

# Elkraft

S Y S T E M

Planlægning  
Rab,hhl  
17. december 2003

## Appendix 7 til Energistyrelsens notat om elektrisk Storebæltsforbindelse

# Overslag over en Storebæltforbindelses betydning for elsystemets reguléromkostninger i Danmark

## Resumé

Danmark er opdelt i to elforsyningsområder som ikke er forbundet direkte med hinanden. Der er ofte prisforskel i elspotmarkedet mellem Vest- og Østdanmark. I perioden fra januar 2001 til juni 2003 var prisforskellen i spotmarkedet målt time for time, gennemsnitlig ca. 30 kr./MWh.

Sikringen af balancen i markedet sker gennem såvel en fysisk del som en finansiel del. Den fysiske del vedrører den samlede balance i systemet, og hvor der op- eller nedreguleres for at sikre den fysiske balance. Her tales der om regulérkraft. Den finansielle del vedrører de enkelte balanceansvarlige aktører, der kommer i ubalance i forhold til deres indmeldte planer dagen før, så de skal betale de systemansvarlige virksomheder for balancekraft. Balancekraftpriser og -mængder offentliggøres på Nordpools hjemmeside for hvert prisområde. Priser og mængder kan variere betydeligt fra time til time. De samlede omkostninger til sikringen af balancen (reguléromkostninger) i Danmark er ca. 90 mio kr./år (excl. faste omkostninger) målt i perioden fra januar 2001 til juni 2003. Både regulérbehov og regulérpriser var i perioden betydeligt højere i Vestdanmark end i Østdanmark.

Overslag præsenteret i dette notat viser, at en Storebæltforbindelse kunne have reduceret de balanceansvarlige aktørers reguléromkostninger i den undersøgte periode med ca. 10 mio kr./år.

En gennemgang af notatet med Eltra viser, at der er et potentiale for at effektivisere Vestdansk integrering i det Nordiske regulérkraftmarked. Når dette sker må effekten af en Storebæltforbindelse forventes at blive betydeligt reduceret.

## Regulérbehov

Den nordiske markedsmodel bygger på følgende principper:

Dagen før driftsdøgnet udarbejder balanceansvarlige aktører planer for forbrug, produktion og handel af elektricitet. Planerne godkendes af systemansvaret, og når spotmarkedet lukker har aktørerne i princippet indgået præcise aftaler om produktion, forbrug og handel og har planer for hver time i det næstkommende døgn.

I selve driftstimen kan faktisk forbrug og produktion afvige fra det planlagte. Disse afvigelser reguleres af systemansvaret. Til dette formål rådes over reserveanlæg. I Danmark finansieres

de faste omkostninger til regulerkraft over tariffene, medens de variable omkostninger opkræves hos de balanceansvarlige aktører der er i ubalance.

Det er ikke altid der er omkostninger forbundet med at udregulere ubalancer for den enkelte balanceansvarlige. Da der Norden er enighed om at hver enkelt område ikke nødvendigvis skal være i balance, kan der kan være modsat rettede ubalancer et andet sted i systemet der "udligner" lokale ubalancer.

- *Såfremt der i området var et samlet behov for **opregulering** i en time sælger systemansvaret balancekraft til de aktører der manglede el, til spotprisen + et tillæg.*
- *Såfremt der i området var et samlet behov for **nedregulering** køber systemansvaret balancekraft fra de aktører der havde eloverskud, til spotprisen - et tillæg.*

## Regulérbehov og priser i perioden 1. januar 2001 – 30. juni 2003.

Der tages udgangspunkt i 2001-2003 data på timebasis og de anvendte data er:

- Spotpriser hhv. Øst og Vestdanmark hentet fra Nordpool
- Balancekraftpriser hhv. Øst og Vestdanmark hentet fra Nordpool. Balancekraftpriser svarer til de omkostninger der er afholdt de balanceansvarlige der har bragt systemet i ubalance.
- Op og nedregulerings behov i Vestdanmark fra Nordpool.
- Op og nedregulerings behov i Østdanmark fra Panda. Årsagen til at der benyttes data fra Panda er, at Nordpooldata for regulérbehovet i Østdanmark ikke er korrekt.

