価格データをチェックすればよい
 - もし「Yes」なら、九電管内と本州の取引価格は均一のはず
 - 出力抑制の行われた2018年10月20日、午後4時～4時半の時間帯における九電管内の取引価格は6.43円/kWh、本州の中国電力、四国電力、
関西電力管内の取引価格はすべて10.94円/kWhと、両者は大きく開いていた
 - 他方、本州三社の管内における取引価格はつねに均一だった
- 通常の日には、九電管内の取引価格が本州三社の取引価格と基本的に一致
- 【結論】両エリアの取引価格を一致させるメカニズムは働いていなかった(「市場分断」)

出力抑制が今後、増える可能性

- **今回の出力抑制規模なら許容可能だが・・・**

- だが、今から手を打っていかないと、再エネ抑制の最大理由になっていく
- 「無制限・無保障」から、有償での出力抑制に戻すべき→送配電会社ができる限り出力抑制を避けようというインセンティブを利かせることが重要

- **毎日新聞の報道では、出力抑制は急増**

- 2019年3月に16日間、4月も15日までに11日間も出力抑制(毎日新聞「九州電力の出力制御、温かくなり頻発 他電力でも・・・」2019年4月15日)

- **解決の道筋**

- ①系統増強、②系統利用ルールの改正、③電力市場の全面的な活用とメリットオーダーによる価格形成が必須

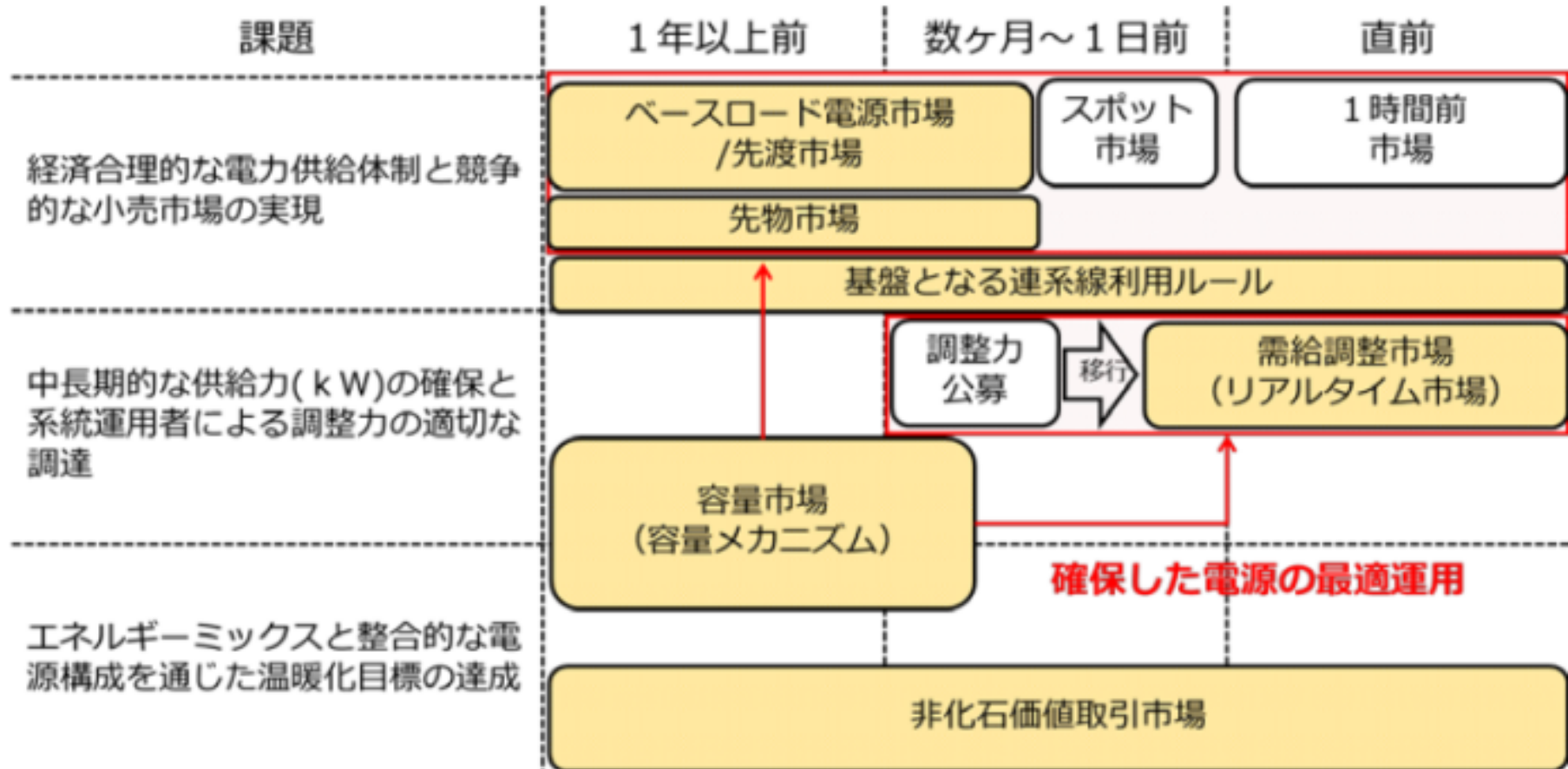
再エネ大量導入に向けた 「電力システム改革」

電力システム改革の進展状況

- 2013年4月に「電力システムに関する改革方針」閣議決定
- 同年、送配電網を広域的観点から運用する「広域的運営推進機関」創設(2015年4月)を含む、電気事業法の第1弾改正
- 翌2014年には、小売全面自由化を定めた、同法第2弾改正
- 2016年4月、小売全面自由化開始
- 2015年6月、発送電分離を実行に移す第3弾改正法
- 2020年4月に「発電」、「送配電」、「小売」の3部門を分社化する「法的分離」施行

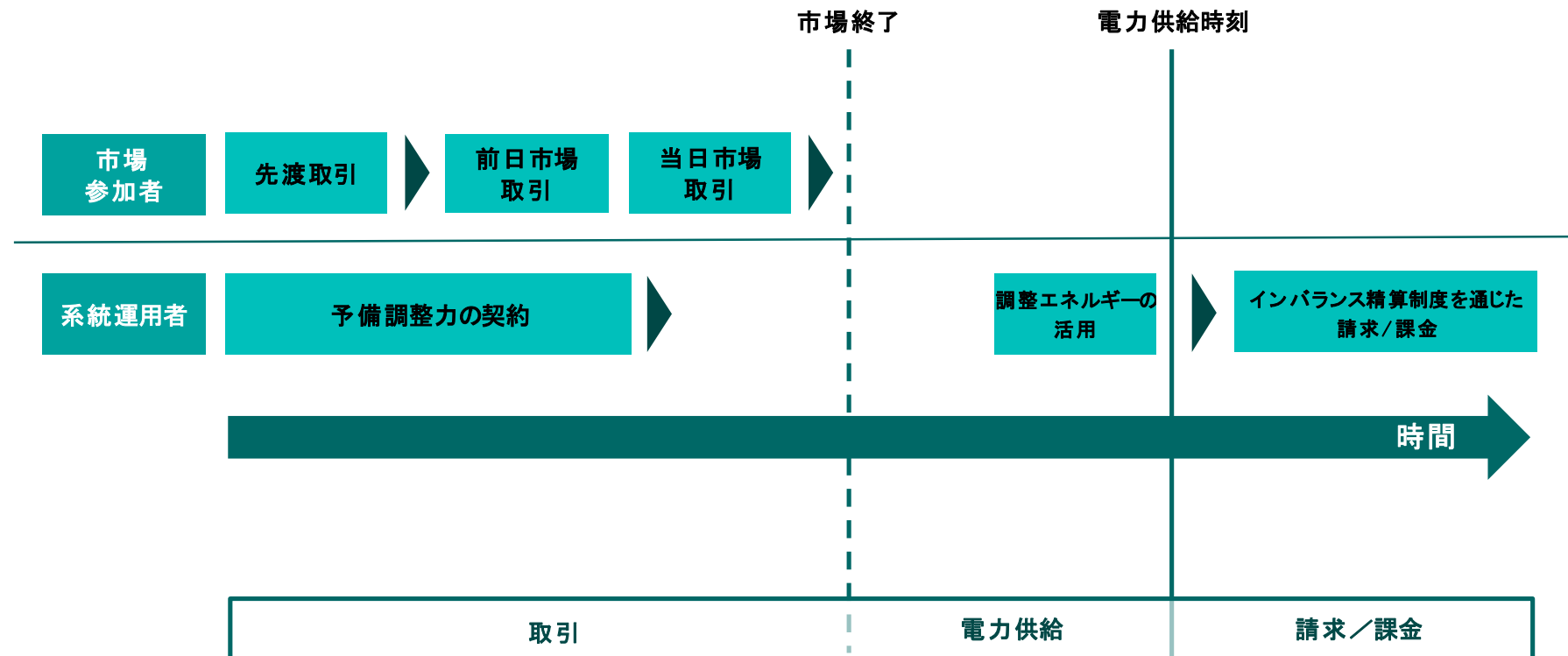
: 今後整備すべき市場

実需給と取引時期の関係



※新市場における取引の時期については、今後の検討によって変動しうる。

卸電力市場の重要性



[出所] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2014), p.9, Figure 1.

