

アジア国際送電網研究会

欧州視察調査概要

2017年1月29日-2月5日

目次

訪問国:アイルランド共和国	1
訪問先:Woodland static inverter plant, ABB	1
訪問先:Eirgrid	5
訪問先:The Commission for Energy Regulation (CER)	8
訪問先:Main Stream Renewable Power	11
訪問国:ベルギー	15
訪問先:European Commission	15
面談・報告者:Doerte Fouquet 氏 (Partner, Becker Buettner Held, 自然エネルギー財団理事)	19
訪問先:Elia 本社(ブリュッセル)	23
訪問先:ENTSO-e Konstantin Staschus 氏 (前 Secretary General)	26
訪問先:Coreso	29
訪問国:ノルウェー	32
訪問先:Nordpool	32
訪問先:Statkraft	35
訪問国:スウェーデン	38
訪問先:スウェーデン王立工学アカデミー	38
報告者:Fortum Corporation	38
報告者:Peter Chudi 氏 (Vice President, Svensk Kraftmaekling)	41
報告者:Magnus Olofsson 氏 (Senior Advisor, Nordic Energy Research and The Nordic Council of Ministers)	43
面談先:イブラヒム・バイラン 環境エネルギー大臣	45
訪問先:Svenska Kraftnat 本社(ストックホルム)	46
アジア国際送電網研究会・欧州視察 視察団	50

訪問国:アイルランド共和国**訪問日:2017年1月30日(月)****訪問先:Woodland static inverter plant, ABB (EWIC)****ポイント**

- EWIC のトータルコストは 500m€。ケーブルの費用がコストの 56%を占める。EWIC は Eirgrid の所有であり、英国アイルランド双方の変換所含む全費用を支払っている。EU からの助成金が 110m€程度含まれている。
- EWIC の潮流は、電力市場の取引状況によって決定される。市場取引を受けて、給電所が自動計算によって潮流量を決定し、EWIC が輸出入を実施する。
- EWIC の計画段階では、風力発電の導入によって、アイルランドの電力価格が安価となり、英国への電力輸出の機会が多く発生すると想定されていた。しかし現実には想定とは異なり、双方向の取引が発生している。

概要説明

- EWIC はアイルランドと英国を接続し、容量が 550MW。アイルランド(ウッドランド)と英国(ウェールズ)に変換所がある。246kmのケーブルを有し、167km海底ケーブル、42kmのアイルランド側の陸上埋設ケーブル、30kmのウェールズ側の埋設ケーブルで構成される。陸上の埋設ケーブルは架空線の 3 倍程度のコストがかかるが、架空線は住民の反発が大きく、建設が困難になっており、埋設ケーブルが選択されている。同時に、光通信ケーブルが敷設されており、社内用に使用するとともに通信会社にも提供している。設備のスペアとして、10kmの海底スペアケーブル、2kmのランドケーブル、5kmの光ケーブルをリバプールに備えている。
- EWIC の所有者は、Eirgrid であり、ABB に運営を委託している。2013 年 7 月に運転開始した。40 年間の運転を予定している。98%の利用率目標を設定しており、実際に年間の 98%を稼働している。変換所でトラブル対応策として、必要な予備品を現地保管するとともに、有事には1時間以内に保守要員が現地出向できる体制などを構築している。
- EWIC の仕様上の主な特徴は、HVDC light3(第 3 世代)であり、Voltage Source Converter (VSC)、IGBT テクノロジーを活用したシンメトリックモノポール仕様。最新のものでは第 4 世代がすでに導入されている。また、第 5 世代も導入されつつある。VSC では電力損失が課題であったが、第 4 世代で従来品 (Line-Commutated Converter: LCC) と同等となり、第 5 世代では電力損失が LCC を下回る見込み。この設備は 500MW だが、VSC の第 4 世代はバイポールで 1400MW も可能となり、VSC で可能な容量も拡大している。
- EWIC の機能としての特徴は、有効電力制御、無効電力制御、発電機のような周波数制御機能、ダンピングコントロール、緊急時に周波数をサポートするパワーコントロール、ブラックスタート機能など。
- 無効電力のサービスを Eirgrid と Nationalgrid の両方に提供している。アイルランド側は、現在定額でサービスを提供しているが、2 年後から DS3 システムによって入札を開始する予定。Nationalgrid には、交渉によって提供価格を決定している。
- Nationalgrid にはブラックスタート機能についても提供している。
- 周波数制御機能については、電源脱落時の大幅な周波数低下に対応する緊急周波数調整機能は使っているが、通常の周波数調整制御機能についてはアンシラリーサービスの対価支払いスキームが確立されておらず、現在は未使用。

- EWIC のトータルコストは 500m€。ケーブルの費用がコストの 56%を占める。トータルコストの 500m€のうち 90%は ABB に支払われる。10%は計画立案、手続き、土地費用など。EWIC は Eirgrid の所有であり、EWIC 建設の便益の大半はアイルランド側にあるとして、英国アイルランド双方の変換所含む全費用を支払っている。EU からの助成金が 110m€程度含まれている。

質疑

Q: この施設は、2端子の HVDC システムであり、DC サーキットブレーカーは不要だが、マルチターミナル (3 端子以上)の VSC になれば DC サーキットブレーカーが必要になるという理解で良いか。日本でも、マルチターミナルの開発を進めているが、問題の一つが DC サーキットブレーカー。

A: そのとおり大きな技術課題である。ABB は、DC サーキットブレーカーの試作品を開発したところだが、かなり大きい。現状は IGBT のスイッチングを止めて AC サーキットブレーカーを開くことで対応している。

Q: シンメトリックモノポールに関して、一つの回路の故障が検出されると、AC サーキットブレーカーが開き、送電がストップする。一つの回路で故障から復帰することはできるか。

A: モノポール構成なので出来ない。正極と負極のケーブルしかなく、一つのコンバータしかない。そのためもしコンバータステーションや DC ケーブルで、故障が発生すると、指摘のように AC サーキットブレーカーが開き、送電が停止する。もしバイポールであれば、一方が故障しても故障箇所を電力系統から切り離し、もう一方で半分の容量で運転することができる。シンメトリックモノポールの利点は、半分の容量で運転できるために必要な追加設備の省略によるコスト低減。しかし、弱点は故障時の運転継続性。ケーブルで故障が発生した場合に、送電はとまるが、コンバータステーションの設備は無事であり、VSC オペレーションとして、無効電力を提供し続けることができることも利点。

Q: グリッドコードの違いによって英国とアイルランドの設備の違いはあるか。

A: 各グリッドコードに合わせるためのマイナーな仕様の修正を行っているが、変換所の設備は、ほぼ同様の仕様である。

Q: ABB が設置した他の DC 送電設備の仕様の違いはあるか。

A: 当然他の国では、考え方により設備は異なってくる。変換設備の出力や仕様(モノポールかバイポールか等)が各国のグリッドコードなどによって決まる。ケーブルの仕様自体は同じものとなっている。

Q: EWIC が 100%の Eirgrid の所有となった背景は何か。

A: アイルランド当局から Eirgrid に英国との連系線の検討依頼があり、アイルランドから英国に提案する構図だった。当時は主な便益がアイルランドにあった。

Q: 陸上区間でもケーブルを使っているようだが、AC 架空送電にすればコストを下げられるのではないか。

A: 新たに架空送電線を建設するのはアイルランドでも難しく、このような形態とせざるを得なかった。ドイツなどでは、既存の AC 送電線を DC 送電に流用する計画も検討されている。

施設見学

- (スペアパーツ倉庫)設備の利用率を向上させるためスペアパーツを備蓄している。
- (潮流状況の管理モニター)EWIC の潮流は、電力市場の取引状況によって決定される。市場取引を受けて、給電所が自動計算によって潮流量を決定し、給電所からの指令にもとづいて自動的に EWIC が

輸出入を実施する。平均で年間の60%が輸入、40%が輸出の時間となっている。しかし、中には100%輸入だった年もある。モニターによると、今この間に実電力潮流が輸入から輸出に転じている。VSCコンバータを利用することで、このように電力の逆流に素早く反応することが可能となった。これはVSCコンバータの特徴であり、従来品は電圧を変えるのに時間がかかった。

- EWIC の計画段階では、風力発電の導入によって、アイルランドの電力価格が安価となり、英国への電力輸出の機会が多く発生すると想定されていた。しかし現実とは異なり、双方向の取引が発生している。

East West Interconnector

- The East West Interconnector **EWIC** is owned and operated by Eirgrid Interconnector Limited & was commissioned in 2013 with handover in July of that year.
- ABB are **M&R Contractor**.



- EWIC can import or export up to **550 MW** of Electrical Energy at ± 200 kV DC between the Irish and UK Transmission Networks.
- Reactive Power Capacity ± 175 MVar
- ABB HVDC Light® Converter Stations are located at Portan (Woodland) & Shotton, connected at **400kV AC**

HVDC2013-006776

ABB

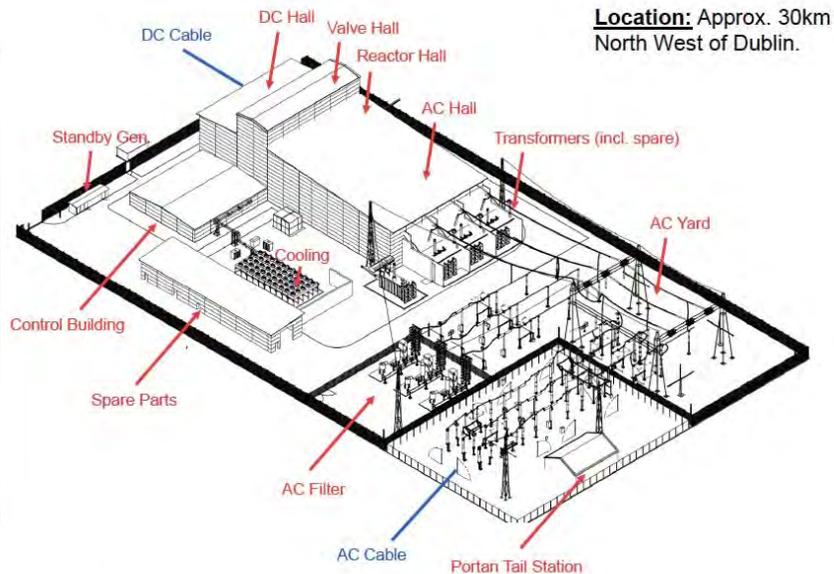
Portan (Woodland) Converter Station in Ireland



HVDC2013-006776

ABB

Portan (Woodland) Converter Station in Ireland



HVDC2013-006776

ABB

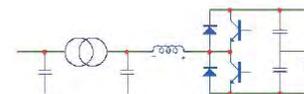
EWIC

ABB HVDC Light® Generation 3
Voltage Source Converter

IGBT Technology



Two-level Converter



Symmetric Monopole

Basic controls

- Active power control
- DC voltage control
- Reactive power control
- AC voltage control

High level controls

- Frequency control
- Damping control
- Emergency power control

Black start capability

HVDC2013-006776

ABB

訪問国:アイルランド共和国**訪問日:2017年1月30日(月)****訪問先:Eirgrid****ポイント**

- TSO のライセンスには、EU の枠組みにおける国際連系線の増強目標を背景として、国際連系線のオプションを検討することが義務づけられている。
- Eirgrid の風力の出力の予想データは、2つの機関から提供されている。風力発電のセキュリティの評価ツールを開発した。風力発電所自身による周波数制御も特に高い周波数で活用している。Eirgrid のコントロールセンターから90%の風車のオンオフができる。
- 2020年までに40%を自然エネルギーでまかなうため、時間別の需給容量では最大で75%を風力で供給可能にしなければならない。そのために新しいシステムを入れていく。

概要説明

- Eirgrid グループは、アイルランドのグリッド(Eirgrid)、北アイルランドのグリッド(SONI)、そして電力市場(SEMO)の運用と、国際連系線(EWIC)の運用を行っている。アイルランドのナショナルコントロールセンターの役割も担っている。EWICは、100%がEirgridの出資である。ウェールズの変換所で英国のNationalgridに接続するまでの系統がEirgridの責任範囲である。
- アイルランドのTSOのライセンスには、EUの枠組みにおける国際連系線の増強目標を背景として、国際連系線のオプションを検討することが義務づけられている。ライセンスの9条に他の国に連系線を繋ぐ機会を創出する条項が含まれており、EWICはこれにあたる。
- 連系線の便益として、(1)各国の電力価格差の解消がある。現状では、各国で電力価格差が生じている(2016年第二四半期の例)。次に(2)エネルギーの安定供給の向上。アイルランドは島国であり供給の安定性を連系線によって補完することが便益の一つである。アイルランドがイギリスと連系し、さらに欧州大陸と繋ぐことで、安定性の向上が期待される。さらに、(3)持続可能なエネルギー(Sustainable energy)の有効活用を可能にすること。アイルランドは、地理的に風力が恵まれている。大きな風力発電の容量がある。風力発電は安定して発電しているが、連系線によって変動電源の余剰を輸出できることがメリットである。
- 欧州では、EUハイウェイ2050というイニシアチブがあり、自然エネルギーを系統でつないでいくことが大きな目標の一つである。さらに、PCI(Project of common interest、共通利益プロジェクト)が選定されており、連系線のプロジェクトはPCIのステータスを得ることで、優遇されて進めることができる。EWICもPCIに選定されており、EUのコネクティングファシリティのファンドが入っている。
- EWICの送電容量は、現在直接オークション(Explicit auction)によって利用者に割当てられている。オークションのプロダクトは、年、四半期、月、日ごとのカテゴリがある。オークションはSEMOで運用されている。連系線オークションの顧客は、ロイヤルダッチシェルなど17社。2015-2016年次には10m€のオークションの収入があった。将来的には、アイルランド市場の欧州市場連結(Market coupling)への参加に伴い、間接オークション(Implicit auction)への移行が予定されている。
- EirgridとRTEのジョイントベンチャーによる「Celtic interconnector」が計画されている。700MW。海中ケーブルが500km。2013年にPCIに採択された。PCIはEUの共通の利益にもとづいて、2年に1度採択される。PCIのステータスを得ると、様々な面で優遇される。2014~2016年にFS調査を実施した。その後、21年まで詳細設計を行い、各段階でパートナーと合意しながら、21年から5年間かけて、2026年に運転開始できるよう建設する予定である。

- I-SEM (Integrated - Single Electricity Market)は、アイルランドの統一電力市場であり、先物市場、前日市場、当日市場、調整力市場 (Balancing Market) 等各要素に分かれている。今後欧州の市場連結を実現するため様々な交渉やアレンジが必要となる。まず先物取引に関しては、これまで物理的送電権を取引していたが、今後、金融的送電権の取引に移行する。前日市場は発電事業者だけが入札していたものを連結した EU の前日市場に移行し、発電事業者と供給者が入札をできるようにする。当日市場も同様に移行するとともに、19 時、7 時、14 時に一括約定処理していたものを随時(continuous)約定処理へ移行する。バランシングやディスパッチ市場では、現状の ex-spot エネルギー市場から、“Last hour”バランシング市場とインクリメンタル・デクリメンタルプライシングへ移行する。容量メカニズムについては、現状の Energy market のみであったものを、必要な供給力を確保するために Reliability option を導入予定。
- 欧州のエネルギーパッケージは、電力市場の連結を求めており、EU のレギュレーションによって系統運用や系統接続などネットワークコードの統合や市場連結が進められている。各地の市場を統合していく作業には、非常に難しい交渉やアレンジがあり、大きなチャレンジ。地域差などを考慮しながら、TSO 同士の連携を進めていかなければならない。他市場と統一価格を形成するためのプロジェクト(PCR、Price coupling of regions)が進められており、具体的な方法として、EUPHEMIA (acronym of Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm)が採用されている。

質疑

Q: アイルランドでは、英国のような容量市場の導入を目指しているのか。

A: いいえ。我々が模倣しようとしているのは、英国の Reliability option。Reliability option の価値は、発電事業者が既に投資している金額からすると小さいため、投資家はそれが十分に大きくないことを懸念している。自然変動電源の大量導入環境において必要な発電力の確保するため、新しいオプションでは、待機電力容量の負荷追従能力に応じてより高い料金を支払うことを検討している。システムサービスへの投資が必要である。

