

デンマークとドイツの 電力市場制度比較

尚絅学院大学 東愛子

E-mail: a_azuma@shokei.ac.jp

研究背景と研究目的

■ 電力システムの備えるべき要件

- ① 安定的に電力を供給できること。(安定性)
- ② 再エネの変動に柔軟に対応できること。(柔軟性)
- ③ ①②を社会的な費用を抑制しながら行うこと。(効率性)

■ 研究目的

- DE、DKは、どのような電力市場制度の下で、①②③を追及しているか？
- 特に、再エネの大量導入を念頭においたときに、特に重要と考えられる市場制度要素を同定する。

電力市場の仕組み

BRPsは自身の計画値を守る義務

①Balancing Responsible Parties (BRPs)

先物・先渡市場

BRPsによる調整

前日市場

当日市場

TSOに対する
計画値、取引量の報告

ゲートクローズ

実働時

TSOは最終的に物理的な
需給調整を行う義務

②Transmission System Operator (TSO)

プライマリ
(FRR)
調整能力

セカンダリ
(aFRR)
調整能力

ミニット・ターシャリ
(mFRR)
調整能力

調整市場

(調整容量市場: Balancing Capacity Market)

+

(調整エネルギー市場: Regulating Power Market)

TSOによる
インバランス調整
(Balancing Market)

TSOがBRPsに
調整サービス売る市場
(TSOがsingle seller)

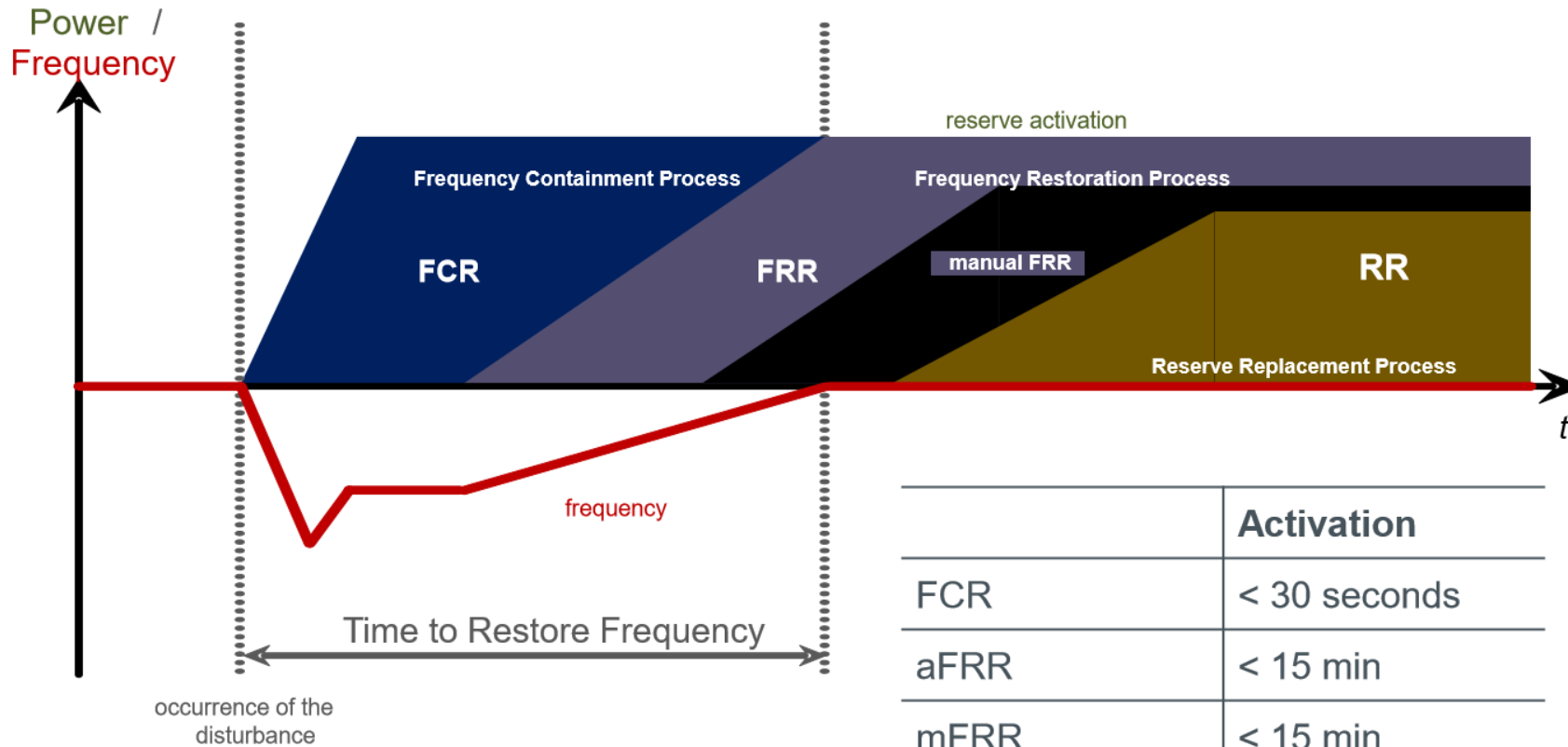
TSOが③Balancing Service Provider (BSPs)から
調整力を買う市場(TSOがsingle buyer)

