
Prognostisering av energi- og CO₂-priser på kort og lang sikt

Torjus F. Bolkesjø, Point Carbon

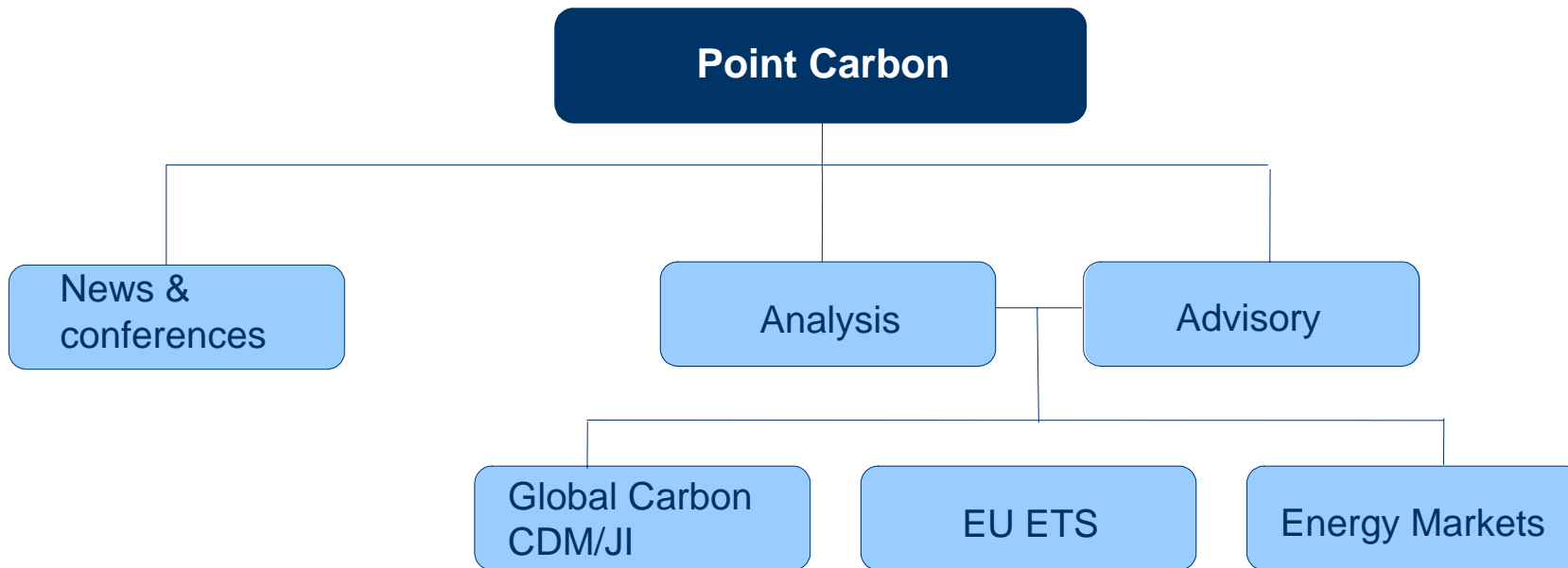
Høgskolen i Østfold, 19. mai 2008

Innhold

- I) Litt om Point Carbon – virksomhetsområder og analyser
- II) Markedet for utslippskvoter og interaksjon med energimarkedene
- III) Prognostisering av kraftpriser

Point Carbon

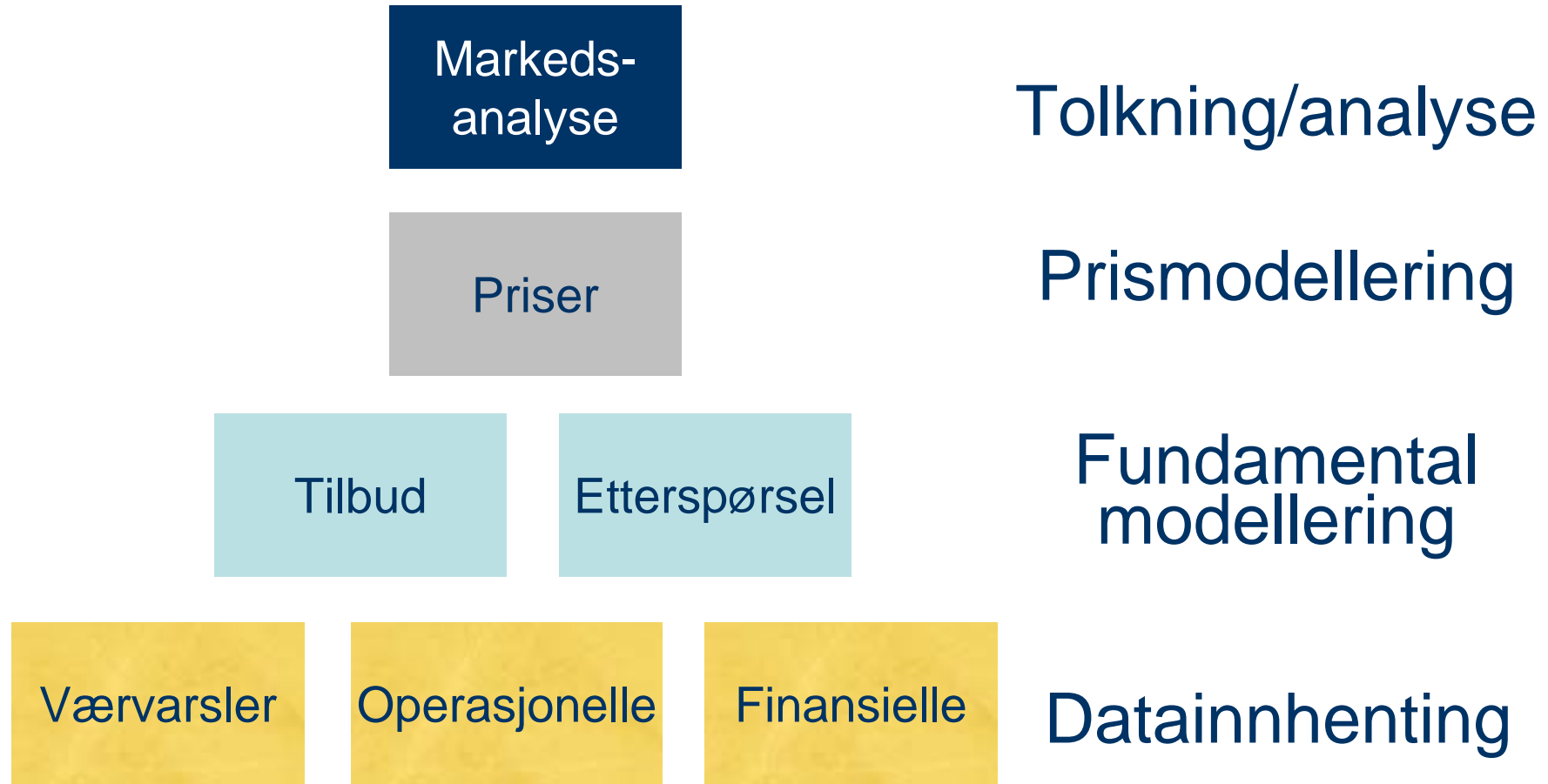
- News and Analysis service provider
- More than 170 employees. Oslo, London, Malmö, Kiev, Tokyo, Washington D.C.
- More than 15,000 subscribers in 150 countries
- Prompt and long-term analysis
- Trading and strategy advice



Point Carbon's analysetjenester

- Online handels- og analyseverktøy
 - Dekker utslippsretter, kraft og gass
 - Abonnementsbasert
- “One-stop-shop” analysetjeneste
- 24/7 oppdatering
- Brukervennlig
- Data/ nedlastning
- Modellering og analyse
- Diskusjonspartner

