

デンマークの電力市場制度と 再エネサポート政策が 再エネ事業者の市場行動に与える影響

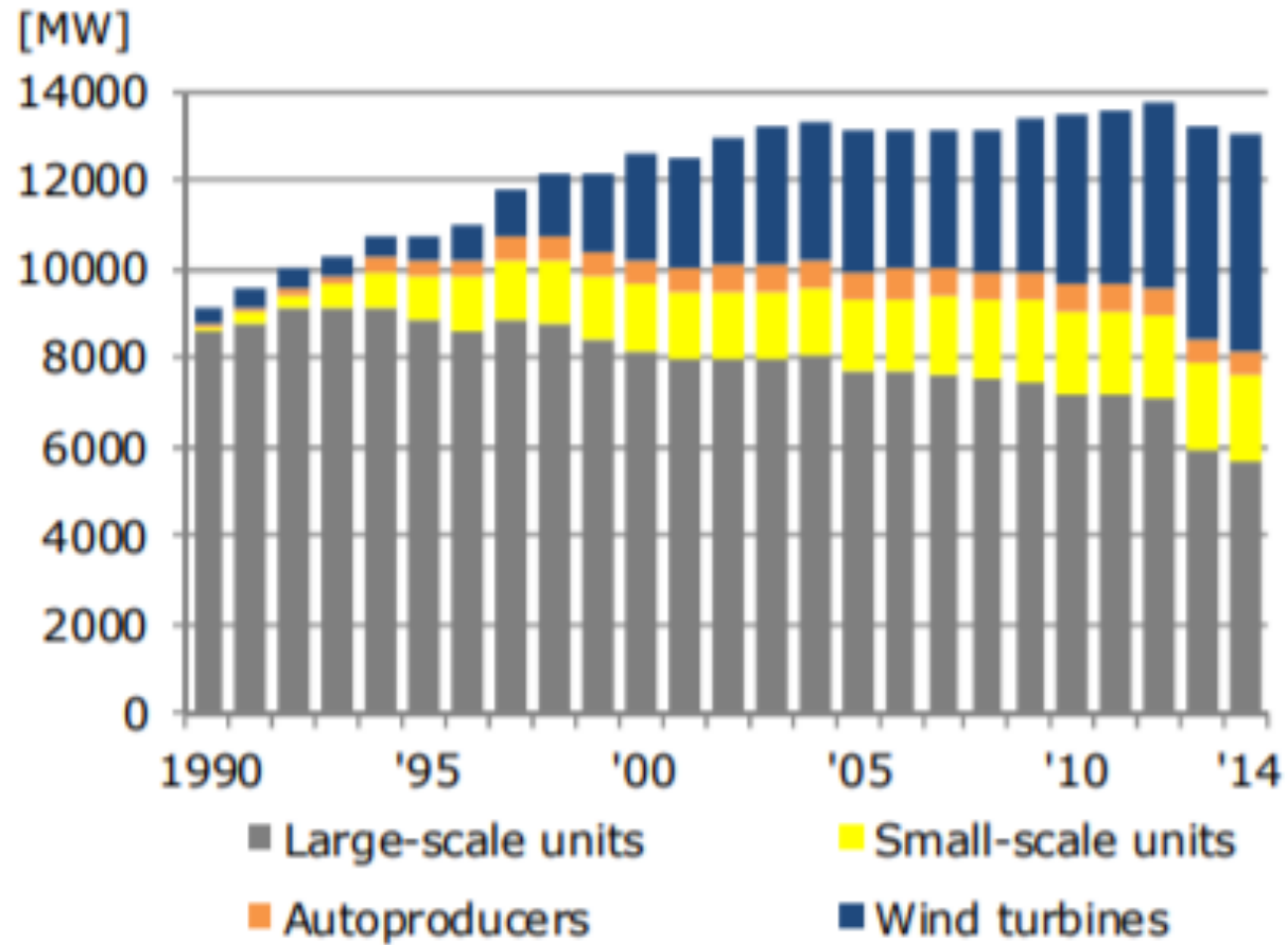
170629 部門A研究会

東 愛子

