



京都大学
KYOTO UNIVERSITY

再生可能エネルギーと電力自由化

2016年7月27日(水)

科研費【部門A】研究会

諸富 徹(京都大学大学院経済学研究科)

1. 日本の「電力システム改革」と 再生可能エネルギー

画期的な「電力システム改革」とその 意義

- なぜ「電力システム改革」か

【1】現行の電力システムへの疑念～東日本大震災直後の電力供給途絶

- 集中型電力供給システムは本当に望ましいか？

- 分散型電力供給システムの方が、かえって安定供給に資するのではないか？

【2】なぜ、東西の電力融通ができないのか

- 東日本で50ヘルツ、西日本で60ヘルツと周波数が異なる問題

- そもそも、「周波数変換所」の能力が限られており、各電力会社の管轄エリア間をつなぐ「連系線」の容量が十分ではなかった

【3】電力選択権の保障

- 「地域独占」+「総括原価方式」の下で、消費者には電力選択権が補償されていなかった

- 以上3つの観点から、電力システム改革の姿が明らかになる

【1】発電事業への新規参入促進と電力市場における競争促進(「地域独占の解体」)

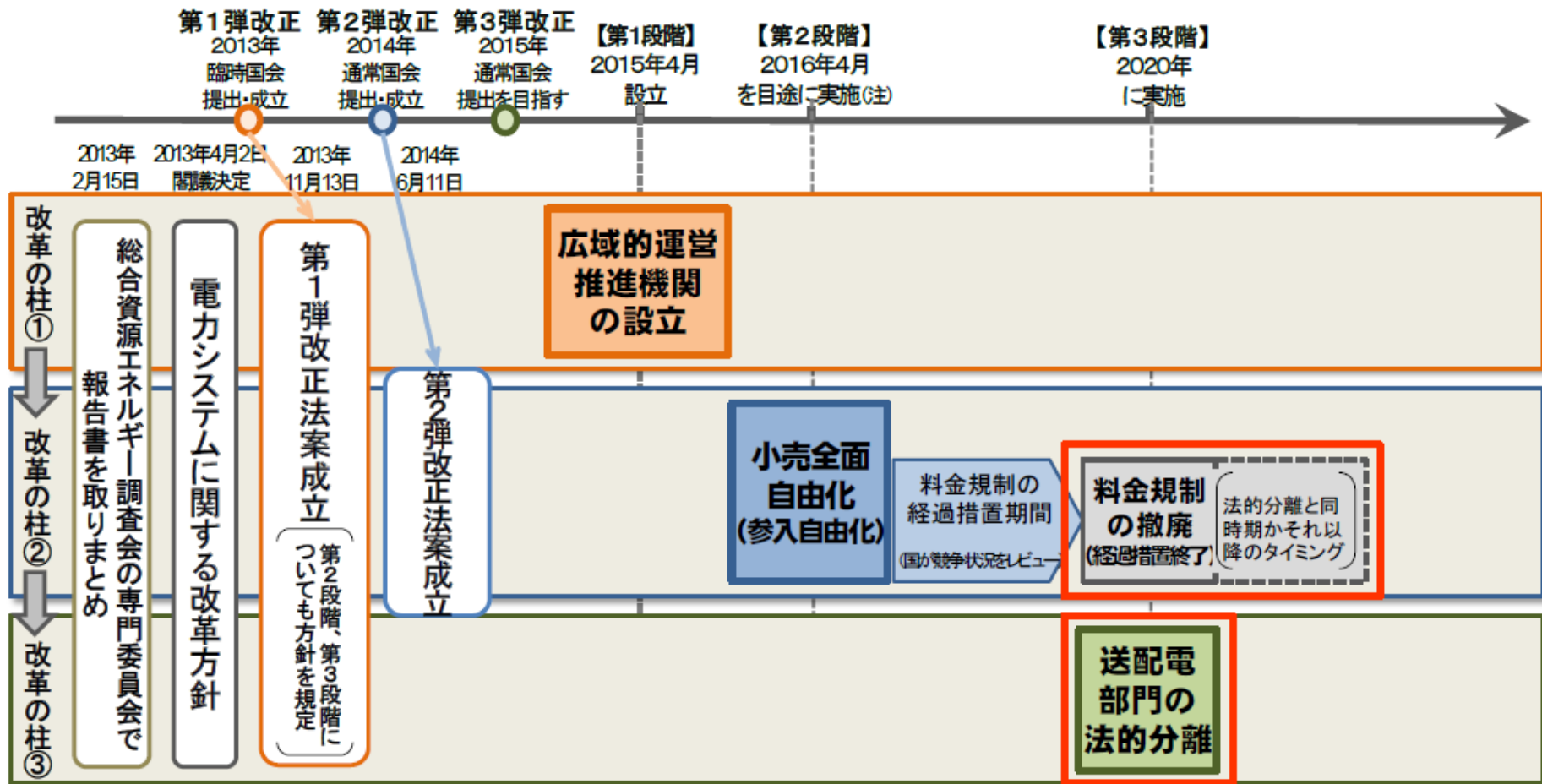
【2】送配電網の発電部門からの分離(「発送電分離」)と、その広域運用(「送配電網の中立化」)

【3】電力小売りの全面自由化(「電力の選択権」の保障)

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年に「発電」、「送配電」、「小売」の3部門を分社化する「法的分離」施行予定