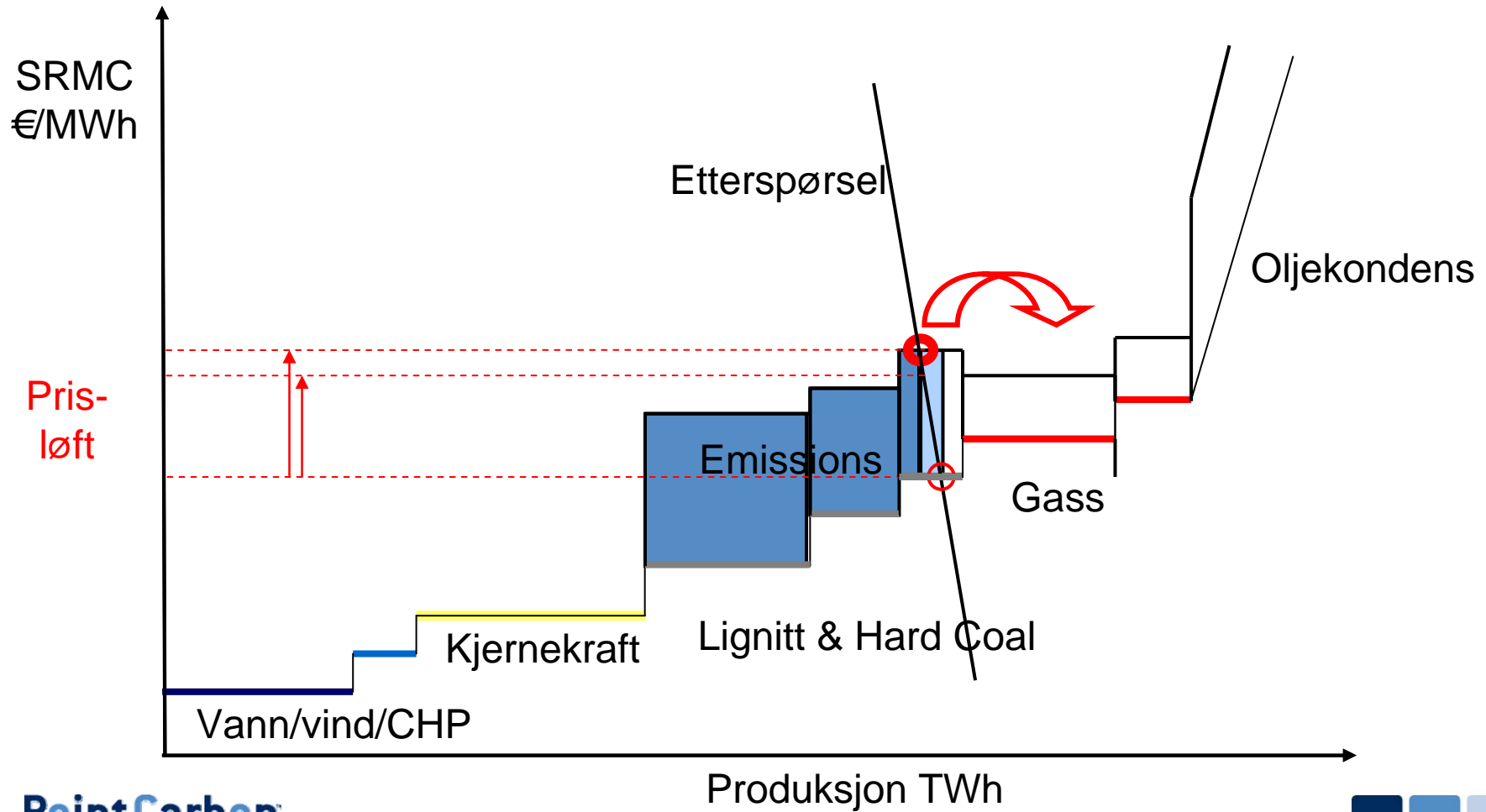
Kraftanalysetjensesten



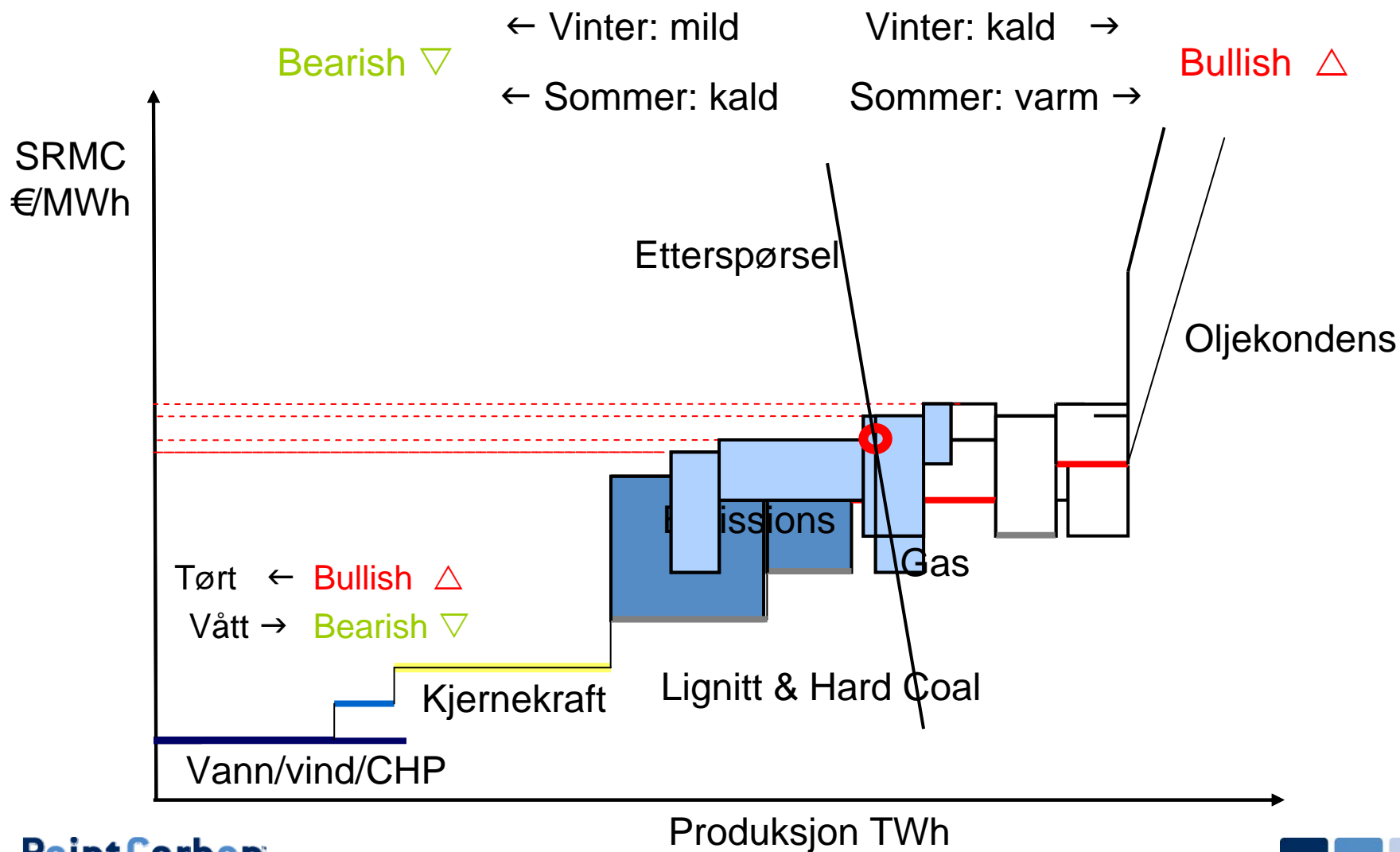
Innhold

- I) Litt om Point Carbon – virksomhetsområder og analyser
- II) Markedet for utslippskvoter og interaksjon med energimarkedene**
- III) Prognostisering av kraftpriser