設備見学

- 風力の出力の予想データは、2 つの機関から提供されている。需給運用上の課題は、需要が上昇した際に風力発電の出力が低下する場合の対応。他に、従来型電源の同期運転、周波数変動などが課題。そこで風力発電のセキュリティの評価ツールを開発。風力発電所自身による周波数制御も特に高い周波数で活用している。90%の風車をここからオンオフのコントロールができる。
- 風力発電が約 3000MW、夏の最低需要が約 2500MW。余剰としては 500MW が発生する。これらの同期が課題の一つ。さらに、従来型発電の最低出力としては、1000～1200MW の同期発電設備は常に確保しなければならない。
現在 2020 年までに 40%を自然エネルギーでまかなおうとしている。そのためには、最大で 75%を風力で供給可能にしなければならない。そのために新しいシステムを入れていく。

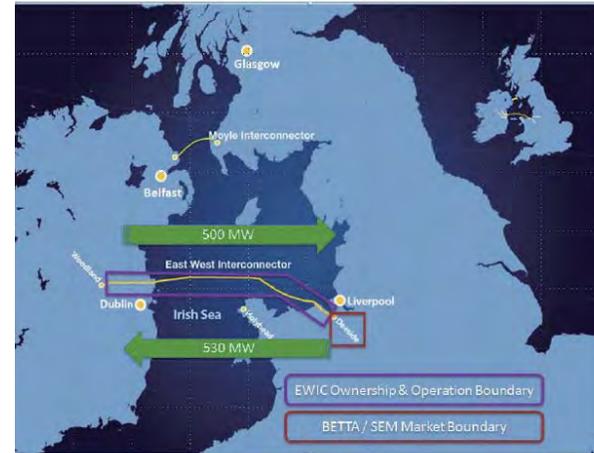
EirGrid Group



- Transmission System Operator (NCC)
 - EirGrid
 - SONI
- Market Operator
 - SEMO
- Owner of East-West Interconnector
 - EIDAC
 - ETDAC



EWIC - Commercial



Commercial Overview

- EWIC has been commercially operational with unrestricted power flows since 1st May 2013
- As prices are mainly higher in Ireland, power is predominantly flowing as imports
- EWIC offers capacity products to customers and ancillary services to EirGrid and National Grid



Customers

- 17 customers are actively trading on EWIC
- Delivered over €10m capacity auction revenues in the 2015/16 financial year lowering TUoS costs for end consumers



I-SEM – What is it?

The Integrated Single Electricity Market (I-SEM) programme is implementing the EU target model to achieve EU market coupling

	I-SEM - BETTA	I-SEM - BETTA
Forwards	Financial trading within zone Cross-border physical rights	Financial trading within zone Cross-border financial rights
Day-Ahead	Local day-ahead auction Generator only bids	EU coupled day-ahead auction Supplier & generator bidding
Intra-Day	Single local intra-day auction Generator only bids	Continuous EU intra-day trading Supplier & generator bidding
Balancing & Dispatch	Single ex-post energy market	"Last hour" balancing market INC & DEC pricing
Imbalance	Not applicable (Ex-post perfect hindsight)	Balance responsibility of participants [Imbalance = contract + balancing – meter]
Capacity	Settled with Energy Market	Reliability Option

訪問国:アイルランド共和国

訪問日:2017年1月30日(月)

訪問先:The Commission for Energy Regulation (CER)

ポイント

- ・ 市場の成功には、理解可能で、過度に複雑でない、明快な透明性の高いルールを策定することが大変重要である。これが市場に信頼を醸成する。規制機関に対する異議申立て(裁判所への訴え)ができることも必要。また、競争を促進するため、市場参加者の平等性を確保することも重要である。
- ・ アイルランドは政府目標として 2020 年に自然エネルギー40%を掲げている。これを達成するためには現在需要(kW)全体の 50%に制約している風力発電導入量を 75%まで段階的に増やしていく計画である。そのためには一定程度の出力制御をする必要があるが、75%導入時の出力抑制は 5%の範囲内に抑えることができるだろうと考えている。
- ・ East West Interconnector はアイルランド側のみが出資して建設した国際連系線だが、実際には英国側も恩恵を被っている。今後の国際連系線の建設に当たっては、双方の国が得る便益を十分に検討する必要がある。

概要説明

1-1 CER 及び SEM について

- ・ The Commission for Energy Regulation (CER) は、1999 年に設立された、アイルランド共和国のエネルギー(電力・ガス)及び水道に関する独立した規制機関で、発電、電気・ガスのネットワークおよび供給を管轄する。
- ・ その管轄の一環として、北アイルランドの規制機関(the Utility Regulator)とともに、アイルランド島統一卸電力市場(the all-island wholesale single electricity market, SEM¹)を統括している。
- ・ CER は、電力市場自由化の枠組を形作る上で重要な役割を果たしてきた EU 法規の下で業務を行っている。日本では市場のみが規制機関によって規制下にあるが、アイルランド共和国では市場とともに送配電も規制機関の下にある。例えば、CER は市場のルールを策定し、送配電料金を設定する。市場と送配電の関係性は強い。

1-2 国際連系線と市場の歴史的背景

- ・ 1970 年、アイルランド共和国と北アイルランドの国際連系線が、ルース(Louth)・タンドラジー(Tandragee)間に建設された。1975 年、この連系線はテロによって破壊され、修繕まで 20 年間放置された。国際連系線は政治的な挑戦であり、また政治を動かすきっかけにもなる。
- ・ 2007 年、より大きな市場の形成により競争を促進するため、アイルランド共和国と北アイルランドの電力市場を統合する努力が重ねられた。
- ・ 現在、英国及び他の EU 加盟国(フランス等)との国際連系線は、市場のさらなる競争を広げる手段と考えられている。

¹ SEM は TSO である Eirgrid(アイルランド共和国)と SONI(北アイルランド)のジョイントベンチャーである SEMO が運営している。

質疑等(まとめ)

- 国際連系線の建設に対する期待
 - 卸電力市場価格の低減
 - 供給の安全性の向上
 - 変動性の高い自然エネルギーのよりよい導入(アイルランド共和国の場合とりわけ風力)
- 国際連系線の建設後、2 国間の電力の流れは当初の想定とは異なり得る。(例: 一方の国が常に輸出側あるいは輸入側であるわけではない)
- SEM を運営し地理的に異なる2つのエリア間の電力を取引するため、2つの国際連系線が存在する。物理的なインフラの制約のない完璧な市場においては、発電事業者はメリットオーダーに基づいて給電し、最も安価な入札額から導かれる唯一の価格が、すべての消費者に適用される。しかしながら現実には、ネットワークの制約が、混雑の生じるところで異なる価格を生じさせ、送電の価値を表出させる。
- SEM の便益
 - ⇒ 大規模なプレイヤー(既存電力会社あるいは政府)はルールに影響を与えることができない。ルールは、独立した規制機関によって策定される。
 - ⇒ 新規の従来型容量(ガスタービンなど)への投資を促進する。(自然エネルギーへの投資は、むしろ Feed in Tariffs を通じた収益の保証によって進められている。)
- 国際連系線の建設は信頼がカギであり、相互信頼関係の構築が必要である。それは、特に次の2つによって達成される。
- 政府間の相対合意: 問題がないときには特に必要性はないが、両国間で見解の相違など何らかの問題が生じたときの最終的な拠り所となるため、重要。
- EU の法規
 - ⇒ 共通の単一ルールの策定が理想的だが、時間もかかる。日本へのアドバイスは次のとおり。
 - ⇒ 連系線の利用に関する共通のルールをまず国内に広げる
 - ⇒ その後、韓国に対し、「我々が国内で実施していることを見てください」という
- 失敗から学ぶ: アイルランド共和国と英国を結ぶ the East-West Interconnector (EWIC)の費用は、アイルランド共和国が 100%負担しているが、便益は両国が享受している。アイルランド共和国・フランス間の国際連系線(Celtic Interconnector)は、50%-50%のジョイントベンチャーの設立が必要と考えている。
- 連系線に付帯する国内の送変電設備増強費用の負担のあり方についても協議が必要。(基本は各国がそれぞれの国内増強費用を負担することとなるか)
- TSO は、ライセンスにあるとおり、連系線の設置を検討し、実現可能性調査(feasibility study)及び費用対効果分析(CBA)を実施する。CBA に関する規準は存在しないが、ENTSO-e から TYNDP や PCI との関係でいくつかのガイドラインが出されていると思われる。
- PCI は国際連系線の着工前には2年に1回見直しされる。その間に状況が変化する可能性がある。
- 国際連系線の利用が地元の反対(多大なるコストとなる)によって阻害される場合、それは国家間の争いの素になりうる(例: フランス・スペイン間の国際連系線)。問題となっている国は、これを解決しなければならぬ(その報いを受けることになる)。
- 国際連系線が建設されると、市場に変化が起こり、勝ち組と負け組が生じる。したがって、事前に既得権を理解しておくことが重要である。

- 市場成功へのカギ
 - ⇒ よい規制;投資家の視点からは確実性が要求されるので、理解可能で、過度に複雑でない、明快な透明性の高いルールを策定することが大変重要である。これが市場に信頼を醸成する。規制機関に対する異議申立て(裁判所への訴え)ができることも必要。
- 競争;市場参加者の平等性
 - ⇒ 公正で透明な電力価格:ドラフトは公開し公の意見を募る、意思決定過程を開かれたものに、最終的な決定は公表、ネットワーク情報も広く利用可能。
- 規制機関は、自らが誤りうることを受け止め、誤った場合にはそれを認識し修正することが重要である。短期的には厄介に思われるが、長期的には信頼を高めることにつながる。
- 市場の流動性を早期に高めるには、すべての参加者が市場で売買することを義務付けることが一つの単純な解決策である。(メモ作者注:SEM は現在強制プール制だが、今後改正されより複雑になる可能性がある。)
- アイルランド共和国では、FIT 電気は市場(強制)で限界費用で入札される。変動性の高い自然エネルギーからの発電量が高い場合、ネガティブ・プライスになる場合もある。一般的に、変動性の高い自然エネルギーは、より低額で、変動性の高い卸電力市場価格をもたらす。
- 国際連系線は、ネットワーク上において、価格を支える側にも下げ圧力にもなる可能性がある(国内の需給状況(余剰・不足等)による)。
- 運用ルールはアイルランド共和国における風力発電により適合させるため、改正される可能性がある。政府が 2020 年目標を自然エネルギー由来 40%と設定した場合、風力による発電がアイルランド島の需要全体の 75%になる時間帯をうまく管理しなければならなくなる。この観点から、特定のサービスについては5%の出力抑制を維持する方向で契約されることになろう(アイルランド共和国は、ドイツと異なり、出力抑制に関する法制度や補償はないため、出力抑制は信頼関係の下(出力抑制見通しの公表等)で行われる。)

訪問国:アイルランド共和国**訪問日:2017年1月30日(月)****訪問先:Main Stream Renewable Power****ポイント**

- ここ30年、風力発電は飛躍的な発展を遂げてきた。25年前にアイルランドに建設された250kWが、今や、8MWの洋上風力に発展している。メンテさえしっかり行えば、50年でも100年でも動く。一般的に97-98%のavailabilityが確認されている。
- 大型化、効率化が、系統にも影響を与えるようになった。統合されたパワーエレクトロニクス技術が、風力発電の根本的な性格を変え、単なるエネルギー源から、機敏に反応する電力源へと変えた。

概要1: エディ・オコナー会長より風力発電の歴史など

- すべての風車の原型は、Gedser で作られた風車だ。ヨナス・ユールが発明した、Gedser 工場で製作された三枚羽根の風車(1957年)は、デンマーク初の大型風力発電機で、1957年から67年の10年間、まったくのメンテなしで運転を続けることができた。ヨナス・ユールは、ポール・ラ・クール最初の弟子だ。
- 風力発電は飛躍的な発展を遂げてきた。1992年にアイルランドに建設された250kWが、今や、8MWの洋上風力に発展している。羽根の長さも24mから85mに、高さも40mから125mに。GEが参入したことが一つのマイルストーンだ。大きさをエアバスの最大のものと比較すると大きさの進化がわかる。
- 風力は、信頼性が高く、メンテがしっかりしていれば、50年でも100年でも動く。そして、97-98%のavailabilityが確認されている。
- ブレードの軽量化、カーボンファイバーの利用、他も軽量化され、コスト低下につながる。
- こういった大型化、効率化が、系統にも影響を与えるようになっている。統合されたパワーエレクトロニクス技術が、風力発電の根本的な性格を変え、単なるエネルギー源から、機敏に反応する電力源へと変えた。
- 2009年から65%コストが安くなっている。
- ブルームバーグ先月の報道によれば、風力22ドル 太陽光40ドル以下、ガスが52ドル、石炭が65ドル。完全に経済原則が成り立っている。トランプは風力反対だが、風力や太陽光を石炭より高くはできない、もっともっと安くなる。
- 南アフリカESCOM 風力入札0.6ランド、石炭1.2ランド、1.02ランド。風力は二酸化炭素も出さない、経済的にも成り立つ。
- 昨年7月にチリで応札したケースでは、新しい風力や太陽光が既存の石炭を打ち負かした。マージナルコストでビディングになるので、確実に経済性がある。
- 新規の風力0.04ドル・kWh。大体3-4MWのもの。オフショアは8MWのもの。
- 原子力のコストは、ヒンクリーはUK92.5ポンドー156ドル 風力は40ドル(MWh)三分の一だ。
- スーパーグリッドなど、強い系統で自然エネルギーを補完していくのは大きな意味がある。予備力があるドイツや英国には、つなぐことで大きなメリットがある。まずは、時差がある地域との接続によるメリット、負荷平準化。そして、マージナルコストの風力や太陽光が最初に供給される、などの価格差によるメリット。

質疑

Q: チリでの入札は、MW でなく、MWh ということか？

A: その通りだ。安く発電出来るので非常に競争力がある価格を保証出来る。

Q: 40ドル/MWh の計算根拠は？

A: 40%稼働率、大きくなればもっと風を捉えられる。さらに低金利が続くと思うので、大きな意味での上昇要因はないのではないかと。

- 100%ウインド、というのは、よい電池がなければ難しいがまだ電池は高い。しかし、どんどん安くなっている太陽光と組み合わせればそれができる。(チリで 29.4 で、29.1 に負けた)。
- オフショアも価格が下がってきていて、今や 49.9 ユーロを切っている。

概要 2: メインストリームの企業内容

- いろんな分野の専門性によって成り立つ会社。延べで言えば、600years - RE experience がある。
- 世界中に拡がっていて、4 大陸で事業展開。自然エネルギーしかやっていない、太陽光、陸上洋上風力。開発会社だがプロジェクトを組み合わせることに特徴がある、エンジニアとしての品質に定評がある。
- 地域で、風力、太陽光の開発をやっている。地域や人々と一緒に開発していくと言うところに特徴があり、その点で、大きな信頼を得ている。
- 世界的な開発スタンダード—過去の実績を組み合わせるものをスタンダードとして規定。経験と蓄積が評価され、世界銀行などでも、スタンダードが高く評価されている。
- 歴史としては、2008 年エディ・オコナーが創業。Airtricity を 1800 億円で売ってから。一以来、チリ、南アフリカ、ラテンアメリカ、アジア・パシフィック、UK、などの市場に参入した。Gold Wind China などとも事業をやっている。
- イリノイなどでも事業を展開。カナダでは IKEA に売った。企業との関係が構築されている。
- GE シーメンスから購入している。
- 大きな投資が入っている、丸紅から 5000 万ユーロなど。丸紅とは今後アジア地域を一緒にやっていくつもり。総合投資が 6 億ドルくらいになっている。
- 最近ではマニラ、ハノイに事務所をオープン。
- チリ、メキシコ、セネガル、ガーナ、南アフリカ、エジプト、などにも進出。
- 計画中のものが 8GW。今、北海で 4GW のオフショアの大きなプロジェクトがある。
- シーメンスと一緒にやっているスマートウインド合弁会社、DONG がプロジェクトを買った形。
- 1.2GW が第一フェーズで最終的には 4GW になる。
- アクシス—英国とのジョイントベンチャーだ。332MWになる。こういうプラットフォームを作って、他に売る。アフリカのリケイラー1,215MW(ガーナ、セネガル入ってきて、2020年に売却目指す)。
- 総合的に考えて、GWhベースでの入札に応札—メインストリームそのものが電力調達をする、というやり方をする。
- 他はアウトプットだけで売ってきたが、チリでは総合的な性能評価でやっていく。