図1 電力システム改革の全体像とスケジュール



「法的分離」でよいか

- 「法的分離」の下では、3部門を分社化しても、グループ企業として相互に資本関係を保つことは認められる
 - 本当に、発送電分離が実効性をもつのか？
- 電力事業法改正では、人事異動や業務委託、資金のやり取り等に関する「行為規制」をかけて中立性を確保
- 「電力・ガス取引監視等委員会」という独立機関を設け、分社後の送配電会社の行動をチェック
 - 国家行政組織法の第八条に基づく組織
 - 外部有識者5名から構成、専属の事務局
 - 経済産業大臣の直属、誰からも指揮命令を受けない高い独立性
 - 事業者に対して立入検査、業務改善勧告、大臣への意見具申等の強い権限
- 福島第一原発事故後の反省
 - 【1】経産省が、原発規制官庁 & 原発推進官庁でもあったことの問題性
 - 【2】人事ローテーションで担当者が素人化、事業者に太刀打ちできず
- 根本的には、「所有分離」を実行する必要

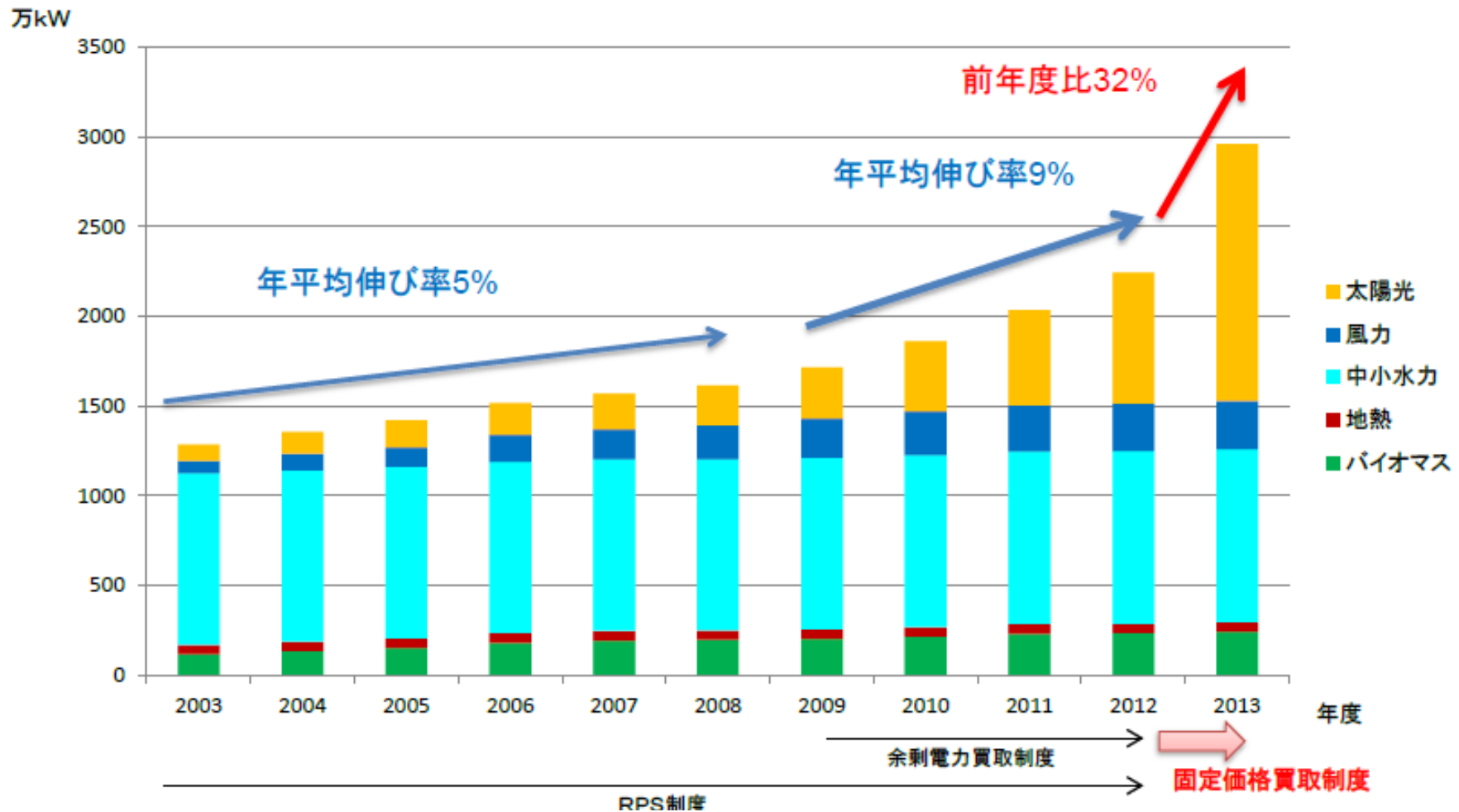
再エネ拡大にとっての意義

- 再エネの飛躍的拡大という観点から、電力システム改革は決定的に重要
- 再エネ発電事業者もまた新規参入事業者～彼らが、送配電会社によって公平に取り扱われることは、再エネ拡大の必須条件
- 実効性確保には、2015年4月設立の「電力広域的運営推進機関」が有効に機能する必要
 - この機関が中立的な観点から、送電会社に強力な指揮権を発動できるか否かが鍵