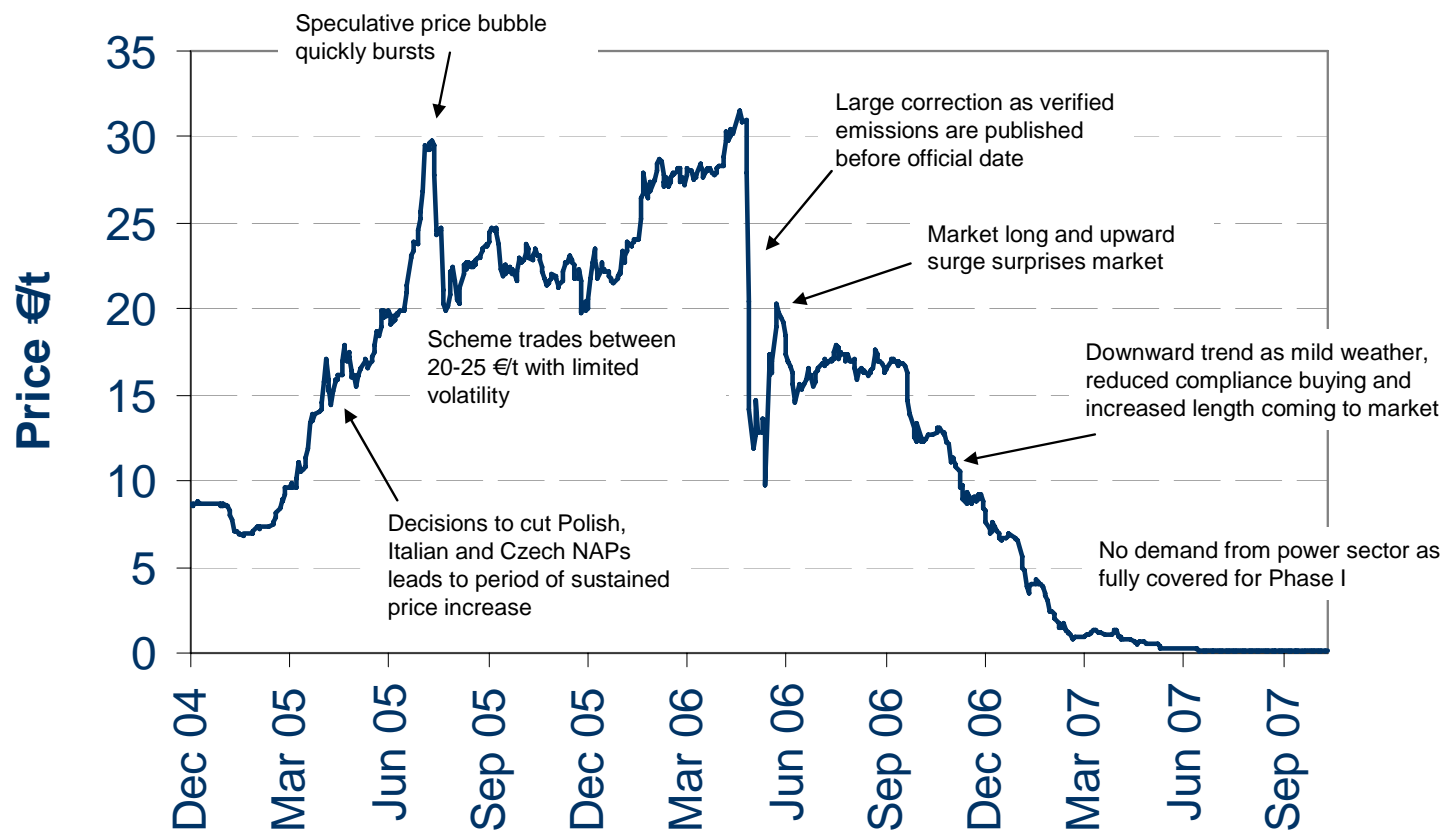
Forholdet mellom kraftpriser, brenselspriser og kvotepriser



Været som prisdriver for utslippsretter



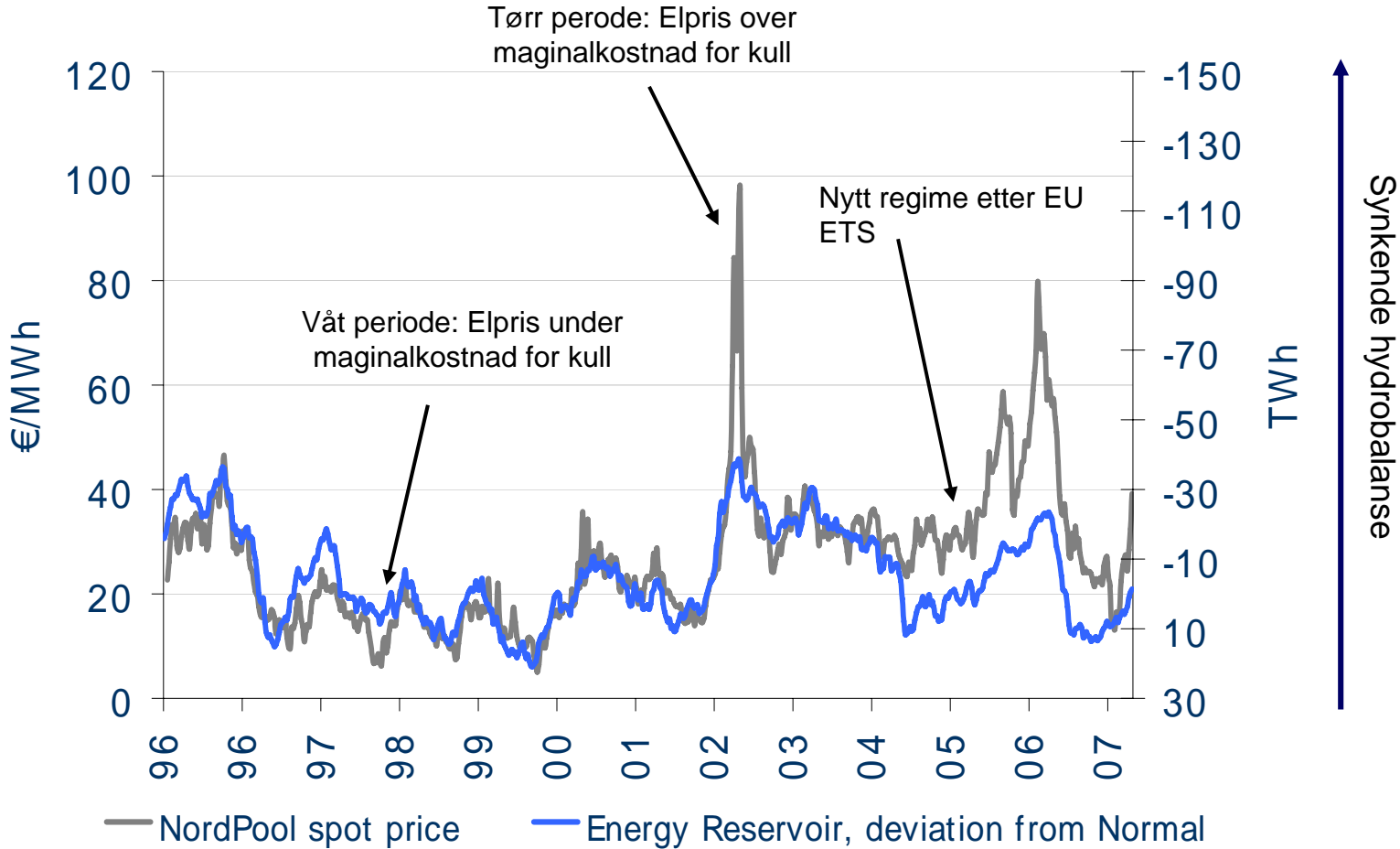
EU ETS Fase 1: Hva har drevet CO₂-prisene?