さらなる市場改革を

• 市場取引される電力比率は急上昇

- ①2017年4月のFIT送配電買取制度、②グロス・ビディングの導入、③2018年10月の間接オークション導入、の3点が奏功し、電力総需要のうちJEPXで取引される電力比率は、2.2%(2016年4月の)から29.5%(2018年12月)へとわずか3年足らずで一挙に約3割まで上昇

• 柔軟性供給を促す商品を

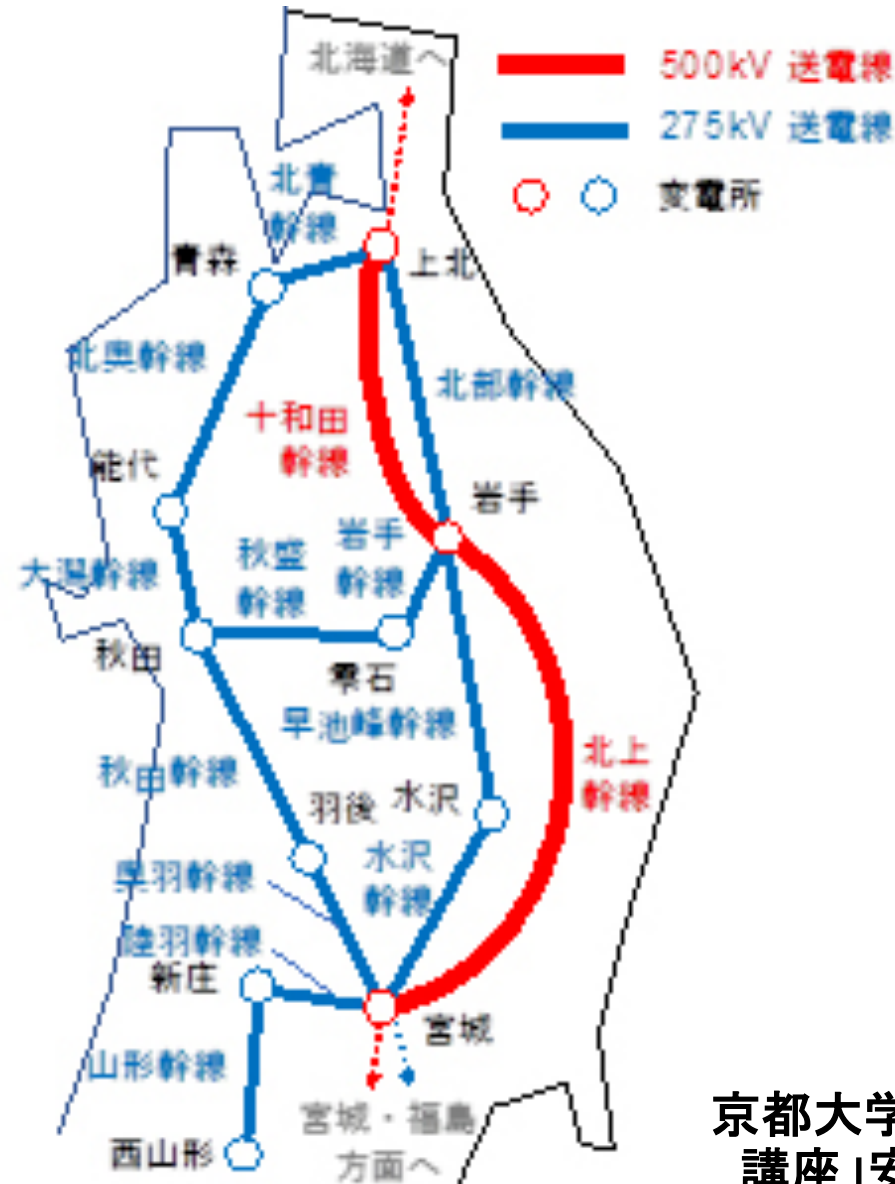
- JEPXは、30分単位の入札と2時間以上のブロック入札という2種類の商品しかない
- ドイツは2011年に15分枠の商品を投入したことで、一挙に市場の流動性が高めることに成功

• 市場取引の終了時刻を、可能な限り実需給時間に近づける

- 市場参加者は、より正確な天候予測に基づいて応札することができ、インバランスを最小化できる

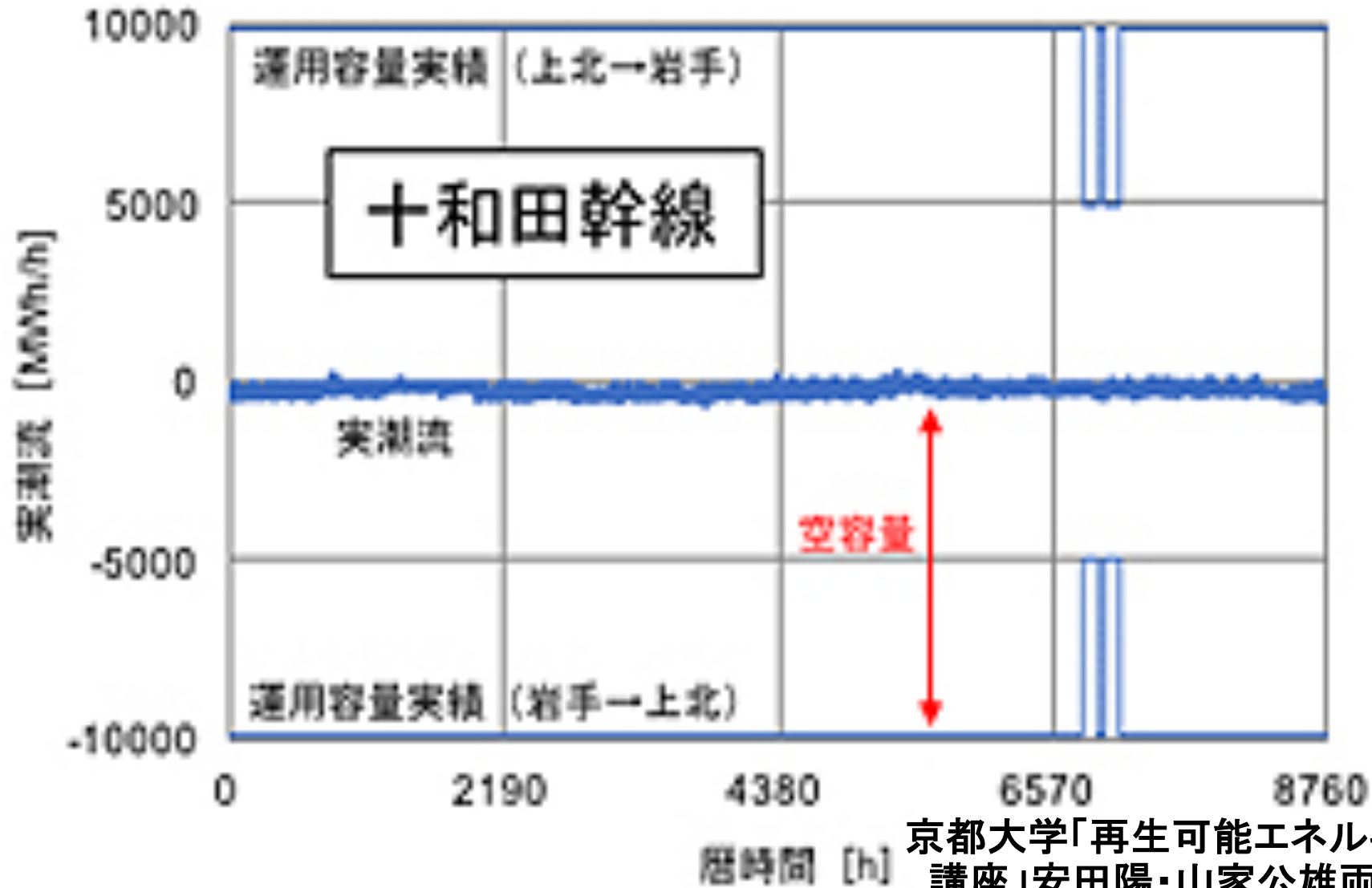
再エネ大量導入上の最大の課題として の系統容量問題

京都大学再エネ講座による分析対象 となった線路の電氣的・地理的配置



京都大学「再生可能エネルギー—経済学
講座」安田陽・山家公雄両教授 作成

十和田幹線の時系列データ (2016年9月1日～2017年8月31日)



京都大学「再生可能エネルギー経済学
講座」安田陽・山家公雄両教授 作成

主要幹線の空容量および利用率比較 (2016年9月1日～2017年8月31日)

線路			電力会社が 公表する 空容量 [MW]	年間最大 運用容量 [MW]	年間最大 運用容量 基準の 利用率	実潮流に基 づく空容量 (順方向の 年間平均値) [MW]	送電混雑 時間 [h]
電圧 階級	線路名	変電所名 (左から右が潮流 の順方向)					
500 kV	十和田幹線	上北～岩手	0	9,872	2.0%	9,756	0
	北上幹線	岩手～宮城	0	9,872	3.4%	9,516	0
275 kV	北青幹線	上北～青森	0	2,500	7.5%	2,343	0
	北奥幹線	能代～青森	0	2,500	18.2%	1,940	0
	北部幹線	上北～岩手	0	1,808	3.2%	1,673	0
	大潟幹線	能代～秋田	0	3,618	14.5%	3,017	0
	秋盛幹線	秋田～雫石	0	1,544	15.9%	1,175	0
	岩手幹線	雫石～岩手	0	1,544	16.4%	1,160	0
	秋田幹線	秋田～羽後	0	1,544	11.4%	1,248	0
	早池峰幹線	岩手～水沢	0	1,748	3.4%	1,502	0
	奥羽幹線	羽後～宮城	0	1,446	6.7%	1,154	0
	水沢幹線	水沢～宮城	0	1,544	11.8%	1,409	0
	陸羽幹線	宮城～新庄	0	3,094	4.4%	2,914	0
	山形幹線	新庄～西山形	0	2,714	4.8%	2,561	0