再生可能エネルギー固定価格買取制度のもたらした成果と課題

- 再エネ発電事業者の投資意欲を掻き立てる仕組み
- 再エネ拡大に大きく貢献
- 他方で、再エネで発電された電力の電力系統への受け入れが一時中断されるという問題も(「九電ショック」)
- とはいえ、買取制度は、日本でもっとも成功した公共政策手段の1つとして評価できる

図2 再生可能エネルギー等(大規模水力を除く)による設備容量の推移



課題：問題解決に何が求められるのか

【1】費用膨張問題

- ドイツの再エネ2014年改正法は、将来の日本の買取制度の進路にとって、重要な参照基準

【2】再エネの電力系統への受け入れ容量の問題

- 「無制限・無保証の出力抑制」による解決は問題

1) 電力会社の管轄エリア内だけで解決するのは限界

2) 特に北海道、東北、四国、九州の各電力会社の管轄エリアは、電力需要の規模が小さいため、再エネの供給能力が需要を上回りやすい

3) 望ましい解決法は、再エネをいったん系統に受け入れ、余剰電力を東京、中部、関西に送り、日本全体で需給をバランスさせること

4) これこそ、「電力広域的運営推進機関」の役割

本当に「容量」に空きはないのか

- 系統の空き容量は、誰が、どのような情報に基づいて決定したのか？
 - 空き容量があるにもかかわらず、再エネの受け入れを拒否することがあってはならない
 - 電力会社が一方的な宣言を許すのではなく、電力系統の透明性を高め、公平中立な第三者機関が判定を下す仕組みを作るべき
 - ドイツでは「連邦ネットワーク規制庁: Bundesnetzagentur」(日本では、「電力・ガス取引監視等委員会」に相当)
 - 日本では空き容量の算定にあたって、原発の再稼働を最大限見込んでその容量が取り置かれている
 - その妥当性について、議論が必要
- 電力系統はもはや、電力会社の私的所有物ではない
 - 電力システム改革以降、電力系統は公共財としての性質を付与
 - 系統利用に関する公共性・中立性・透明性の担保は、きわめて優先順位の高い政策課題

系統増強の必要性

- それでも再エネの系統受け入れが難しいなら、系統増強すべき
- ドイツの再エネ法は、第9条で送配電網の増強義務を電力系統管理者(つまり「送配電会社」)に課す
 - 増強費用は、電力料金で回収
 - ドイツの送配電会社は、空き容量不足を理由に、再エネの受け入れを拒否はできない
 - 代わりに、系統増強に取り組まねばならない
- 日本ではこの点が法律条文に明記されていない
 - 固定価格買取制度でいくら再エネを伸ばしても、系統容量の限界でそれ以上伸びることができない状態に到達
 - 「再エネ特措法」改正による送配電会社の系統増強義務付けの明記は不可欠