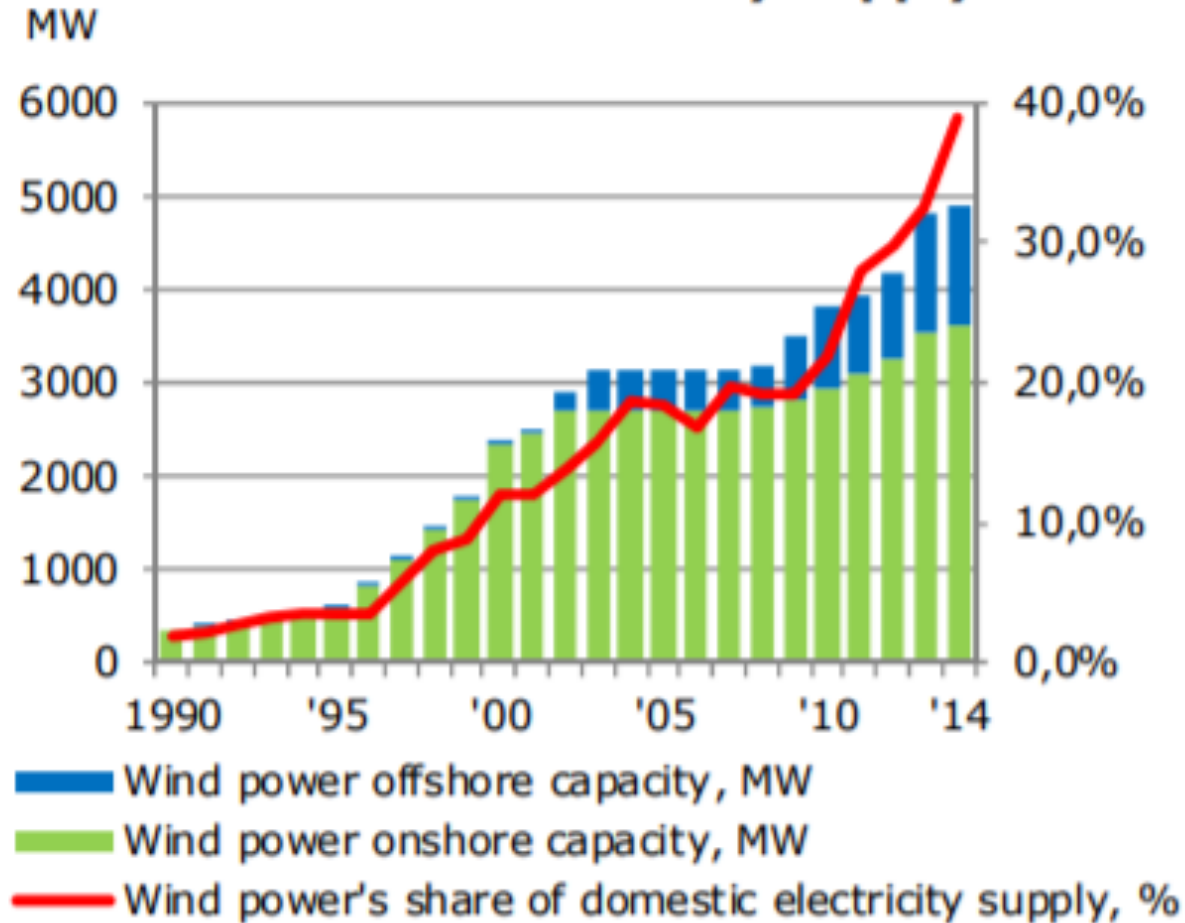
問題意識

- DKでは、なぜ、風力のCurtailmentが少なく、風力を電力市場に入れることが問題視されていないのか？
- 再エネサポート政策と、電力市場制度に着目しながら、その要因を明らかにする。

