

Amprion 訪問報告書

訪問箇所	Amprion
訪問都市	Pulheim(Koln), Germany
訪問日	平成 29 年 12 月 1 日(金) 13 時 30 分～16 時 00 分
訪問者	諸富徹(京都大学)、東愛子(尚絅学院大学)、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:、B:
ヒアリング内容	
組織について	<ul style="list-style-type: none"> • 1924設立（初めての220kV建設 ⇨ ドイツ国内全体に送電網が整備されるきっかけ） • ここは変電所でもあり、石炭と水力発電エリアからケルン方面に供給されるための送電線 • 従業員220人（ほとんどエンジニア、IT） • 第二次世界大戦後、1957に380kVでドイツ南部まで送電した • 1975には、コンピュータを使い始めた • 供給2700万人、11000kmの送電網（220/380kV）、1200人雇用、56GWキャパシティ、うち17GW再エネキャパ • 国際的には、オランダやルクセンブルクに送電した（1955） • 原発撤退と同時に、45GW太陽光と45GW風力に移行 • 原発も順次停止している
ドイツ電力市場の課題	<ul style="list-style-type: none"> • 議論：キャパシティ価格、市場参加者にとってキャパシティ価格は低すぎ、電力価格が高くなっている • 東：解決方法は？ • A：amprionは、BnetzAに従うしかない。いまは相談している状態。 • 過去にもあった。 • 東：amprionの考える解決策は？ • A：一週間で使う電力のコスト、キャパシティ価格を足したものが、 • メリットオーダーは電力取引に採用される

	<ul style="list-style-type: none"> • キャパシティ価格が小さくても、エネルギー価格が高くなってしまいうので、amprionは問題提起している • SRLは、1週間単位から4時間単位に移行する • 東：BnetzAに行った。彼らの考えとしては、将来的に、エネルギー価格とキャパシティ市場を分離して、intradayのあとにregulating marketが移行すると言われている • そうすると、エネルギー価格 > キャパシティ価格となることはなくなるのでは？ • B：ほとんどの人はキャパシティ価格0があるが、MRLにとってはいいけど、SRLには使えない。 • 普段は30ユーロ/MWhだが、時々8万ユーロ/MWhになることもある。 ◊ なので、キャパシティ市場もメリットオーダーが必要と考える • A：もし条件を満たせば、誰でも市場に参加できる。①技術的なルール、②組織と資金的な背景が2つのルール • B：だいたい300万kWプラスマイナスまでを予備力で対応できる
<p>ドイツの TSOについて</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 10年前は、電力市場は地域別に分かれていた • お互いの電力不足を調整するが、送電のボトルネック問題もある • Grid Control Corporation、IGCC（国際）は、国際的なインバランス抑制に取り組んでいた • かつては1国1コントロールボックスだった。彼らは独立していた • 取り扱いエリアが拡大するほど、インバランスが大幅に減った • 2008年に始まった。8大電力会社が4大に集約されたが、まだ他国の電力会社より大きかった • 高いハードルだったと思うのは、各社の合意形成が一番難しかった。 • その地域の電力のことに関しては責任感がとても強い

	<ul style="list-style-type: none"> • 4大電力会社の供給需要をすべてひとつのデータに集約している ⇨ インバランスネット ⇨ お互いの余剰不足部分を相殺する • 東：ドイツのキャパシティ市場も共同でやっていると思うけど、ICGGでは調整力の容量はどうなっているか？ • A：将来のターゲット：それぞれの国は政府がある。ネットワークコード（EUにおける送電網の共通ルール）：①グリッドへの接続、バランスング市場、停電時の行動、システムオペレーションが方針として示されている（Entsoe） • MARI • 諸富：全体で取り組むモチベーションは？ • B：システムの運用方法をどんどん最適化していかないといけないと思っている • BnetzAはこの動きを止めようとしていた。ドイツでインセンティブやってるけど、原価削減するほど利益ができるような価格設定に制限している • ドイツで言われているのは、自然な形の地域独占が重要。競争の原理は働いている。 • BnetzAは効率的に運用しようとして動き始めたから。 • 事業者やTSOは、リスクを取っても経費を下げる策をエンジニアと日々取り組んでいる • 諸富：地理的な範囲を広げることで、グリッドタリフは安くなる？ • A：パンEUとしての市場を確立したい。EU単一価格を持つことができればいいが、現実的には難しい。 ⇨ ボトルネックの問題がある。
ドイツの今後	<ul style="list-style-type: none"> • 5.3億人市場が送電でつながっている、3400TWh • 原発撤退（1000万kW）をすでに完了、さらに5年で1000万kWで撤退する

	<ul style="list-style-type: none"> • ドイツには津波は来ないが、政治と世論の動きで撤退になった（福島 was initiator） • しかし、問題もある。消費地であった南部から大規模発電所が消えたため、代替となる電源が必要になる • 明らかに南部は太陽光、北部は風力。 • 北海に洋上風力発電所が建設されている ⇨ 19GW • 発電年間6500万kWh、再エネ30%、石炭石油40%、天然ガス12% • 原発の代替となる安定電源がドイツに求められている • 蓄電池を使おうと言う ⇨ そんな規模がない • 隣国から輸入しよう ⇨ 周辺国がドイツの電力に頼っている • メリットオーダー：風力⇨太陽光⇨省エネ⇨石炭⇨ガス⇨原発 ⇨ しかし、火力発電がなくなると安定電源がなくなる • 北部から南部まで1000kmある。大容量の南北連系線が必要だが、住民は反対している。 • 3000億円 • ネガティブプライス：エネルギーから考えると馬鹿げている • 1.5万円/MWh（49GW再エネin feed） • 発電コストの高い発電から市場から追い出される • 限界費用：ガス6000円/MWh、石炭3000円/MWh、2011年からいまは6000円⇨3000円/MWhぐらいまで下がっている • 再エネ118MW～48361MW（設備容量90000MW） • オーストリアは再エネと石炭があり、そこに大規模な蓄電所ができた129MW（20MW） • 蓄電池は現実的ではないため、南北線しかない • 再エネの補助金は、価格を押し下げて、メリットオーダーで火力発電を撤退に追い込んでいる • どのようにprocurement costを下げるか？、キャパシティだけではメリットオーダー
	<ul style="list-style-type: none"> • BnetzAは、TSOに送電コストを下げるように圧力をかけている

	<ul style="list-style-type: none"> • SRLだけでなく、MRLでminute reserve • 東：procurement costは、キャパシティコストが上昇したので共同で取り組むことになった。ただ、現在のネット枠コードを見ると、キャパシティのprocurement は次のステップと言っている。いまキャパシティコストはゼロということは、みんなで協力しようという動きにはなっていない？ • A：1999にEUが発送電分離を指示。それまでは価格は誰も関心がなかった。世界の誰も安定した電力の送電は実現していなかった。BnetzAは、コストを下げるように圧力があつた。それに対して、企業で集まって、 • ネットワークコードは、市場メカニズムについて • 発電と送電と小売の電力会社があつて、 • B：ドイツは、インバランスネット、メリットオーダー。 • EUはインバランスネットの第一歩だが、次のステップはMARI（欧州大陸対象の電力市場） • A：価格を考えると、ドイツとフランスの周りに諸国がある。 • 社会的な幸福を向上するために、電力価格の低減や安定した質の良い電力をEUは求めている
IGCC	<ul style="list-style-type: none"> • ドイツとEUは違う • 欧州インバランスは2社ある（amprionとスイス社） • すべてのTSOの関係を構築している。 • 東：国際取引をする際のプロセスは？ • A：ENTSOeウェブサイトにも、プラットフォームがある