イン
バ
ラ
ン
ス
精
算

調整力の種類

Balancing Products in Germany

Technical overview of balancing products



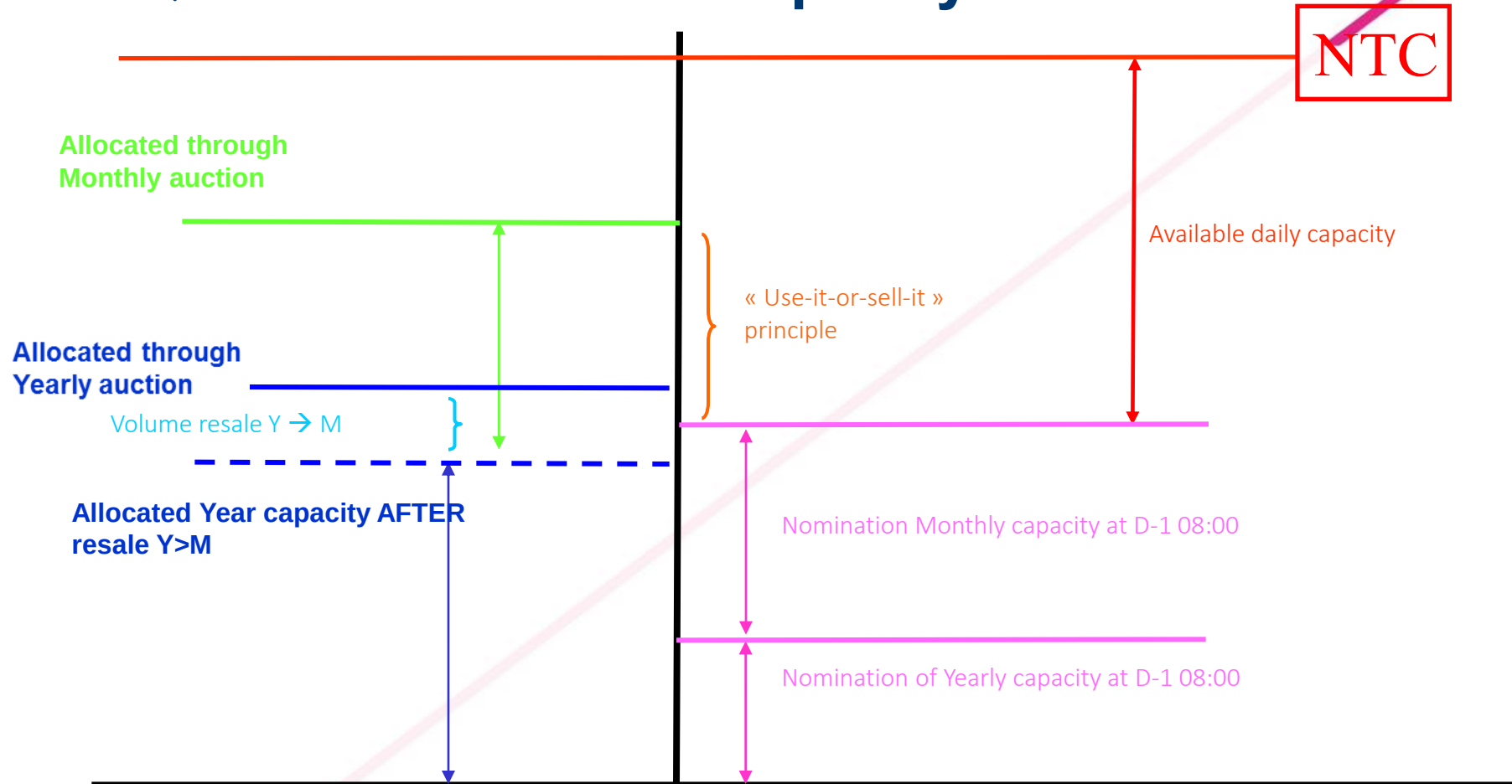
- ① The Frequency Containment Process (FCR): 周波数の安定化するために使われる調整力である。(プライマリ)
- ② The Frequency Restoration Process (FRR): 周波数を当初値まで戻し、FCRを代替する役割を担う。
 - 自動稼働: aFRR, セカンダリ
 - 手動稼働: mFRR, ターシャリ、ミニッツ

	Activation
FCR	< 30 seconds
aFRR	< 15 min
mFRR	< 15 min
RR*	

電力市場の競争の前提: 国際連系線の容量配分の流れ (調整のために送電容量を事前に取り置かない)



Y → M → D Available Capacity

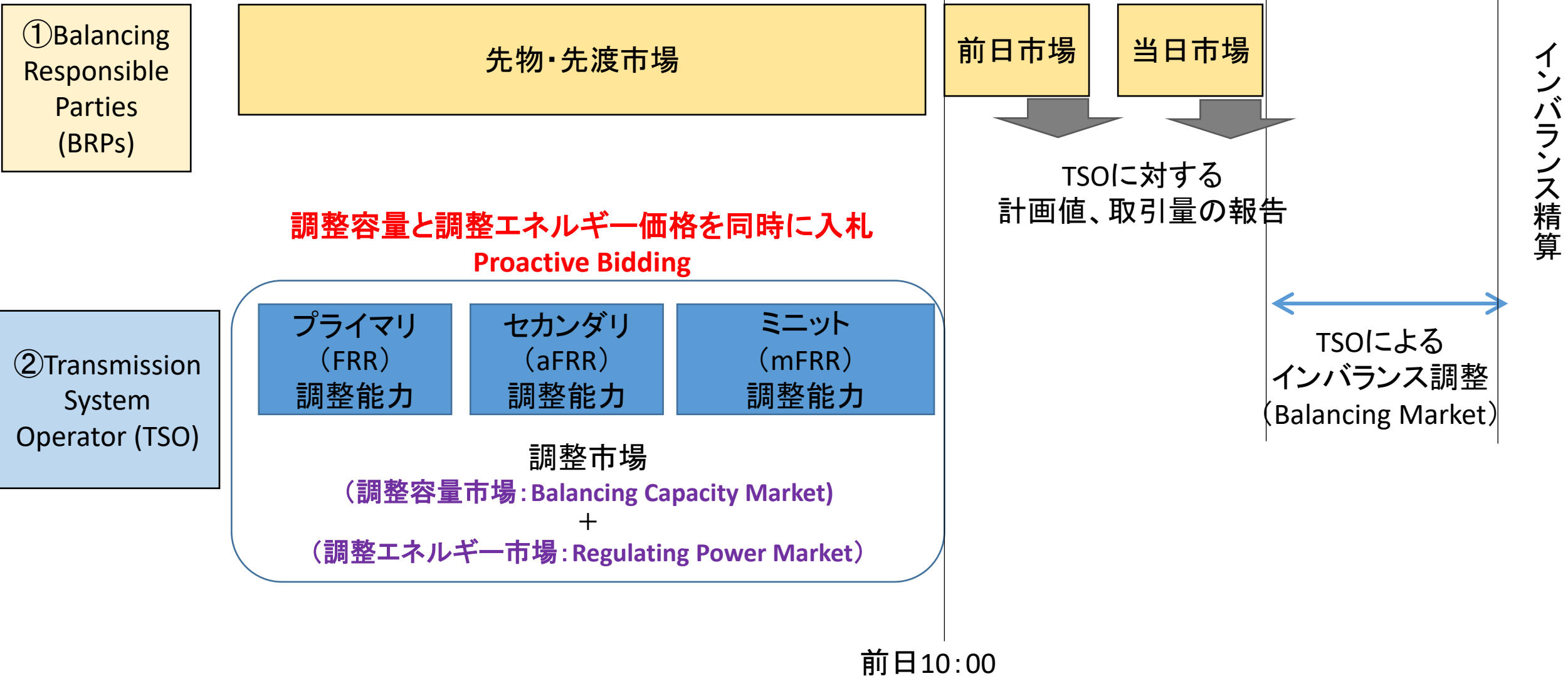


DAMとIDMにで使われなかった容量が、最終的にBalancingに使われる。
取り置く場合は、TSOがその妥当性を証明する必要がある。

Elia提供資料

ドイツの電力市場

ドイツ: 電力市場の仕組み



調整能力の種類

	プライマリ調整力	セカンダリ調整力	ミニッツ調整力
技術要件 (応答時間)	瞬時の需給に対応する 30秒以内≡瞬動予備力	5分以内≡運転予備力	15分以内 ≡待機予備力
運用方法	周波数の変動を各発電機 が自動的に検出して発動。 ガバナフリー	メリットオーダーで自動的に 発動	メリットオーダーで自動的に 発動
リードタイム	前週火曜日に1週間分確保	前週水曜日に1週間分確保	前日10時に1日分確保 (前日市場が閉まるより早い)
Product duration 調整力提供期間	24時間×7日間	ピーク時平日8時～20時と オフピークで分けて確保	4時間幅で確保