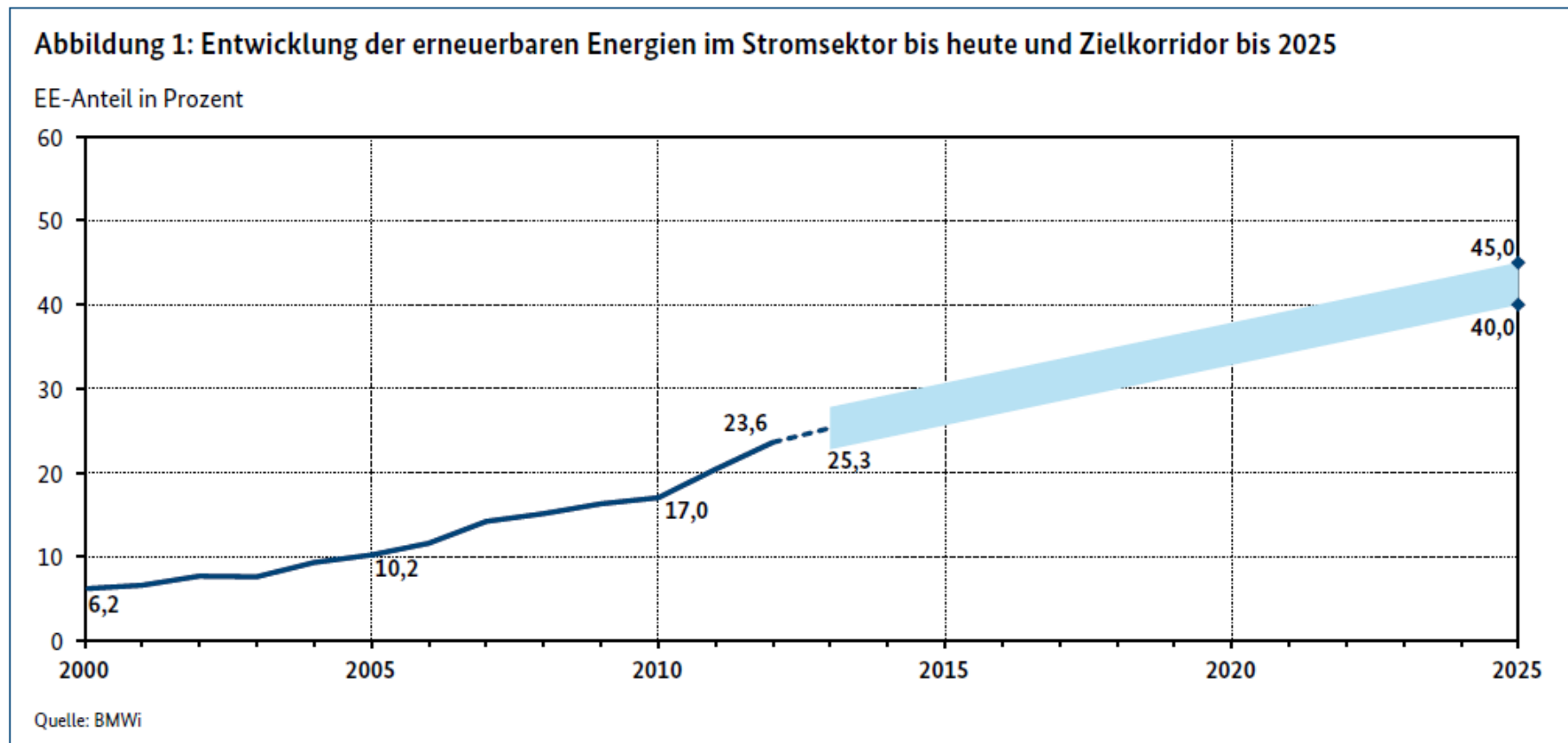
ドイツはどう問題を解決したのか

- 再エネ2014年改正法の意義
 - 日本の買取制度のモデル
 - 買取費用の膨張問題は、日独共通の課題
 - この問題でもってドイツ買取制度の「破綻」を決めつける論者がいるが、完全にミスリーディング
 - 【1】再エネ増加は着実に進展(2014年の25.9%から2015年は30.1%に増加)
 - 【2】買取制度は、ドイツ経済に多くの恩恵
 - 1) 関連投資の増大
 - 2) 雇用増加
 - 3) 電力価格の低下による生産費低下
 - 4) 電力輸出の増加
 - 【3】2014年改正法で、「再エネ政策の『市場化』」で費用膨張をコントロールしつつ再エネ拡大を図る手法を確立
- ドイツは再エネ政策の第2段階へ
 - 【1】第1段階:「幼稚産業」保護
 - 【2】産業として成長した第2段階では、再エネの市場統合へ

再エネの市場統合

- ドイツ再エネ法2014年改正の最大目的は、再エネ拡大目標を費用効率的に達成すること
 - 【1】費用膨張問題に対処するため、「再エネ電源間競争」の勝者となることがほぼ見えてきた太陽光と陸上風力を優先
 - 【2】再エネをこれまでより一層、電力市場に統合
 - 【3】再エネ費用を電力消費者の間でより公平に配分
- 「目標回廊(Zielkorridor)」の創設
 - ・陸上風力:年間2.500MWの拡大(「目標回廊」は2.400~2.600MW)。
 - ・太陽光:年間2.500MWの拡大(「目標回廊」は2.400~2.600MW)。
 - ・洋上風力:2020年までに6.500MWの拡大(年間800MWの拡大に相当)。
 - ・バイオマス:年間100MWの拡大。
 - ・その他の再エネ発電技術(水力、地熱)については、量的目標は設けない。
- 再エネの市場統合方策
 - 「直接販売」と「市場プレミアム」の組み合わせへの移行
 - 入札制度の導入

図2 今日までの再エネ拡大と2025年までの再エネ拡大目標(「目標回廊」)



[出所] BMWi(2014b), S.2, Abb. 1.

表1 再エネ拡大目標の達成と 買取価格引き下げの関係

						目標量						
風力発電量(MW)	<1,600	<1,800	<2,000	<2,200	<2,400	2,400-2,600	<2,800	<3,000	<3,200	<3,400	>3,400	
買取価格	1.6%	0.8%	0%	-0.8%	-1.2%	-1.6%	-2%	-2.4%	-3.2%	-3.9%	-4.7%	
太陽光発電量(MW)			<1,000	<1,500	<2,400	2,400-2,600	<3,500	<4,500	<5,500	<6,500	<7,500	>7,500
買取価格			6.1%	0%	-3%	-5.8%	-11.4%	-15.6%	-19.6%	-23.4%	-26.2%	-28.9%

[出所] BMWi(2014b), S.2, Abb. 2.