Source: Point Carbon

- Olje en viktig driver i 2005
- Lavere korrelasjon med kull, men denne ventes å øke i fase 2
- Tidvis drevet av vær-situasjonen, særlig om vinteren

Hvordan påvirker kvotemarkedet nordiske kraftpriser?



Innhold

- I) Litt om Point Carbon – virksomhetsområder og analyser
- II) Markedet for utslippskvoter og interaksjon med energimarkedene
- III) Prognostisering av kraftpriser**

SDDP

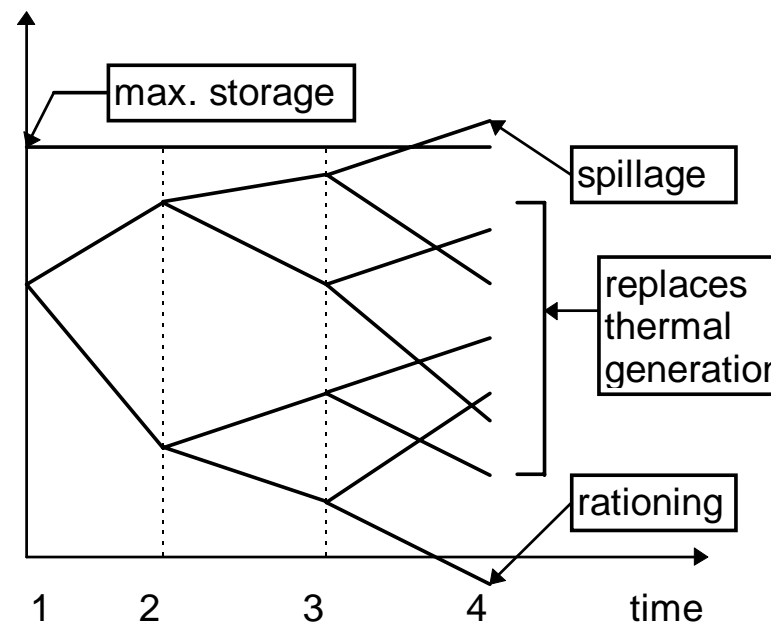
- en ny fundamentalmodell for det nordiske
kraftmarkedet

SDDP?

- SDDP = Stochastic Dynamic Dual Programming
- Metode for å løse komplekse stokastiske optimeringsproblemer
- Utviklet av Dr. Mario Pereira (1989) Power Systems Research (PSR)
- Anvendt til fundamental markedsmodellering i ulike deler av verden
 - særlig i vannkraftbaserte kraftsystemer
 - men i liten grad i Norden ennå

Problemkarakterisitikk

- I et normalår dekker vannkraft 50% of the kraftproduksjonen i Nordpool-området
- Mesteparten av vannet kan lagres i reservoarer I kortere eller lengere tid
 - Produsenter kan utsette produksjon (redusere tilbud) fra en periode med tilbuds-overskudd til en periode med knapphet
- Hydroprodusentene har insentiv til å allokere vannet til timer med høye priser ⇒ vannet prises i forhold til hvilken type produksjon den erstatter
- Tilsvarer å minimere kostnader for å møte/dekke etterspørsel



Problemformulering

“Immediate and Future costs”

ICF: relatert til totale termiske produsjonskostnader i periode t

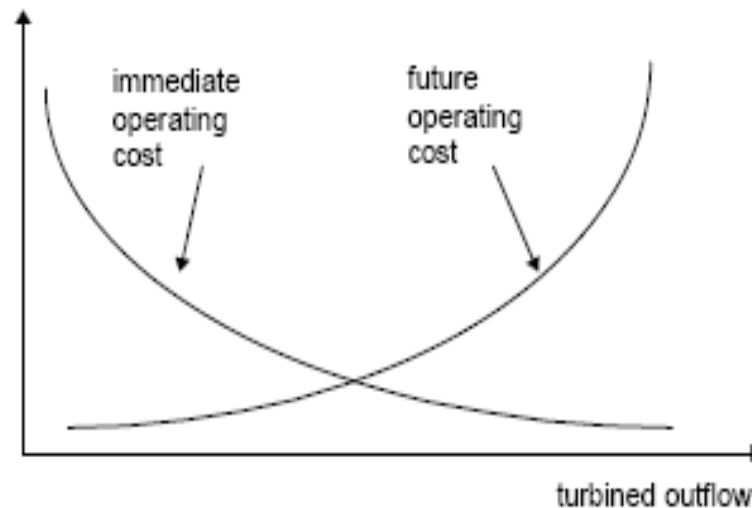
FCF: relatert til forventede totale termiske produsjonskostnader fra $t+1$ til enden av planlegginshorizonten

Objektfunksjon:

$$- z_t = \text{Min } \sum c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1})$$

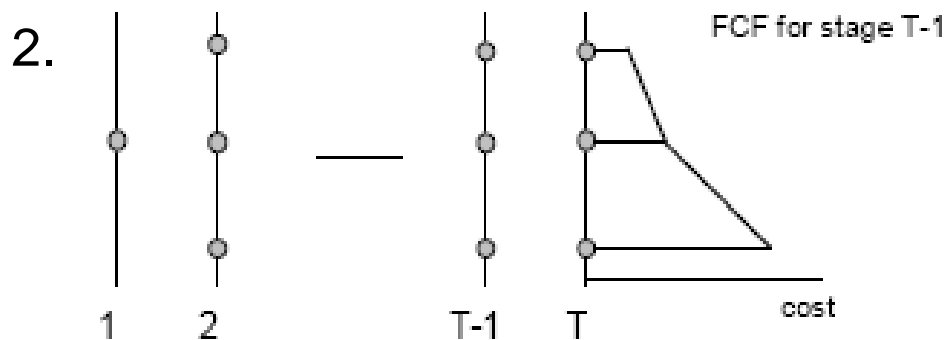
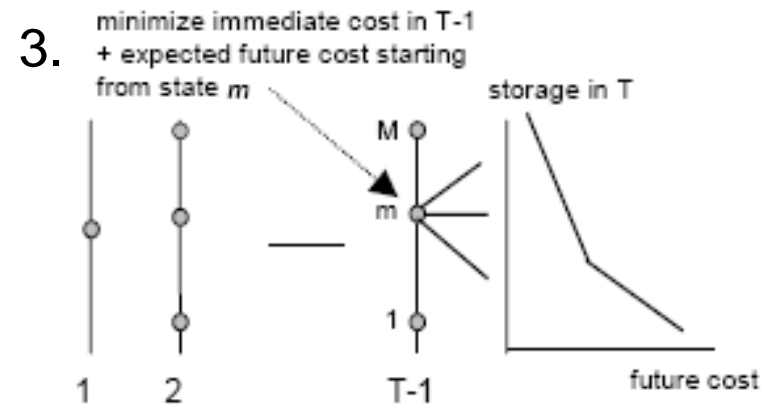
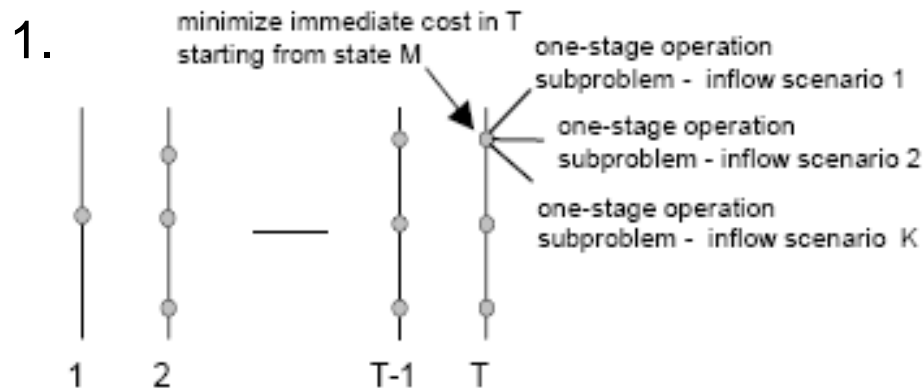
Skranker:

- Vannbalanse
- Reservoarskranker
- Kapasitetsskranker
- Tilbuds-/etterspørselsbalanse



Hvordan representere "future cost function"?