京都大学「再生可能エネルギー—経済学
講座」安田陽・山家公雄両教授 作成

1-6. 千葉方面における再エネ等の接続検討申込み状況

13

- 現在、多くの発電事業者さまから接続検討申込みをいただいておりますが、大規模な設備対策が必要な旨を回答、あるいは回答を保留しており、効率的な系統連系のご提案ができておりません。(特別高圧・高圧)
- 低圧事業用太陽光は現状約1.4万件、約60万kWの申込みがあり、今後更なる申込みが想定されます。

【千葉方面の空き容量ゼロの基幹系統における接続検討状況】

	電源種別	件数	容量(万kW)	対応状況
特高 高圧	洋上風力	18	958	【基幹系統連系の場合】 ○以下を回答済み/回答を保留中の状況 ・発電所から千葉県外までの電源線を新設 ・概算工事費 約800~1,300億円 ・工期 約9~13年 【基幹系統未満連系の場合】 ○回答を保留中の状況
	陸上風力	2	1	
	太陽光	71	12	
	バイオマス	8	3	
	火力	7	633	
	小計	106	1,607	
低圧 (事業用)	太陽光	約1.4万	約60	【低圧の場合】 ○これまでは基幹系統への影響が小さいとの考えから全て受け入れ
	陸上風力	99	0	
合計		約1.4万	約1,670	-

©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved.

無断複製・転載禁止 東京電力パワーグリッド株式会社



(出典)東電PGホームページ-託送手続き・サービス-電力小売託送サービス-お知らせ-「千葉方面における再生可能エネルギーを含む発電設備の効率的な導入拡大に向けた「試行的な取り組み」説明会の資料掲載について」, 2019年8月9日

<http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/retailservice/pdf/shikotekisetsumeikai.pdf>

千葉基幹系統における再エネ拡大の試行的な取り組み 3

【現行の考え方】

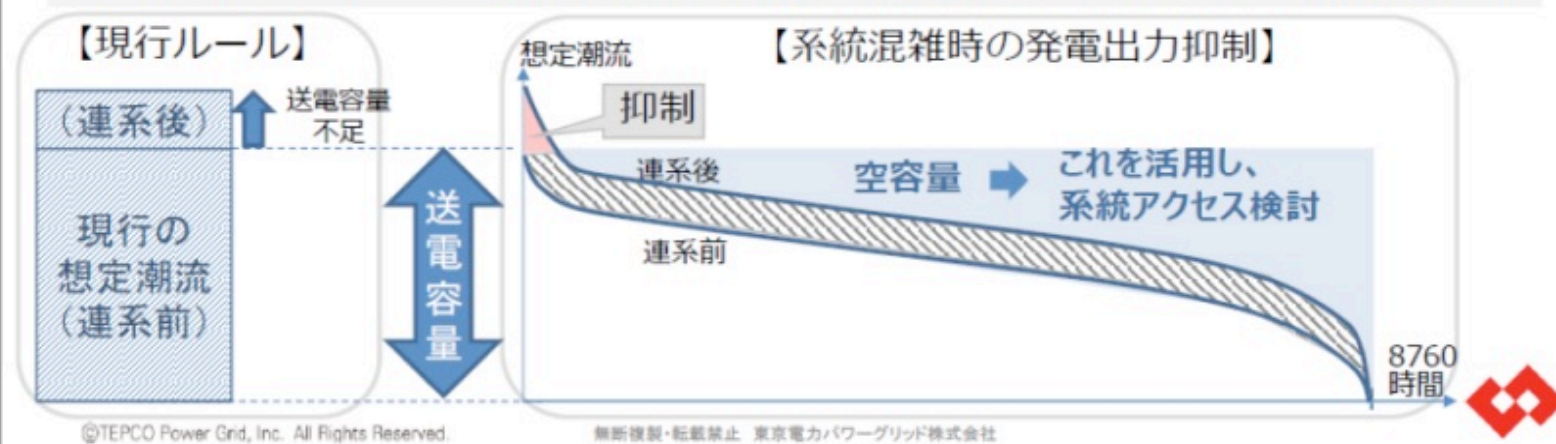
- 「最も過酷※」な断面を設定し、**平常時に混雑を発生させない前提**で潮流想定を合理化し、空容量を算出し、系統アクセス検討を実施

※送配電等業務指針第62条「流通設備の設備形成は、（～中略～）通常想定される範囲内で評価結果が最も過酷になる電源構成、発電出力、需要、系統構成等を前提としている。」

【今回の考え方】

- 千葉方面においては、太陽光や風力などの変動電源の特性を踏まえ、**平常時の混雑の際に発電出力抑制を許容**し、時間ごとにきめ細かな断面で潮流想定を合理化し、系統アクセス検討を実施

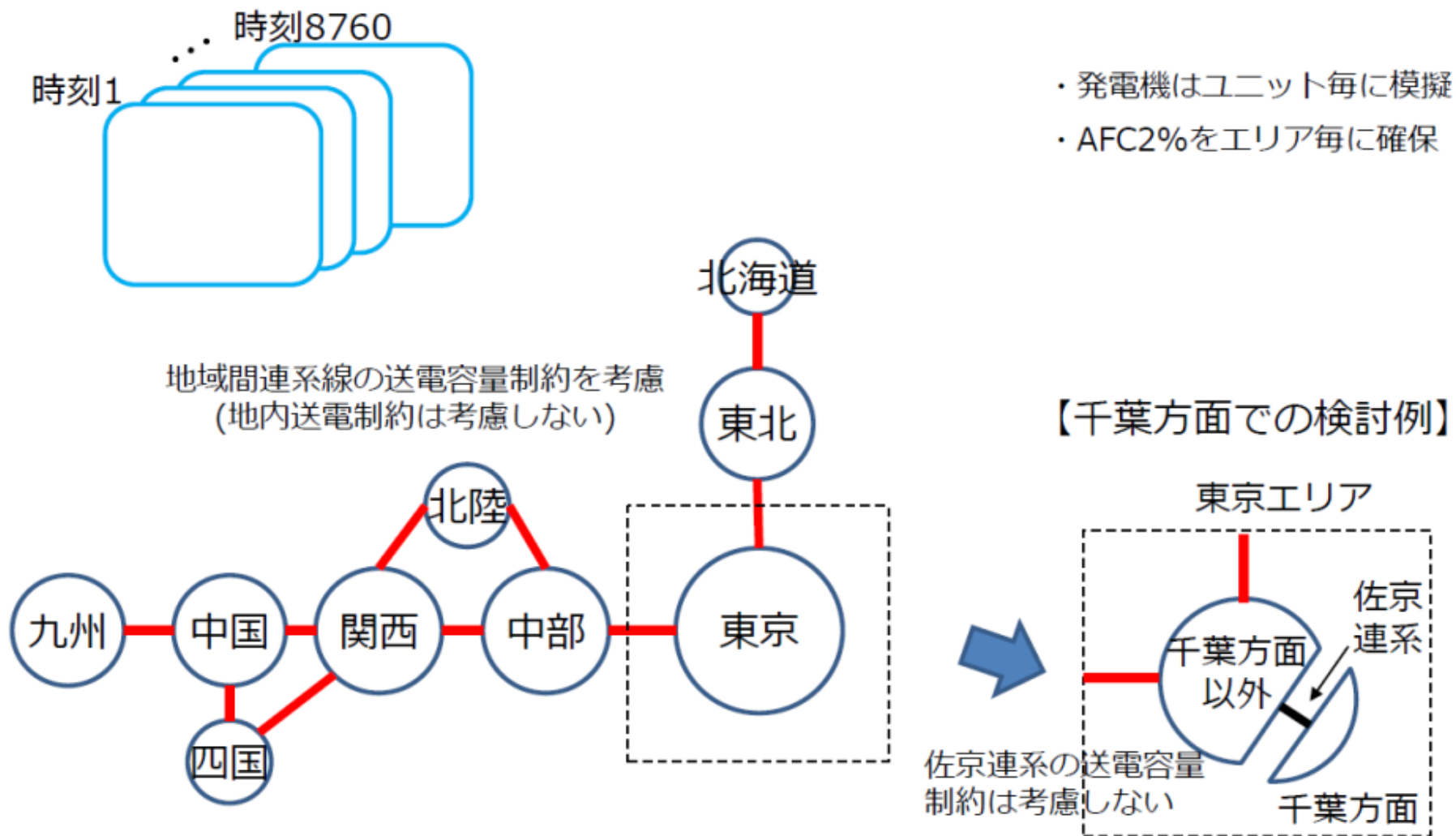
佐京連系を対象とし、**8,760時間の想定潮流を算出し、空容量の有効活用を検討**



