

## BnetzA 訪問報告書

訪問箇所	ドイツ連邦ネットワーク庁(BnetzA)
訪問都市	Bonn, Germany
訪問日	平成 29 年 12 月 1 日(金) 09 時 30 分～11 時 30 分
訪問者	諸富徹(京都大学)、東愛子(尚綱学院大学)、中山琢夫(京都大学)、小川祐貴(京都大学)、山東晃大(京都大学)
対応者	A : Stefan Arent、 B : Simon Behrens
ヒアリング内容	
対応者について	A : Stefan Arent DSO and TSO of gas calculating cost B : Simon Behrens 国際連系、国際取引、バランシング
訪問理由について	<ul style="list-style-type: none"><li>東：再エネ拡大政策をどうするかということに焦点を当てていた</li><li>再エネの大量導入するためには、電力システムを変えなくてはいけない</li><li>再エネにとって柔軟性をもった電力市場のためには、どうすればいいか？</li><li>ドイツの電力システムの研究をしていた。ドイツと他国を比較したときに、ドイツの再エネ政策と電力市場が評価されているか？なぜそんなしずてむになったのか、デザインの背景について深く聞きたい</li></ul>
電力市場について	<ul style="list-style-type: none"><li>B : BRPは、バランスさせないといけない。そのために前日市場と当日市場で調整する必要がある。</li><li>問題は、-30分過ぎてから。その場合はTSOがbalancing marketで調整する</li><li>バランス調整のために3段階の商品がある</li><li>BRPはインバランス料金を払う。</li></ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• インバランス料金は、常に前日市場と当日市場より高い</li> <li>• 新商品：もし地域内であれば-5分でもバランス調整できる</li> <li>• 国境を越える取引についてはexidプロジェクトは-1時間</li> <li>• 東：ドイツとexidのゲートクローズの時間が違う理由は？</li> <li>• 北欧は、intradayのあとにregulating power marketがある。そう考えると、二つのやり方が混在している。例えば、風力発電事業者がregulating power marketにdownward用として参入できると思うが、ドイツのやり方ではそれがやりにくいのでは？ドイツではいまどのように議論されているか？</li> <li>• B：EUの電力市場統合の一環。電力調整12/18、balancing energy marketは、intradayのあとに設立することが推奨されている。</li> <li>• ドイツではbalancing provider（キャパシティ）は前日市場の前にゲートクローズになる</li> <li>• バランシング市場は、ドイツで価格が下がり続けているのは競争が激しくなっているから</li> <li>• しかし、15:00)は、intradayのあとに作らないといけない。</li> <li>• 東：ドイツでintradayのあとにエネルギーの入札をしなかったのはなぜ？</li> <li>• B：違う種類の入札システムとプロセスは時間がかかる。バランシング市場を設立されたときはもっとアルゴリズムの技術が未熟であった。TSOと議論していたのは、彼らが短縮できるためには市場システムと市場参加者のコンピュータ技術の早さが必要</li> <li>• エネルギー市場はintradayのあとに</li> <li>• 競合で価格を下げる</li> </ul>
--	---

	<ul style="list-style-type: none"><li>• 東：ドイツはキャパシティと電力取引は分けて考える？</li><li>• energinet.dkで聞いてきたが、彼らはregulating marketはintradayのあとにある。capacity procurementがだんだん減少している</li><li>• ほとんどのregulating powerが電力入札しか参加していない。キャパシティの価格が低いからそういう風になっている？</li><li>• 東：ほとんどの調整市場は入札で解決し、保険としてTSOもいくつか電源を所有している</li><li>• もしドイツがデンマーク方式に移行を考えている？</li><li>• キャパシティ procurementが減少すれば託送料金が下がることも考えているか？</li><li>• B：キャパシティ procurementのコストは、TSOを経由して託送料金から徴収している。燃料は、インバランス先から得ている。</li><li>• キャパシティのための1000億円のコスト高で、送電網増強の話が停滞している</li><li>• 東：なぜ入札ゾーンをわけないのか？</li><li>• B：持続可能な混雑。入札ゾーンを分けるかどうかは、EUの権限。EU指令2016年11月winter package。価格差が大きければ入札ゾーンを分けるように指示される</li><li>• EUは入札ゾーンをわけないのは、南部の電力価格が高くなり、北部は下がる。いまの輸出産業の電力負担が増えるので、政治家が避けようとする</li><li>• もう一つは、住民からの送電網増強のサポートが得られなくなる</li><li>• A：ドイツは送電網増強に投資することを表明している。しかし、入札ゾーンが区分けされれば、その議論は萎む。</li><li>• ドイツだけでなく、フランスやポーランドなどにも影響を与える</li></ul>
--	--