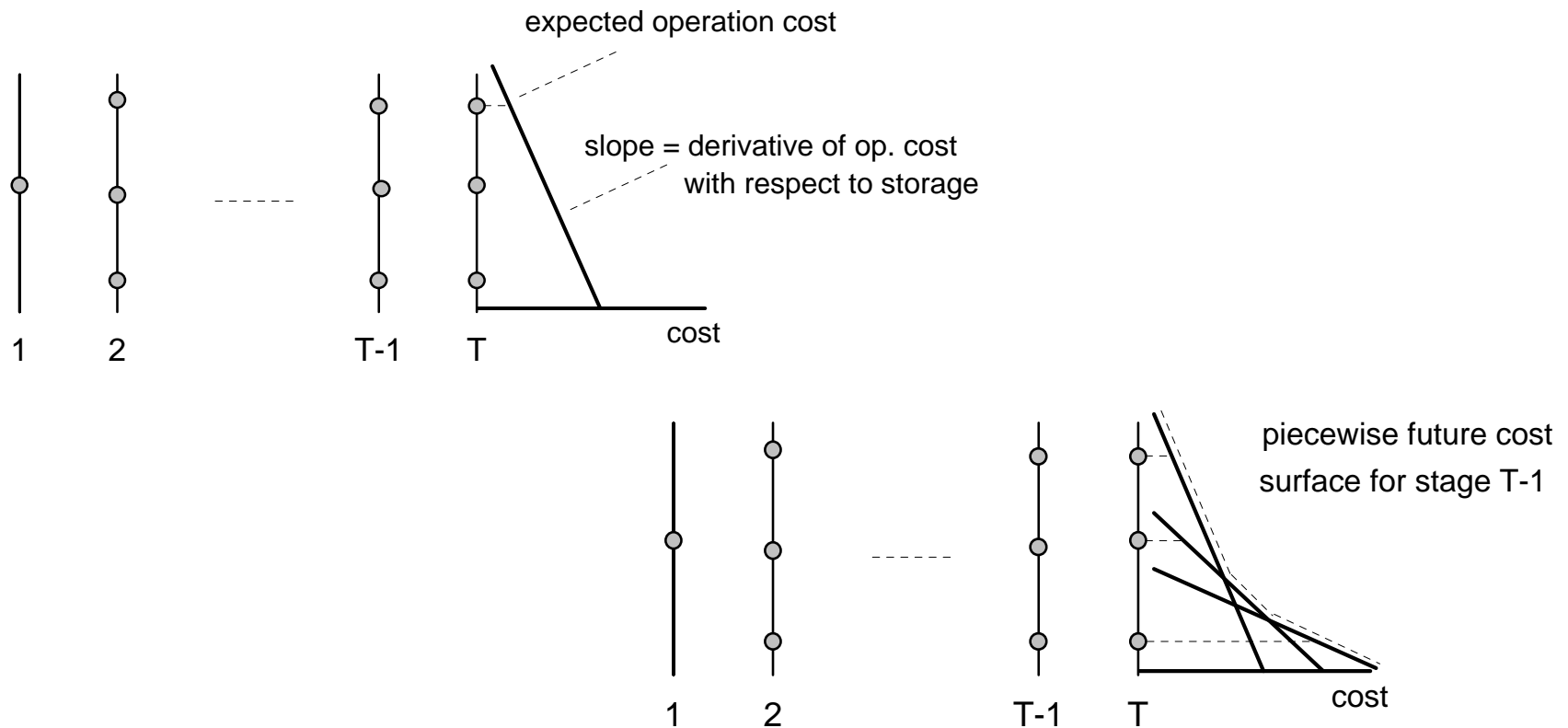
Tradisjonelt: Stokastisk Dynamisk programmering



# of plants	# of states
1	$20^2 = 400$
2	$20^4 = 160$ thousand
3	$20^6 = 64$ million
4	$20^8 \approx 25$ billion
5	$20^{10} \approx 10$ trillion

Alternativ: SDDP

SDDP: En mer effektiv løsningsalgoritme ved å definere stykkevis lineær FCF



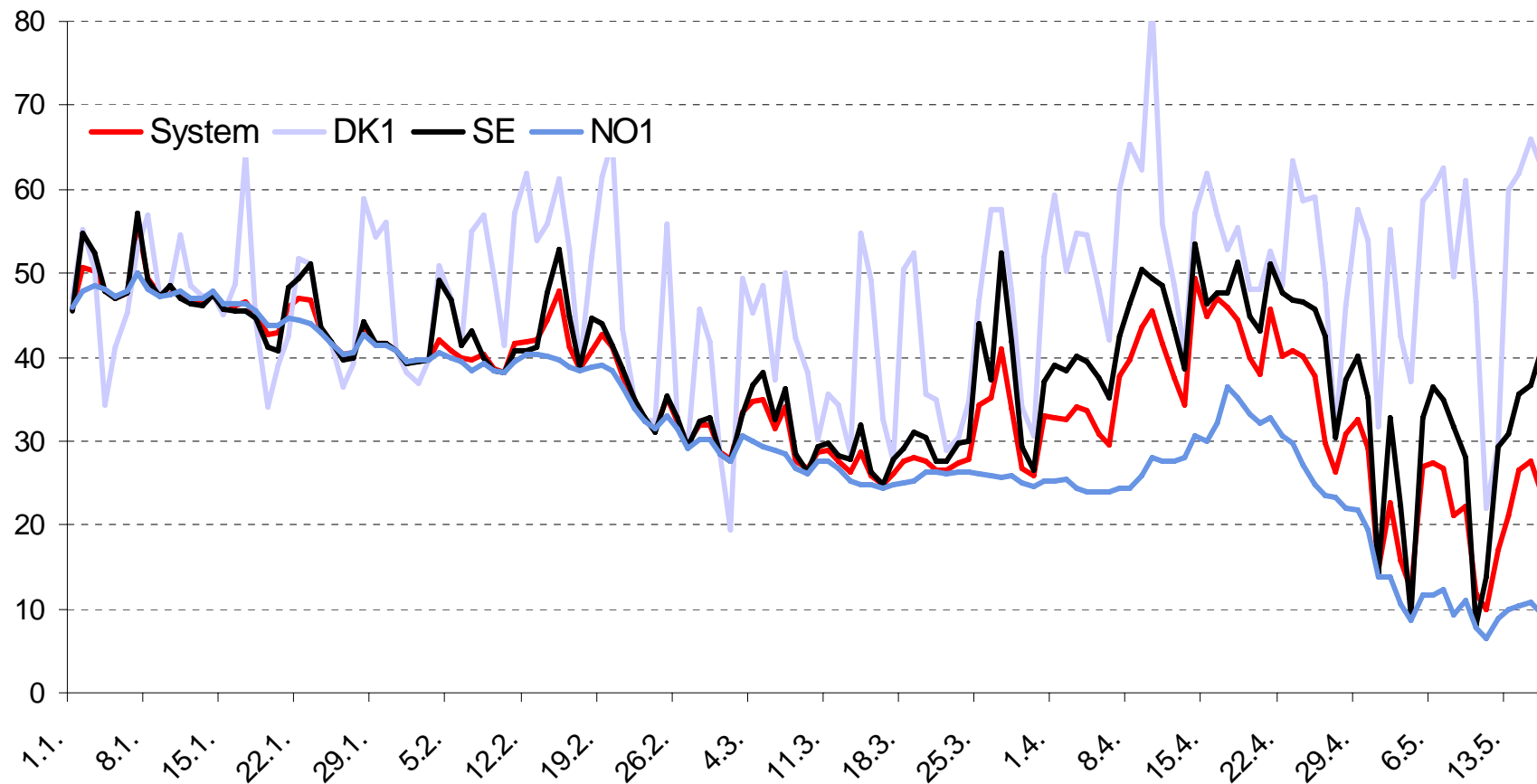
SDDP: Hva er nytt i forhold til eksisterende modeller?