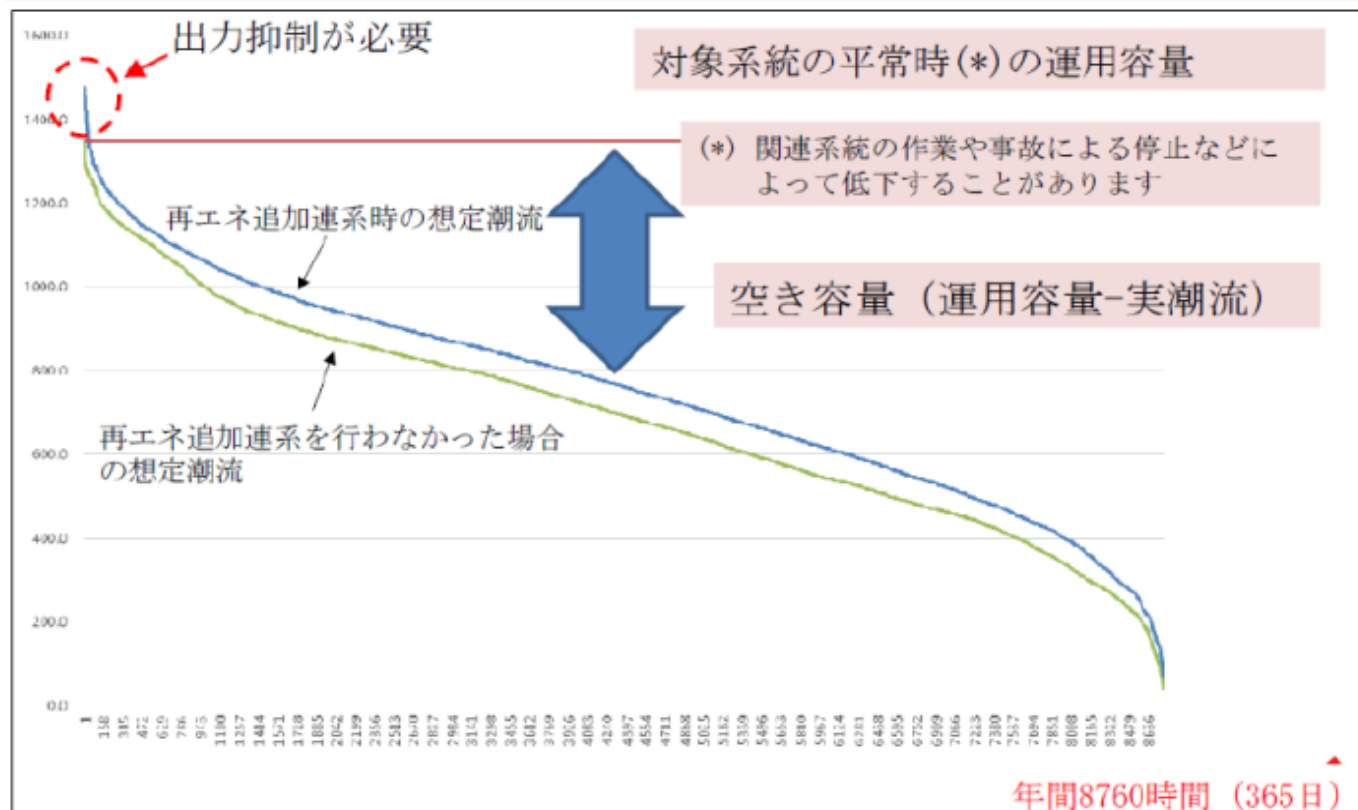
(出典)東電PGプレスリリース,「千葉方面における再生可能エネルギーの効率的な導入拡大に向けた「試行的な取り組み」について」, 2019年5月17日
<http://www.tepco.co.jp/pg/company/press-information/press/2019/pdf/190517j0101.pdf>

3-3. 混雑状況の試算（年間8760hの潮流想定）

- 全国メリットオーダーシミュレーションを1時間毎に1年間(8,760時間)実施し、潮流を試算



- 再エネ追加連系時の混雑状況を試算すると佐京連系の限界超過量は僅か
- 「試行的な取り組み」により、千葉方面に**相応の規模の再エネ系統連系**の可能性
- 佐京連系の限界を超過する時間に発電出力制御が必要
- 佐京連系の限界を超過する発電力については系統内の供給力として見込めない



注: 想定潮流は需要や電源等の条件が変われば、本試算通りとならない場合があります。

(出典)東電PGホームページ-託送手続き・サービス-電力小売託送サービス-お知らせ-「千葉方面における再生可能エネルギーを含む発電設備の効率的な導入拡大に向けた「試行的な取り組み」説明会の資料掲載について」, 2019年8月9日
<http://www.tepco.co.jp/pg/consignment/retailservice/pdf/shikotekisetsumeikai.pdf>

問題の解決には何が必要か

【1】何が課題か

[1] 空き容量問題

[2] 系統接続ルールのあり方

2-1) 先着優先ルールの問題点

2-2) 日本版コネクト&マネージは解決策となるか

[3] 系統増強投資に関する問題点

[4] 系統増強投資に関する費用負担の問題点

[5] 系統の広域調整に関する問題点

【2】問題の解決に向けて：基本哲学

[1] 系統の中立性確保

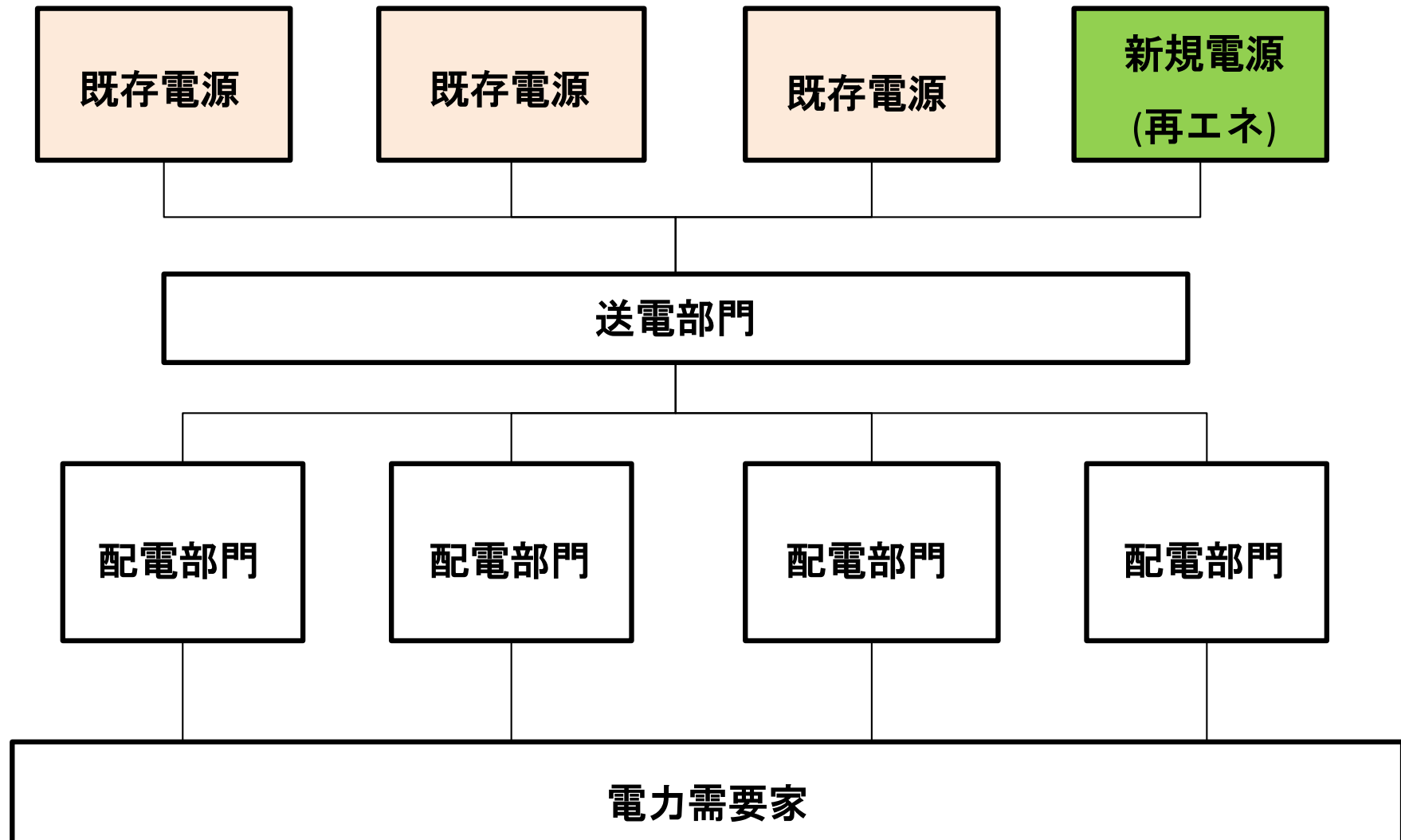
[2] 電力系統の公共性認識

[3] 再エネを国策として推進することは国民的利益にかなう

[4] 以上から引き出される基本ルール

[5] 系統管理の優先順位

競争条件の均等化／新規参入の促進



【3】改善策の具体的提言

〔1〕 系統利用ルール

◆旧来発電の既得権の廃止

- すべての発電事業者を競争上公平に
- 新規参入の促進とイノベーション
- 「電力・ガス取引等監視委員会」の役割の重要性

◆空き容量の積極的な活用

- 「日本版コネクト&マネージ」の導入をまずは評価
- しかし、「ファーム型」と「ノンファーム型」の区別は結局、旧来発電に対する既得権益の再認につながらないか？
- 送電契約を柔軟化し、送電事業者に対し、発電事業者への再給電指令権限付与の必要性
- 系統容量の計算を、現行の「計画潮流ベース」から、すべて「実潮流／リアルタイム・ベース」へ転換
- 実潮流に関する系統情報の開示が不可欠