技術的要件を満たすかどうか、事前審査 (prequalification) あり。
再エネは調整力の提供を認められていない。

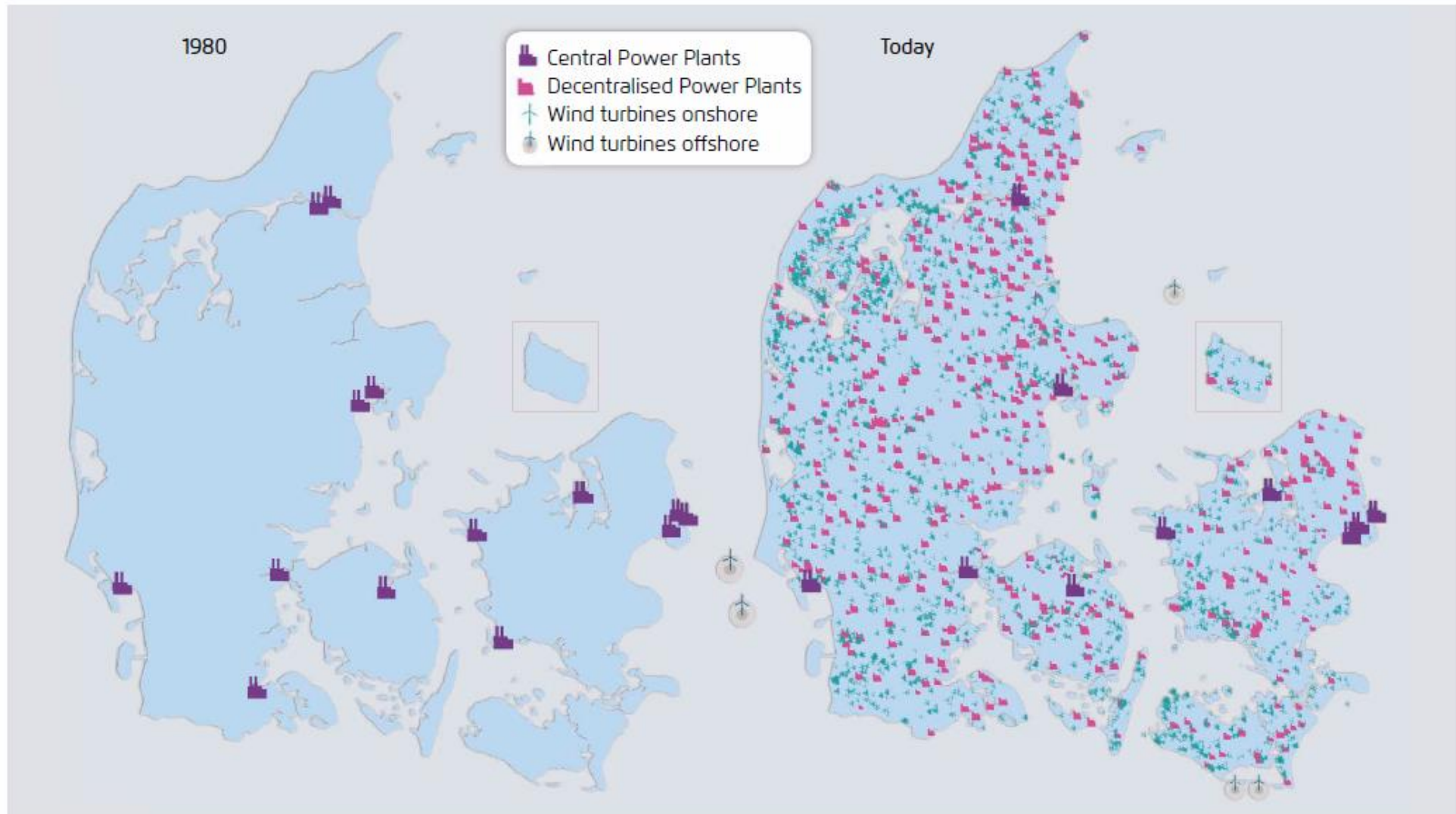
ドイツ: 調整能力の入札方法と報酬

	プライマリ調整力	セカンダリ調整力	ミニッツ調整力
入札方法	容量単価 (€/MW)のみ	Proactive bidding 容量単価 (€/MW) + エネルギー単価 (€/MWh)	Proactive bidding 容量単価 (€/MW) + エネルギー単価 (€/MWh)
	容量価格の安い順に調整電源として落札		
報酬① 容量価格	Pay as bid 方式 (0.5 GW程度)	Pay as bid 方式 (上げ代下げ代各2~2.5GW)	Pay as bid 方式 (上げ代下げ代各2~3GW) 送電料金を通じて 電力消費者から回収
	実際に調整エネルギーを提供した場合		
報酬② エネルギー価格	—	Pay as bid 方式 (上げ代6.5%, 下げ代9.3%)	Pay as bid 方式 (上げ代下げ代共に11%) インバランス清算を通じて BRPsから回収

デンマークの電力市場

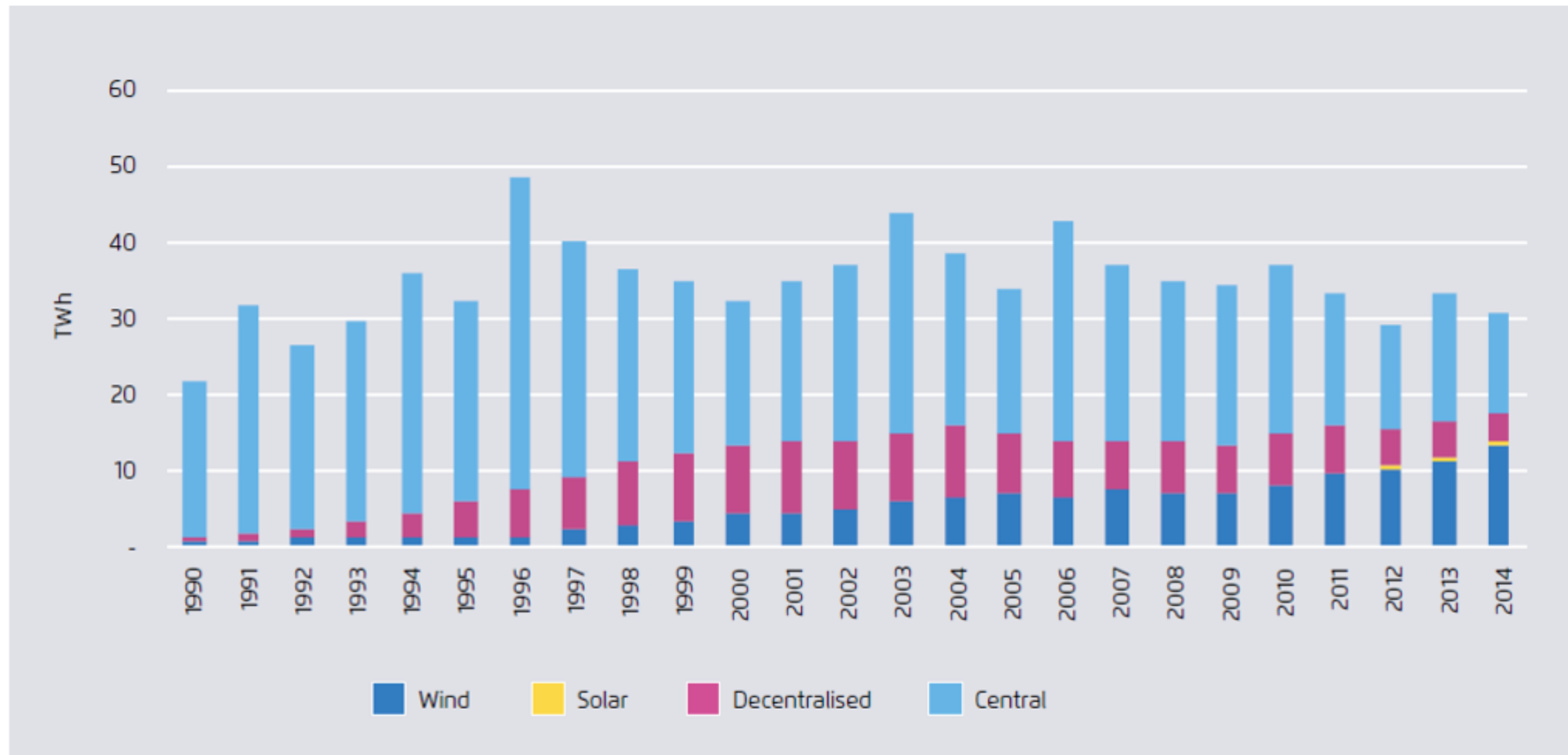
From central to decentralised/distributed generation: From central power plants (central kraftværk) to decentralised power plants (decentralt kraftværk) and wind turbines (onshore – landmøller and offshore – havmøller).