- take it or leave it という考え方。
- 現状では、途上国が中心ターゲットになる。

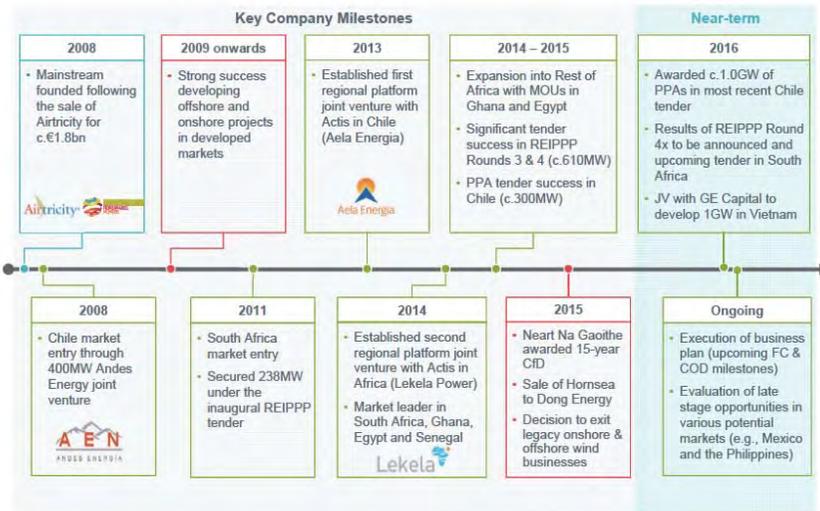
—グローバル・スタンダード:

- ◇ 強み: 開発能力があることが信頼感につながっている。
- ◇ 6,351MW、62 のプロジェクトについて環境許可を得ている。
- ◇ 68%が許可を得ている。

—開発の経緯:

- ◇ Energy Analysis Group team などさまざまなチームと連携し、現地に入り、開発計画を立てていく。
- ◇ 開発には 6 つのステージがある。最初の 1, 2, 3 が重要。GATE—投資判断のところで最終判断を行う。
- ◇ 開発年は 例えば、南アフリカでは 1 年、2 年、3 年くらいだ。5 年、6 年かかるところもある。
- ◇ 開発に、100 箇所の調査地点をもうけるが、自動化することで間違いも少なくなり、手間が少なくなった。

Mainstream Timeline



Uniquely Positioned in Growth Markets



Mainstream has a focused strategy to capitalise on the attractive opportunity in growth markets.



Strong Tailwinds for Renewable Energy

- > Increasing cost competitiveness / grid parity
- > Strong global growth in electricity demand coupled with significant government commitments to renewables
- > Unique ability to address the urgent need to electrify in growth markets
- > From '10-'18, solar PV and onshore wind capacity expected to grow at 35% and 16% CAGR, respectively

Attractive Pipeline With Significant Scale

- > Development activities across attractive regions in Africa, Chile, Central America and Asia Pacific
- > Extensive pipeline of opportunities (including the recently announced JV with GE Capital in Vietnam) underpins Mainstream's long-term growth profile
- > Current regional platforms, Aela and Lekela, provide significant visibility on near-term growth
- > Nimble and entrepreneurial approach to identify attractive opportunities and robust returns

Proven Success with Established Platforms



Platform JVs with Actis in Chile and Africa validate Mainstream's strategy and capabilities.

Aela Overview

- > Chilean platform founded in 2013 by Actis and Mainstream, who own 60% and 40%, respectively
- > Supported entirely by Mainstream's 100%-owned pipeline
 - Agreement with Actis has been reached that concludes Aela's exclusivity over Mainstream's pipeline
- > Mainstream expects to optimise its capital structure and enhance returns by financing 50% of its construction equity requirements through a mezzanine facility
- > Projects awarded PPA in Oct. '15 and Aug. '16 (total 332MW)
- > Exit planned to a low cost of capital buyer in 2018

Summary of Aela Portfolio

Project	Technology	Gross MW	FC Year
Negrete	Wind	33	2013
Aurora	Wind	129	2017
Sarco	Wind	170	2017
Total		332	

 Indicates assets that have secured PPAs

Lekela Overview

- > Pan-African platform founded in 2015 by Actis and Mainstream
 - Following the July 2016 IFC Consortium transaction, Mainstream will retain a 14% effective stake, with the IFC Consortium acquiring a 26% effective stake and Actis retaining the remaining 60% ownership
- > Mainstream's 100%-owned pipeline backs all of Lekela's activity in South Africa, with Mainstream and Lekela collectively sourcing opportunities in the Rest of Africa
- > Exit planned to a strategic buyer or via a public listing in South Africa by 2020

Summary of Lekela Portfolio

Project	Technology	Gross MW	FC Year
Noupoort	Wind	81	2015
Khobab	Wind	140	2015
Loeriesfontein	Wind	140	2015
Kangnas	Wind	140	2017
Perdekraal East	Wind	110	2017
Gulf of Suez - Egypt	Wind	250	2018
Ayitepa ^{HL}	Wind	152	2017
Egypt 50MW Wind	Wind	50	2017
Talpa	Wind	152	2017
Total		1,215	

Strong Momentum for Future Platforms



Pipeline Progression & Delivery: 1GW tender win in Chile & results of the South African Round 4X auction (680MW bid) due shortly.

Chile 2 Update

- > On 17 August 2016, Mainstream led the largest and most competitive energy tender in Chilean history, winning 7 PPAs representing 986MW (c.30% of all capacity awarded)
 - Awarded projects are 100% owned by Mainstream and represent total investment value of c.\$1.7bn
 - Scheduled to begin supplying energy from January 2021 (expected FC dates across 2019/2020)
 - Aela JV separately won 37MW in the auction and has now concluded its arrangement with Mainstream
- > Tender was 7x oversubscribed (84 companies submitting 85,000GWh of bids for c.12,000GWh of available power)

Summary of Recently Awarded PPAs in Chile

Project	Technology	MW's Bid
Camán	Wind	150
Coihue	Wind	180
Tchamma	Wind	150
Cerro Tigre	Wind	147
Clani	Wind	109
Esperanza	Wind	150
Puelache Sur (Starkerwind)	Wind	100
Total		986

 Indicates assets that have secured or are awaiting results of PPAs

Electrifying Africa Update

- > Mainstream has bid 680MW in the most recent South African REIPPP auction (Round 4X)
- > Bids were submitted in November 2015 with results currently expected in H1 2017
- > Projects are 100% owned by Mainstream and will form the basis of Mainstream's Electrifying Africa platform

Summary of South Africa Round 4X Bid Projects

Project	Technology	MW Bid
Koeris	Wind	110
Korana	Wind	140
Droogfontein 3	Solar	75
Dwaarsrug	Wind	140
Khai Mai	Wind	140
Platzjambok West	Solar	75
Total		680

訪問国:ベルギー**訪問日:2017年1月31日(火)****訪問先:European Commission****ポイント**

- 2014年にTEN-E guidelines regulation が採択され、電力・ガスのインフラ事業が Projects of common interest (PCI)として開始されている(195 事業、進捗の差あり)。PCI の事業は、優先的な位置づけとなり、許認可手続きが迅速化される。
- 統一電力市場を実現し、発電量の最適化(運転コスト最小の設備を動かす)により、年間 20 億€のコスト削減となると試算されている(ウインターパッケージ)。自然エネルギーは優先給電ではなく、調整力へ入札できるようになることが必要である。自然エネルギーが提供するアンシラリーサービス(調整力や電圧制御など)もより大きくなる。

概要 1:国際連系線の増強について

- EU のインフラ政策の前提として、EU と各国のエネルギー政策があり、エネルギーの安定供給、競争促進、環境保護、持続可能のシステムの観点からバランスをとっている。
- EUのインフラは、各国のエネルギーの安定供給の観点から整備されている。また商業的な判断もある。例えばオランダでは、国内で発電設備を増強させるのではなく、フランスとの連系線を増強し、フランスの原子力発電へのアクセスを可能にすることを選択した政治的な判断によって連系線が建設された。また欧州では 90 年代の終わりから 2000 年にかけて、域内市場が始まり、社会的便益を増加させるための市場統合が、連系線増強の支配的な要因となった。欧州理事会は10%の連系線目標を設定し、これによって海外企業との有意義な競争を促した。近年では、自然エネルギーの系統統合が連系線増強の主要な要因となっている。
- このように従来からインフラ政策がとられてきたが、公式には 2014 年に TEN-E (Trans European Networks for Energy) guidelines regulation が採択されてから、電力とガス大規模なインフラ事業がProjects of common interest (PCI)に沿って開始されている。インフラは欧州のエネルギーや気候変動政策を実現可能とするカギである。
- PCIには現在、電力、ガス、石油、スマートグリッドなど 195 の事業が採択されている。PCI の事業は、優先的な位置づけとなり、許認可手続きが迅速化される。3 年半以内に許認可の判断をしなければならない。また事業者は従来より早い段階で公に意見を募ることが求められ、透明性が向上される。各 PCI は投資可能性を判断するために、費用便益分析(Cost and Benefit analysis)が実施され、連系線の国際的な影響、国際的な費用配分を各国規制機関と共に明らかにする。各国規制機関が費用配分に同意できなかった場合は、ACER が判断する。多くの PCI のプロジェクトは経済的に価値が高いが、支援が必要な事業もあり、経済性の低い PCI のプロジェクトを促進するために、コネクティングヨーロッパアンファシリティに 50億€が確保されている。イベリア半島やアイルランドなど欧州大陸との連系の弱い境界上において PCI が選定されている。

質疑

Q: 国内の連系線も PCI のリストにあるか。

A: 国際的影響が大きいドイツの国内線も PCI に指定されている。

Q: バルト三国周辺の PCI のプロジェクトは少ないか。

A: バルト三国のプロジェクトも実施されているが、バルト三国はロシアからの非同期が論点となり、すこし目的が異なる。バルト三国はすでにフィンランドやスウェーデンと連系しているが、シス

テムは現状、ロシアに同期して依存しているため、ロシアとの非同期が議論されている。エストニアには十分な発電容量があり、リトアニアが高価で簡単でない原子力発電を建設するかは疑問点、もし建設できなかったとしても安定供給の観点から他の何らかを建設するだろう。現状ではロシアに依存しているが、長期的には大きな問題とならないだろう。スウェーデンとの連系が600MW、フィンランドに1000MWの連系、バルト三国の電力消費を踏まえると欧州の中でも国際連系が十分にある国の一つと言える。長期的にはロシアとの依存度を下げることが論点であり、他の連系線の課題と性質が異なる。

Q: 連系線の建設にあたって国の意向や政治的な要素は強く影響するのか。

A: バルト三国は市場ではすでに十分にロシアとつながっているが、電力システムがロシアに依存していることは誰も許容していない。

A: 北欧はバルト三国と接続する際に産業界は電力価格が上がるかと心配していたが、現実には下がった。

概要2: 欧州の電力市場について

- 我々は市場連結を進めている。各市場や入札エリアにおける前日市場のすべての入札を一つのアルゴリズムにあてはめ、システム全体の国際的な電力潮流を決定する。当日市場においても同様に採用される予定。統一市場のメリットは費用の削減。ウインターパッケージによって、年間 300 億€の削減になると英国の大学教授による試算がある。これは発電設備容量の最適化を考慮したもの。電源構成は各国の判断によるもので、発電容量は完全に最適化されていない。一方でわれわれはエネルギー市場を通じて運転コスト最小の設備を動かすことで、発電量を最適化した。その結果では、年間 20 億€の削減となる。
- 市場活性化には競争環境の導入、流動性の確保が重要となる。

質疑

Q: 市場参加を促す施策はどのようなものがあるか。

A: カギは競争。問題は競争をどう促すか。英国では自由化以前の事業者を 6 つの事業者(Big-6)に分け、競争を促しているところ。フランスでは市場を信じない、独占事業者に任せる。北欧は市場を信頼し、多くの取引を行っている。ドイツは自然変動電源への補助により導入を推進してきたが、価格が下がってきており市場競争への影響が懸念されており、自然変動電源の市場競争原理への移行が検討されている。

概要 3: EU のエネルギー政策動向について

- 2030 年の目標は温室効果ガス 1990 年度比 40%削減、自然エネルギー導入 27%以上、省エネ 27%以上促進。このため、電力は自然エネルギー比率 50%程度とする必要な見通し。欧州全体の目標を各国へアロケし、それぞれ定期的に達成状況をモニタリングする。達成状況が芳しくない場合は追加の施策を促す。
- PV、風力が既存発電技術に対し価格競争力が出てきたことを踏まえ、新しい電力市場の設計を考えていく必要があると考えている。
- ウインターパッケージでは、技術によって消費者やエネルギーサービスプロバイダー、アグリゲーターがより柔軟性をもつようになる。自然エネルギーは優先給電ではなく、調整力へ入札できるようになることが必要である。自然エネルギーが提供するアンシラリーサービス(調整力や電圧制御など)もより大きくなる。我々は、TSO の運用を強化するため Regional System Operator と Coordination Center を提案している。

- エネルギー政策の策定にあたり、国立アテネ工科大学の”PRIMES”モデルを用い、エネルギー消費のシミュレーションを実施し、その結果を”EU Reference Scenario”で公表(最新は2016年7月公表)。同じ手法行うシミュレーション結果を定期的に公表することで、過去の結果と比較可能とし、連続性を確保。ただし一部データ入力の恣意性が排除できていないため、欧州委員会独自のモデルを開発中。
- 低炭素技術イノベーションのため、Horizon 2020, European Strategic Energy Technology (SET) Plan により技術開発を促進。
- 容量メカニズムに関しては、議論百出で定まっていない。まずは ENTSO-e が各国の状況の調査を行うことを提案している。様々な容量メカニズムがあり、国によって違う。欧州委も既に様々なメカニズムが導入されている中で、現時点で1つの統一的な案を提案できない。我々はメカニズムが市場に悪影響を与えないよう提案を行っている。例えばメカニズムを国際的に開かれたものにするを求めている。フランスは近隣国が同じメカニズムに入札することを可能にしている。我々は欧州大の容量メカニズムを提案することはできない。容量メカニズムを導入したいと望むものへ条件を提示するのみ。欧州を容量メカニズムの例題として使わないでほしい。日本が、多くの国が既に容量メカニズムを導入していると考えているとしたら、私はその反論を提示し、容量メカニズムを利用すべきでない、というだろう。

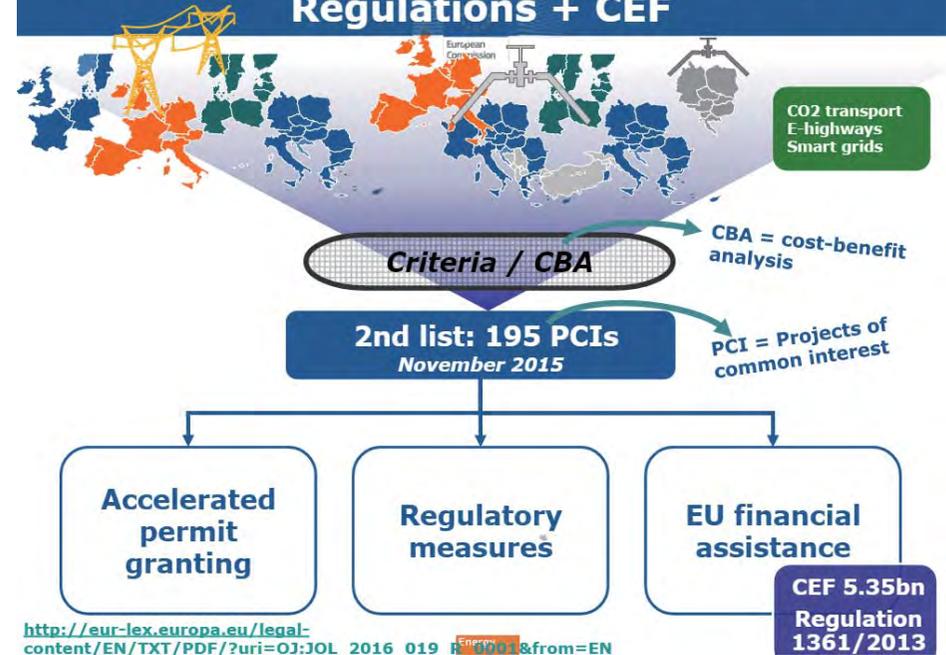


European Energy Union goals aim for a sustainable low-carbon transition



* To be reviewed by 2020, having in mind an EU level of 30% 3

TEN-E Guidelines Regulation + Delegated Regulations + CEF



ENERGY UNION AND CLIMATE ACTION

Electricity PCIs increasing interconnection capacity



Source: © Europegraphics for the administrative boundaries, © PLATTS for the underlying energy network. Cartography: European Commission, Energy DG, October 2016