Electricity capacity

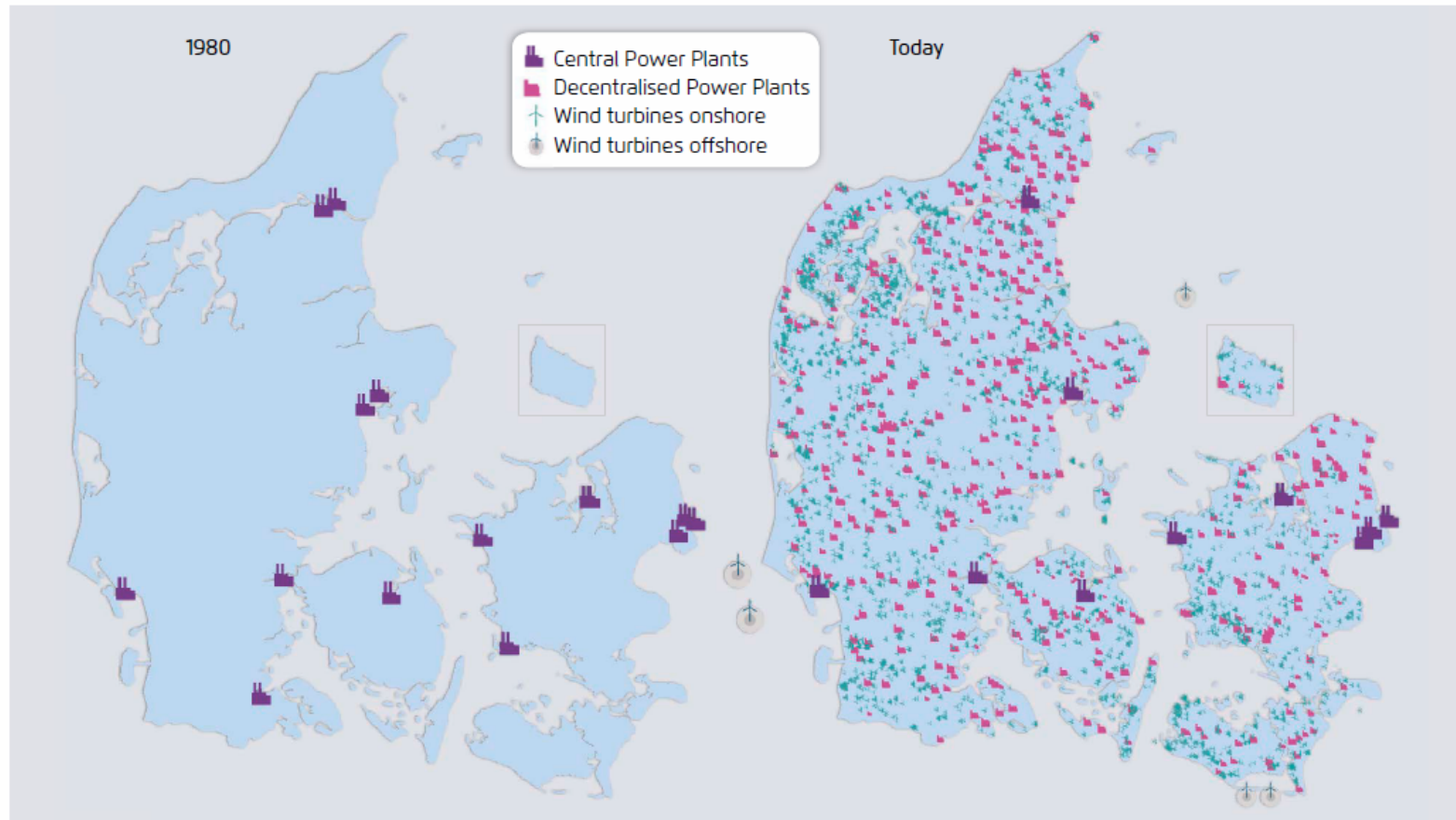


Wind power capacity and wind power's share of domestic electricity supply

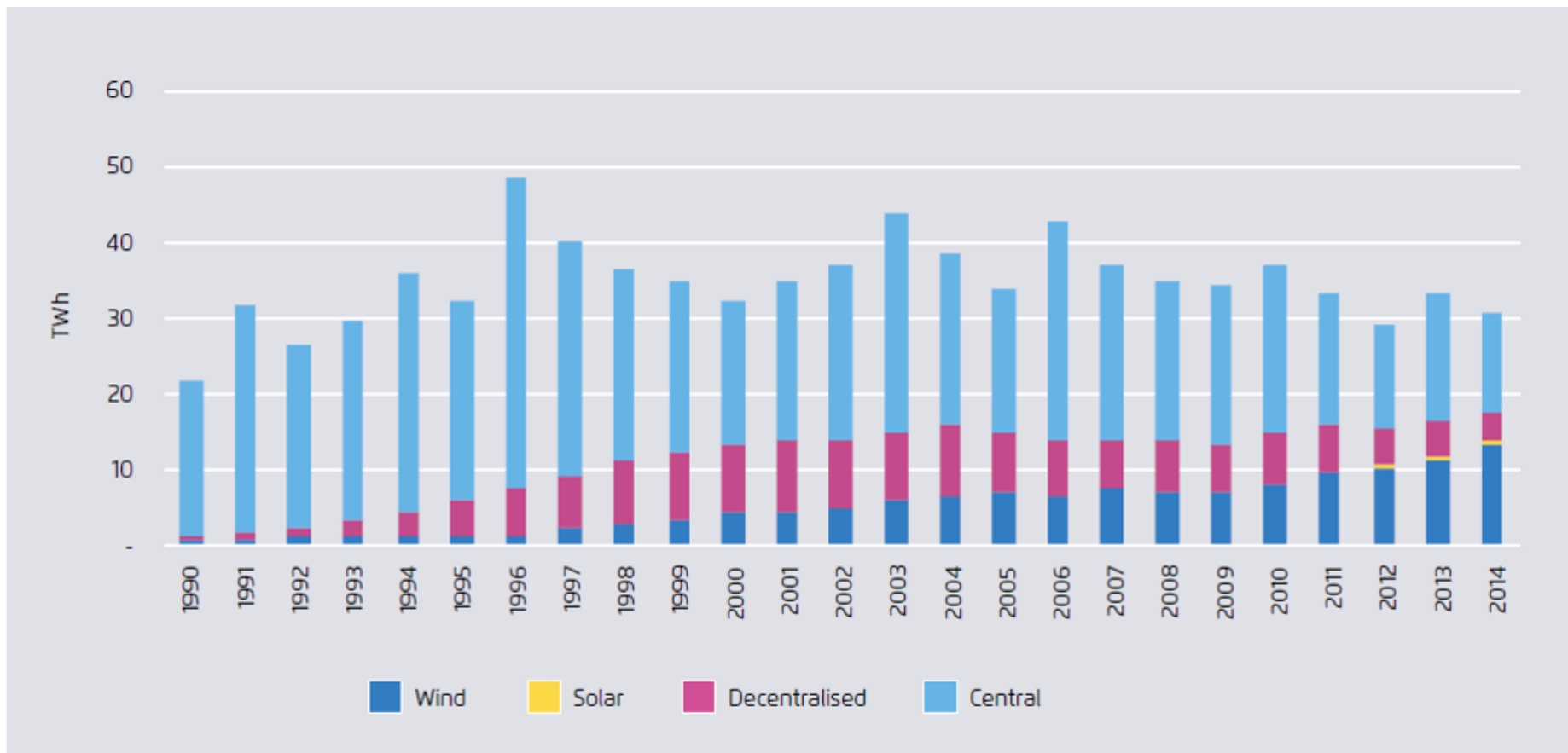


From central to decentralised/distributed generation: From central power plants (central kraftværk) to decentralised power plants (decentralt kraftværk) and