- Tillater flere systemtilstander (reservoarer)
 - Vannkraftproduksjon og vannverdier i hvert område bestemmes med full informasjon om situasjonen i andre områder (behandler mange reservoarer samtidig)
 - Ingen regelbaserte løsninger
 - Samme modelløsning uavhengig av person
- Linket til nye hydrologiske modeller og annen input fra Point Carbon
- ...men det er utfordringer...

Data

- Etterspørselssiden
 - Basert på "normalkonsum"
 - 4 lastnivåer pr uke
 - Uelastisk etterspørsel opp til gitt nivå
 - Årlig etterspørselsvekst
- Tilbudssiden
 - Vannkraft/hydrologi
 - Termiske verk
 - Kjernekraft
 - Vind
 - CHP
- Utveksling

System- og områdepriser 2008 (€/MWh)

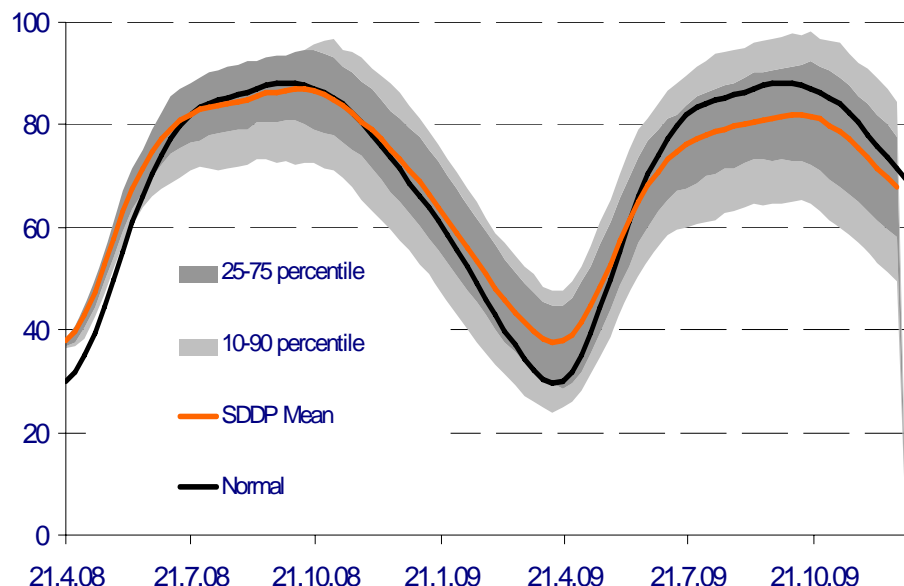


Utgangspunkt – Reservoarer i uke 17

		ESTIMATE*	Dev. Normal
Water Reservoir	Norway	44,4	+ 8,0
	Sweden	17,3	+ 2,3
Snow/Soil/gr.water	Norway	28,6	+ 0,6
	Sweden	9,9	+ 0,0
Total Reservoir	Norway	73,0	+ 8,6
	Sweden	27,2	+ 2,3
	Total	100,2	+ 16,8

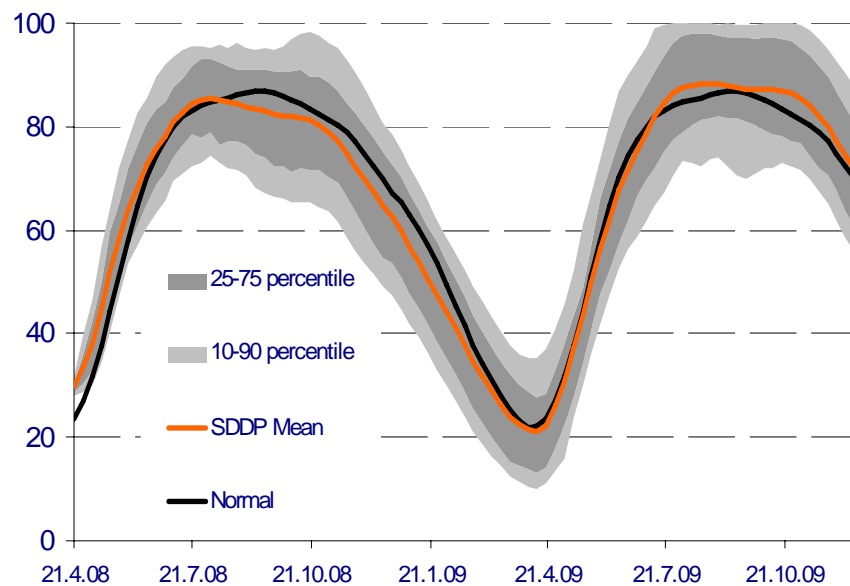
Reservoarprognoser (GWh)

Reservorprognose, Norge (%)



- Snitt-scenario kuliminerer på 87%
- 90% tilsigsscenario på 97%
- 10% tilsigsscenario på 73%

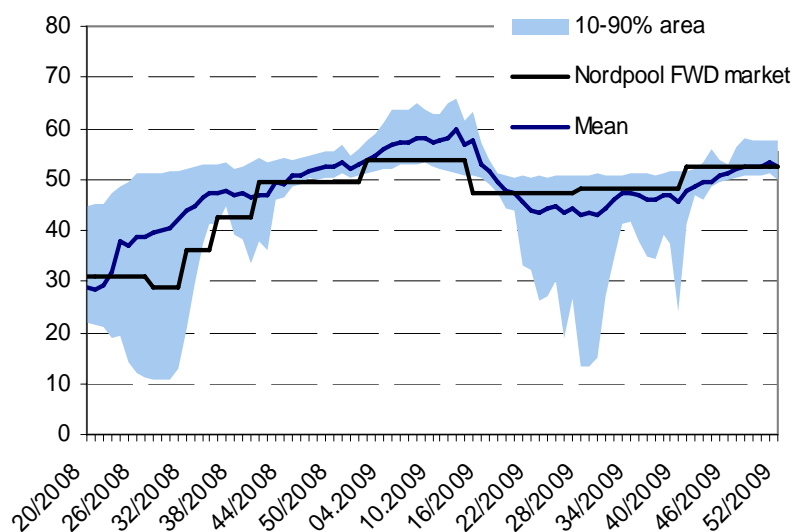
Reservorprognose, Sverige (%)



- Snitt-scenario kuliminerer på 85%
- 90% tilsigsscenario på 98%
- 10% tilsigsscenario på 74%