2. 大きな地殻変動： 「集中型電力システム」から「分散型 電力システム」へ

「分散型電力システム」とは何か

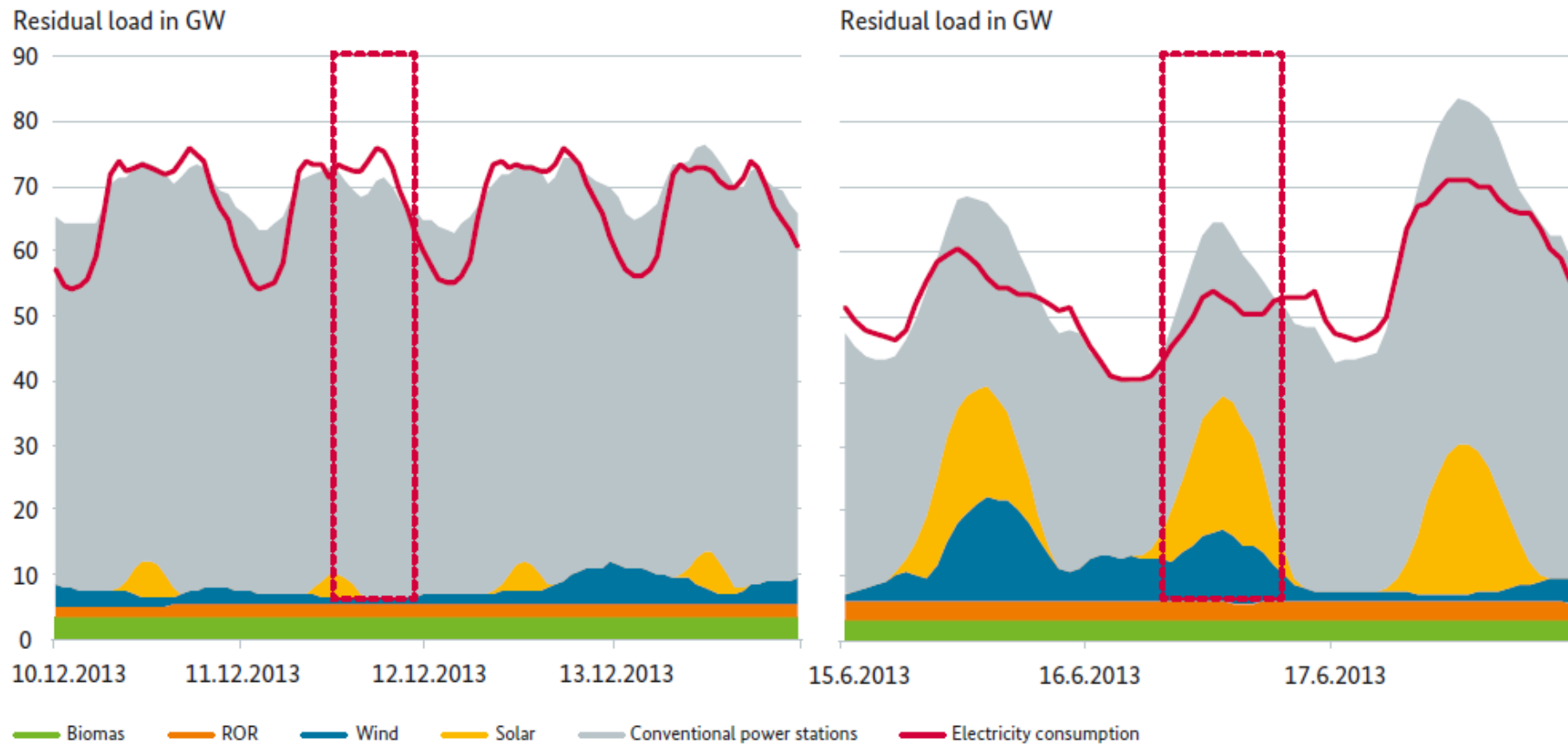
- 再エネの増大＝分散型電源の増加
 - 再エネ比率の増大⇒電力システムが「集中型」から「分散型」へ移行
- 「分散型電力システム」とは何か
 - 【1】電力会社による集権的コントロールから、分権的／分散的な運営形態へ
 - 電力会社による一方向の制御から、双方向型のコミュニケーションによる制御へ
 - 【2】市場に委ねる領域が広がり、その影響力が強まる
 - 【3】「分散型電力システム」への移行につれて、電力インフラの「造り替え」が必要に
- 分散型電力システムへの移行費用に関する「費用負担原理」の問題を解く必要
- これまで日本では「原因者負担原則」の名のもとに、新規参入する再エネ発電事業者に過大な負担を負わせてきた
- 欧米では、「応益負担原則」へ

3. 電源構成論:「ベースロード電源」 は必要か

「ベストミックス」は本当にベストか

- 政府は2015年6月1日、2030年の日本の電源構成を、総発電量のうち原子力を22～20%程度(2013年時点で1%)、再生可能エネルギーは22～24%程度(同10.7%[ただし大規模水力を含む])とすると決定(「長期エネルギー需給見通し」)
 - 本当に「ベストミックス(最適電源構成)」と言えるか？
 - 22～24%という再エネ目標は現在、国が認定済みの再エネ発電所の建設計画が加わるだけで実現
 - 原発比率20～22%は、「きわめて野心的」
- 原発比率を正当化するのが、「ベースロード電源」という概念
 - この概念は、電力自由化以前の伝統的な電力システムの運用方法に由来
 - 1) 固定的な電力需要にはベースロード電源
 - 2) 時間帯によって変動する需要にはミドル／ピーク電源
 - 3) しかし電力自由化／再エネ大量導入後も、同じ運用がベストか？
- 欧州諸国は、再エネ導入を最優先させるため、「ベースロード電源」という考え方を放棄
 - 1) 再エネを最優先で供給で導入(「優先給電」、「優先接続」)
 - 2) 総電力需要から再エネ電力量を差し引いた「残余需要」を満たすのが、伝統的電源
⇒ 再エネが主役、伝統的電源は、「ベースロード電源」から、再エネの補完電源へ