wind turbines (onshore – landmøller and offshore – havmøller).

Figure 5



デンマークの風力生産は、西が特に多い。全発電に占める風力の割合は、西が51%、東が21%。
西デンマーク(DK1)において、風力の流入が多いときに、ネガティブプライスの時間拡大



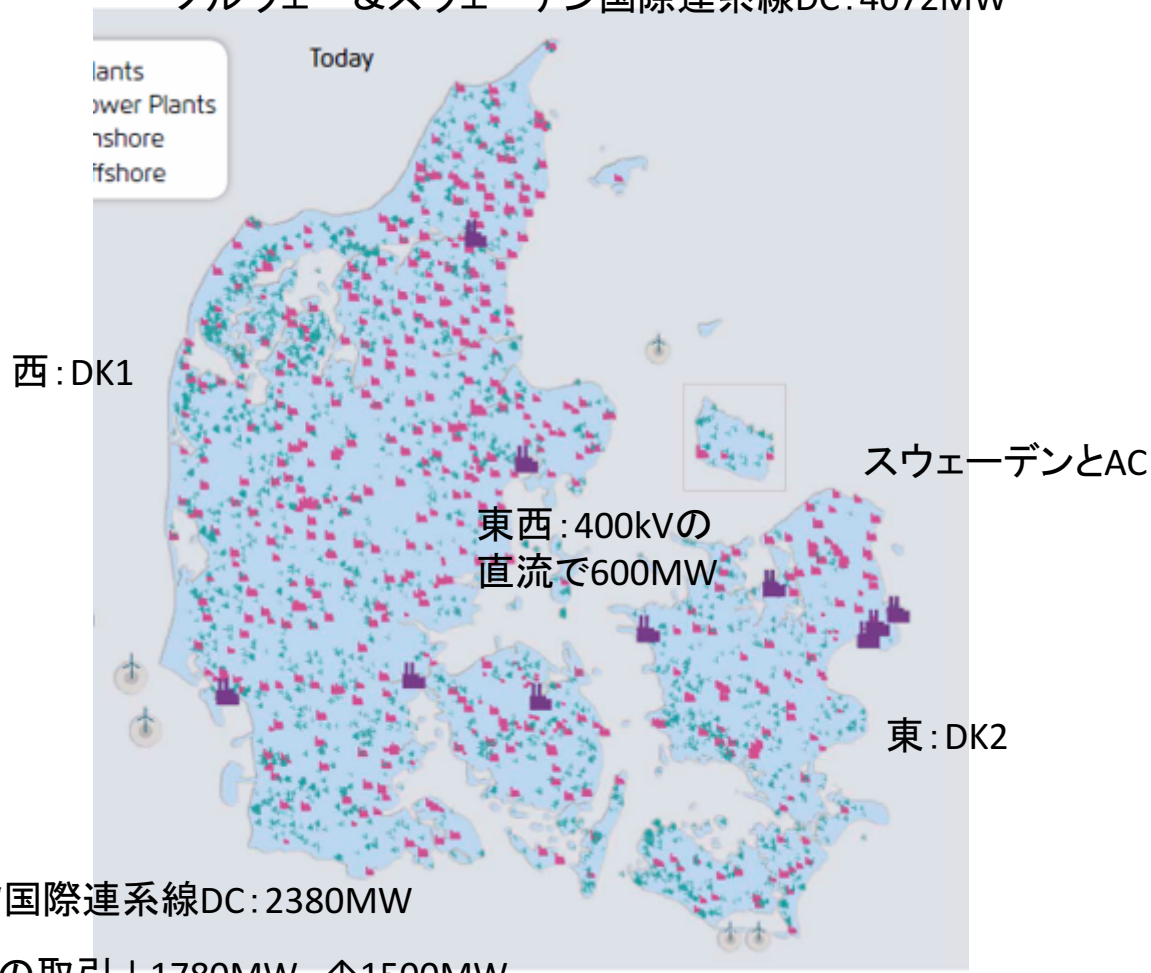
もともとは石炭主だったが、1990年代から風力とバイオマス拡大。
 2014年の電力供給量において、風力40%、集中電源40%。
 近年は、天然ガスCHPの発電が減少。(原因:天然ガスの燃料高、再エネ拡大によるメリットオーダー効果)