【3】改善策の具体的提言

[2] 系統投資のあり方と費用負担ルール

- ◆送配電事業者に系統増強を義務づけ
- ◆系統増強費用は、託送料金を通じた電力消費者からの回収を担保
 - 「原因者負担」ではなく、「受益者負担」原則に立脚
- ◆「電力接続案件募集プロセス」の意義と限界
 - 先発者の負担で、後発者がフリーライド／競争阻害
- ◆もちろん、経済合理的な系統投資が必要
 - 送配電事業者が、再エネ等の将来の増加を見越して計画的にグリッド増強投資ができるよう、制度的・費用面で担保

【3】改善策の具体的提言

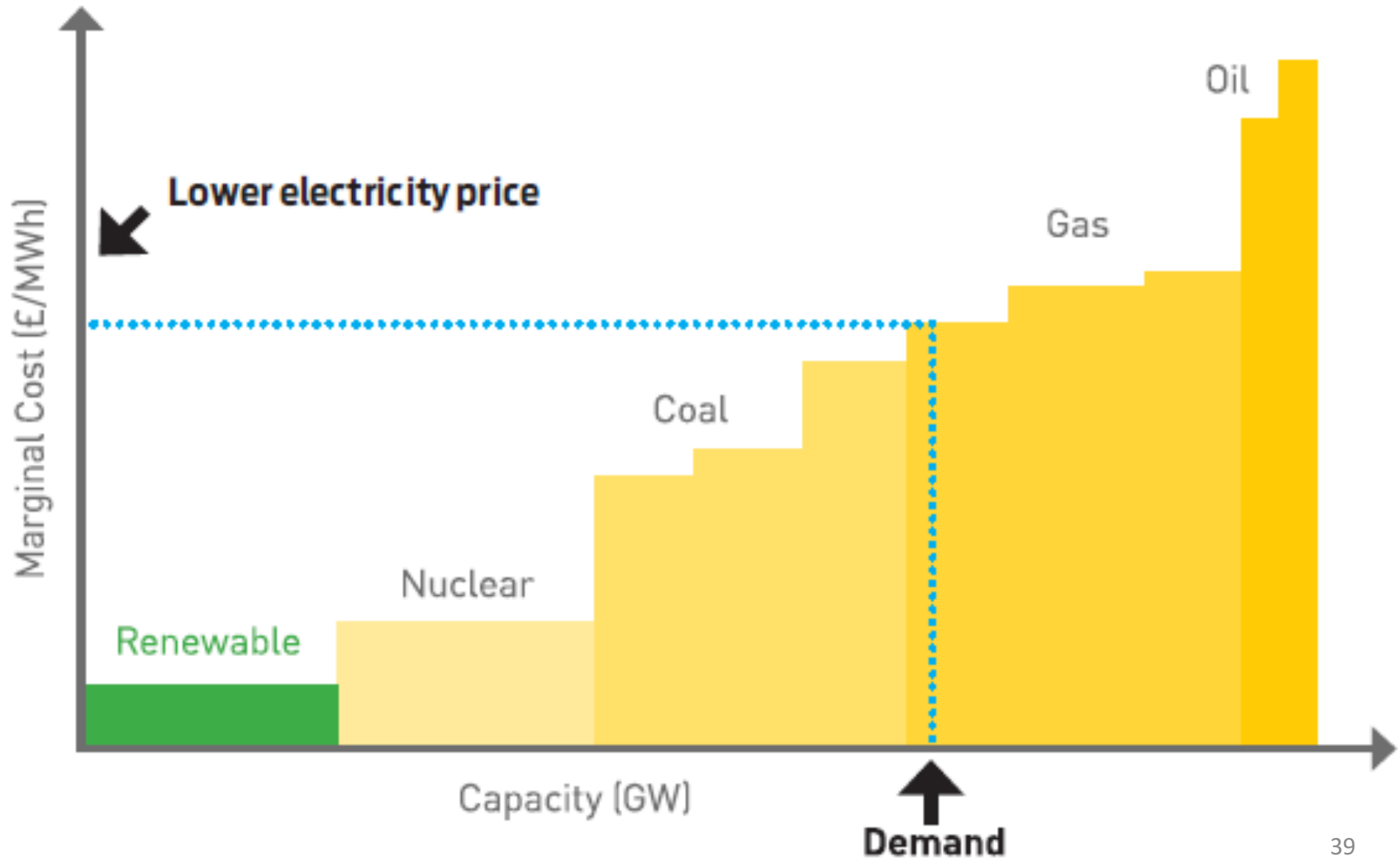
【3】電力の広域融通の推進

- ◆再エネの変動性を、系統全体で「飲み込む」ことは可能であり、望ましい
 - 電力広域融通の実潮流ベースでの推進。そのため、送配電会社間連携のための組織を強化
- ◆少なくとも東日本／西日本全体で需給調整のための「広域需給計画」、「広域送電計画」を策定
- ◆日常ベースで電力広域融通が実施されれば、再エネの出力抑制の必要性は大幅に低下
 - それでもやむをえぬ出力抑制には、再エネ事業者への損失補償規定を設けるべき

【4】広域メリットオーダーの実現

- ◆現行の「相対取引中心主義」から「市場取引中心主義」への移行
 - 卸電力市場の活用により、すべての電源が卸電力市場に参加し、均衡卸電力価格が決定されるシステムに移行することで、日本全体で発電総費用の最小化というメリットがえられる（「広域メリットオーダー」）
 - 現状では、日本の総電力販売のうち10%未満しか卸電力市場(JSPX)で取引されていない（6.2%[2017年7月～9月期]、電力・ガス取引等監視委員会調べ）
 - 電源の分散化、変動電源の大量導入、安価な調整電源活用の必要性から、卸電力市場のさらなる活用は決定的に重要

メリットオーダーとは何か



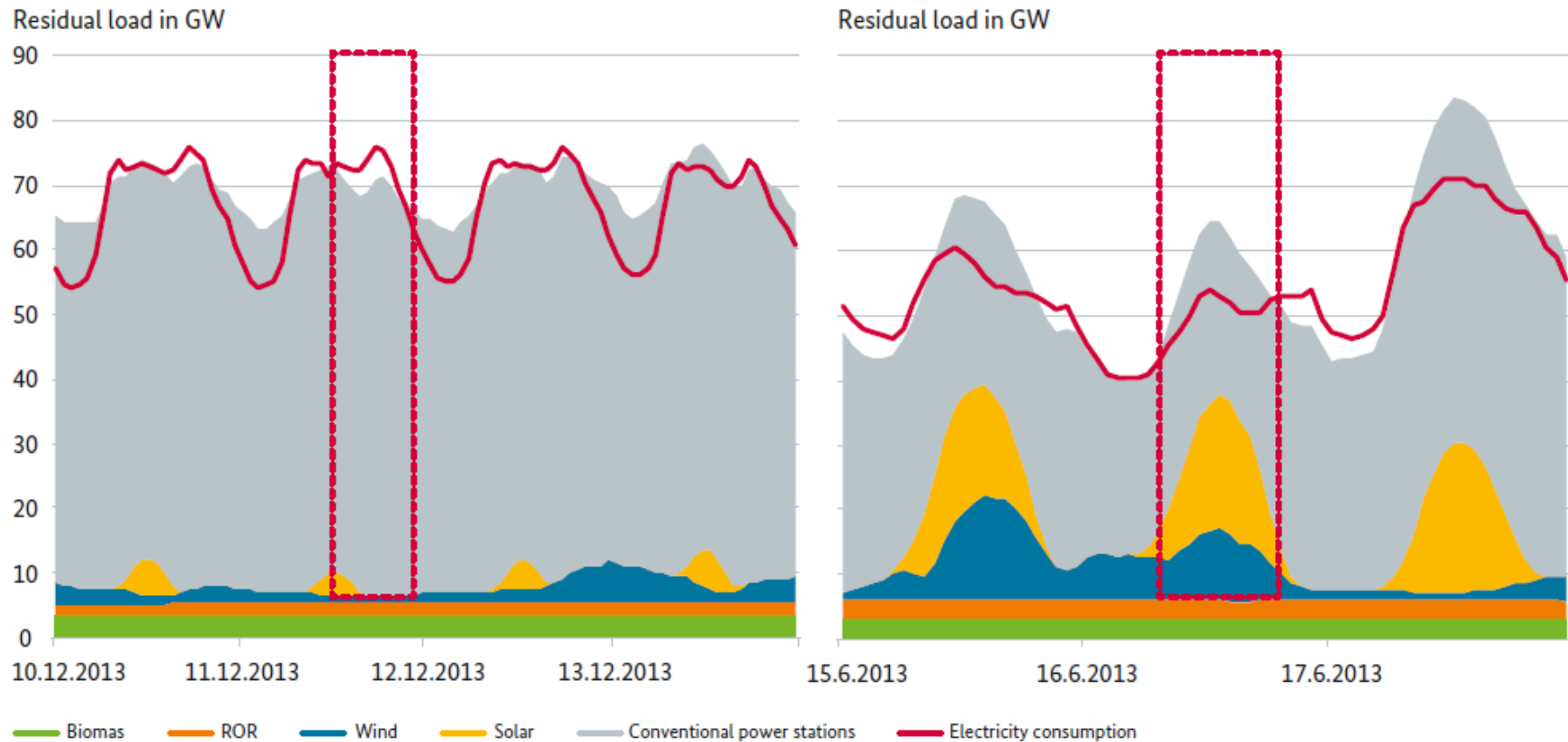
【3】改善策の具体的提言

[5] 再エネ開発の国家戦略の策定を

- ◆ 広域的な国内再エネ電力資源の開発を図るための政策を整える
- ◆ 新規の発電所立地計画が、需給計画、送電計画に反映されるよう、計画策定に幅広いステークホルダーの参加を求める
 - 未利用再エネ資源開発に関する送電計画の達成経費を、託送料収入でまかなえるよう担保
 - 洋上風力等の新たな資源開発のための送電線整備は、国が積極的に支援