図3 「残余需要」の考え方

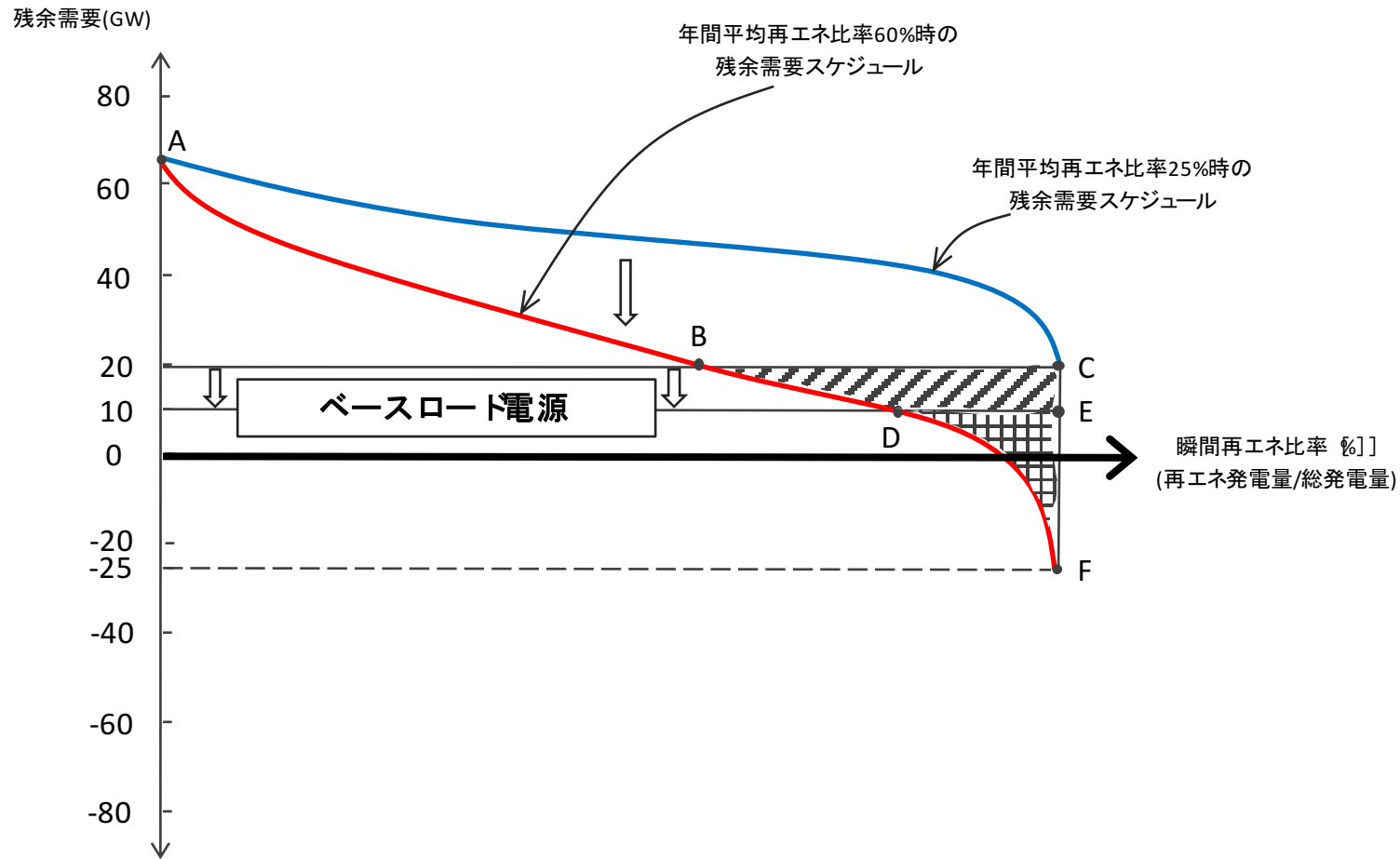


[出所] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2014), p.15, Figure 2.

「伝統的電源」vs「再エネ」

- 再エネがさらに増えると、「伝統的電源」と「再エネ」のトレードオフ関係が顕在化、どちらかを選ばなければならなくなる
- ドイツが将来的に、2050年に再エネ比率を80%にする目標を掲げているということは、原発を含むベースロード電源を最小限レベルに削減し、再エネを最大限に受け入れる余地を確保することを決定しているのと同じ

図4 「ベースロード電源」の保持が再エネ拡大に及ぼす影響



[出所] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2014), p.17, Figure 3.

調整電源の必要性

- 再エネの電力系統への大量導入には、調整電源を備える必要
- 逆に言えば、再エネの最大限導入には、必要最小限度の調整電源に相当する水準まで、ベースロード電源を削減するのが、ドイツのエネルギー政策の論理的帰結
- この場合、必要となるベースロード電源は、迅速な起動・停止能力に優れた柔軟性の高い電源(「柔軟電源」)
- 原子力発電や褐炭火力発電のように、起動と停止に多額の費用がかかるほか、定格運転に達するまで数時間もかかる柔軟性の低い電源(「固定電源」)は、調整電源としては役立たない
- 調整電源として残すべきは、柔軟電源である水力発電と天然ガス発電。固定電源である原発と褐炭火力発電は、削減の対象

4. 再エネ大量導入がもたらす電力 市場への影響

電力価格の低下と電力消費者への影響

- ドイツの電力市場で得られたデータに基づく推計結果によれば、再エネ増加は、電力市場における電力供給増を通じてドイツの電力価格を低下させた(Moreno 2012; Paraschiv, Erni and Pietsch 2014; Ketterer 2014)
- 「マイナスの電力価格」すら、頻繁に観察
- 電力価格の低下は、すべての電力消費者に負担軽減のメリット
- ただし、家庭部門には再エネ賦課金上昇により、電力価格低下のメリットは相殺
- 逆に、産業部門は、電力価格低下 & 賦課金軽減の二重のメリット
 - ドイツの再エネ固定価格買取制度がドイツ産業に打撃という報道は、誤り