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

DK: 発電電力量の内訳



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。

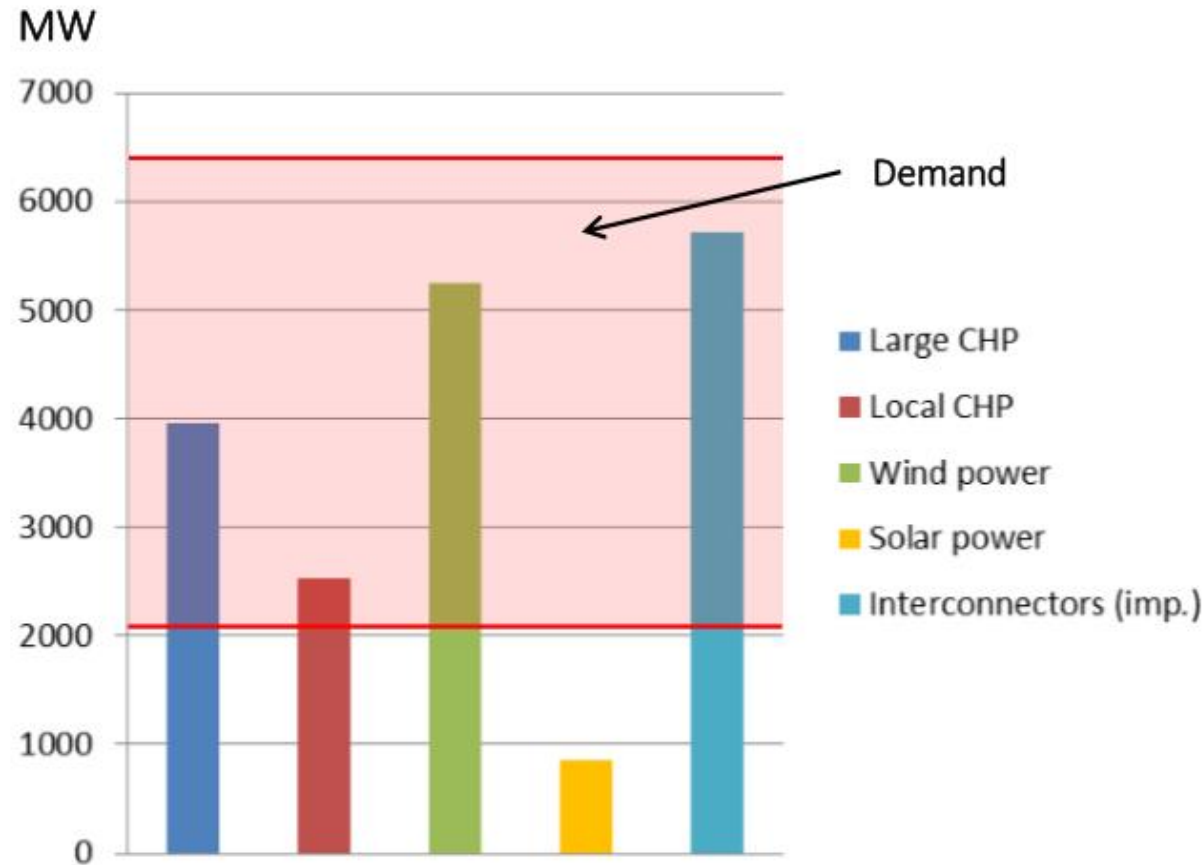
2014年の電力供給量において、風力40%、集中電源40%。

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)