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• redispatchはコストが今後も高くなる。このメカニズムは市場への介入になってしまう。生産者はこの制度で better off ではないが、 worse offでもない。</li> <li>• 小売から見ると、redispatchでも価格が変わらない</li> <li>• すでにオーストリアやイタリアの発電所とredispatchのためにBnetzAが所有している</li> <li>• CHPを止めて、電気による熱生産でredispatchを可能にする</li>   <li>• 東：regulating marketのタイミング。ドイツもキャパシティの入札と電力取引をはっきり分かれる</li> <li>• regulatingの取引が-1日になるということは、intradayは-30分から-1時間に戻るのか？</li> <li>• intradayのゲートクローズ時間、いまは30分前。もし同地域であれば5分前。exidは1時間前、</li> <li>• B：それぞれの市場は、長期、前日。当日市場の</li> <li>• 1時間：exidは国境を越える、時間が必要。</li> <li>• ドイツ：30分前。</li> <li>• バランシング市場：1時間～リアルタイム</li> </ul>
<p>Single Price と Negative Price について</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 小川：シングル価格のメリットとデメリット。なぜその政策を選んだか？</li> <li>• 東：仮説。デンマークはdualプライス。intradayのあとにregulatingがある。intradayの終わった時点でBRPがシステムインバランスの方向が分かっている (active regulate)</li> <li>• ドイツの場合、intradayが終わった場合でも、regulating marketがないので、システムインバランスを解消することに行動することができない。公平性の観点からどいつはsingleプライスの方針を貫いていると考える</li> <li>• B：政府はバランスシートを安定させるのは個人の責任。</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• B：TSOがインバランス解消の責任があるので、結果としてバランスシートが出てからはTSOの仕事という考え方。この背景は、4TSOがあり、発送電分離のプロセスも違う。</li> <li>• ポーランド：self dispatch</li> <li>• 日本：発送電分離は2020年。しかし、市場デザインはこれから。regulating marketはない。日本は9TSOがある</li> <li>• B：ヘルツをまず解消しないとイケない。</li> </ul>
<p>Intraday 市場と Regulating 市場の関係について</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 東：今後はexidができ、intradayのあとにbalancing marketができるということだが、ドイツはintraとregulatingが並列しているように見える。事業者は何を見て行動すればいいのか？</li> <li>• B：もっとも活発なのは前日市場。intradayは最後に調整する。問題はリアルタイム。市場参加は</li> <li>• BRPはintraday市場で取引する</li> <li>• BSP（balancing service provider）と違う</li> </ul>
<p>キャパシティ市場について</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 東：キャパシティを維持するためのコストをどうするか？</li> <li>• B：託送料金に含むかどうか。インバランスが大きいときに追加して徴収するか。</li> <li>• キャパシティ価格はもともと高かったが今は低い。ドイツではあまり問題になっていない。彼らはできるだけ稼働させたいと思っているので、もう0に近くになっている。</li> <li>• FCR：蓄電池が参入するのも興味深い、FCRの質を高めるには蓄電池はとていい。</li> <li>• 自分たちは電力市場があるので蓄電池はいらないと言っていたが、FCRで蓄電所の話が出てきた。</li> <li>• 再エネのサポートは高くない（FIP）。価格は高くなるとメリットオーダー。</li> <li>• 風力がprequalification</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• mFFR (1週間商品を売っていたものから4時間商品に移行する)、採用した</li> <li>• redesigning market is always taking time</li> <li>• オーストリアと入札ゾーンを分けている</li> </ul>
<p>EU 電力市場 統合の背景</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 東：なぜEUの電力市場を統合しようとしている？</li> <li>• B：マンモスのプロジェクト。ビッグプロジェクトで利害関係者も多い。</li> <li>• B：大きい市場だと風力の変動を吸収しやすくなる</li> <li>• デンマークは、彼らの風力を吸収したいため国際連携を進める。でも、風が強いときはドイツもグリッド容量がゼロになる</li> <li>• トルコは、電力的に孤立しているため、蓄電池が必要と結論付けた</li> </ul>
<p>balancing 市場について</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 東：ドイツと他国の違いは、balancing市場のmFFRは4時間待機しないとイケない。他国は15分単位の方が蓄電池などがmFFRに参入しやすくなる</li> <li>• EUレベルのbalancing市場は全体的に15分に向かっていくのか？</li> <li>• B：TSOが5分単位の管理は面倒。</li> <li>• A：この質問は、誰がBRPの物理的な電力融通の責任者は誰か？ドイツはTSO担当。</li> <li>• 1時間、30分、15分、4時間とあるが、時間幅大きいと時間単位の中でシステム的なインバランスが発生する(4時間の間に太陽光は変動する)</li> </ul>
<p>energy transition における BNetzA の役割</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 東：BNetzAは規制機関。エネルギー大転換の中で、どんな役割を担っている？</li> <li>• 諸富：日本の場合、電力会社が強い状態。公平性、競争、透明化のためにどうすればいい？</li> <li>• B：規制していることと規制していないこと。ネットワークは規制している。グリッドコスト、地域独占。</li> <li>• 競争に関しては、カルテル庁が担当している。これを役割分担しているのはいいこと。発電と小売。</li> </ul>