Nedregulering	Østdanmark				Vestdanmark			
	Mængde GWh	Timer	Gns. om- kostning kr/MWh	I alt Mio. kr.	Mængde GWh	Timer	Gns. om- kostning kr/MWh	I alt Mio. kr.
2001 1.halvår	-153	1554	-42	5,6	-372	2117	-81	24,2
2001 2.halvår	-105	912	-34	2,7	-233	1673	-68	14,6
2002 1.halvår	-74	704	-29	1,6	-297	1889	-62	16,1
2002 2.halvår	-80	597	-56	2,8	-193	1412	-118	20,4
2003 1.halvår	-126	1410	-56	5,7	-335	2127	-105	33,3

Tabel 1: Nedreguleringsmængder, antallet af timer med nedregulering samt gennemsnitlig og totale omkostninger for Øst og Vestdanmark

Opregulering	Østdanmark				Vestdanmark			
	Mængde GWh	Timer	Gns. om- kostning kr/MWh	I alt Mio. kr.	Mængde GWh	Timer	Gns. om- kostning kr/MWh	I alt Mio. kr.
2001 1.halvår	58	396	22	0,8	248	1915	42	8,8
2001 2.halvår	99	591	38	2,2	388	2491	51	17,4
2002 1.halvår	45	359	49	1,7	361	2257	48	15,1
2002 2.halvår	94	937	36	3,4	386	2493	51	18,5
2003 1.halvår	170	1040	16	1,8	258	1687	41	9,7

Tabel 2: Opregulingsmængder, antallet af timer med nedregulering samt gennemsnitlig og totale omkostninger for Øst og Vestdanmark

Af tabellerne ses, at der er relativt stor forskel på reguleringsbehovet. En af forklaringerne er sandsynligvis den større mængde vindkraft i Vestdanmark.

I tabel 3 ses de totale marginale omkostninger til køb af regulerkraft i 2001-2003.

Afholdte omkostninger til regulerkraft	Danmark	Østdanmark	Vestdanmark
	Mio. dkk	Mio. dkk	Mio. dkk
2001 1.halvår	47	7	40
2001 2.halvår	42	6	36
2002 1.halvår	39	4	35
2002 2.halvår	53	8	45
2003 1.halvår	61	9	52

Tabel 3: Afholdte omkostninger til regulerkraft pr. år. Beløbene er opgjort i millioner DKK

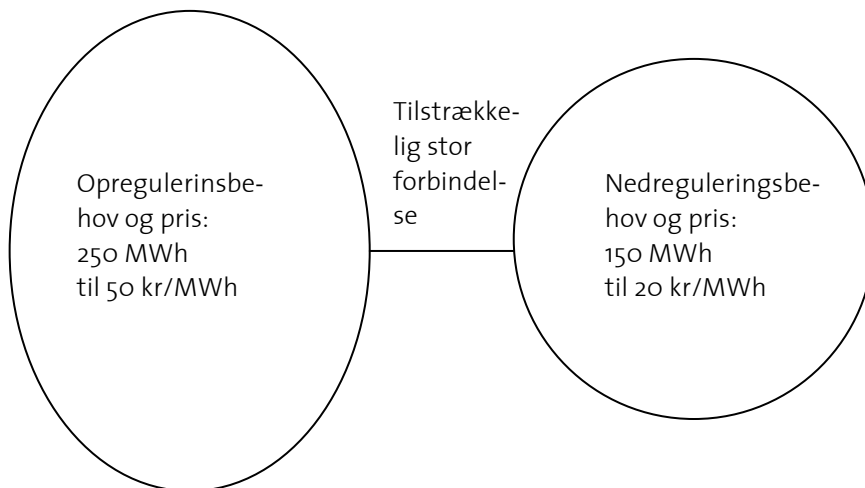
## Nytten af en Storebæltsforbindelse

Nedenstående er præsenteret 3 forskellige overslag over konsekvenserne af en Storebæltforbindelse

**Overslag 1: En Storebæltsforbindelse kan altid overføre regulérkraft, hvis der er modsatrettede regulérbehov i områderne. Såfremt der er énsrettede regulérbehov i de 2 områder bliver det til den gennemsnitlige pris i de 2 områder.**

Det antages, at en Storebæltsforbindelse vil kunne udnyttes til udveksling af regulérkraft. Forbindelsen antages at være tilstrækkelig stor til altid at kunne overføre den nødvendige mængde regulérkraft imellem de 2 områder.

Det medfører, at et nedreguleringsbehov i et område vil kunne reduceres eller fjernes, hvis der er opreguleringsbehov i det andet område og vice versa. En illustration:



### Før

Omkostning til regulérkraft i timen er her  $250 \text{ MWh} * 50 \text{ kr/MWh} + 150 \text{ MWh} * 20 \text{ kr/MWh} = 15500 \text{ kr}$ .

### Efter

Omkostning til regulérkraft i timen er her  $100 \text{ MWh} * 50 \text{ kr/MWh} = 5000 \text{ kr}$ .

Udligningen af regulérkraftbehovene foretages, hvis de er modsat rettet og det resterende regulérkraftbehov er til omkostningen i det pågældende område, hvor nettobehovet opstår. Det antages endvidere, at regulérprisen udjævnes hvis regulérkraft behovet i hvert område er ens det vil sige prisen antages, at blive gennemsnittet af de 2 omkostninger. Endelig hvis der kun er reguléringsbehov i et område afregnes dette til regulérprisen i området.