デンマーク全体の周辺
国とのつながりは、
6.4GW。

interconnectionは、変
動の大きい風力の調整
を行う柔軟性オプション
において重要。

(DKの最大電力需要は
6GW)

ノルウェー&スウェーデン国際連系線DC:4072MW



ドイツとの取引↓1780MW、↑1500MW

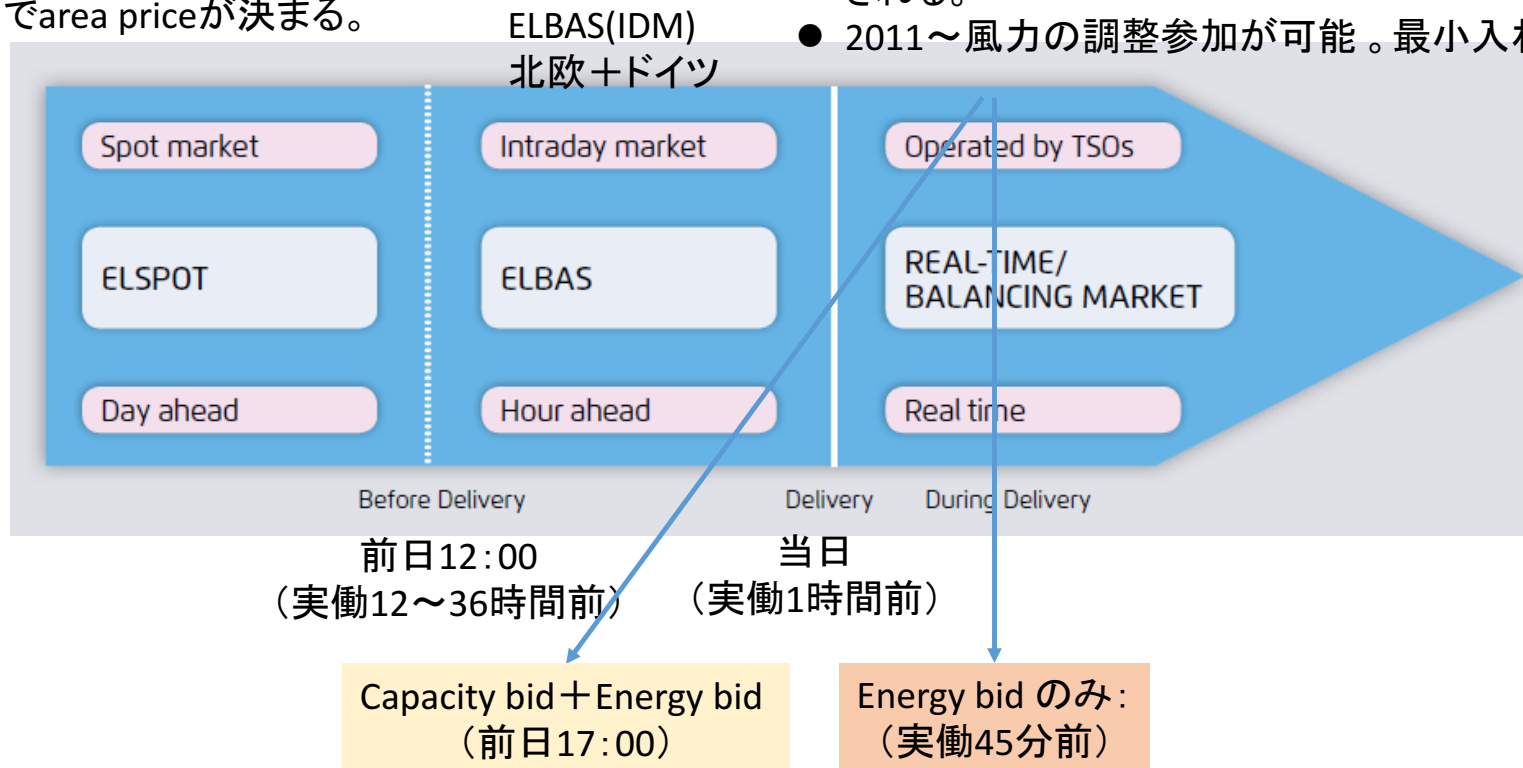
ELSPOT (DAM)