- A：まずグリッドへの接続を公平にする。電力市場が競争的になるようにデザインする必要がある。
- 物理的にモデルとなるものを一つ作る必要がある。ドイツは良いモデルだと思う。
- B：BnetzAは、通信や交通、ガスも管轄しているのが大事。なぜなら、同じ問題。
- エネルギー大転換の問題は多様。国際連系などの新しい課題も出てきている。
- BnetzAは、ネットワークの規制が基本だが、政府からいろんな仕事が振られてくる。これからも新しい課題が出てくる。
- 東：グリッドの管理に特化している機関設立の経緯は？
- A：1990に通信と郵便は公営企業だった。その自由化から始まった動き。これらは電力分野より早く開放された。そのあとEU指令の影響で、政治的に動き始めた。
- 2004は電力部門が追加された
- 諸富：インフラに対して、公平に参入させるのはとても大事。ドイツの場合、電力会社が情報も開示せず、グリッドにアクセスできないと断られることがある。グリッドコストは事業者が負担するように言っている。
- A：そのためには、発送電分離をしっかりとやること。彼らは監視機関で、分離されているかの監視もしている。
- 同じアクセス権を持つようにデザインされ、差別が起きないようにされている。
- 情報も共有できる、
- 再エネ法（EEG）を作った時に、接続してやらないといけないと法的付けた
- Q：日本にこのような法的根拠があるか？

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• B：発電会社は300社で、150社が全土で展開しており、発電機は150万基ある。</li> <li>• 諸富：監視の実施は誰が？</li> <li>• B：発電はアクセスできない場合、BnetzAに依頼が来て、BnetzAが調査する（たいていTSOに何か訳がある）</li> </ul>
蓄電池や揚水発電について	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 中山：蓄電池が調整で良いと言われているが、揚水発電は？</li> <li>• B：balancing市場で独占している。black outのときに。</li> <li>• 中山：それは調整電源だけで売られているのか、intradayでも売られているのか？</li> <li>• B：両方。蓄電池ビジネスは今後見込まれるが、新しい揚水は見られない。FCRだけでは揚水コストは吸収できない</li> <li>• いまはオーバーキャパシティだが、今後原発と火力発電が減少する。</li> <li>• 中山：ループフロー問題で北部の風力制限が解除される見込みは？</li> <li>• B：3つの南北連系線ができれば。</li> <li>• 一方で、フランスは、ドイツ南部の系統をスイスやイタリアに送る時に利用している。スケジュールフロー、ループフロー問題は避けて通れない。</li> <li>• 中山：風力の制限は？</li> <li>• B：解除できる</li> <li>• A：風力のキャパを見越さずに建設しすぎた。当時は誰も想定していなかった。</li> <li>• B：グリッド計画は、天気予報とシナリオで決定される。北部の風力は、南北連系線はbidding zoneで消し飛ぶ。</li> <li>• 本来、TSOは調整目的として蓄電池の運用は認められていない</li> <li>• しかし、mFCR目的であれば、TSOも保有できる</li> <li>• また、蓄電池が充電する際にグリッドタリフが徴収されるかは議論が続いている。いまのところ徴収されることになっている。</li> </ul>