Prisprognose pr 20.april 2008

System price W20 2007- W52 2009

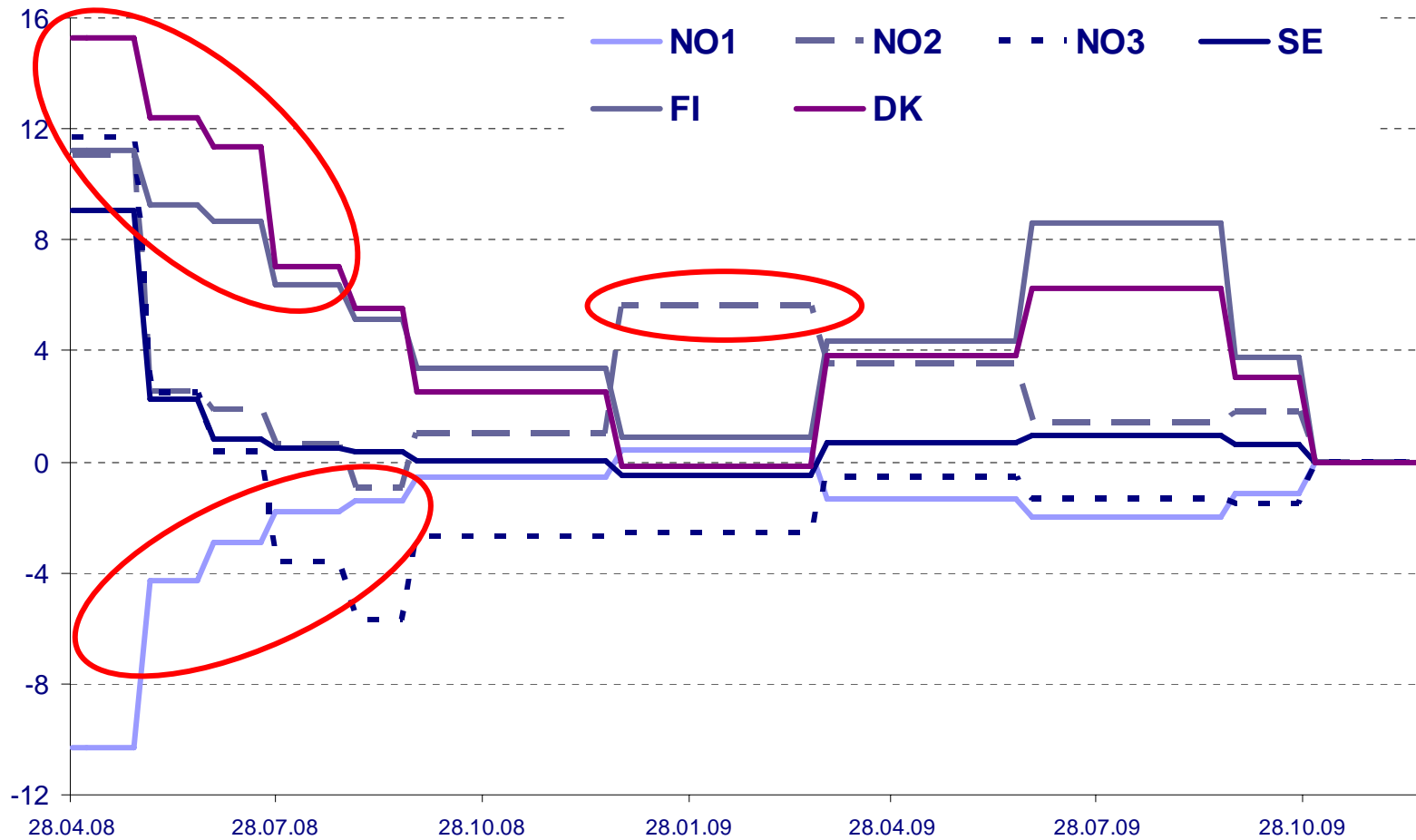


NB: System price is estimated as a function of area prices

System price forecasts (€/MWh)

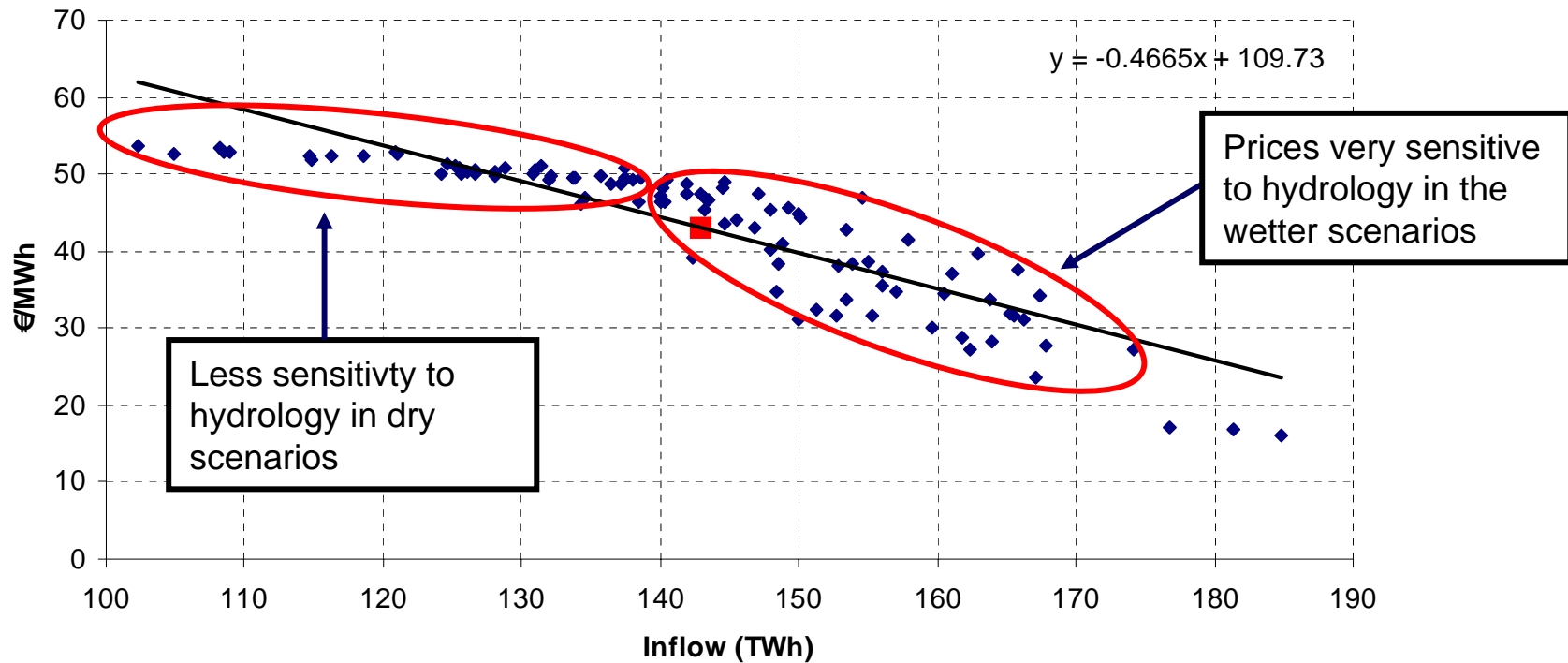
	Mean	10 %	90 %
Months			
ENOMMAY-08	30.8	21.8	45.1
ENOMJUN-08	36.3	16.1	49.1
ENOMJUL-08	39.7	10.7	51.7
Quarters			
ENOQ3-08	44.0	26.8	52.1
ENOQ4-08	50.3	46.2	55.5
ENOQ1-09	56.7	52.1	62.2
ENOQ2-09	48.4	38.7	53.2
Years			
ENOYR-09	50.3	41.0	55.0
ENOYR-10			