- 北欧全体(ノルウェースウェーデンフィンランドデンマーク)を一つとみなして、system priceが決まる。system priceは、送電制約などを考慮せず、単純に各時間の需要と供給の交点で決定。
- 送電混雑が生じるときは、各エリアの需給の交点でarea priceが決まる。

Balancing Market

DK1とDK2で異なる市場

- DK1: Energinet.dkによって、プライマリ、セカンダリ、マニュアルが調達される。
- DK2では、周波数コントロール調整力(プライマリ)が、スウェーデンのsvkと連携しながらEnerginet.dkによって調達される。
- 2011～風力の調整参加が可能。最小入札規模10MW。



調整の種類

- 西デンマークの電力市場構成

- ① プライマリ: 周波数コントロール
- ② automatic reserve (セカンダリ): 周波数を50Hzに戻す役割。また、TSOはセカンダリを他のTSOとのinterconnectorの流れに使
- ③ manual regulating power market (tertiary, Scandinavian regulating power market): 風力の計画値と実際値の乖離を調整。

DKの再エネサポート政策

- サポートレベルは、RE技術や、いつグリッドに接続したかによって異なる。
- REサポートは消費者の電力料金を含めた特別なサーチャージ
PSO(Public Service Obligation)によって行われる。
- サポート期間: full load hoursベース(平均すると22000時間)

Turbine capacity in MW x (6,600 hours + rotor area
in m² x 5.6 MWh/m²)

- **① Fixed Premium case**

- スポット市場価格に関わらず、25オーレ/kWhもらえる。卸売電力価格に25オーレ/kWhが上乗せ。
- capがある場合は、ある市場価格になった場合は価格プレミアムが減らされる、もしくは、価格プレミアムが支払われないケース。

- **② Fixed feed-in tariff with variable premium ←一般的なFIT**

- トータルの収入が固定されているケース(例: 60オーレ/kWh)。
- TSO (Energinet.DK) から、スポット市場価格とfixed support incomeの差を受け取る。

- **③ Contract for Difference (CfD) with tendering scheme**

- 洋上風力は、自分たちが発電した電力を、市場に自分で売る(入札)。
- 各洋上風力のプレミアムを決めるために入札が使われる。
- スポット市場価格と入札で勝ち得た価格の差を受け取る。

- **④ Basic support payment**

- 年間で固定のサポート額を受け取る。

陸上風力のサポートの変遷

	①	①	②	Expiration of support
	Fixed premium case c€/kWh	Cap on premium + market c€/kWh	Feed-in tariff case c€/kWh	
New onshore wind turbines grid connected as of 1 January 2014 and offshore without tender that have applied for feasibility study after 15 June 2013	0.3 (bal.)	Premium: 3.4 Total cap: 7.8		Eligible for the sum of 6,600 full load hours and an electricity production of 5.6 MWh per m ² rotor area, corresponding in total to around 25,000 full load hours depending on the type of wind turbine
Onshore turbines connected 21 February 2008 through 31 December 2013	3.4 + 0.3 (bal.)			Eligible for 22,000 full load hours
Offshore wind turbines not covered by tenders connected as of 21 February 2008, with application for preliminary assessment prior to 15 June 2013	3.4 + 0.3 (bal.)			Eligible for 22,000 full load hours
Wind turbines outside tenders connected 1 January 2005 through 20 February 2008	1.3 + 0.3 (bal.)			For 20 years
Wind turbines outside tenders connected before 2000 and 2003-2004	0.3 (bal.)	Premium: 1.3 Total cap: 4.8		For 20 years
Wind turbines connected 2000-2002...				
...Up to 22,000 full load hours	0.3 (bal.)		5.8	Eligible for 22,000 full load hours
...After 22,000 full load hours	0.3 (bal.)	Premium: 1.3 Total cap: 4.8		Price + cap applies after expiration of support for 22,000 full load hours

Capなしの
固定プレミアムへ

風力鈍化

洋上風力のサポート(③CfD)