DELIVERING ON SECURITY, SOLIDARITY AND TRUST

- €5.35 billion Connecting Europe Facility** (2014-2020) - earmarked to trans-European energy infrastructure
- 195 European projects of common interest**
- Balticconnector** (Gas pipeline between Estonia and Finland)
 - Operational by 2020
 - € 5.4 million for studies
 - € 187.5 million for construction works
- Gas Interconnector Poland-Lithuania (GIPL) Benefiting also Latvia and Estonia**
 - Operational by 2021
 - € 10 million for studies
 - € 295 million for construction works
- Central and South-Eastern European Gas Connectivity (CESEC)**
 - Beyond gas connectivity, also strengthening cooperation on electricity, renewables and energy efficiency with benefits for other Member States in the region
 - Operational by end 2019
 - € 179.3 million for works

*As of November 2015 – two year project cycle

6 #EnergyUnion



訪問国:ベルギー**訪問日:2017年1月31日(火)****面談・報告者:Doerte Fouquet 氏 (Partner, Becker Buettner Held, 自然エネルギー財団理事)****ポイント**

- ・ 今後、次の新しい指令 (Winter Package) 案について理事会や EU 議会で議論される。興味深いポイントの1つは、現状の把握 (リアリティ・チェック) である。家庭や地域は、特段の支援制度がなくても、もう自然エネルギー導入に向かっている。そのことが、新しい指令に反映されている。
- ・ 大議論になっている論点の1つは、自然エネルギーを引き続き優先接続・優先給電の対象とすべきかである。国によって考え方が異なっている (スκανジナビア諸国はより容易だが、南欧、東欧やフランス・ベルギーは状況が異なる)。優先給電については、EU 議会でも議論が継続する。容量メカニズム導入により、旧来型の電力の方が安くなってしまう可能性がある。
- ・ より市民にフォーカスし、市民を支援する方向の政策が盛り込まれている。
- ・ EUを遡ると石炭鉄鋼共同体。当時の条約の目的は戦争のための資源を縛ることにあったが、現在は平和を維持するための道具と認識されている。
- ・ 自然エネルギーはグリッドへの負担が大きい、安定性を欠くという批判がなされるが、ドイツでは自然エネルギーが拡大したことによって信頼性が向上したといえる。

概要

- ・ 2009年のEU指令は、各国に2020年までに自然エネルギー由来エネルギー20%とするとの法的拘束力ある目標を規定した。これをどのように達成するかについては各国の裁量にゆだねられている (EU 裁判所の決定) もの、2020年以降も含め、EU は一つのモデル (テンプレート) を示している。
- ・ 各国の進捗状況は定期的に報告されている。明日2月1日にはいくつかのレポートが出されるが、その中の一つがこれに関する報告書 (Renewable Energy Progress Report) である。
- ・ 今後、次の新しい指令 (Winter Package) 案について理事会や EU 議会で議論される。興味深いポイントの1つは、現状の把握 (リアリティ・チェック) である。家庭や地域は、特段の支援制度がなくても、もう自然エネルギーに向かっている。そのことが、新しい指令に反映されている。
- ・ 大議論になっている論点の1つは、自然エネルギーを引き続き優先接続・優先給電の対象とすべきか、である。国によって考え方が異なっている (スκανジナビア諸国はより容易だが、南欧、東欧やフランス・ベルギーは状況が異なる)。また、市場デザインの変更である。大きく変わろうとしている。
- ・ 優先給電については、EU 議会でも議論が継続するであろう。野党側のリポーター (rapporteur) がこの点を問題点として指摘する予定である。ヨーロッパでは、旧来からの電力会社に見える・見えざる支援策があり、現在大変気前のいい容量メカニズムが導入されている (イギリス、フランスなど)。原子力はまた別扱いになっているが、古き良き友への優遇が行われている。新規参入が困難なマーケットになっている。
- ・ 新しい指令では、域内市場、新しい市場デザイン、ACER の権限強化などが検討されているが、大国は「規制機関はよりよい規制方法をよく知っている」として、ACER の権限強化には反対している。
- ・ 自然エネルギーに関する部分は、優先接続や目標の法的拘束力、容量メカニズムなど後退した内容が見られ、これを挽回する必要がある。
- ・ 新指令で注目すべきは、ガバナンスに関する規制である。加盟国の導入目標に法的拘束力がない中で EU としては法的に拘束された目標を達成するため、EU コミッションが各国の到達目標や計画を集

め、どこで何が足りないか等を発見し、加盟国に進言・動機付けするというスキームである。これまでも実際上なされていたことであり、最善の策ではないかと考えている。

- より市民にフォーカスしているところも注目すべきである。市民を支援する方向の政策であり、例えば差別禁止の観点から、過電流の場合？同額の料金を支払わなければならない、など。
- 国際連系については、EU で 2020 年までに 10%、2030 年までに 15% という目標を持っている。英国離脱の影響がどう出るかはわからないが、入札エリアの問題があり、ドイツでは北にエリアを設けようとしている。これに対してはあまり大きな反対意見はない。

⇒ なおスウェーデンではかつて国際連系が進む前に連系に対する反対意見が強く、連系によって電力価格が上がるのではないかと懸念があった。しかし実際には価格は下がり、現在ではスウェーデン国内での国際連系に対する受け止めも変化している。現在スウェーデンでは 35% に達している。(Bo Normark 氏コメント)

- EU を遡ると石炭鉄鋼共同体に遡る。当時の条約の目的は戦争のための資源を縛ることにあったが、現在は平和を維持するための道具と認識されている。(原子力の問題では、まだ各国は古いものを縛られているように見える。大きな理由は、最終処分の問題が解決していないからである。今でもブリュッセルでは市街地に近いところに原子力発電所があり、市民に対して薬局でヨウ素を買っておくようにとの指示が出された。)技術的にも、人々の心持の問題としても、すでに 2030 年の先をいっていると思うが、なにが妨げているかといえ、古いものへの依拠(legacy)だと思う。
- 電力の信頼性の観点。ドイツでも自然エネルギーは、グリッドへの負担が大きい、安定性を欠く、といった批判がなされることがある。しかし、事実上、ドイツでは自然エネルギーが拡大したことによって信頼性が向上している。
- 各国の支援制度と EU の関係について。こうした制度は競争法を管轄する部署と DG Energy が関係している。競争法部門は、EU 指令は各国の支援制度について何も触れていないと考えている。他方、エネルギー部門はエネルギー部門の考え方がある。そこで、EU コミッションではエネルギーと環境保護に関するガイドラインを策定し、定期的に見直しを行っている。2020 年には新ガイドラインが策定される。現在のガイドラインは、技術的に中立的な入札システムが想定されている。例えば東欧で実施すれば、入札してくるのは陸上風力だろう。が、それがつねに最善な技術とはいえない。DG 競争法の考え方は古い。ドイツはこれに対して異議を申し立て、このような入札システムではなくより直接的な形(Feed in Premium や technology specific auctioning system など)で支援していく考え方を主張している。
- 技術的に中立的な入札システムの場合、全体から最も安い技術が落札することになるが、自然エネルギーは立地や技術によって特性があり、特定の場所にある特定の技術が、全体の中で最善とは限らない。よって、技術も特定された入札システムにする必要がある。
- EU の新しい指令はこれから 1 年半かけて議論され、投票に至るだろう。またヨーロッパ各国で選挙が行われる(オランダで 5 月、ドイツで 9 月、など)。その結果がどうなるかにもよるだろう。また、現在の EU 大統領は小国の出身であり力は強くない。
- 英国が EURATOM からも脱退するかどうか注目している。EURATOM は EU 条約とは別個の条約になっているが、これまでの EU の立場は「EURATOM と EU は一体だ」というものだったが、近時の EU は「EURATOM に残ることができる」という見解だ。

質疑

Q: 優先給電はなくなるが、メリットオーダーは残るといことになるか。

A: 容量メカニズムによって石炭火力や原子力などに補助が出るため、そちらがより安くなってしまふ懸念がある。

A: 2014年10月にUK、ポーランド、チェコが容量メカニズムについて議論を提起した際には、CO2のターゲットのみ持っており、自然エネルギー導入目標は設定していなかった。現在2030年までに27%というターゲットを持ち、2020年までに19%に至ろうとする中で、現在の自然エネルギー導入量は年間5%(すべてのエネルギー)のペースで増加している。2030年の目標を“達成”するためには、スローダウンしなければならない(くらい順調な)状況だ。

Q: UKは石炭火力を閉鎖する方向であり、容量市場は必ずしも石炭火力を守るための政策ではないのではないか。

A: その通りだが、市場から退去すべき発電事業者を事実上延命する効果もあるということである。UKは原子力発電所も持っていてFeed-in Premiumを適用している。

A: ドイツの冬季戦略的容量制度とUKの容量市場の違いは、UKの場合、ピーク時の消費量全体を対象にしている(ここまでの量は不必要)のに対し、ドイツの場合はその当該時間に不足している量を対象にしている点である(つまり、結果として、発電しないことに補助金が出されている)。UKの制度はディマンドサイドのフレキシビリティなどを考慮しない制度になっている。エネルギー・セキュリティの問題は重要だが、アレバやEDFが担っているような旧来型の石炭・原子力発電施設の救済や新規参入者を阻害する仕組みではなく、よりヨーロッパ全体の共通利益にかなうインフラの問題として検討されるべきである。古いものはきちんと閉鎖させ、電力システムに必要なサービスを提供する発電事業者の「失われた収入(missing money)」の問題に対し、適切に対価を払うためのスキームを構築することが重要である。

Q: 欧州では各国の連系線容量の目標値が各国の需要の10~15%となっているが、欧州の自然エネルギーに関する野心的な目標に比べ、かなり保守的に見える。(国際連系ではないが)日本の会社間連系線は既に10%以上の連系容量があるにもかかわらず、連系線容量が少ないとよく言われることを踏まえると、何か理由はあるか。

A: 国によってはもっと大きい連系線容量の国もあるが、産業保護の観点などもあるのではないかと推察している。

The road to 2030 A new target for the future



- ▶ European Council conclusions of October 2014
 - a binding EU target of at least 40% less greenhouse gas emissions by 2030, compared to 1990
 - a target, **binding at EU level, of at least 27% renewable energy consumption in 2030**
 - an indicative target at EU level of at least 27% improvement in energy efficiency in 2030
 - support the completion of the internal energy market by achieving the existing **electricity interconnection target of 10%** as a matter of urgency no later than 2020, in particular for the Baltic states and the Iberian Peninsula, and the objective of arriving at a **15% target by 2030**

The Winterpackage Future legislative framework?



- ▶ No binding national targets, but „contributions“
 - Member States to adopt Integrated Climate and Energy Plans
 - Targets and strategies how to reach the EU objectives
 - Plans supposed to be normally not amended
 - If so then only to accommodate for more ambitious targets and strategies?
 - For renewables: „contributions“ to be counted together and assessed towards EU target
 - In case of „gap“, Commission to take further action
 - Negotiate with Member States to adapt their Plans
 - Set up a „gap filler“ mechanism/instrument
- ▶ Integrated reporting on all climate and energy topics
 - Intended to reduce administrative effort

The Winterpackage Future legislative framework?



- ▶ Priority dispatch?
 - No: renewables to be regulated down last
 - But only as long as no more than 15% of all capacity
 - Plus: subject to self-consumption plants
 - Possibly also conventional self-consumption???
- ▶ Market Design for renewables?
 - Harmonisation within the Member States
 - Principle of price development and competition
- ▶ Non-discrimination?
 - E.g. „one stop shop“ for renewable energy projects and max. duration of licensing procedures

The Winterpackage Future legislative framework?



- ▶ Phase-out of fossil and nuclear subsidies?
 - No: Even possibility for capacity markets/payments
- ▶ Support schemes as long as needed?
 - No: „Market-based support“ for all renewable energy projects unless proven that inefficient
 - Pressure in particular for smaller projects
 - E.g. local renewable energy projects may be disadvantaged in tenders
 - Pressure also for newer technologies
 - Still facing higher costs – and in technology neutral tenders no chance to compete
 - Mandatory cross-border support
 - Likely also to benefit only large energy companies, not new market entrants

訪問国:ベルギー**訪問日:2017年2月1日(水)****訪問先:Elia 本社(ブリュッセル)****Elia の概要**

- ベルギーの国営電力会社として 150 年前から存在、2001 年に所有権分離して TSO として独立した。
- 2011 年に 50hertz を買収した結果、ベルギー全土+旧東ドイツ・ハンブルクにまたがる領域を担当することになった。3000 万人、高圧送電網 18000km。
- 担当面積としては 50hertz の方が広いが、所管する電圧の関係で送電網は Elia の方が長い。旧東独地域は再エネ導入量 30GW、陸上風力では世界一の率であり、系統運用の革新が求められている。
⇒ ベルギーは電力系統が小さいため、自然エネルギーの大量導入には国際連系が必要であり、重要な検討課題である。
- 両送電会社を併せて規模は欧州5位ぐらいだが、欧州の中央というその地理的位置も重要。
- 3つの組織: 1. Elia (ベルギーの TSO)、2. 50hertz (旧東独の TSO)、3. EGI:コンサル、変電所建設等。
- 3つのミッション: 1. インフラ建設管理維持、2. 系統運用、3. 欧州市場への貢献。

ドイツの送電網建設ビジネス投資の状況

- ドイツでは 2050 年までに 100%再エネ電力(筆者注 80%?)を実現する目標。そのために€1.5 兆投資。そのために e-Highway 2050 initiative を推進している。€1000-4000 億の投資。
- Elia の向こう 5 年の設備投資額は年間€11~15 億。AC から DC への移行のため、プロジェクトの技術的複雑化のためなど。
- バルト海での海上送電プロジェクト:現在ドイツでは洋上風力が 3.3GW だが、これを 2035 年までに 15GW に増やす。そのための combined grid solution(AC 連系+back-to-back)を推進している:デンマークと洋上風力経由で結ぶ。投資€2.25 億。
- 独国内の北部から南部への陸上送電網(grid development plan)の建設費用は、地中ケーブルで€3 億 3 千万、地上ケーブルで€2 億 3 千万が必要。再給電費用が€1500 万かかっており、送電網増強により費用の抑制が可能になる:3-5 年で投資回収可能。

EGI:コンサル、エンジニアリングサービス事業

- Elia と 50 hertz の 50%/50%の子会社。再エネのシステム統合が最大の課題。
- 日本にも進出:自由化関連、トレーニング、HVDC、再エネ統合等の業務。
- 国際送電に関する世界からの問い合わせも多い:モンゴル、チュニジア・イタリア、モロッコ・ポルトガル、南ア、東南アなど。
 - 1:戦略的分析:コスト評価、シナリオ策定、規制環境・金融環境
 - 2:市場運営、系統運用、資産維持
 - 3:プロジェクト開発、エンジニアリング、技術助言