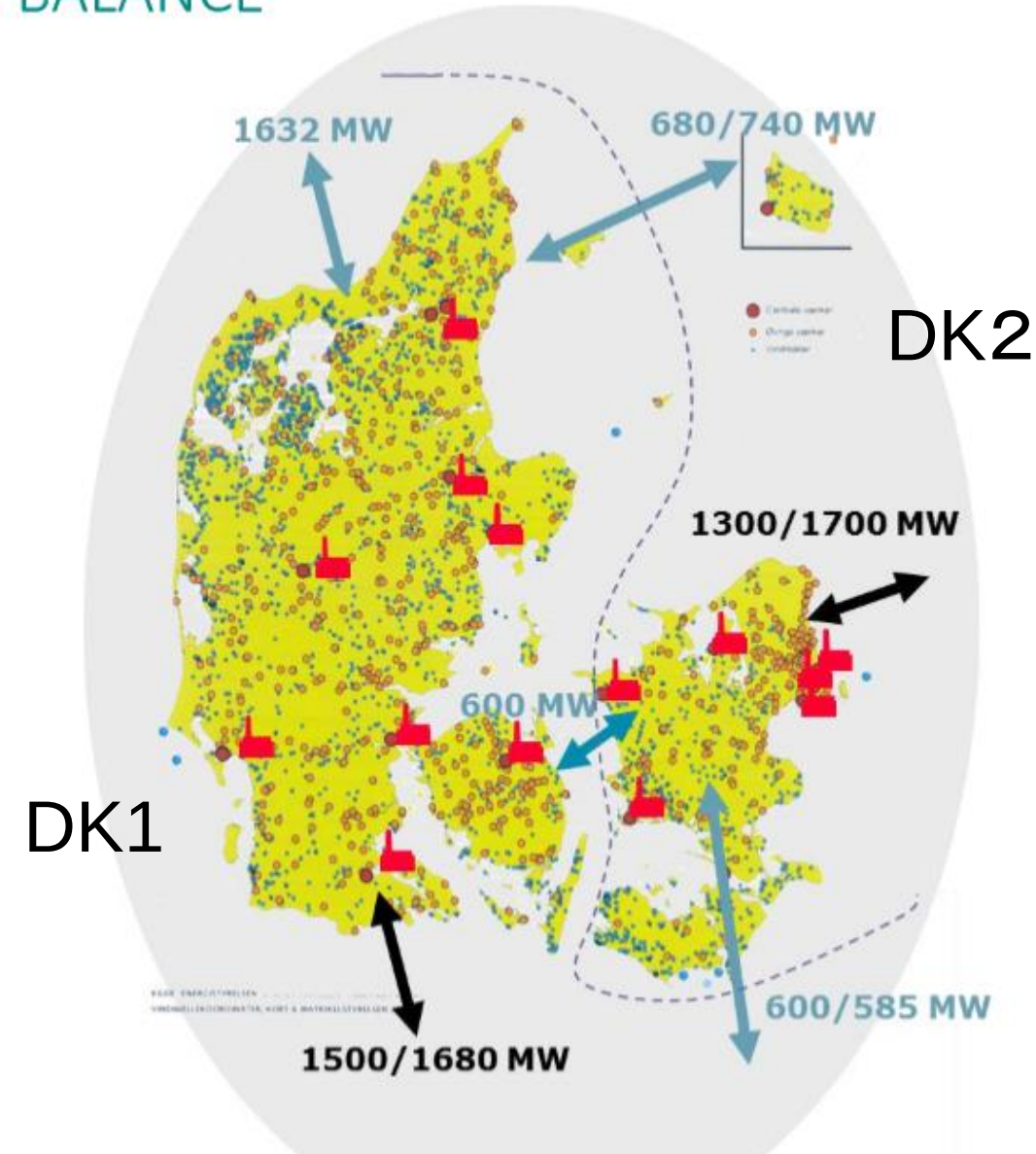
デンマークの電力システム

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上で重要。
(DKの最大電力需要は6GW)

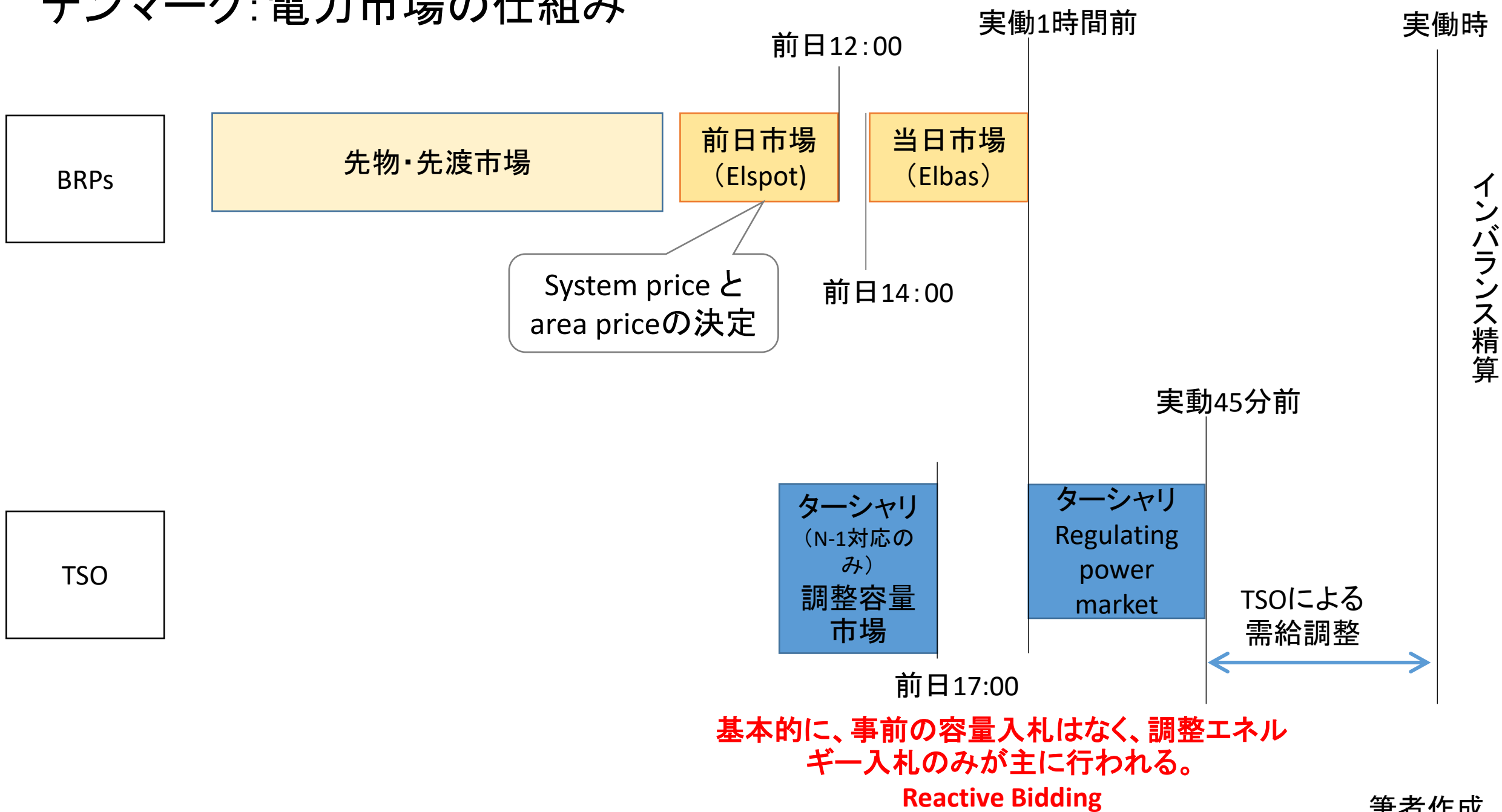
THE DANISH ELECTRICITY SYSTEM – CAPACITY BALANCE



Installed capacities January 2017



デンマーク: 電力市場の仕組み



DAM、IDM、regulating power marketの取引規模

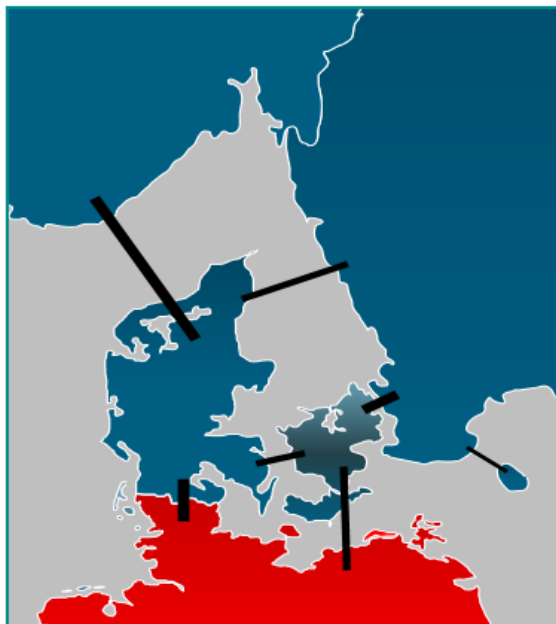
	Day ahead (power exchange)	Intraday (Elbas)	Regulating power market
Market type	Auction	Continuous	Single buyer
Pricing	Pay as cleared	Pay as bid	Pay as cleared
Market platform	European	Nordpool/bilateral	TSO/NOIS
Interconnector capacity allocation	First priority	Second priority	Third priority
Annual volume (Nordic)	500 TWh	4 TWh	2 TWh