Offshore wind farms	Size (nameplate capacity)	Commissioning year	Support feed-in tariff (ct/kWh)	Duration of support
Horns Rev 2	209 MW	2009	7.0	Max of 10 TWh and max 20 years
Rødsand 2	207 MW	2010	8.4	Max of 10 TWh and max 20 years
Anholt	400 MW	2013	14.1	Max of 20 TWh and max 20 years (only support for positive market prices)
Horns Rev 3 (tender closed Feb 2015)	400 MW	2020	10.3	Max of 20 TWh and max 20 years (only support for positive market prices)
Kriegers Flak (expected)	600 MW	2022		
Nearshore wind farms (expected)	Total 400 MW	2018-2020		

表 8 発電規模別（定格出力別）の設備容量の推移

（単位：MW）

		1980年	1990年	2000年			2010年			2011年		
		陸上	陸上	陸上	洋上	合計	陸上	洋上	合計	陸上	洋上	合計
定格出力	—499kW	3	317	533	5	538	268	5	273	243	5	248
	500—999kW	—	6	1,512	5	1,517	1,758	5	1,763	1,749	5	1,754
	1,000—1,999kW	—	3	279	0	279	451	0	451	449	0	449
	2,000kW—	—	0	16	40	56	458	858	1,316	640	862	1,501
合計		3	326	2,340	50	2,390	2,934	868	3,802	3,080	871	3,952

（注） 1MW = 1,000kW

（出典） 表7と同様。

DKとDEの電力市場制度と再エネサポート政策が、再エネ事業者の行動に与える影響(論点整理)

- REのサポート政策自体は、DKとDEともに、FITからFIP、さらに、プレミアムを入札で決定する方法に移行している。
- ①発電事業者の行動に影響を与えると考えられるのが、**ネガティブプライス時のサポート有無**。
- ネガティブプライス時にサポートがあると、 $\text{市場価格} + \text{プレミアム} > 0$ となれば、電力を売るインセンティブが生じる。
- ネガティブプライス時にサポートがないと、発電事業者は発電を自主的にストップする。

DKとDEの電力市場制度と再エネサポート政策が、再エネ事業者の行動に与える影響(論点整理)

- ②サポート期間がfull load hoursで設定される場合、発電を止めても、得られるプレミアムが失われるわけではない。
- →(プレミアムを得られる期間が後になる)
- →風力事業者が自主的に発電を止めることの障害がなくなる。

- ③風力がBalancing Marketでdownward regulationを売れる場合、プレミアムを得ることはできなくても、Balancing Marketでインバランス支払いを抑制したり、追加の収入を得ることができるのではないか？
- Blancing 市場に実働の直前に入札できることによって、予測エラーから生じるインバランス清算を抑制しようとするインセンティブが生じるのではないか？