メリット・オーダー効果

- 燃料費を必要としない再エネは、限界費用ゼロで追加供給が可能で、優先給電の取り扱いを受ける
 - 限界費用の高い火力発電(とりわけ天然ガス火力発電)が収益性を失い、市場から退出
- 限界費用の低い電源から需要を満たしていき、結果として限界費用の高い電源が市場から押し出される現象を、「メリット・オーダー効果」と呼ぶ

再エネの変動性がもたらす挑戦

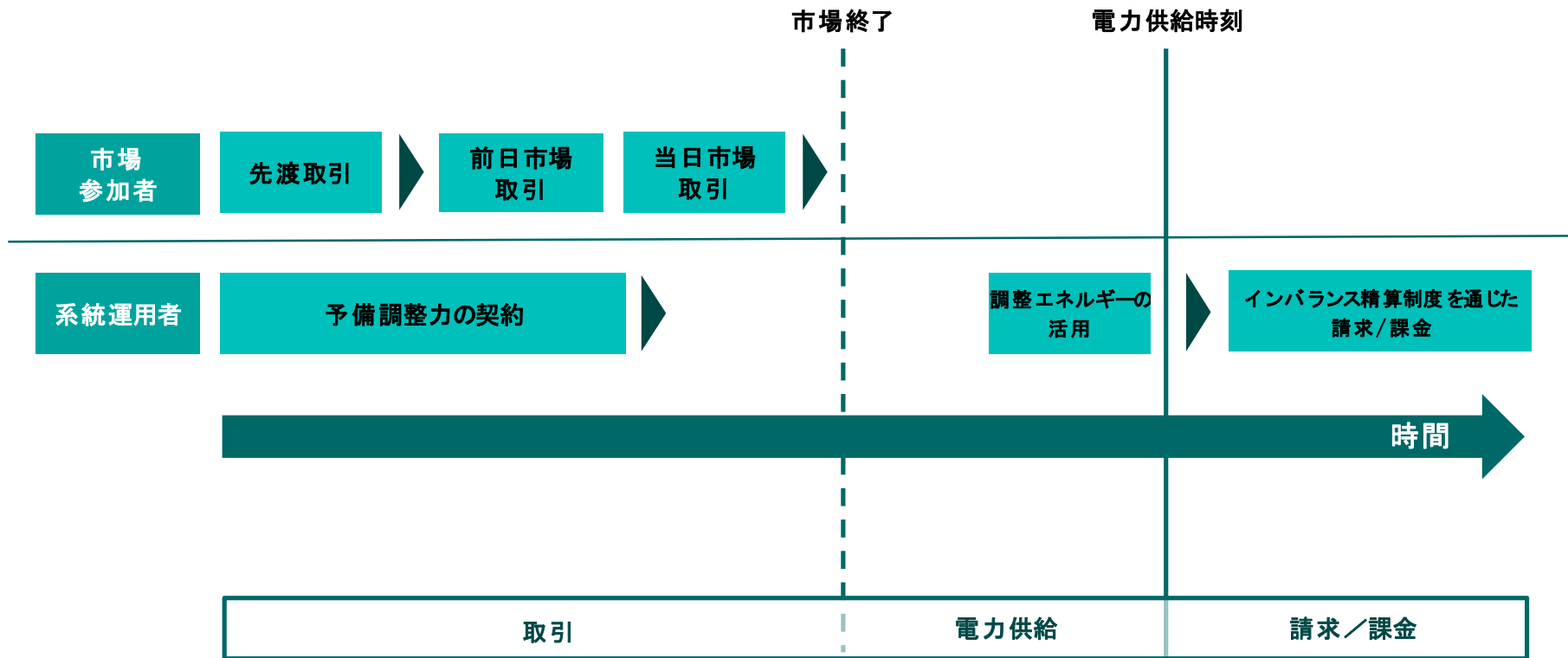
- 「同時同量」の原則と変動電源の大量導入がもたらす挑戦
 - 再エネの発電量の予測は困難
 - 電力供給の当日に、予見困難な出来事により、実際の電力需給が、予定していた市場均衡と大いに異なることは頻繁に生じうる
- 「だから、再エネは極力抑制すべし」という結論に行き着くのではなく、これを再エネ大量導入時代における電力システムの新しい挑戦として受けとめる必要
- そのための運用技術と市場設計を積極的に開発する努力を欧州から学ぶべき