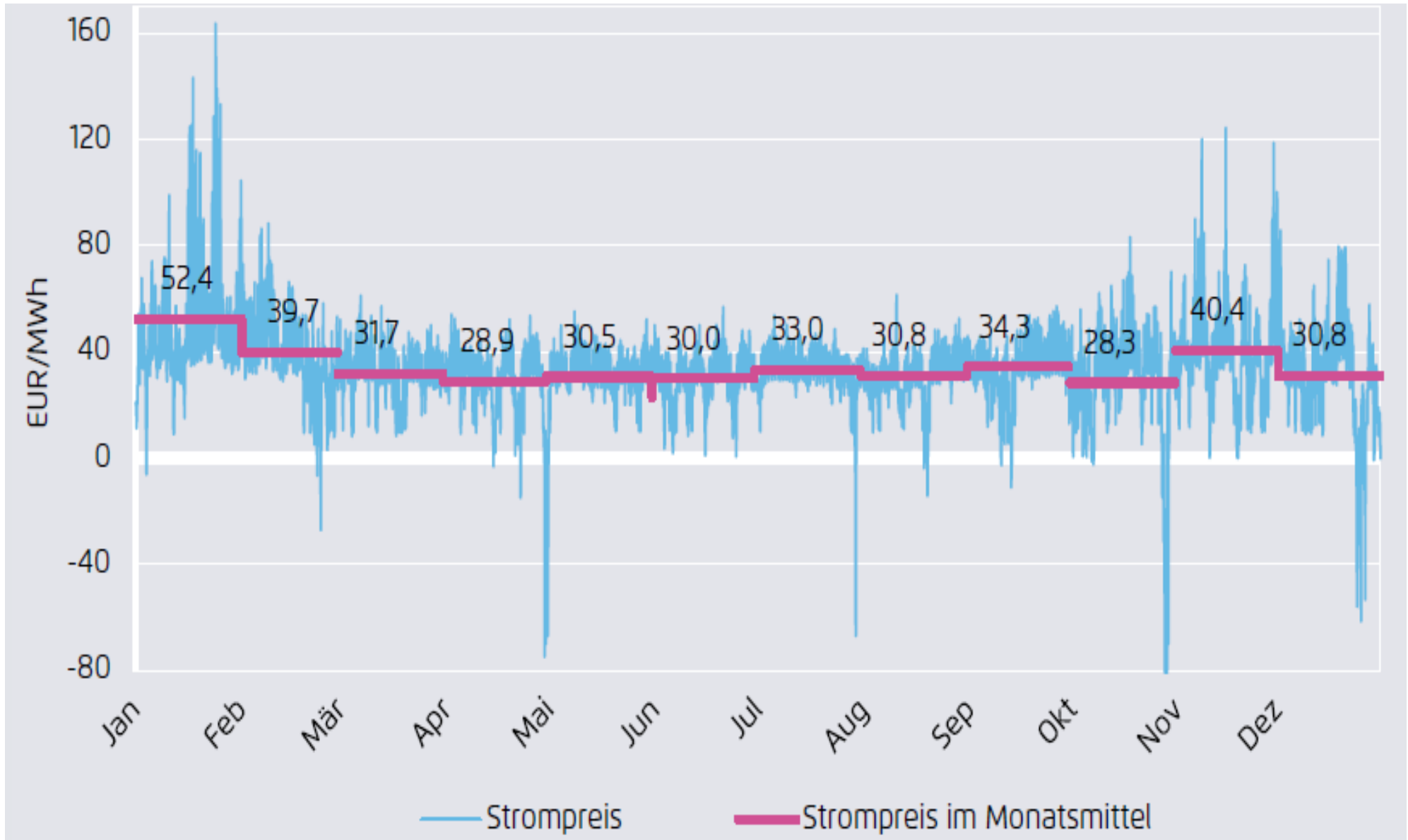
再エネの変動性を系統で「飲み込む」

「残余需要」の考え方

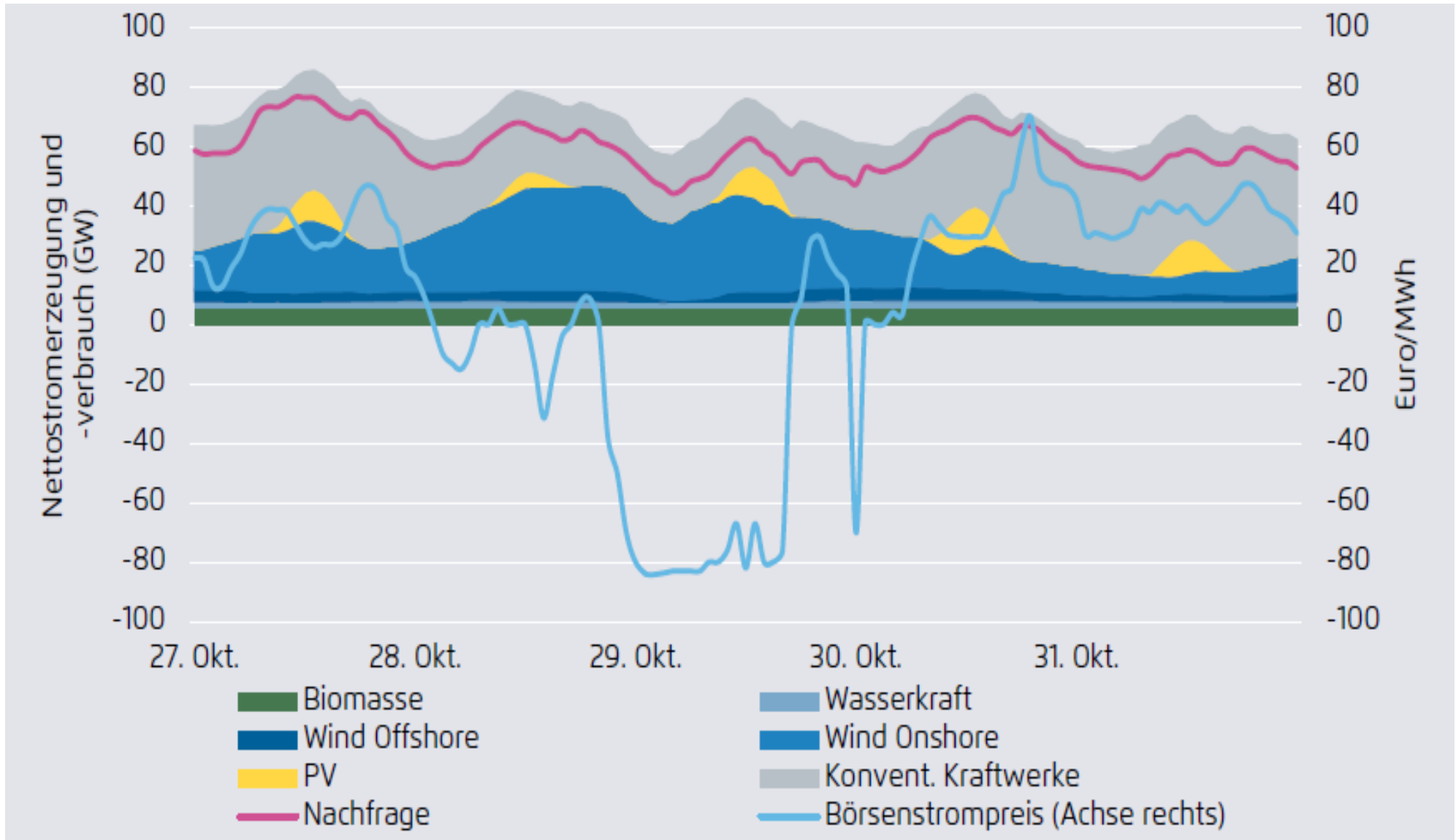


[出所] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2014), p.15, Figure 2.