Områdepriser – avvik fra systempris (€/MWh)



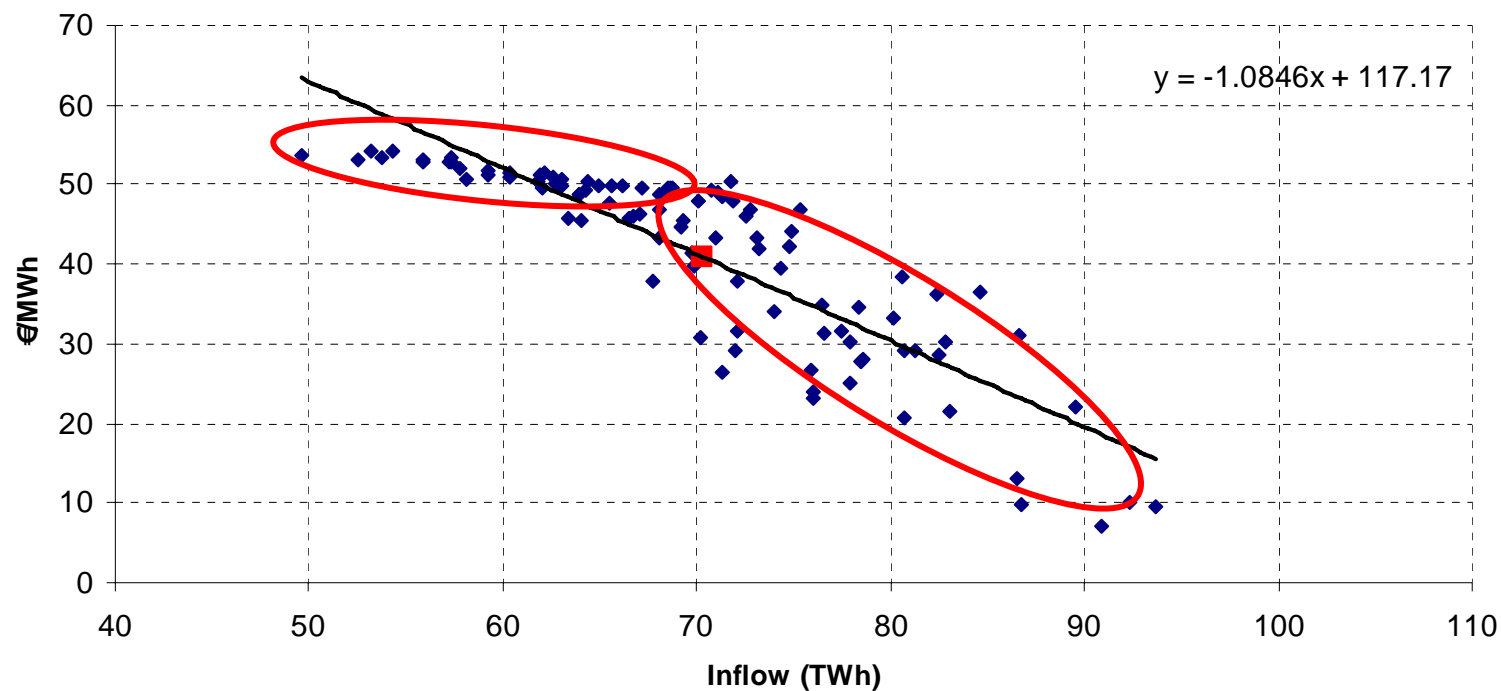
Prisene avhenger av været...

Sum inflow week 17-40 versus system price forecast for Q3-08



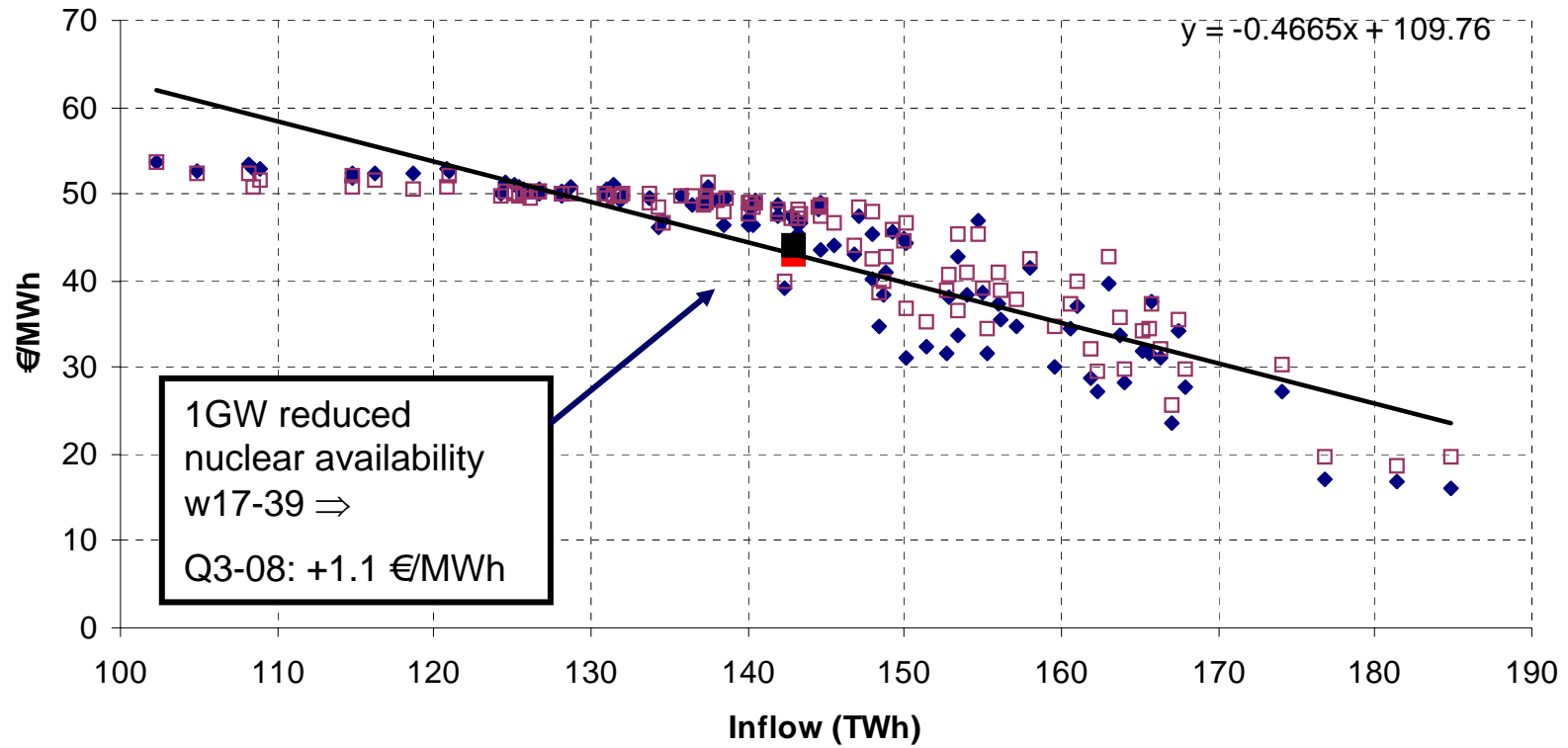
Prisene avhenger av været...

Sum inflow week 17-40 versus NO1 price forecast for Q3-08



Alternativt scenario: Mer kjernekraft ute til revisjon

System price Q3-08 (€/MWh) vs inflow scenarios SE+NO (week 16-39)



Takk for oppmerksomheten!

Kontakt: tb@pointcarbon.com