NEMO Link プロジェクトの事例について

- 英国・ベルギー間の国際送電網、National Grid と Elia の共同プロジェクト。2007 年から計画開始、2015年に建設が決定、2019 年に運開予定。
⇒ 送電容量 1GW, Siemens 製(HVDC Plus:VSC)
- Brexit の影響: 不明だが、政策の不透明感が増す可能性が高い。
- これまでは一般に陸上送電において、総括原価的手法が適用されてきたが、NEMO link には新たな規制料金である cap & floor が適用される予定: 送電線所有者の収入は混雑料金とし、収入が cap 以下であれば差額を消費者が補填、cap を越えれば過剰利益を返還⇨英 CfD。これまでより市場ベースになり、消費者のリスクが限定される。
- 英 Ofgem がこれを提案し、ベルギー規制当局と合意した: National Grid と Elia が対象となる。英政府は他のプロジェクトにも適用しようとしているが、ノルウェー政府は認めていない。
- 国際送電を計画する場合には、このような収入確保のメカニズムを確定し、収益のシミュレーションをしておくことが決定的に重要。Elia としてはこのような経験、ノウハウを世界展開させたい。

米 Atlantic Wind Connection の事例について

- 米東海岸の複数の洋上風力 6GW を、600km の送電線、複数のターミナルつなぐ: NJ, Maryland, Delaware, Virginia
- 2012 年から開始、丸紅、グーグルが参画。Elia もコンサルだけでなく投資もする予定。
- 政府からの補助金が必要だが、トランプ大統領の就任によって自然エネルギー事業への補助政策が不透明になっている。

国際送電の系統運用上の課題について

- 2つの国をつなぐ: 元々の系統運用の発想やルールが異なるため、ルールや手法の協調・共通化が必要。
- 安定供給の確保においては、当事者2国間だけでなく第3国への影響も重要: Entso-e を通して

スポット市場とアンシラリー市場との関係について

- 欧州内でスポット市場はほぼ1つである一方、アンシラリー市場は国単位で異なるが、今後統合していく予定。
⇒ 周波数調整は欧州統合を志向し、電圧調整はローカルであり、対象 2 国間協議となるか。

TSO が国際送電網の建設を考える際に留意する規制枠組みとは？

- EU 内であれば共通政策になっている。
- 相手が非 EU 国家であれば、政府間合意が必要だろう: スペイン・モロッコ間など
- と同時にその EU 国家は、欧州委や Entso-e への報告・了承が必要。その政府間合意に基づいて、両国 TSO が技術的・ビジネスの詳細を詰めていく。

Facts & Figures 2015: Elia Group

Top 5 Player in the EU TSO Business



Infrastructure management

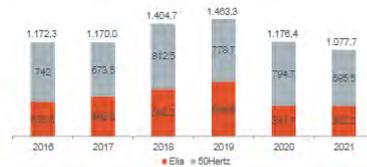
→ Elia group runs **18.000 km** of on- and offshore electricity grids

→ Elia group is currently developing **5 new interconnectors**



Transformation of the electrical grids

- European low carbon policy brings profound modification of the generation mix with a lot of consequences and impact on the electrical system
- Estimation of investment needs in electrical systems by European Commission (for a 100% renewable electricity mix) → 1.500B€ between 2015 and 2050
- Conclusion of e-Highway 2050 initiative (→ TSO's energy associations, academics, ...) → close to zero emission means 100 to 400B€ investment in electricity transmission systems
- Elia Group investment for the next 5 years:



50Hertz portfolio composition 2016-2025 – major projects



訪問国:ベルギー

訪問日:2017年2月1日(水)

訪問先:ENTSO-e Konstantin Staschus 氏 (前 Secretary General)

ポイント

- ・ 自然エネルギーを大規模に導入するなら、現在最も経済効率のよいのは連系線の増強だと考える。他方、蓄電池等の技術向上も進んでいるので、経済性も踏まえつつ、コスト・ベネフィットの検討を真摯に行う必要がある。
- ・ 情報公開が重要である。送電線増強のプロジェクトも正しい数字を用い、真摯に透明性をもって進めることが非常に大事である。
- ・ 容量メカニズムは将来不要になると考えている。消費者も参加し、よりスマートにフレキシブルになるので、ベースロードに必要な投資額は減ると思われる。個人的には、容量メカニズムに消費者がいくら払っているかがわかるシステムにすべきと考える。
- ・ ヨーロッパでは冷戦中も連系が行われていたし、キプロスも南北に連系線があり送電会社が協力関係を保っている。友好的でない国との間での協力関係は負担が重い、それが友好関係の構築への第一歩となる面もある。

概要

- ・ 欧州各国の連携は、第2次大戦後、フランス・ドイツ・スイスの水力発電所利用に関する連携に始まり、1951年のUCPTE(Union for the Co-ordination of Production and Transmission of Electricity)設立に遡る。UCPTEは自主的な組織。また、EUの自由化政策をきっかけに、各国TSOにより市場ルールを取り扱うENTSOが設立された。ENTSOはEUコミッションとの信頼関係を深め、TSOが送り込んだ専門家の技術や市場に関する知見はEUの規則制定にも影響を与えた。その後、ENTSO-eに統合された。ENTSO-e設立の理由の一つは、自然エネルギーの導入である。TSOのみならず、EUの立法機関も、自然エネルギーのこれまでにない規模の導入の促進には、大陸全体の強靱な送電網が重要であることを認識していた。一時的な、地域的な容量オーバーや不足はやむを得ず、発電量の多寡を広域で調整するため、ヨーロッパ全体で送電網を強くしていくこと、そのためのTSO間の協力関係が模索され、EU規則によりENTSO-eの設立とその役割が規定されるに至った。
- ・ 我々の目指すところは、送電の安定性、自然エネルギーの導入、そしてできる限りの経済効率性の追求である。これは法も求めるところであり、EU加盟国のTSOに加盟義務を課し、それぞれに法的な義務・責任を与えている。
- ・ 現在のヨーロッパにおける電力システムのチャレンジは3つ。1つは環境保護(自然エネルギーの導入)。次にスマート化(消費者の役割の変化)。そして市場。容量の過剰・不足はそこかしこにあり、国境を越えて協力して運用することが求められており、そのための法がある。EUでは共通の規則等を作る土壌があつたやすいといえるが、他の地域であつたとしても、市場が機能すれば、たとえ国内の企業が独占企業でも、市場価格を意識せざるを得ないし、どこに容量が過剰あるいは足りないのか、いつそうなるのかを知らなければならない。そのために市場メカニズムは必要である。

質疑

Q: 国際連系線接続の推進力は何か。

A: かつては信頼性の確保。相互援助は非常時への備えとしてより安価だった。現在の推進力は自然エネルギーの大規模な導入。

Q: 単一電力市場のメリットは何か。

A: 1つはコスト減。前日スポットマーケットのカップリングにより、1人あたり1年間8ユーロの利益が出るという。

Q: EU コミッションの PCI, ENTSO-e の TYNDP、各 TSO が独自に行うスタディの相互の関係を知りたい。

A: すべての送電線プロジェクトは、TYNDP に求められている条件に合致しなければならない(2009年の Third Package で規定。ENTSO-e のロビイングの成果でもある)。また、実証されたものではないが、各国の規制機関が各国の TSO の計画を許認可する際に、ENTSO-e のお墨付きがあることを重視している。TYNDP では国際的影響は必ず審査を行うものの、150ものプロジェクトがあり、検討の限界もあるので、細かい点は、TSO レベルの検討で補完される関係にある。

Q: 各国の相互信頼関係の構築について

A: 1989年のベルリンの壁崩壊前も、東と西はつながっていた。キプロスは、南側はEU、北側はトルコに占領されているが、一つの小さな島で停電が起こらないように調整している。TSO は、自らの使命を「電灯をともし続ける」と位置づけており、それはたとえ相手が敵であっても、協力しあって実現してきた。確かに、友好的でない国との間での協力関係は負担が重い、それが一つのパズルのピースとなって友好関係の構築への第一歩となる面も、あるように思う。

Q: 日本へのアドバイス

A: 自然エネルギーを大規模に導入するなら、最も経済効率のよいのは連系線の増強である。大量の電力を生み出しうるときに、取り得る方法としては、出力抑制、蓄電池、もしくは輸出である。どの方法が最適かはその時々技術やコストによって変わる。個人的には、国際送電網は必要性が高いと考えるが、コスト・ベネフィットの検討が必要。検討は、真摯に透明性をもって検討を進めることが非常に大事である。利害関係者がこの点に疑問を持つと、事業が何十年も止まる(スペインの例)。TYNDP のプロジェクトのうち、75%はうまくいっているが、25%はひどく遅れている。

Q: TYNDP のベースになっているコスト・ベネフィット分析は、各国の TSO の分析を集めているのか、あるいは独立の機関が独自に実施しているのか。

A: 基本的な分析は TSO からの専門家のグループで実施している。昨年秋、経済分析スタッフを増強し、より深い市場分析(加えてアデカシーについても)を可能とする体制を作った。効率化追求とともに、副次的効果として、より中立性が保たれる組織体制ができた。現在15人が所属。

Q: 2014年と2016年のTYNDPの違いは何か。

A: 1つは、どこにどれだけの自然エネルギーが入るかの我々の将来予測の変化。もう1つは、各国間のインターフェースの違いである。例えば、最初の国際連系線の建設は、連系線がない状態に比べて多大な経済的便益があるが、同じ二国間で2本め、3本めになると、便益が小さくなる。これらの定量的な分析が可能となっている。

Q: ループフローについて

A: ループフロー自体は悪ではないが、この量が非常に大きく、一国の内部の電流量に比するような場合は問題だ。ドイツ→ポーランド→チェコ→ドイツのフローが問題になり、ポーランドとチェコから、供給の安定性や市場への影響(安い電源を使えない)に対する強い反発が出された。解決策としては、ドイツ国内の南北の送電線増強、ドイツや関係諸国の再給電の実施(ドイツの場合2015年に何十億ユーロ)、Phase-shifting Transformer の活用(高額)も考えられた。最後に、ドイツとポーランドの間の220kV送電線の開放が行われた。今では、ひどい状況を脱しており、ドイツの再給電コストも数億ユーロレベルにとどまっている。

Q: ネットワークコードの確立による利点には何があるか。

A: マーケットコードの制定はよい効果がある。市場の一体化が進めば進むほど、自然エネルギーの持つ価値を活かせるが、多数の国に容量の過剰と不足が散らばっている場合には、法規がないと合意形成が大変難しい。1年半前にCACM (Capacity Allocation and Congestion Management) guidelines が法規として制定された後でさえ、次のステップに進むのが難しい場合がある(中東欧

における容量ベースからフローベースへのマーケットカップリングなど)。それでも、法規の制定は意義がある。TSO は、例えそれに反対であっても、法規違反を問われて刑務所に行きたくないの
で法規を遵守する。

Q: 技術的なコードについてはどうか。TSO によって賛否が分かれたりすることはないか。

A: TSO レベルでは、30 年前に同様の議論をしており、現在はあまり問題ない。他方、発電施設の
オーナーはネガティブで、既設の施設にも適用するのかが問題となった。既設の施設への適用は必
要だが、多額の費用がかかる。そこで、どの国でいくつの施設にこれを適用するかを決定するのは
大変難しかった。また、原子力発電所については、新設のものに限り適用されることになった。
我々は、5年から10年先を見越し、さらなる自然エネルギーの導入、変動の増大、フレキシビリティ
の拡大を意識している。既存の発電施設もこれに組み込まれてほしい。何等のルールもなければ
それは達成不可能である。各国の規制機関の決断によるところが大きいですが、そこに何らかの規則、
数字があれば、あらぬ方向に行くことはない。

Q: 容量メカニズムについての見解を聞きたい。

A: ENTSO-e の見解は、2030 年あるいは 35 年までには、容量メカニズムは不要になるとの見解であ
る。システムはよりスマートかつフレキシブルになっており、十分な投資もされると考える。ここで消
費者の果たす役割は大きい。サプライヤーからピーク時の電気代の高さを知らされれば、消費者
は、非常に高額な電気料金を払ってテレビを見るより、スイッチを切るようになるだろう。ベースロー
ドに必要な投資額は減っていくと思われる。ここで、個人的な意見を付け加えれば、消費者が、容
量メカニズムにいくら払っているわかるシステムにすべきだと思う。評価が分かれるが、例えばフラ
ンスの制度はそのような方向を志向している。

訪問国:ベルギー**訪問日:2017年2月1日(水)****訪問先:Coreso****ポイント**

- 2006年の欧州大停電を教訓に、TSO間の協調を強化する目的で設立されたもの。もともとは Voluntaryな団体であったが、2015年の Regional Security Coordination(RSC)の設定が義務化。Coreso 自身がRSCとなり、それ以外にも各地域に同様の System Operator の協議会が複数設立された。
 - RSC は決められた時間に TSO から送電容量の計算に必要なデータを受け取り、系統制約を考慮した送電容量を算出。また、系統事故に対応するための系統運用対策を立案する。各 RSC は欧州全土のTSO が保有する計算に必要なデータへアクセスが可能。
 - 決められた時間(朝)に各 RSC 間で情報共有の会議が行われ、RSC 単独だけでなく、RSC 間の協調が担保される。
 - 組織は 2008 年に設立。
 - 2006年の欧州大停電を教訓に、TSO間の協調を強化する目的で設立されたもの。
 - ドイツ国内の TSO を結ぶ送電線の深夜の停止作業を予定よりも早く実施することについて、一方の TSO が他方と連絡せずに許容した結果、予測よりも多く発電した風力からの電気により送電線の容量をオーバーし、それが連鎖的に欧州全域に波及した。
 - 事象の発生からわずか 10 分で欧州全域に波及するため、事前の協調が重要。
 - Coreso に参加する TSO は 50hertz(ドイツ), Elia(ベルギー), RTE(フランス), Terna(イタリア)、RED(スペイン)、REN(ポルトガル)、national grid(イギリス)。
 - Staffは約 35 名。
 - もともとは Voluntary な団体であったが、2015年の Regional Security Coordination(RSC)の設定が義務化。Coreso 自身が RSC となり、それ以外にも各地域に同様の System Operator の協議会がある。
 - RSC の業務は、TSO 間連系線の送電容量計算、送電線の停止調整、系統状況のモニタリングなど。
 - RSC は決められた時間に TSO から送電容量の計算に必要なデータを受け取り、系統制約を考慮した送電容量を算出。また、系統事故に対応するための系統運用対策を立案する。
 (系統の潮流を制御する Phase shifting transformer の設定もその一つ)
-
- 各 TSO は RSC からの送電容量・系統運用対策に基づき系統を運用。(原則 RSC の提案(recommendation)には従うこととなっており、従わなかった場合はその説明責任を負う)。
 - 2 日前(D-2)に卸電力市場の取引に使うための送電容量を計算。
 - 1 日前(D-1)に系統事故における系統信頼度を評価し、必要に応じて系統運用対策を立案
 - 以降、随時系統状況の変化に応じて、追加の系統運用対策の可否を評価。
-
- 欧州は各国の系統がメッシュ状に接続されているため、ループ潮流による送電制約が適切に反映しつつ、送電容量を最大化させる必要があり、Flow based calculation を導入した。データに基づき各 time frame 毎の送電容量が決定されるため、手法を用いる前に比べて送電容量の設定が保守的とならず、

各国間の電力取引に貢献していると考えている。

- 送電容量の評価方法等は統一的な手法はなく、RSC 毎に独自に実施。Nordic RSC は Coreso と同じシステムを導入した模様。

- Coreso は TSO から得られたデータを元に連系線だけでなく、国内の送電線を含めた潮流計算を実施。
- データは需要、発電計画値、送電設備の点検・停止情報など
- 計算は決められた時間に TSO から送られてきたデータを元に全自動で実施。(データの修正などはしない)
- 風力・太陽光の予測は気象予測機関からデータを取り寄せ。
- データ自体は各 TSO から提供されるため、各 TSO が責任を持つ。(Coreso が実施する計算は全自動のため、Coreso による恣意性は排除されている。システム自体は Coreso の内製(IT にたけた職員が作成)。
- 各 RSC は欧州全土の TSO が保有する計算に必要なデータへアクセスが可能。Coreso は自エリアを越えて、計算範囲を欧州全土(Synchronous area)に広げる計画あり。
- 決められた時間(朝)に各 RSC 間で情報共有の会議が行われ、RSC 単独だけでなく、RSC 間の協調が担保される。
- 太陽光の出力変動について、大幅な予測誤差が問題となっているとのこと。紹介された事例では 20GW の出力予測に対し、10GW 程度と半分くらいの実績値となっており、flexibility の確保が大きな課題であると考えていた。(数ヶ月に一度の割合で、このような大きな誤差が発生し、決してレアケースとは考えていないとのこと)

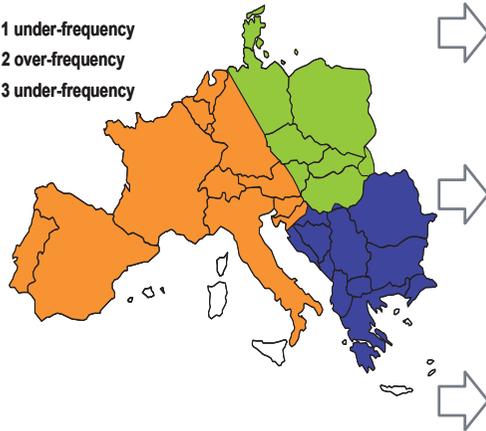
- 風力は変動が大きい問題はものの、比較的精度よく予測できており、予測誤差は7~8%程度。
- 比較的精度よく予測できているため、市場で大部分が dispatch されることで調整が自然に行われているものと考えられる。

- Coreso はリアルタイムのモニタリングもしており、各 TSO と直接監視に必要な情報をやりとりしている。
- データのやりとりの周期は 10~15 秒に1度。

(near) black out as triggering factor...