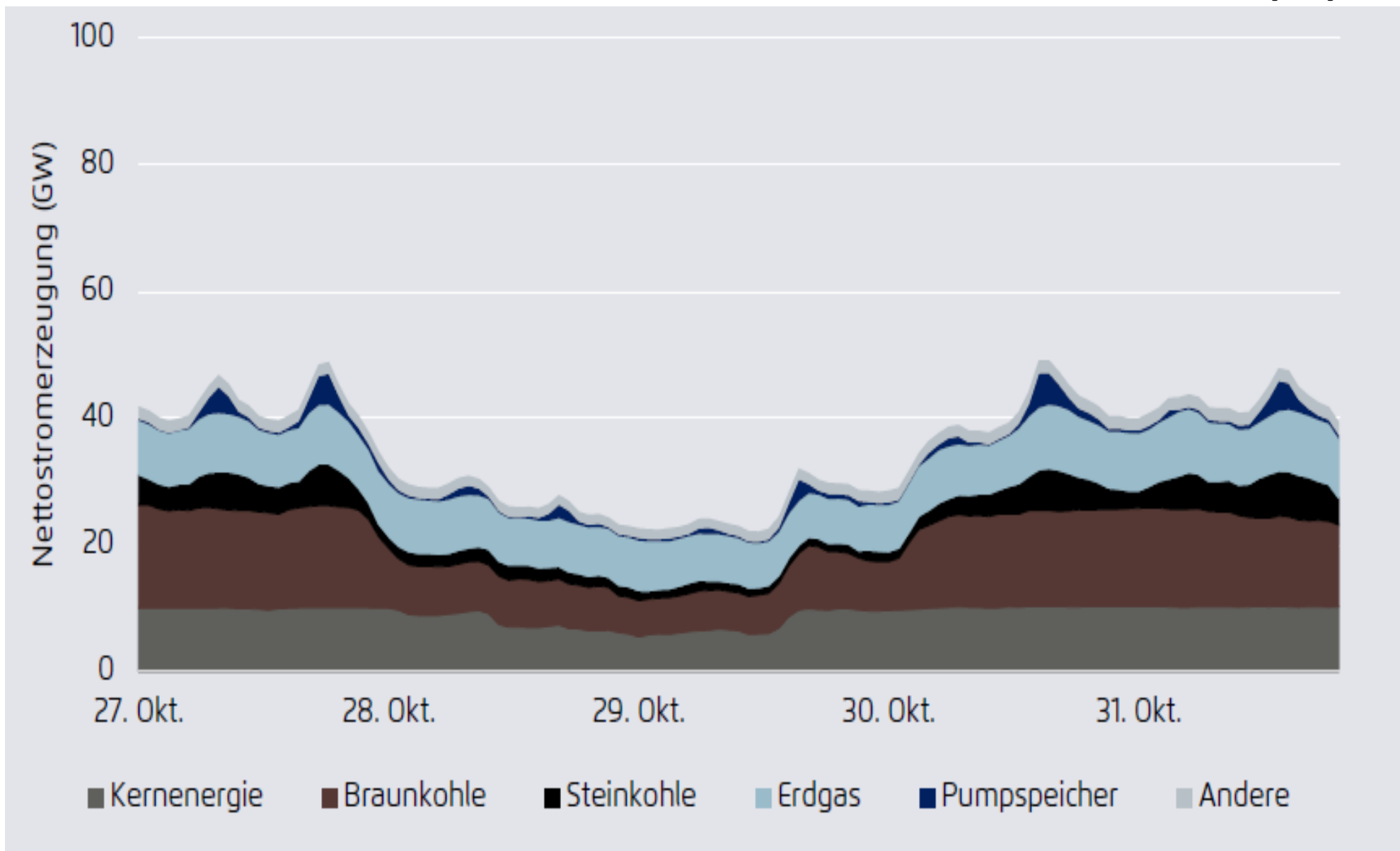
変動性/柔軟性/ネガティブ・プライス(1)



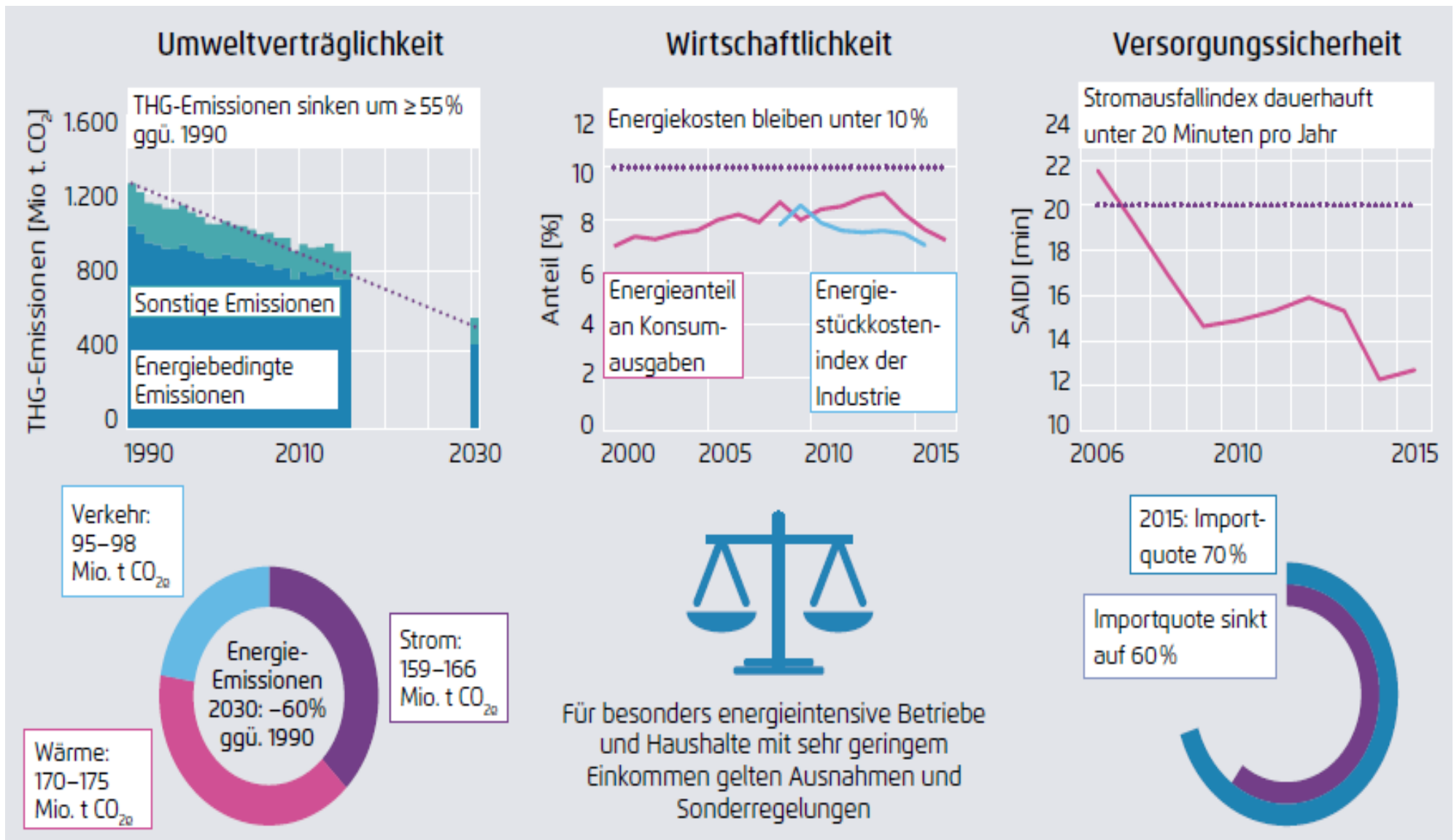
変動性/柔軟性/ネガティブ・プライス(2)



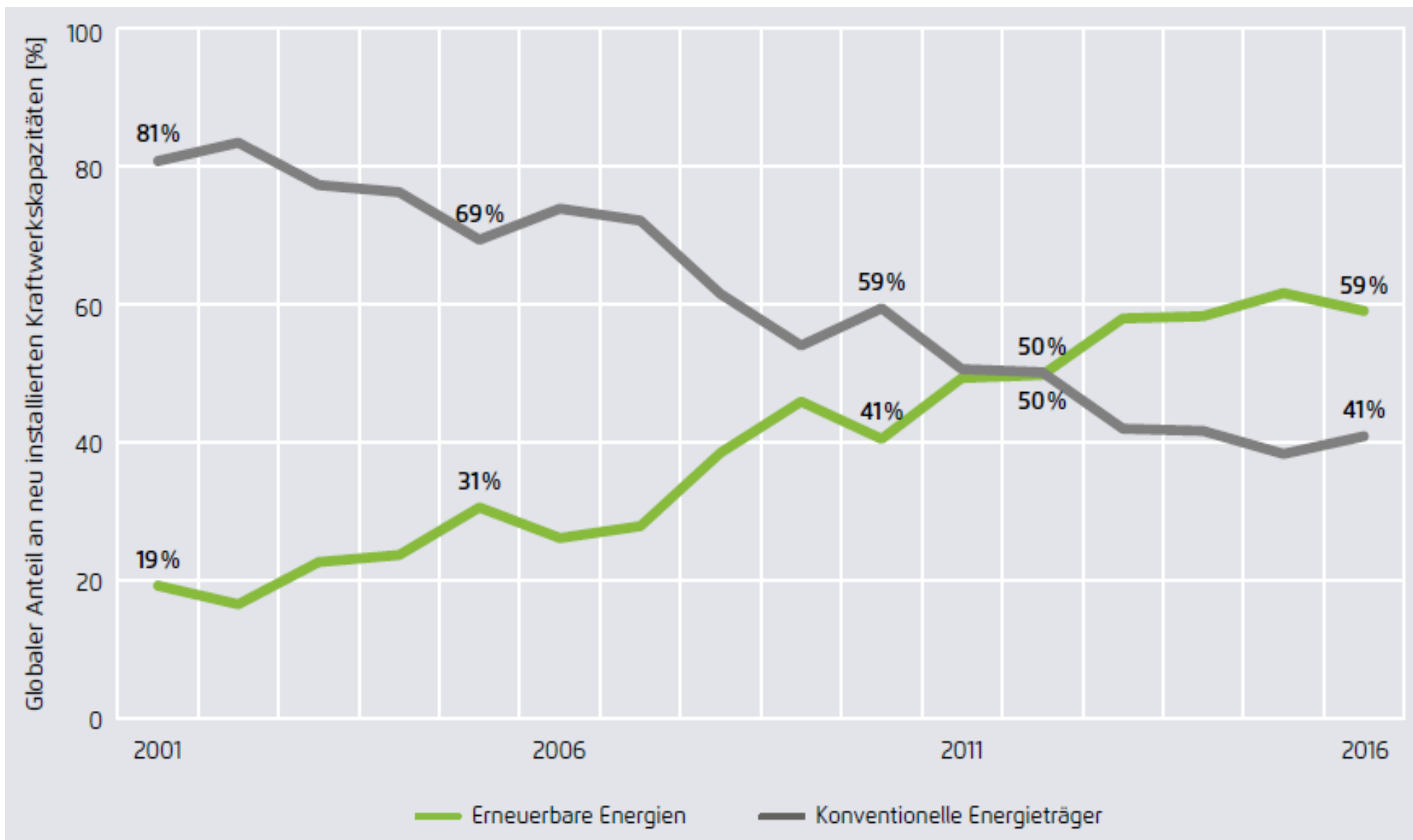
変動性/柔軟性/ネガティブ・プライス(3)