Turnover in financial market: ~ 1,400 TWh

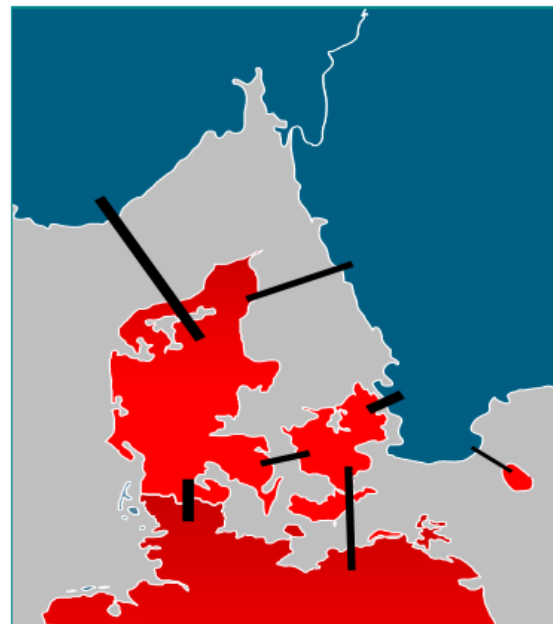
前日市場におけるsystem price とarea price



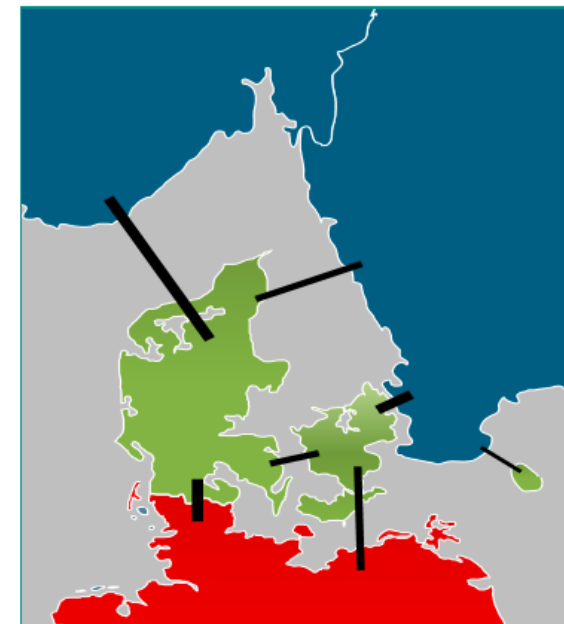
Denmark has same price as all neighboring countries
20% of the time



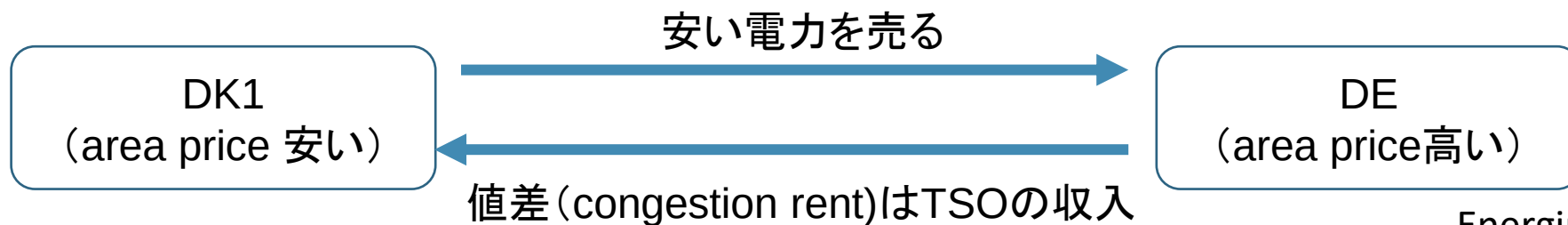
Denmark has same price as the Nordics
50% of the time



Denmark has same price as Germany
20% of the time



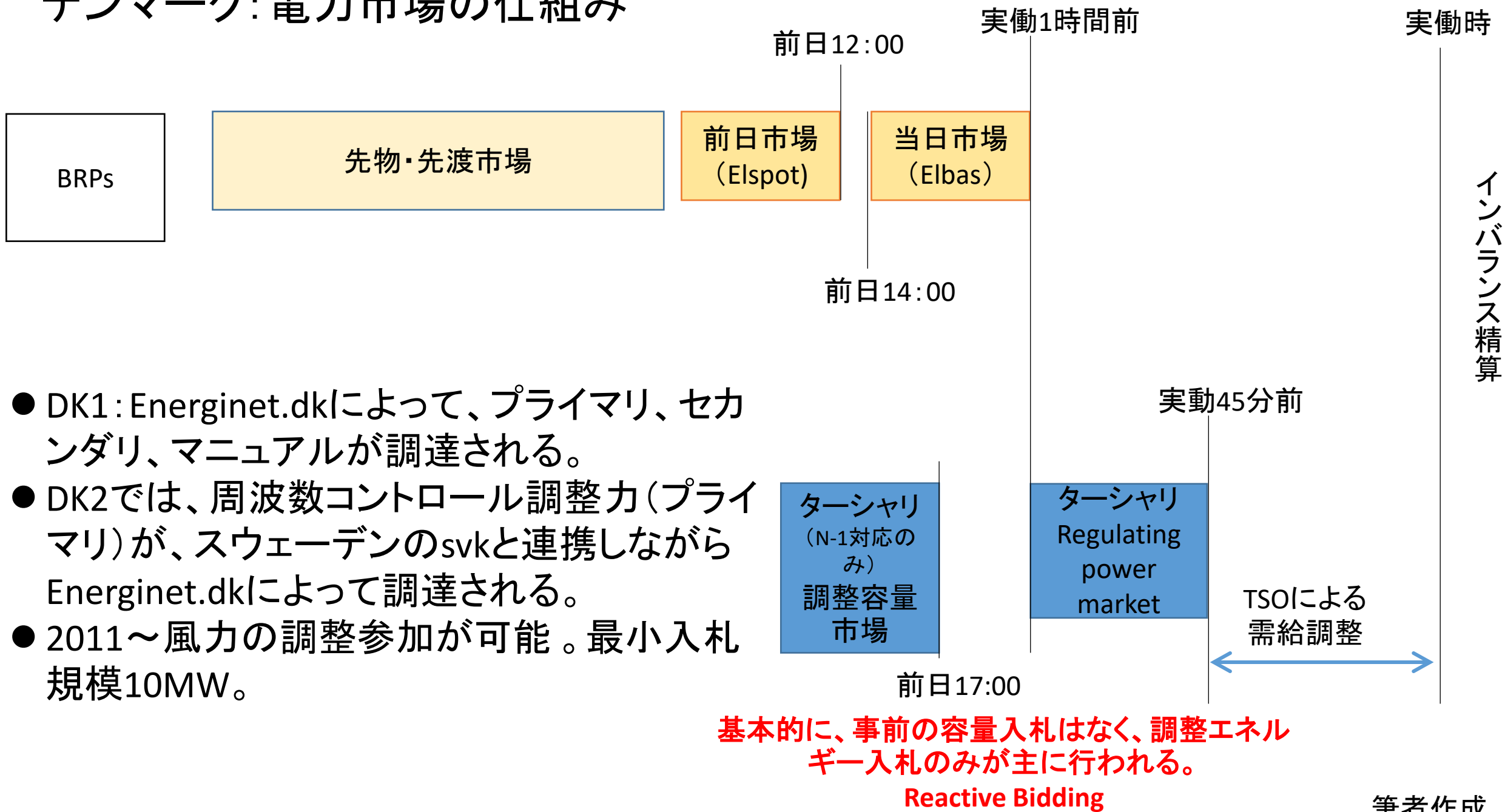
Denmark has its own price
10% of the time