4 November 2006 : major incident on the European electrical grid

- Area 1 under-frequency
- Area 2 over-frequency
- Area 3 under-frequency



Cross zonal incident, starting in Germany: cascading line tripping with consequences for whole of continental Europe

Uncertainties on cross border impacts: only a national view is not sufficient anymore

Need for an aggregated and shared view of the European electrical grid (coordination between TSOs)



A regional coordination layer for Europe



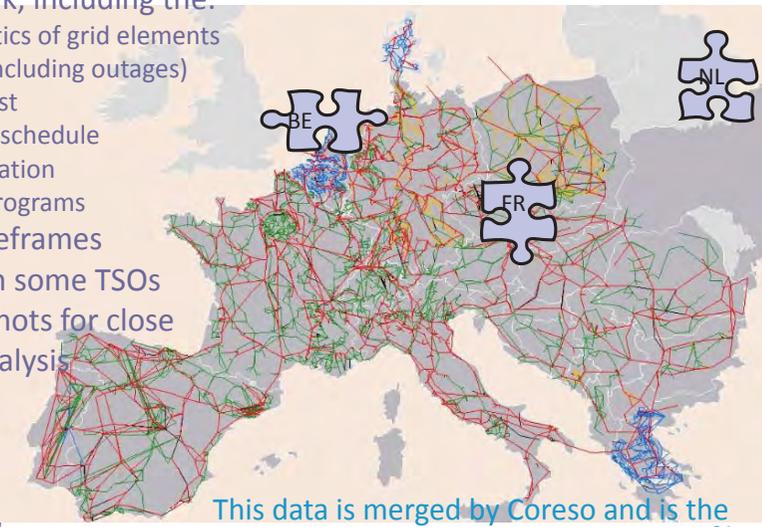
Note: overlapping of monitored electrical zones is not shown

European situation on 3 Feb 2015



Data is Key: Individual Grid Models

- Each TSO delivers a base case including their best estimate for their network, including the:
 - Characteristics of grid elements
 - Topology (including outages)
 - Load forecast
 - Generation schedule
 - Wind generation
 - Exchange programs
 - ... for all timeframes
- Every 15 min some TSOs produce snapshots for close to real-time analysis



This data is merged by Coreso and is the basis for the coordination services

訪問国:ノルウェー

訪問日:2017年2月2日(木)

訪問先:Nordpool

ポイント

- ・ 現在、北欧諸国の電力消費の90%が市場で取引されており、国際的な電力取引は、ノルドプールを通してのみ取引できるようになっている。市場の流動性を高めるためには、発送電分離、市場の透明性と公平性、グロスビiddingなどが必要。
- ・ 信頼されるリファレンスプライスの創設のために、まず前日、当日、そして調整力市場を設立しなければならない。それから、金融的市場が設立され得る。その後、物理的な市場と金融的な市場が共に連動して成長する。
- ・ 連系線の推進要因は、季節的な要因や電源構成の違いから生じているが、例えば、多国間で発電を補完したり、予備力を共有したり、供給信頼性を向上したり、コスト効果を狙ったものや、気候変動関連のチャレンジがある。

概要

- ・ ノルウェーの電力市場は1991年に自由化された。1993年に電力市場がTSOであるStatnettによって設立された。1996年には、スウェーデンとの世界初の国際的な電力市場が開設された。1990年代の終わりには、フィンランドとデンマークが電力市場に参加した。市場は2010年から2013年にかけてバルト三国へと拡大した。2014年から2015年に欧州のその他の市場との市場連結が進められた。ノルドプールは、各国TSOを通じた国有の形となっている。電力市場はノルウェーで1970年代から存在していた。これは発電会社に限ったものだったが、取引には慣れていていた。
- ・ ノルドプールは、短期の市場として前日市場と当日市場を運営している。さらに、より長期の契約(1年から10年)を提供する金融的な市場があり、供給者や発電事業者が将来の不確実性のリスクをヘッジすることを可能としている。
- ・ The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)がノルドプールの物理的な電力取引を規制している。現在、北欧諸国の電力消費の90%が市場で取引されている。
- ・ ノルドプールの役割は、効率的で信頼性の高い市場を消費者に提供すること。市場の透明性を確保するために、正確な情報を提供すること。取引を望む者に平等な料金で公平なアクセスを提供すること、そしてすべての参加者に対して引き渡しや精算を保証すること。
- ・ 透明性を確保するためのルールとして、取引価格や量のオンラインデータの提供し、関連する市場情報の提供、例えばスタットクラフトのプラントで問題が発生した場合にはその情報を共有し提供する等、そして市場操作を防ぐことが必要。
- ・ ノルドプールの内部に市場の振る舞いを監視している監視機関(Market surveillance unit)がある。4人のスタッフと自動化された手順によって行われている。中立でなくてはならない。制裁措置を行うことができ、法的な問題になることもなる。Norwegian Competition Authority や関連法によって個人が起訴されることもある。
- ・ NEMO(Nominated Electricity Market Operator)は、一つだけでなく他の電力市場での取引の選択肢を提供することで、電力市場間の競争を促す考え方である。その目標は、市場の会費ひいては消費者のコストを減らすことであるが、それは流動性を分断することになるかもしれない。

質疑

Q: 連系線の推進要因は何か。

A: 季節的な要因や電源構成の違いから生じるが、例えば、多国間で発電を補完したり、予備力を共有したり、供給信頼性を向上したり、コスト効果を狙ったものや、気候変動関連のチャレンジがある。

Q: 欧州の統一電力市場の意義は何か。

A: 競争的な電力市場を設立する意義は、電力はコモディティであり、変動しやすく、その価格は他のコモディティの影響を受けるためである。長期や短期、そしてリアルタイム市場など異なる時間軸の市場があることが重要である。ノルドプールの設立には時間がかかった。それは、当初自主的な市場であり、規制当局による“市場へ参加しなさい”といった義務はなかったためである。

Q: 市場の流動性を向上させるために何が必要か。

A: 物理的な電力取引市場を整備しても一定程度は流動性は確保できるが、価格のボラティリティが問題となるため、それをヘッジする金融的商品とセットとすることが重要。トルコでは物理的市場で20%程度であった流動性が金融商品の導入によりさらに大きく上がっている。

A: まず、国際的な電力取引は、ノルドプールを通してのみ取引できるようになっている。また発送電分離、市場の透明性と公平性、グロスビiddingなど。日本の場合は、連系線を通じた取引を市場を通じてのみ可能とすること、系統運用者が市場から送電損失分を購入するようにすること、英国のように大手6社が市場へ入札しなければならなくすること、取引を義務化することなどがオプションとして考えられる。

信頼されるリファレンスプライスの創設のために、まず前日、当日、そして調整力市場を設立しなければならない。それから、金融的市場が設立され得る。その後、物理的な市場と金融的な市場が共に連動して成長し得る。

欧州のターゲットモデルに関して、PCR(price coupling of regions)という、異なる電力市場地域間の電力取引の効率性向上のためのイニシアチブがあり、前日市場において、Euphemia と呼ばれるアルゴリズムを導入している。輪番で各取引所が市場約定処理を実施(どの取引所が計算をしても同様の結果が得られる)している。

欧州では、定期的に入札エリアの見直しを行っている。

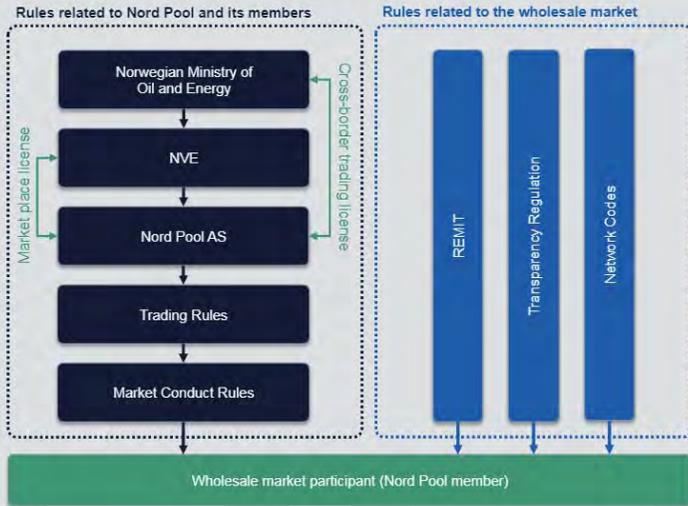
全てのプレイヤーが市場に関して正確かつ同一の情報を得られるようにしておく必要がある。

Q: 分散型の太陽光が電力市場の流動性の脅威となるか。

A: 太陽光はオフグリットに向かうかもしれない、しかしながら系統接続はバックアップとして活用されるだろう。それが Statkraft のような大企業にはより脅威である。

A: 電力市場は、長期にわたる自然エネルギーの支援策に伴う課題を示している。FIT の補助金をもらっている自然変動エネルギー(太陽光と風力)の比率が20%を超えると、電力価格へ影響を及ぼし始め、投資家に対して市場を不適切な状態にしてしまう。それゆえ、市場を設計する際には市場で達成すべき目標を念頭に置くことが重要である。支援策は市場をゆがめないようにしなければならない。

Electricity wholesale market regulation



The Reason for Establishing a Competitive Power Market

- The commodity power is characterized by high volatility and there is a potential need of long term risk management and the possibility to change position close to delivery.
- Efficient use of transmission capacity between areas and countries
- Cost-reflective power price in different timeframes



Transmission capacities and implicit auction

- ▶ Each morning, the TSOs determine the trading capacity between each bidding area and capacities for the next day are published on Nord Pool's website at 10:00 CET
- ▶ Implicit auction, performed through the PCR market coupling, simultaneously determines prices, and flows between bidding areas.



Source: Nord Pool website 21st March 2016. Click on picture for updated information from Statnett

European target model

The European target model shall ensure the completion of the **EU Internal Energy Market for electricity**. Guidance and standards for each timeframe: Day Ahead (DA), Intra-Day (ID), Balancing and Forward Market.

A fair and transparent day-ahead power price is a key factor for the models success.

Price Coupling of Regions (PCR)

- The initiative of 7 Power Exchanges to develop a single price coupling solution, launched Feb 2014
- EUPHEMIA algorithm

Multi-Regional Coupling (MRC)

- Coupling of regions and efficient management of available transmission capacities between areas and countries
- Implicit capacity allocation

Cross Border Intraday Trading (XBID)

The integrated European electricity market is expected to increase liquidity, efficiency, social welfare and transparency of prices and flows.



訪問国:ノルウェー**訪問日:2017年2月2日(木)****訪問先:Statkraft****ポイント**

- 年間の固定費費用は 20,000million USD/yr. 年間の収入は 6,500million USD/yr.
- 水力の市場価値計算モデル(EMPS)を構築し、5年先までの収支予測を実施。
- ポジションを利用した gaming をしないこととしている。(ethical behaviour)
- EMPS モデルでは、5年先までの長期的な欧州地域の電力輸出入をシミュレーション。発電機毎の発電量や各国(北欧・欧州大陸・ロシア)の需要を想定。市場価格、各貯水池の流入量・水位を想定し、貯水池毎の限界費用を計算。

議事概要

- Statkraft は国営の発電会社であり、ノルウェーの水力の 30%を保有。残りの 70%は municipally owned の形態。
- Statkraft の保有する水力のほとんどは水系を一括管理しており、発電設備の所有者間の調整はほぼ不要。(スウェーデンでは調整が問題となることもあるとのこと)
- 貯水池の容量は Statkraft 保有が 35TWh, ノルウェー全体で 85TWh。

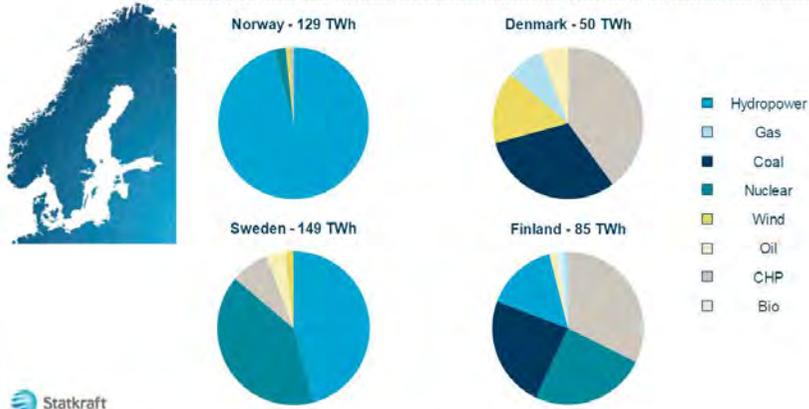
-
- Statkraft 保有のものでノルウェーのエネルギー需要の 1 年分。
 - ノルウェーの貯水池容量は全欧州の約半分。
 - 冬期の降雨の少ないときのエネルギー需要への対応や融雪期に貯水池があふれないようにするために十分な貯水池容量を確保する必要。

-
- 年間の固定費費用は 20,000million USD/yr. 年間の収入は 6,500million USD/yr.
 - 水力の市場価値計算モデル(EMPS)を構築し、5年先までの収支予測を実施。

-
- ポジションを利用した gaming をしないこととしている。(ethical behaviour)
 - 卸電力市場入札も同様に Short term のシミュレーションに基づいて売り応札価格(marginal cost)を定量的に計算し、価格操作をしていないことの証左としている。
 - 実績では貯水池の年間流入量と平均市場価格がほぼ連動。
 - 水力開発ポテンシャルはまだあるが、EMPS モデル等を使って経済性を評価した上で建設を考えていく。
 - EMPS モデルの概要
 - 5年先までの長期的な欧州地域の電力輸出入をシミュレーション。
 - 発電機毎の発電量や各国(北欧・欧州大陸・ロシア)の需要を想定。

- 市場価格、各貯水池の流入量・水位を想定し、貯水池毎の限界費用を計算。
- 池容量に余裕があるときは価格を高くし、満水に近いものは価格を低くする。
- 渇水や豊水による違いも考慮するため、過去(75年分)の降水データを用い、感度分析を実施。
- モデルでは各プレイヤーが完全に経済合理的に行動することを前提にしている。
- 設備の通常の運営は自力で(in-house)実施。