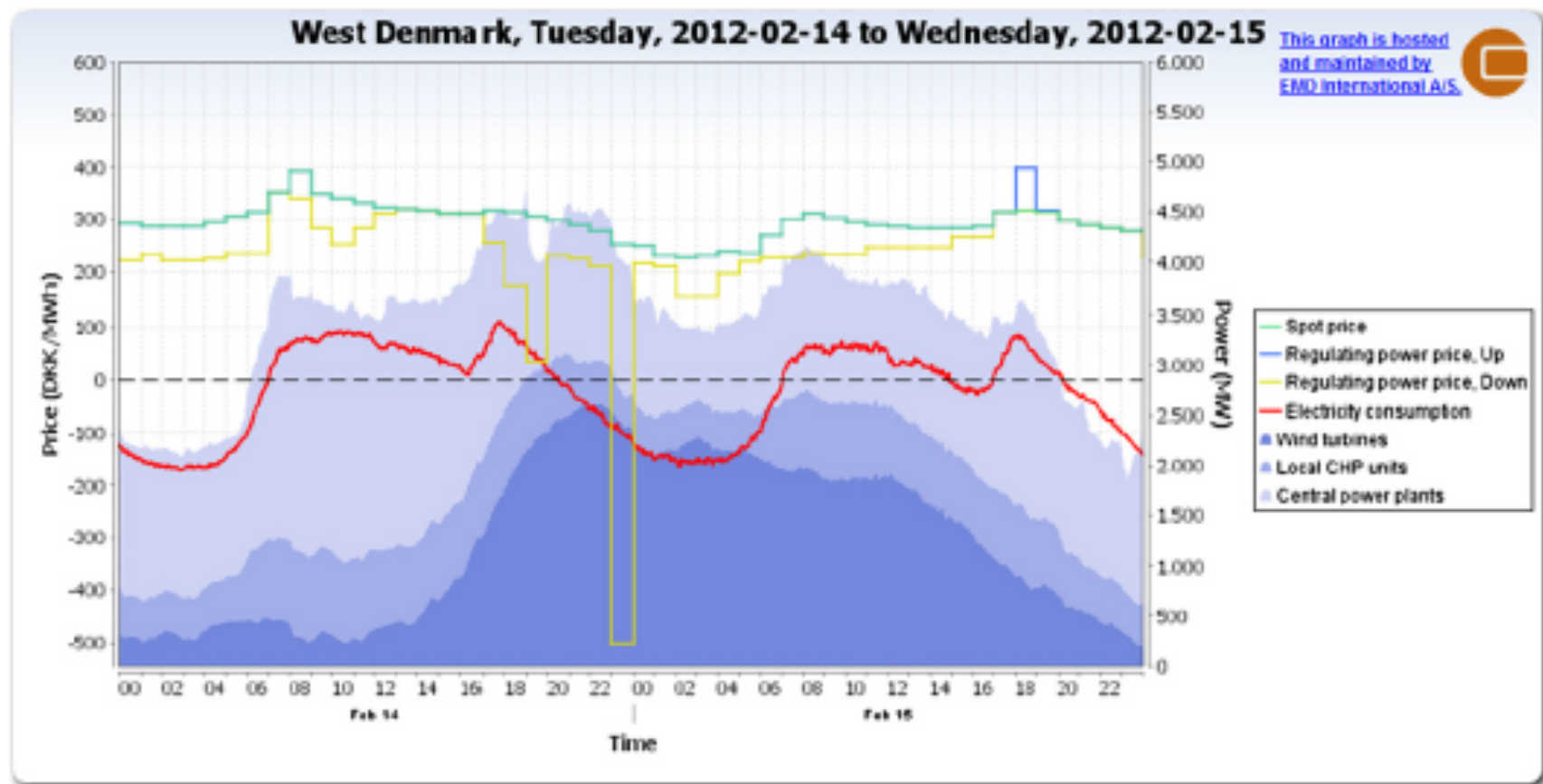


Fig. 2. The electricity production, electricity consumption and electricity prices in West Denmark on 14–15 February 2012 [42].

Table 1

Calculation of Sund & Bælt's increase in profit due to winning downward regulation in hour 24 on 14 February 2012.

Profit calculation of won downward regulation in hour 24 on 14 February 2012

Production in hour 24 if not being downward regulated	21.0	MWh				
Production in hour 24 when being downward regulated	6.7	MWh				
Sold at spot market in hour 24	17.8	MWh				
Spot market price in hour 24	252.7	DKK/MWh				
Downward regulation price in hour 24	-498.0	DKK/MWh				
<i>Cash flow in hour 24 in case of not offering downward regulation</i>						
Sold at spot market	17.8	MWh à	253	DKK/MWh	4498	DKK
Surplus (imbalance), (21.0-17.8 MWh)	3.2	MWh à	-498	DKK/MWh	-1594	DKK
Total payment for hour 24					2905	DKK
<i>Cash flow in hour 24 in case of offering downward regulation</i>						
Sold at spot market	17.8	MWh à	253	DKK/MWh	4498	DKK
Settlement (Regulating power), (17.8-6.7 MWh)	-11.1	MWh à	-498	DKK/MWh	5527	DKK
Net present value of delayed premium (21.0-6.7 MWh)	14.3	MWh à	-100	DKK/MWh	-1430	DKK
Total payment for hour 24					8595	DKK
<i>Increase in profit in hour 24 in case of offering downward regulation</i>					5690	DKK
					196	%

実働時発電量=21

DAM契約量=17.8

インバランス=3.2

実働時発電量=6.7

Downward Regulation=11.1

プレミアム支払が遅れる部分

今後の方向性

- 実際の取引データから、再エネ事業者の市場行動を明らかにする。
- 風力発電が調整に参入できるようになった2011年以降、風力からどの程度downward regulationの提供が行われているか。
- Downward regulationの提供は、再エネ事業者の収益にどのような影響を与えているか。
- システム全体の安定性にどの程度寄与しているか。
- →再エネサポート策と電力市場設計のinteractionが、効率的な安定性確保につながるかどうか検討する。

参考文献

- Agora(2015a) A Snapshot of the Danish Energy Transition, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/integration-variabler-erneuerbarer-energien-daenemark/Agora_Snapshot_of_the_Danish_Energy_Transition_WEB.pdf
- Agora(2015b) The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/integration-variabler-erneuerbarer-energien-daenemark/Agora_082_Deutsch-Daen_Dialog_final_WEB.pdf
- Danish Energy Agency(2015) Annual Energy Statics 2014, <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energystatistics2014.pdf>
- Sorknes(2013) Market integration of wind power in electricity system balancing, Energy Strategy Reviews, 1, pp.174-180.
- 近藤かおり(2013)「デンマークのエネルギー政策について」 国立国会図書館調査及び立法考査局, レファレンス 63(9), 103-119頁.