5. 再エネ大量導入時代の電力システムへ：電力市場設計論

電力市場の基本構造

- 再エネの大量導入を最小費用で効果的に進めつつ、電力の安定供給を担保できる電力市場設計のあり方とは何か
- 電力という商品は、商品取引所もしくは相対で取引される
 - ▶ ドイツではライプツィヒの欧州エネルギー取引所(European Energy Exchange: EEX)、パリの欧州スポット電力取引所(European Energy Exchange EPEX SPOT)が電力を取り扱う商品取引所として活用
 - ▶ 依然として、発電事業者との直接的な相対取引(店頭取引: Over the Counter: OTC)にも大きく依存する傾向
- 取引形態は、「先渡(さきわたし)市場(Forward Market)」、「前日市場(Day-ahead Market)」、そして「当日市場(Intraday Market)」
 - ▶ 先渡市場: 企業は6年先までの期間における電力供給をめぐって、取引を行うことができる
 - ▶ 前日市場: 翌日の電力供給は、前日市場でオークションにかけられる。ここで市場参加者は取引前日の正午までに自らの入札価格を取引所に提出しなければならない
 - ▶ 当日市場: 市場参加者は前日市場が閉じた後に、当日市場において15分から1時間枠の電力供給をめぐる電力取引を行う。当日市場は、電力供給の45分前に閉じられる
 - ▶ 相対取引では電力供給の15分前まで取引可能

図5 時間軸でみた電力市場の構造



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

電力市場の均衡と現実との乖離、 その調整

- 取引所における取引結果を反映した電力市場均衡と、実際の電力需給の物理的な均衡の区別が重要
- 現実が市場均衡から乖離した場合、その乖離を調整する役目を負っているのが、「予備調整力」
 - 系統運用者(Transmission System Operator: TSO)は、この乖離を埋めるために、系統を安定化に必要な予備力を計算し、「予備調整力市場(Balancing Market)」における公開競争入札制度を通じて必要な能力を確保
 - 系統運用者は、もし電力供給当日、何らかの予見不可能な出来事が生じて再エネによる電力供給が不足するという事態に陥った場合には、この予備調整力を用いて市場に不足分に相当する電力を供給する責任をもつ
- ただし、電力市場の需給を均衡化させる責任は、系統運用者だけに課されているわけではない。
 - 電力生産者と電力消費者は「調整グループ」に属し、グループとして電力需給を均衡化させるよう求められている。
 - 彼らは、電力生産と電力消費の事前予測に基づいて同時同量を担保するスケジュールの提出が義務づけられ、それに沿って行動することが義務求められる
 - 予見困難な出来事が生じた場合には、「インバランス清算」の仕組みを使って事後調整し、その利用者には課金が行われる
 - この課金ゆえに、各調整グループには、できる限り事前の計画通りに行動しようとする経済的インセンティブが働く

再エネ大量導入を可能にするための 電力市場改革

- 変動性が高く、予測困難な再エネを大量に電力市場で受け入れるには、市場設計で、流動性を高める必要 (Holttinen 2005; Ummels et al. 2006)
 - 最新の気象データに基づいて再エネの発電量予測を行い、電力供給の直前まで最大限に取引が可能になるような電力市場改革を行う必要
- 2010年までのドイツ電力市場では、系統運用者は、1か月前に再エネによる電力発電量を予測しなければならなかった
 - 予測発電量が不確実なため、予測が外れて実際の供給量が過小となった場合は、系統運用者が不足分を前日市場か当日市場で調達しなければならなかった
 - 当日市場での対応が間に合わない突然の過不足が生じた場合は、事後的な調整市場でインバランス清算を行うが、系統運用者に大きな調整費用を強いた
- そこで電力市場改革が行われ、2011年以降、系統運用者は再エネによって発電される電力をその供給前日に予測し、前日市場でその予測された量を売却すればよいことになった
 - 一般に、発電量予測は実際の発電時間帯に近づけば近づくほど、確度が高まる。これが市場改革の第1点目
 - 第2点目の改革として、2011年以来、当日市場での電力取引は15分単位で行うことが可能となった。それ以前の最小単位は1時間枠であった。この変更は、市場の「流動性」を高める上で大きな効果を発揮した
- 以上の電力市場改革の結果、2008年時点では5億9500万ユーロにも達していた系統運用者すべての調整費用の合計金額は、電力市場改革後の2011年には1億2700万ユーロにまで大きく削減
 - 系統運用者がより正確な風力発電予測に関する情報に基づいて電力取引を行えるようになり、市場価格の変動性が縮小するというメリットが生まれた(Ketterer 2014, p.277)

電力市場設計の究極課題としての 「容量市場」問題

- なお残る問題
 - 果たして電力市場が将来の十分な供給力を保障するだけの十分な投資インセンティブを発電事業者に与える機能を果たしうるのか？
 - それが難しいのであれば別途、「容量市場」を創設すべきか否かを検討する必要
- ドイツ政府は、容量市場を創設しないと決定
 - 電力市場における価格形成メカニズムが人為的に歪められることがなく、信頼できる法的枠組みによって電力取引が保護されているという条件が満たされれば、既存の電力市場が発電事業者に対して長期投資への的確なインセンティブを与えることは可能
 - 容量市場の創設は、国家がそのデザインや規制を通じて、その価格形成に介入できるという問題
 - 電力価格に加えて、容量市場価格という新たなコストが電力消費者に転嫁されることは容認されるか？

参考文献

- 諸富徹編『電力システム改革と再生可能エネルギー』日本評論社(2015年).
- 諸富徹「電力インフラの再構築とその費用負担ルールのあり方」『フィナンシャル・レビュー』第124巻第4号(2015年10月), pp.49-76.
- 諸富徹「再生可能エネルギー政策の「市場化」—2014年ドイツ再生可能エネルギー改正法をめぐって—」『経済学論叢(同志社大学)』第67巻第3号(2015年12月), pp.149-174.