再エネ増加の実績評価



投資における再エネと伝統電源の逆転



FIT改革

～FITからFIPへ～

改革案の概要

- 再エネ電源を2つのカテゴリーに類型化

【1】競争電源

- 大規模事業用太陽光発電や風力発電事業など
- すでにコストが下がっているほか、今後更なるコスト削減で、買取制度に頼らず既存電源と競えるようになると見込まれる電源

【2】地域電源

- バイオマス、小水力、小規模地熱、バイオマス、住宅用太陽光など
- 競争電源ほど大規模化・大量生産で急速にコストダウンを行えない電源
- 他方で、森林などの地域資源や地元産業などを巻き込み、地域経済循環を促し、地域を豊かにしていく拠点に育つ可能性がある
- 蓄電池、コジェネ(熱電併給)、電気自動車、地域電力需給管理システムを組み合わせることで、マイクログリッド／スマートグリッドを構築し、新しい地域ビジネスを生み出すことも視野に入る
- こうしたインフラが整えば、災害時に地域の強靭性を高めることも可能

「市場プレミアム制度」とは何か

- 経産省の改革案の目玉が、市場プレミアム制度(Feed-in-Premium: FIP)の導入にあることは間違いない
- これは、再エネ電力の売買を市場に委ねるが、市場価格ではなく、「市場価格＋プレミアム」で売買するというアイデア
- プレミアムを付けるのは、まだまだ市場価格では競争できないから
- ドイツは2012年にこの制度を導入

「直接販売」制度の導入

- また再エネ事業者にも、変化が求められる
 - 固定価格で電力会社に売ったら終わり、というビジネスモデルから、通常のビジネスモデルへの転換
 - いまは顧客への電力販売を電力会社に任せることができるが、いずれ、顧客を市場が相対で、自分で見つけなければならなくなる(「直接販売」制度)
 - 自らの力で顧客を取ってこれるかで、経営力が問われる
- こうして改革案の肝は、「市場プレミアム制度」+「直接販売」の導入

問われる再エネ事業者の経営力

- FIPの下で、再エネ発電事業者は、変動する市場価格に一定のプレミアムを乗せた価格で電力を販売
- FIT下では販売価格の変動は気にしてなくてもよかった
- FIP下でも引き続き支援は受けられるが、市場価格の動向を見極めて発電タイミングを計り、利潤最大化を実現できるか否かで、経営能力が問われる
- 以上の改革案は、FIPの次のステップとして基本的には妥当

FIP移行の前提条件

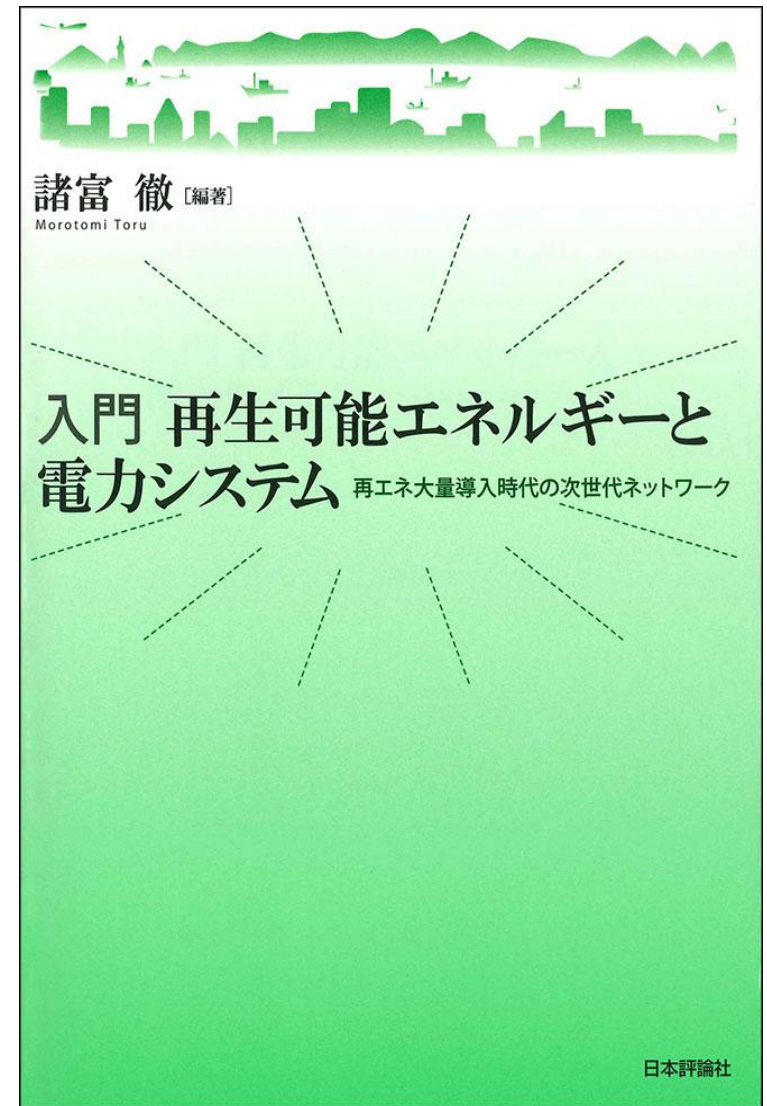
- ただ、以上の変化に対して、再エネ事業者の側はまだ準備体制が整っていない可能性
- 買取制度の固定制から変動性への移行とっていい大きな変化なので、移行への準備期間が必要
- 大手再エネ事業者は電力の市場での売買や、顧客獲得に向けた営業のための社内体制を組めるだろうが、地域企業や中小企業はなかなか難しいかもしれない
- その意味で、「地域電源」の 카테고리は重要な意味をもつ
- FIPへの移行が成功するには、卸電力市場における電力取引の厚みを増す努力を行い、そこで公正な競争が行われ、公正な競争価格が成立する条件が成立するか否かにかかっている
- 現在の卸電力市場の状況は、以前に比べれば市場の厚みは増したものの、価格高騰が頻繁に起きるなど、市場の価格形成機能に不安の多い状況である。公正な競争が行われる市場環境の整備を進めることは、国の責任である

参考文献

- 電力・ガス取引監視等委員会(2018), 「競争的な電力・ガス市場研究会 中間論点整理」平成30年8月9日.
- Deutsch, M., Krampe, L., Peter, F. and S. Rosser (2014), “Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option? - An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany”, Agora Energiewende.
- Energinet (2018), *Nordic Power Market Design and Thermal Power Plant Flexibility*.
- IREANA(2018), *Renewable Power Generation Costs in 2017*.
- OECD (2017), *Investing in Climate, Investing in Growth: A Synthesis*.
- OECD/IEA and IRENA (2017), *Perspectives for the Energy Transition: Investment Needs for a Low-Carbon Energy System*.

諸富徹編(2019)『入門 再生可能エネルギーと電力システム改革』日本評論社

- 序章 再生可能エネルギーと電力システム改革
- 第1章 電力市場の仕組みー北欧の電力市場
Nord Poolを例に
- 第2章 柔軟な電力市場の構築ーデンマークと
ドイツの電力市場制度の比較分析
- 第3章 電力市場に分散型電力と柔軟性を
供給するVPP(バーチャル発電所)
- 第4章 EUにおける電力市場の統合と連系線
の活用
- 第5章 送電線空容量問題の深層
- 第6章 欧米の電力システム改革からの示唆
- 第7章 電力系統安定化のための自律的消費
電力制御
- 第8章 風力・太陽光発電大量導入による電力
需給バランス、2030年シナリオ



諸富徹編(2015)『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社

序章 電力システム改革と分散型電力システム 諸富徹

第1部 分散型電力システムのデザインと技術的課題

第1章 電力システムの計画経済型から市場経済型への移行のための技術と制度設計 阿部力也

第2章 再エネ大量導入時代の送電網のあり方:ベースロード電源は21世紀にふさわしいか? 安田陽

第3章 分散型電源大量導入の技術的問題と対策 近藤潤次

第2部 分散型電力システムにおける市場設計の諸課題

第4章 ドイツにおけるキャパシティー・メカニズムの制度設計: Strategic ReserveとCapacity Marketを中心に 東愛子

第5章 欧米における容量市場の制度設計の課題 服部徹

第6章 電力システムの再構築とその費用負担原理 諸富徹

第7章 電力システム改革は電力業のパフォーマンスを改善するか 南部鶴彦

終章 要約と結論、そして今後の研究へ向けての展望 諸富徹