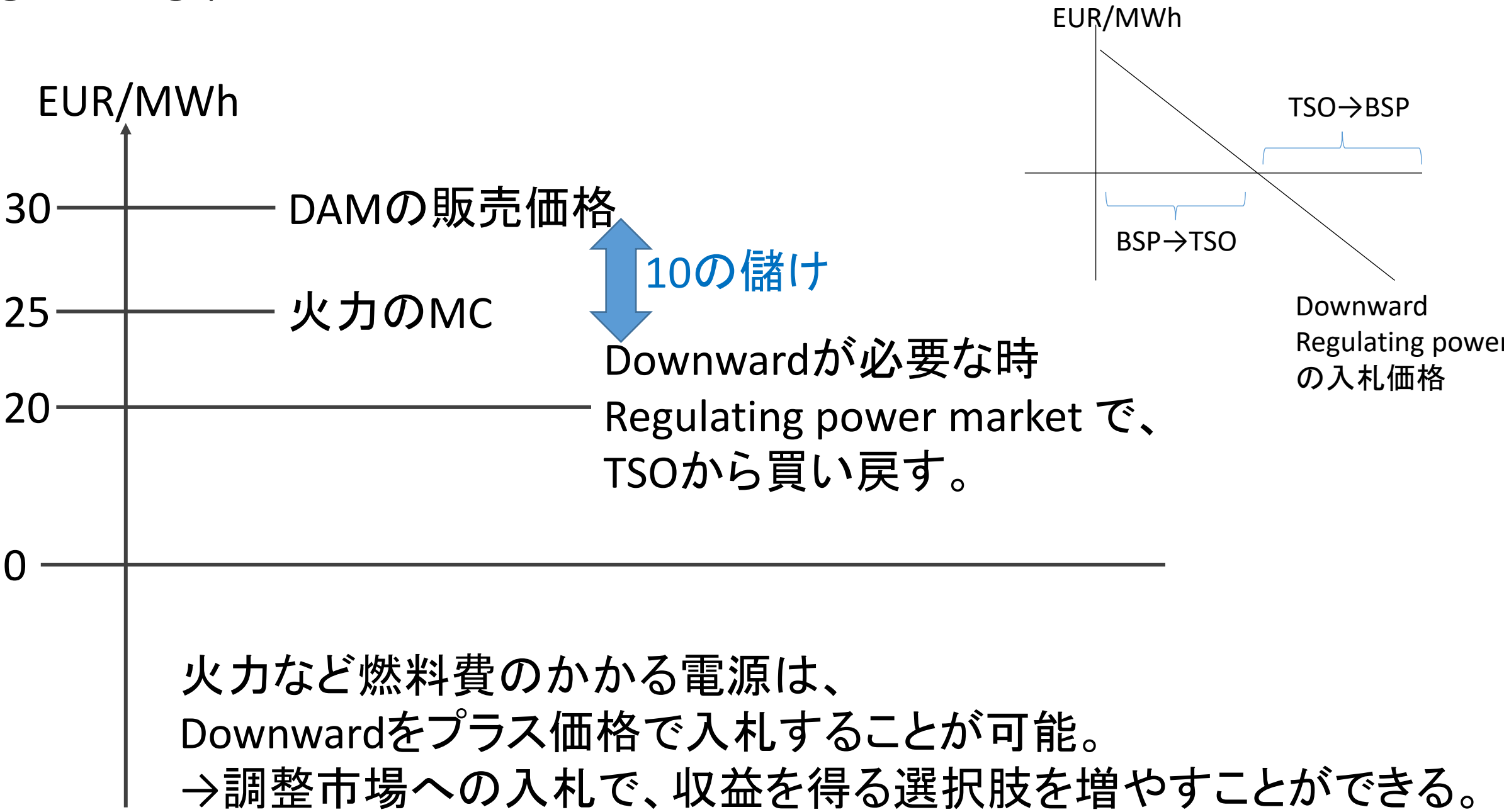
前日市場におけるsystem price とarea priceがもたらす効果

- 地域の需給ひっ迫状況や送電混雑状況を市場価格に反映。
- →地域差が反映されない場合、redispatchにコストがかかる(例、ドイツ)
- 地域差が反映されることで、需要家、発電事業者の立地意思決定に影響を与える。