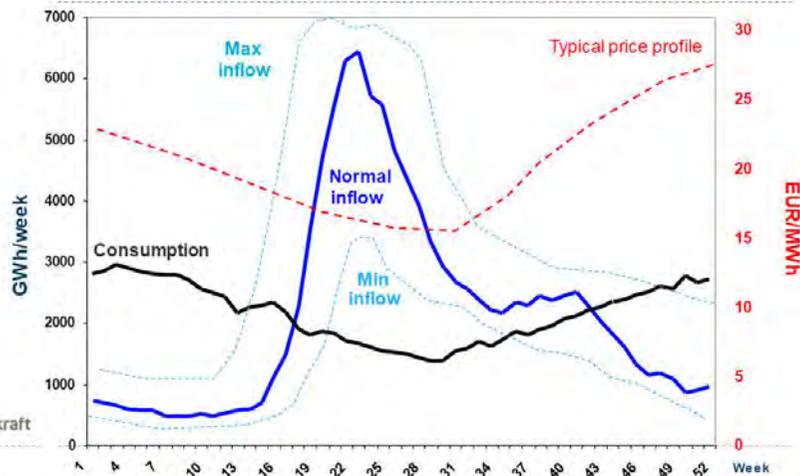
POWER PRODUCTION NORDIC REGION



CO-OPERATION BETWEEN NORDIC COUNTRIES

- The different energy mix in the four countries makes cooperation and exchange of electricity favourable
- Long history of exchange of power
- Today's capacity Norway – Sweden 4 – 5000 MW, Norway – Denmark 1700 MW.
- Common Balance Markets
- Common Reserve Markets

THE BASIC CHALLENGE



Production Planning in Statkraft is based on modelling fundamentals



訪問国:スウェーデン

訪問日:2017年2月3日(金)

訪問先:スウェーデン王立工学アカデミー

報告者:Fortum Corporation

ポイント

- スウェーデンでは、今後原子力発電所が新設されない見通しである。その部分を埋めるのは、CHPと風力、少しの小規模水力ではないかと考えている。
- 電気と熱は競争関係にある。他方で、電気と熱供給が交錯しているところは、電気のピークと熱のピークをうまく調整でき、システムとして効率のよいものになると考える。ただし、モデル分析は複雑で、投資決定は容易ではない。

概要

- Fortum社はフィンランドの会社で、ノルディック諸国を中心にビジネスを展開。電力関係では配電事業のほか、発電事業で原子力、水力、少しの風力発電などを行っている。熱供給事業も実施。ロシア、バルト諸国、ポーランド、インドでも事業
- VärmeのCHPプラントは、市街地の近くにある巨大なCHPプラントで、世界で最も大きい熱供給配管に接続されたプラントではないかと思う。
- 330MWのボイラー容量。熱供給の容量は280MW。うち80MWは濃縮されたフルーガスの容量分である。
- 同プラントの現在の燃料構成は、30%がバイオ燃料、21%が残さやりサイクル燃料で、少しずつ増えると考えている。その他、水や過剰熱、冷却の際に出た熱の再利用など。
- 使用する燃料はまず、木質チップ。パルプ等工業用に伐採され使い残されたものを利用。水分含有量は多いがよい燃料である。ただ量が膨大な場合都市に運び込む運送上の問題がある。主に船と列車で運んでいる。燃料の調達先はバルト諸国からが多い。またスウェーデン国内からも列車で運送。
- 市街地に近いので、匂いや音の問題がある。そこで、燃料運び込みのための装置を地下に作り、港の施設以外のものは見えない。そうしなければ許可が下りなかった。コストはかかった。
- スウェーデンの電力構成は、安定性の高いものが多く、水力が47%、原子力が34%。風力が10%、火力8%はCHPプラントが主流。電力消費量は季節によりばらつきがあるが、強固かつフレキシブルなシステムができており、問題は起きていない。原子力発電所は99.9%の確率で新設されないと思うので、今原子力で賄っている部分がなくなる。そのカバーには、いくつかのCHPプラントや小規模水力の追加が考えられる。現在スウェーデンは一般的には電力輸出国であり、電力量そのものはあまり問題にならないだろうと考える。他方、風力発電の増加は、発電量の変動を大きくするため、日々のバランスをとることが必要である。また季節による消費量の変動への対応が問題であるが、大規模水力で調整が可能である。
- 電気ヒートポンプは熱供給と競争関係にある。他方で、電気と熱供給が交錯しているところは、電気のピークと熱のピークをうまく調整でき、システムとして効率のよいものになると考える。
- 将来的には、まず電気のボイラー、そしてヒートポンプ、最後に熱供給という順序で供給できれば最も経済効率がよいと考えている。電気ボイラーは電気料金が低いときに使うイメージだ。ただ、送電費用や電気にかかる税金(100%以上)が高いので、料金が相当低いことがポイントになる。

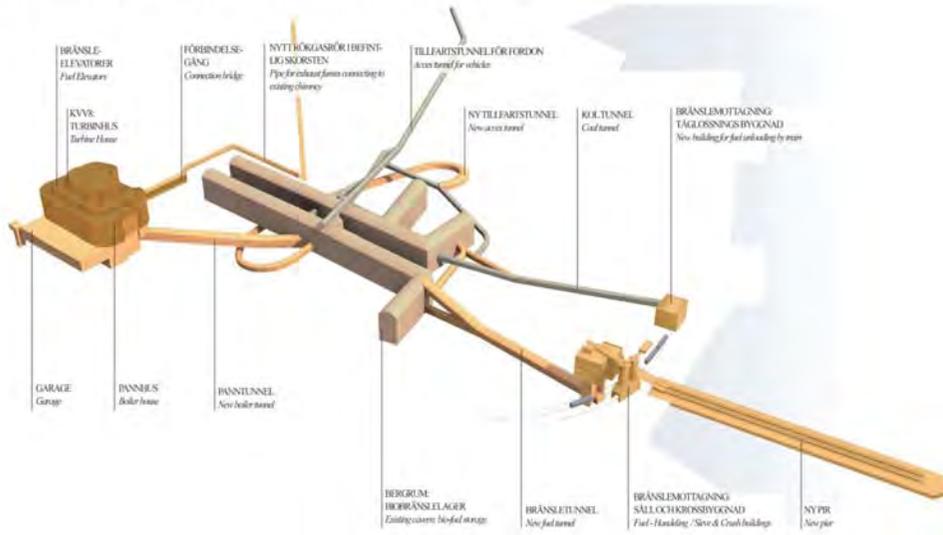
- 我々の課題の一つは電力価格。価格が低いと、各地にあるヒートポンプとの競争になる。現在のスウェーデンの制度は熱供給よりヒートポンプに有利になっていることもある。この点は制度改正を望んでいる。CHP は電力価格が今のよう安いとあまり利益が出ない。各家庭の発電施設等の設置も課題。
- 多様なエネルギー源を持つことでフレキシビリティを高めることができているが、まだ十分ではない。これからの投資については、マーケットモデルを用いて将来予測を行ってはいるが、どこにどれだけ投資すべきかを決定するのはなかなか難しい作業だ。
- 個人的な意見では、スウェーデンで今後最も安いのは風力発電だろう。それに CHP が少し加わっていくというイメージを持っている。

質疑

- Q: 電力価格が高い方がよいということだったが、国際連系がより進むことで電力価格が上がる可能性もある。電力価格の動向と CHP プラントの将来の見通しについてどう考えているか。
- A: 電力価格が上がることを期待している。一方で石炭火力発電所やスウェーデン国内の原子力発電所の閉鎖等による発電容量の減少があろう。また、EU コミッションは CO2 排出量取引をより進めようとしており、これが電力価格を上げる要因になると考えている。そうなれば状況は一変すると思う。
- Q: 風力が多数導入されることでエネルギー効率としては上がるが、電力価格は下がると思われる。どのディレンマをどう解決するのか。
- A: 確かに夏は電力価格が安い。それは受け入れるしかない。夏は電力需要が少ないので、CHP プラントはあまり動かさず、水力発電所も備蓄に回し、安い電力を輸出している。他方、冬は需要が多く価格にもボラティリティがある。平均で 30 ユーロ、最低価格 50 ユーロといったときもある。
- A: 消費者とつながることで効率を高めつつ利益を上げることができる。例えば食料品店の冷蔵庫と接続してデータを入手して最適化を図る。消費者も当社もそれでお金が儲かる。
- Q: 非化石燃料での発電が高シェアを占めるスウェーデンで、熱供給の CHP プラントを維持する理由は何か。
- A: CHP プラントは大変効率が高い(100%以上)。もし我々に調整能力がなかったら、ガスタービンを動かさなければならぬだろう。しかしガスは使いたくない。
- A: これは大変センシティブな問題で、電化を進めるかどうかは議論のあるところである。
- A: 市街地に CHP プラントがある意義は、国内全体の電力需要の平準化にある。気温が下がって都市部の住民が一斉に電気暖房を使うと、電力消費が一気に高まる。そこで、都市部には熱供給を行い、他地域には電力を供給することで、国内全体のピークを抑えることが可能となる。
- Q: 電力と熱の情報の統合は行われているのか、あるいは考えられているのか。
- A: 熱については接続している他社とは運用のため情報共有しているが、そのほかには公にはしていない。熱は市場というよりも相対契約なので、よりシンプルに、契約との見合いで費用対効果を考え、最適な熱供給を行っている。

PROJEKT KVV8

Värtaverket + Energihamnen + Tunnlar & Bergrum

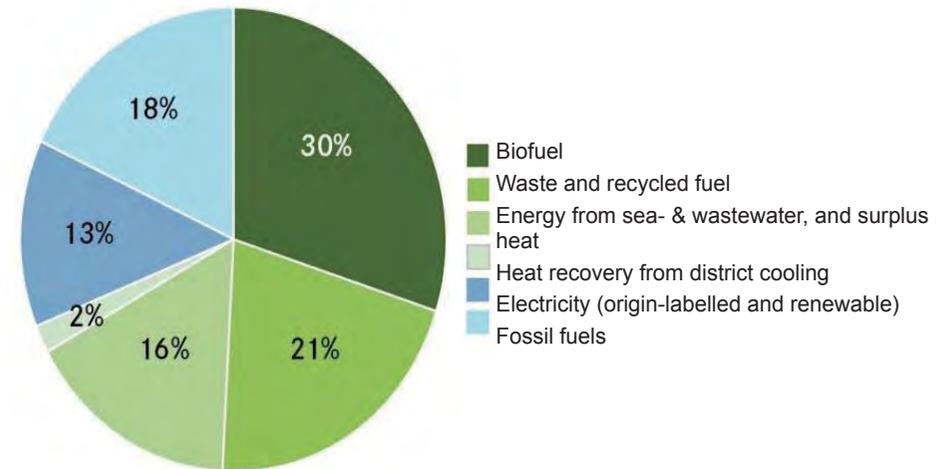


37

URBAN DESIGN + GOTTLIEB PALLDAN

Next generation energy company | Fortum

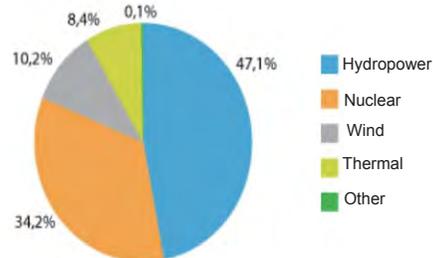
Input in Fortum Värme's total production



38 2013-05-20

Next generation energy company | Fortum

Swedish power production 2015



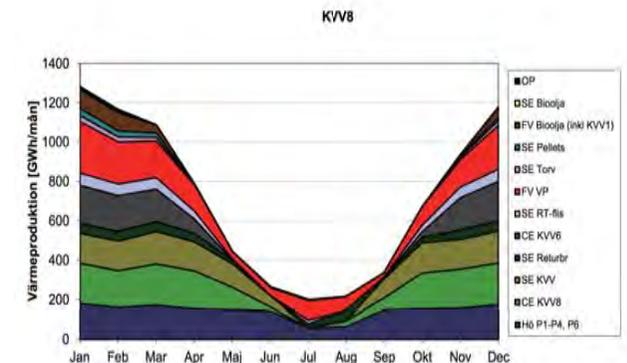
- Nuclear power will sooner or later be closed
- It will be replaced mainly by windpower
- Some growth in CHP
- No or very small possibilities for new Hydro Power

The most important future challenges will be

- Seasonal power balance
- Short and mid term power balance

How could DH and CHP contribute

- Connection to DH will reduce peak load
- Flexible production in DH could help solving both lack of power and excess of power
- Heat storage could serve as electricity storage
- Heavy building structures could serve as heat and electricity storages



39

Next generation energy company | Fortum

40

Next generation energy company | Fortum

訪問地:スウェーデン**訪問日:2017年2月3日(金)****訪問先:スウェーデン王立工学アカデミー****報告者:Peter Chudi 氏 (Vice President, Svensk Kraftmaekling)****ポイント**

- スウェーデンでは、2003年より自然エネルギー投資を支える電力証書制度が始まった。毎日スポットプライスで取引できる。自然エネルギー発電事業者は発電量に応じて電力証書を出せる。需要家は、電気料金の割合に応じて電力証書分を支払う義務があり、小売業者は、需要家が支払うべき電力証書分を、需要家のために市場から調達する。需要家の請求書には、電気代のほか、電力証書代とエネルギー税の額が記載される。
- それとは別に、Guarantee of Origin 制度 (GoO) がある。需要家が自然エネルギー由来の電力であることを主張したい場合、小売業者が GoO を市場から調達し、これと併せて電力を販売する。
- 市場成功の理由の1つは、政治家が制度枠組には関心を持ち続けても価格には手を出さなかったことだ。制度が安定している。

概要

- スウェーデンでは、2003年より自然エネルギー投資を支える電力証書制度が始まった。毎日スポットプライスで取引できる。2008年のリーマンショックや2009年のソブリン危機も乗り越えた。
- その成功の理由の1つは、政治家が制度枠組には関心を持ち続けても価格には手を出さなかったことだ。制度が安定している。2007年、2008年に投資した人は大きく損をしたが、政策的な観点からは問題ではない。
- スウェーデンでは、一定量の電力取引をする場合には、一定割合の電力証書を購入しなければならない。その義務を負っているのは小売業者である。その割合は、達成すべき政府の自然エネルギー導入目標から計算されている。
- この証書は、自然エネルギー導入を支援するもので、自然エネルギー由来の電力を購入したことを主張できるものではない。その主張のためには、Guarantee of Origin (GoO)の購入が必要となる。Guarantee of Origin の制度はEU法規に定められている。
- 自然エネルギー発電事業者は、1MWh 当たり1電力証書を取得する。他方、需要家は、個人宅、アパートメント、産業(ただし電力消費量が多い重工業などの産業を除く)が対象で、それぞれ年間電力消費量に応じた一定割合の支払義務を負う(個人宅の場合2017年は24.3%→もし消費量100kWhの場合1kWh分の証書が24.3枚分の支払が必要)。そこで、小売業者は、需要家が支払うべき電力証書分を、需要家のために市場から調達する。需要家の請求書には、電気代のほか、電力証書代とエネルギー税の額が記載される。
- それとは別に、GoO がある。需要家が自然エネルギー由来の電力であることを主張したい場合、小売業者が GoO を市場から調達し、これと併せて電力を販売する。
- それぞれの価格イメージは、電力(3円/kWh)、グリーン証書(1円/kWh)、GoO(0.05円/kWh)である。GoOは非常に安い、少しずつ価値を上げている。
- 2008年ころは、施設建設コストが高かったが、特に陸上風力を中心に建設コストが下がり、電力証書や電力価格が下がるにもかかわらず、建設が進んだ。そのため、10日前、電力証書価格が半値に暴落した。今は買い時だ。

- 2012年から2020年までの自然エネルギー導入目標は1年間にプラス28.4TWhであったが、建設が早期に進んだことが明らかになり、建設過剰が明らかになったことが暴落につながった。
- 導入目標が小さかったとも言えるかもしれないが、それは政治家が決めることである。導入目標が変わると、需要家が負担する一定割合の数字は変化するが、それは市場の電力証書価格とは直接の関係はない。しかしながら投資家をはじめ市場参加者は十分理解できていなかったのか、電力証書価格が下落した。奇妙なことではある。
- この市場は需要家サイドの需要量が決まっているというのが特殊である。
- 先物市場もあるが、電力市場ほど発達していない。取引参加者が少ない。需要家は月ごとに契約を変更できるので、長期契約にならない。そのため、数年先をヘッジするための証書を購入する必要がない。また、投機的でもない。重工業事業者などは長期契約を締結するが、電力消費量が多いので、このスキーム外にある。こうした事業者をこのスキームに入れるというのは一つのアイデアではあるが。

質疑

- Q: 消費電力について100%自然エネルギー由来であることを主張したい場合には、消費電力量全体についてGoOを購入する必要があるのか。
- A: そのとおり。
- Q: 電力証書マーケットの下落時に、GoOマーケットに注力するということは考えられないのか。
- A: 両者は連動して動く。分かれた動きにはなりにくい。