		Omkostning til regulerkraft	Gevinst ifht. Reelle omk.	timer med modsat rettet régulerbehov	timer med ensrettet régulerbehov
		Mio. dkk	Mio. dkk	Timer	timer
2001	1.halvår	34	5	895	1619
2001	2.halvår	30	7	958	1520
2002	1.halvår	32	3	613	895
2002	2.halvår	35	10	1249	1692
2003	1.halvår	39	11	1664	2733

Tabel 4: Omkostninger til regulerkraft. ved en Storebæltforbindels e- Antagelse 1. En Storebæltforbindelse kan altid overføre regulérkraft, hvis der er modsatrettede regulérbehov i områderne. Såfremt der er ensrettede regulérbehov i de 2 områder bliver det til den gennemsnitlige pris i de 2 områder.

Tabellen viser, at de balanceansvarlige sparer 3-11 mio. kr pr halvår.

**Overslag 2: En Storebæltforbindelse kan altid overføre regulerkraft i de timer hvor regulérbehovet i de to områder er modsatrettede. I alle andre situationer har forbindelsen ingen indflydelse.**

Det antages, at der ingen påvirkning er af pristillæggene og forbindelsen er altid tilstrækkelig stor til altid at kunne overføre den nødvendige mængde regulerkraft imellem de 2 områder.

Udligningen foretages kun hvis de er modsat rettet og det resterende regulerkraft behov er til omkostningen i det pågældende område, hvor behovet er. Alle øvrige reguleringsbehov afregnes til omkostningen i området..

		Omkostning til regulerkraft	Gevinst ifht. Reelle omk.	timer med modsat rettet régulerbehov
		Mio dkk	Mio dkk	timer
2001	1.halvår	43	4	895
2001	2.halvår	37	5	958
2002	1.halvår	36	3	613
2002	2.halvår	46	6	1249
2003	1.halvår	54	7	1664

Tabel 5: Omkostninger til regulerkraft. ved en Storebæltforbindels e- Antagelse 2:Forbindelsen kan altid overføre regulerkraft i de timer hvor regulérbehovet i de to områder er modsatrettede. I alle andre situationer har forbindelsen ingen indflydelse.

Tabellen viser, at de balanceansvarlige kan spare 3-7 mio. kr pr halvår.

**Overslag 3: En Storebæltforbindelse kan kun overføre regulerkraft i de timer hvor regulérbehovet i de to områder er modsatrettede, og kun hvis spotmarkedet sender strøm i modsat retnin. I alle andre situationer har forbindelsen ingen indflydelse.**

Analysen er identisk med ovenstående dog kan der kun kan foretages udligning mellem områderne, hvis der er behov for nedregulering i højprisområdet og opregulering i lavprisområ-

det og vice versa. Dette vurderes at give en slags nedre grænse for hvad der kunne være sparet på regulerkraft markedet.

Billigere regulerkraftomkostninger som følge af mindre behov eller mulighed for fælles regulerkraftpriser når f.eks. opregulering i begge områder er ikke medtaget:

		Omkostning til regulerkraft	Gevinst ifht. Reelle omk.	Timer med modsat rettet régulerbehov og spotpriserne tilsiger flow i den rigtigt retning
		Mio dkk	Mio dkk	timer
2001	1.halvår	45	2	161
2001	2.halvår	38	4	180
2002	1.halvår	38	1	105
2002	2.halvår	46	6	497
2003	1.halvår	57	4	367

Tabel 6: Udligningen foretages kun hvis de er modsat rettet og det resterende regulerkraftbehov er til omkostningen i det pågældende område, hvor behovet er. Der er kun mulighed for udligning hvis spotpriserne tilsiger flow i den rigtige retning. Alle øvrige reguleringsbehov afregnes til prisen i området.

Tabellen viser, at de balanceansvarlige aktører sparer 1-6 mio. kr pr halvår.

## Forskel i spotpriser mellem Øst- og Vestdanmark

Kr/MWh		Gns. spotpriser Øst og Vestdanmark		Prisforskel pr. halvår	Prisforskel timeværdier (absolut)	Marginalnytte af 1 MW Storebæltsforbindelse
		Øst	Vest			
2001	1.halvår	185	183	2	11,7	51177
2001	2.halvår	166	170	-4	19,1	83838
2002	1.halvår	155	155	0	18,7	81721
2002	2.halvår	269	223	46	63,2	277046
2003	1.halvår	302	258	44	48,7	213247

Tabel 7. Spotpriser i Øst og Vestdanmark. Prisforskelle er beregnet pr. halvår og pr. time (se bilag 1) Marginalnyttten for en Storebæltforbindelse er timeværdier af prisforskellene summeret over hvert halvår.

Marginalnyttten for Storebælt ville i det normale nedbørsår 2001 have været 142.000 DKK. Til sammenligning viser basisscenariet i "prioriteret snit" rapporten 138.000 DKK for 2010.