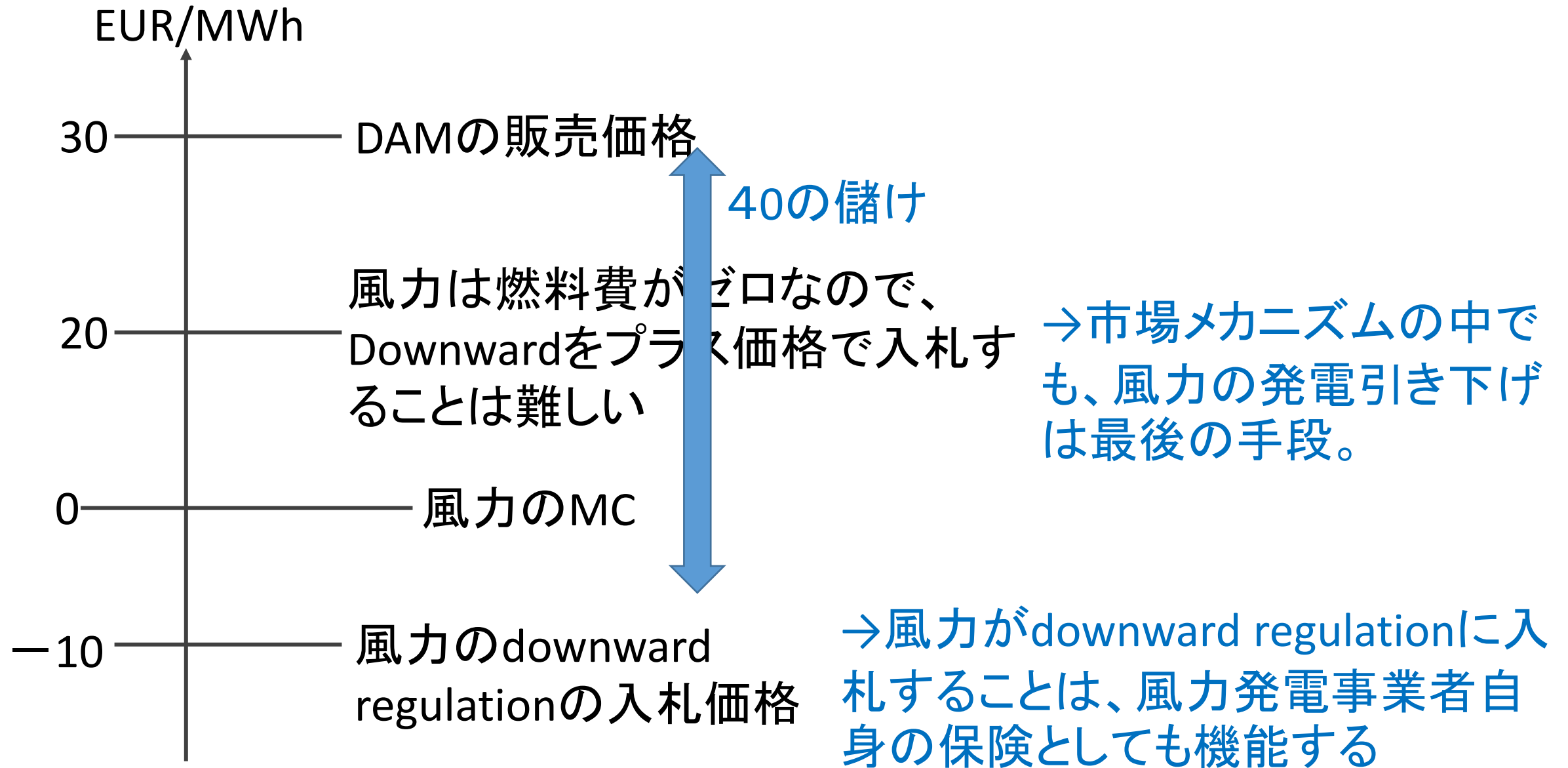
デンマーク: 電力市場の仕組み



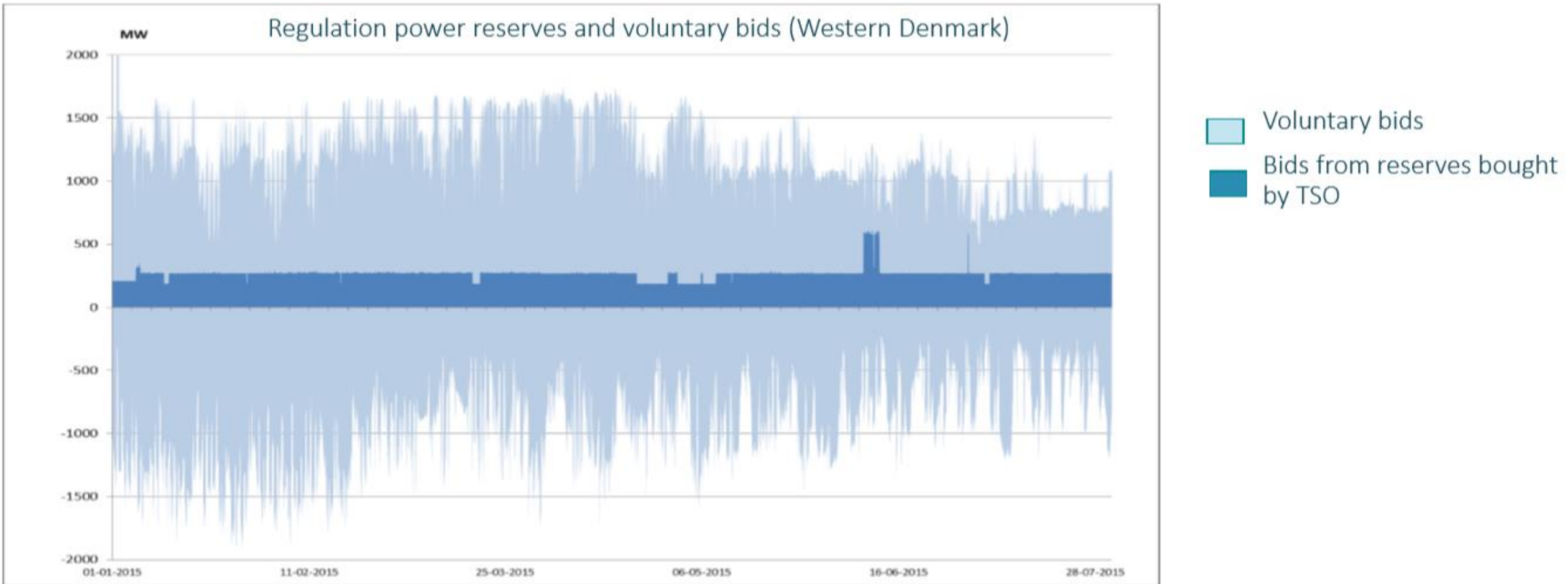
Regulating power market における市場参加者の行動



Regulating power market における市場参加者の行動



Regulating power market の入札状況



デンマークとドイツの電力市場比較

デンマークとドイツの調整市場(mFRR)の比較

	デンマーク	ドイツ
調整容量市場	なし(N-1対応のみ)	あり、前日10:00
調整エネルギーの確保時期	当日市場ゲートクローズ後～実働45分前	前日10:00(前日市場ゲートクローズ前)
Additional bidの有無	可	不可
再エネの調整力提供	可	不可
調整エネルギーの稼働	15分	4時間幅

調整市場の設計においては、

- DKのほうが市場参加者が柔軟に行動できるように制度設計がされている。
- DEは安定性への不安が強い。きちんと事前に調整力を確保する。

リードタイムやproduct durationの変更

	プライマリ調整力	セカンダリ調整力	ミニッツ調整力
リードタイムの変更	2011.6.27以前 月1回 ↓ 現在週1回	2011.6.27以前 月1回 ↓ 現在週1回 ↓ (今後)毎日開催に変更 オフピークを1～4時間に区分け	
最小入札規模の変更		2011.6.27以前 10MW ↓ 現在5MW	2012.7.3以前 10MW ↓ 現在5MW
成果 (市場参加者数)	2007年から2014年 5→20	2007年から2014年 5→27	2007年から2014年 20→38

- 多様な電源が調整電源市場に参入しやすくし、費用効率的に需給調整。
- Product duration の短縮化によって、負荷追従性の高い電源が市場に残る機会を創出→投資の意欲の創出。

入札方法や報酬の改革

	プライマリ調整力	セカンダリ調整力	ミニッツ調整力
入札方法	容量単価 (€/MW)のみ	Proactive bidding	Proactive bidding ↓ (今後) Reactive bidding 調整電源となる資格を得ていれば、 容量価格の入札を経なくても、 エネルギー価格の入札ができる。
報酬① 容量価格	Pay as bid 方式	Pay as bid 方式	Pay as bid 方式
報酬② エネルギー価格	—	Pay as bid 方式 → (今後) Uniform pricing	Pay as bid 方式

Network code on Electricity
Blancingの要請に
対応する改革検討

電力市場の仕組みの比較

ドイツ方式

プライマ
リ(FRR)
調整能
力

セカンダ
リ(aFRR)
調整能
力

ミニット
(mFRR)
調整能力

(調整容量市場: Balancing Capacity
Market)

+

(調整エネルギー市場: Regulating Power
Market)

デンマーク
方式

前日市場

当日市場

ターシャリ
Regulating power market

前日市場
(Elspot)

当日市場
(Elbas)

ターシャリ
Regulating
power
market

BRPsによる調整

2015.7.16~
実動30分前 実働時

イン
バ
ラ
ン
ス
精
算

将来15分前

実動45分前

実働1時間前

筆者作成

まとめ

- DK、DEともに、市場の価格シグナルを使って、安定性と柔軟性を確保しようとしている。
- 調整市場の制度のみを見れば、DKの制度設計のほうが、市場参加者に様々な意思決定の選択肢を与え、柔軟に行動することが可能。
- ただし、DEは、当日市場をより実働に近い位置に持っていき、当日市場を活性化するように市場改革を行っている。
- どちらの手法が、安定性や柔軟性にとって良い方法なのか評価する必要あり。EU共通市場との兼ね合い。