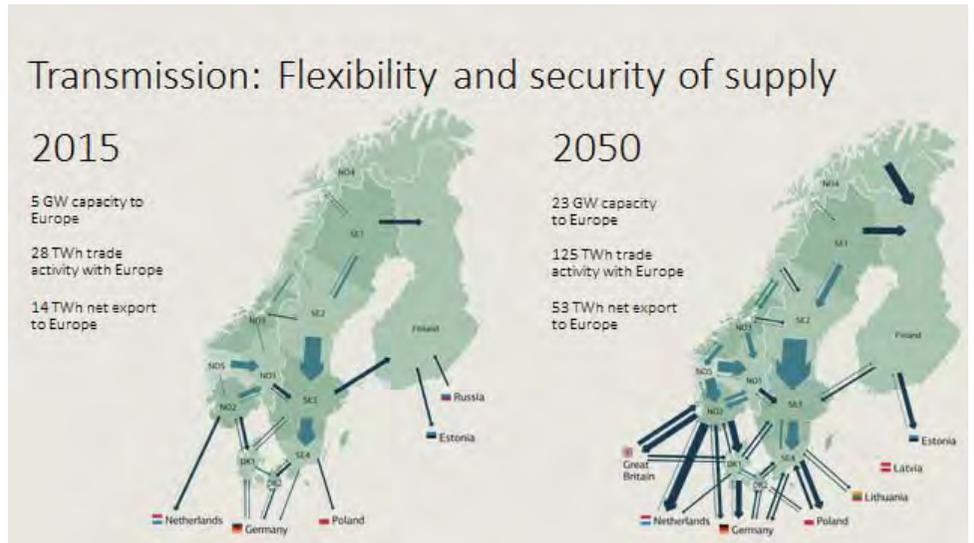
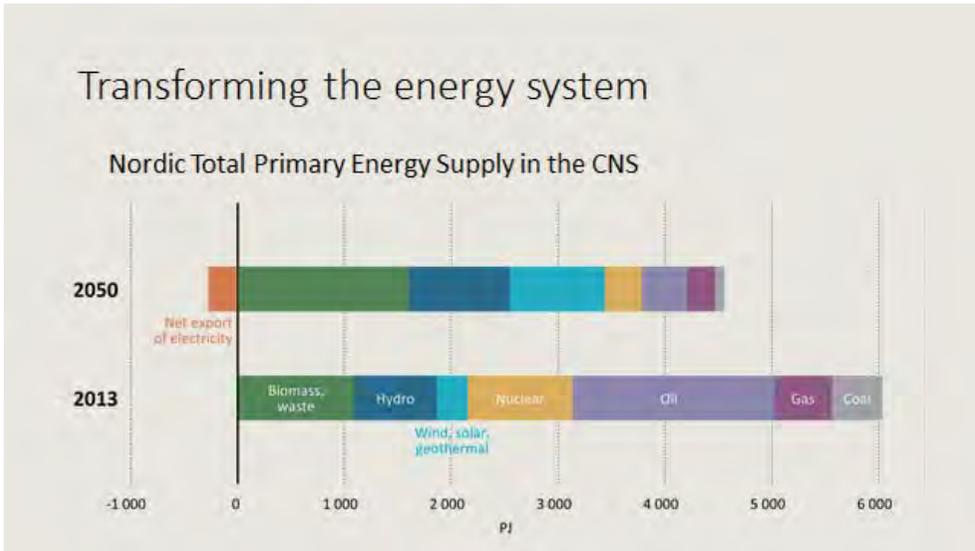
訪問国:スウェーデン**訪問日:2017年2月3日(金)****訪問先:スウェーデン王立工学アカデミー****報告者: Magnus Olofsson 氏 (Senior Advisor, Nordic Energy Research and The Nordic Council of Ministers)****概要**

- IEA とともに報告書「Nordic Energy Technology Perspective 2016」を作成した。脱炭素社会とノルディック諸国に関する報告書である。
- ノルディック諸国の多くは既に自然エネルギーの割合が高い。フィンランドの原子力も、経済効率性の観点から消滅していきだろう。
- ノルディック諸国の課題は、交通機関の脱炭素化である。電力は大変進んでいるが、交通機関はそうでもない。また、鉄鋼やセメントといった工業の炭素排出量が多い。炭素価格が上がることで、状況が変化していくと予想している。
- 我々は3つの戦略的アクションを指摘している。1つは、分散型かつ連系された、フレキシブルなエネルギーシステムの推進と計画である。ノルウェーは国内だけでなく UK との連系を進めている。フレキシブルという点でいえば、CHP、水力、風力の組み合わせ、ダイヤモンドサイドのフレキシビリティの向上、などがある。
- 2 つ目は交通機関と建物建築にあたってのインセンティブ付与。バイオ燃料の利用のほか、電力ハイウェイ構想(アメリカで始まりドイツでも議論中)をドイツ・スウェーデン間で議論している。電車もある。
- また、都市のあり方の見直し。EV の購入、公共交通機関の発達、などがある。建物については、よりエネルギー効率のよい建築物にしていくことが必要。

Nordic Energy Technology Perspectives 2016
Cities, flexibility and pathways to carbon-neutrality

Joint Nordic Scenario work

- ### Three strategic actions identified
1. Incentivise and plan for a more distributed, interconnected and flexible energy system
 2. Tap into the positive momentum of cities in transport and buildings
 3. Ramp up decarbonisation of long-distance transport and the industrial sector



訪問国:スウェーデン

訪問日:2017年2月3日(金)

訪問先:首相官邸

面談先:イブラヒム・バイラン 環境エネルギー大臣

バイラン大臣と面談、歓談。

2040年にスウェーデンを100%自然エネルギーにする目標の実現性について、早期達成可能とする話などを伺う。

訪問国:スウェーデン

訪問日:2017年2月3日(金)

訪問先:Svenska Kraftnat 本社(ストックホルム)

面談者:Mikael Odenberg

基本情報

- スウェーデンの国営送電会社、1996年に自由化、発送電分離:Svenska Kraftnat の誕生。
- 国内に配電会社は200社以上。
- 電力純輸出国:22TWh
- 今後も再エネを増やす:輸出が拡大
- スウェーデンでは風力の価格が年々下がっており、既存電源設備に対し価格競争力がついてきている。
- 風力発電は建設リードタイムが短く、分散化され、事業者の数も多いため、送変電設備の整備が難しいことが課題。

ノルウェーの戦略

- 大量の水力発電をエネルギー貯蔵に使う。隣国の電力が高い時に売りつけ、隣国が風力などで安い時に買い戻す。
- スウェーデン:ノルウェーほどではないが、水力が豊富。ただし北部に偏在しているため、国内の送電系統が重要。
- 今後ノルウェーが北部に風力を増設すれば、多くがスウェーデン国内を経由するため、TSO 間で協調した計画が必要。
- 電気は流れやすいところを流れる性質があるため、ノルウェー-英国連系のように、スウェーデンがプロジェクト自体には関与しないものについても、影響が及ぶことが十分に考えられるので、近隣諸国のTSOも何らかに関与していく必要性を感じているところ。

欧州委の winter package:国内容量の10%の送電網建設

- TSO に対する様々な提案:半ば強制的

容量メカニズムについて

- 各国が異なる容量メカニズムを導入している現状があり、混乱を生んでいる:異なる補助金になり、競争を歪める。
- スウェーデンについては、水力が多いので現状では困っていない。energy only market がよく、当面容量メカニズムは必要ない。
- 一方で、従来型の発電設備も例え年間に数時間しか稼働しなく、profitable とはいえなくとも必要なものについては適切な対価を払うための仕組みは必要。
- 実際には energy only market は scarcity pricing とセットであり、容量メカニズムの一つと言え、より適切に対価を支払うスキームとすれば良いのではないか。

- 原発6基が廃炉になった時にはどうするか？
- DSM やエネルギー貯蔵、国際送電網、供給力増強(weather dependent, independent 双方)で対応することとなる。
- 一定量の weather independent な供給力が必要と考えるため、改めてスウェーデンでの容量メカニズムのあり方(Energy only market を継続するかも含め)を検討する必要があるのではないか。

国際送電網の建設計画過程について

- 経済的要因、社会的要因(受容性)、政治的判断で決まる。
- 消費者の中には、スウェーデンの安い電気が高くなるとして反対の声もある。
- 発電会社は、海外でも電気を売りたいため、もっと送電網を造れと要求しがち。
- 送電計画の最大のシグナルは地域間価格差:入札地域間で価格差があれば、それは送電容量のボトルネックの存在を意味している。
- 基本は TSO が責任を持つ:TSO 間の協力・協調による。ノルウェーを除けば規制当局の介入はほぼない。
- 二国間の投資割合はケースバイケース:50%・50%の場合が多いが、便益が多い方が多く払うこともある。
 - ⇒ 北欧地域内は各国の境界までそれぞれの国が建設するのが通例。
 - ⇒ スウェーデン北部とフィンランドを接続する AC 送電線については、フィンランド側に大きなニーズが合ったので、スウェーデン建設分の一部をフィンランドが負担した事例もある。
- 維持管理は、自国内部分に責任を負うのが一般的。
- ノルウェーの Statkraft(発電会社)が所有している国際送電網もある:規制当局から売り払うように圧力を受けている？

国際送電網の認可手続き

- 個別プロジェクトごとに規制当局から許可が必要:国内送電線の場合の審査と同じ。
- 仮にロシアとの間で建設するとすれば?:手続きとしては同じだろうが、政府間の合意はあった方がよい。
- バルト3国:技術的にはロシアと同期していたほうが合理的だが、政治的理由から非同期にしようとしている。

国際送電の収益

- 混雑料金:地域間の価格差
- 利益が多過ぎれば、再投資か託送料金値下げが求められる。

- 混雑が解消されればどうなるのか? もう儲からなくなってしまう?
- 現状は混雑料金が連系線の収入となるため、もうけがあれば再投資するか利用者に還元(託送費の低減)することになる。

- 再エネが必要で増え続ける限り、送電網は必要になる。
- 但し、再エネが必要かどうかは国民(政治)が決めるもの:TSO はあくまで電源中立的な立場。

質疑

Q: TSO の顧客と誰か？

A: 1:大規模発電会社:水力、原子力

2:地域配電会社、地方配電会社

⇒共に託送料を払う

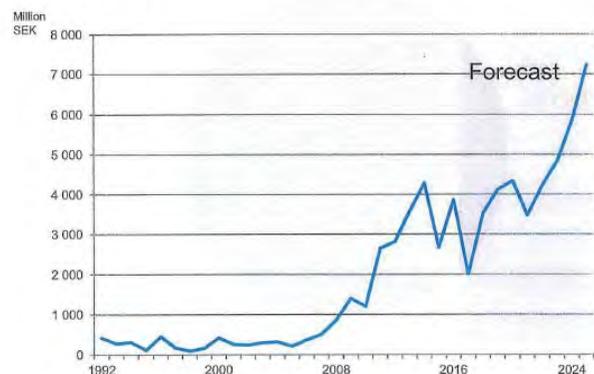
Q: 2015 年7月:デンマークで風力が 140%出力した後に急減したことがあった。系統運用上の問題はなかったか？需給調整はできたようだが、周波数調整は追いついたのか？

A1: 問題なかったはず。

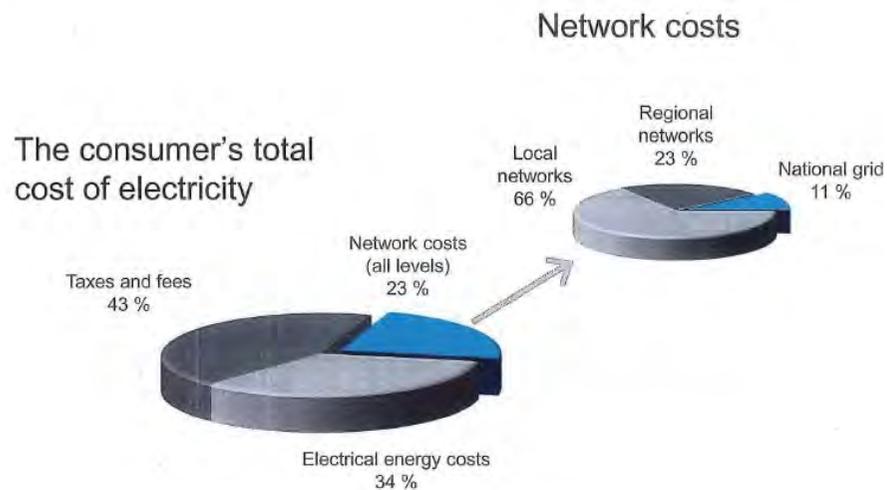
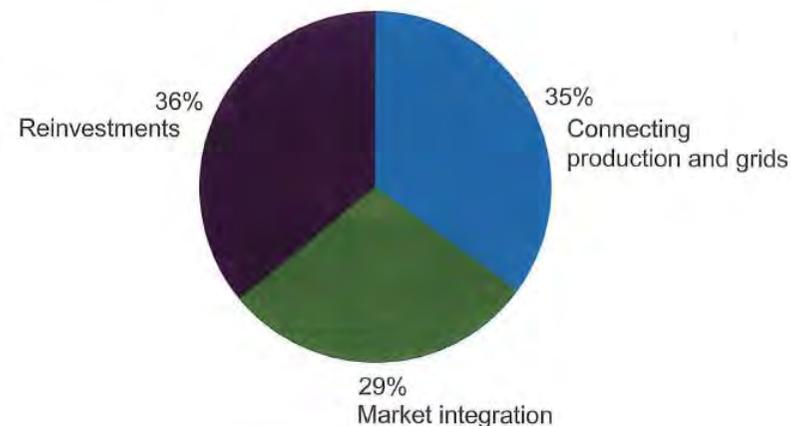
A2: そもそもデンマークの風力は領域規模に比べて多すぎるが、TSO 間の協調で解決している。

以 上

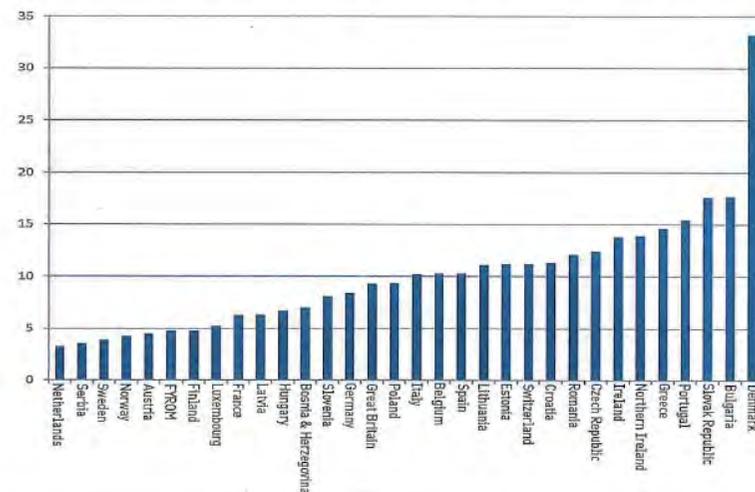
Svenska kraftnät's investments 1992 – 2025



Driving forces – Why invest ?



A comparison of tariffs between European TSO's



アジア国際送電網研究会・欧州視察 視察団

大山力 横浜国立大学 大学院工学研究院 教授 団長

高橋洋 都留文科大学 社会学科 教授 副団長

斉藤哲夫 東京大学 生産技術研究所 特任研究員

新岡卓 欧州ビジネス協会 エネルギー委員会 委員長

木畑英記 東京電力ホールディングス株式会社 系統広域連系推進室 副室長

公益財団法人自然エネルギー財団

トーマス・コーベリエル 理事長

ボー・ノーマーク 上級政策アドバイザー

大野輝之 常務理事

大林ミカ 事業局長

分山達也 上級研究員

工藤美香 上級研究員

ロマン・ジスラー 研究員

アジア国際送電網研究会 欧州視察調査概要

2017年4月

問合せ先

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0003 東京都港区西新橋 1-13-1 DLX ビルディング

TEL:03-6866-1020 FAX:03-6866-1021

E-mail: info@renewable-ei.org