



cha, pih
11. februar 2005

Reservehold i det østdanske system

Systemydelser anvendes af de systemansvarlige selskaber til at opretholde den tekniske kvalitet og balance i det sammenhængende elforsyningssystem. I beskrivelse af anvendelse af og behovet for systemydelser i det østdanske system indgår også beskrivelse af muligheden for at anvende yderligere reservedeling med naboområderne herunder via en eventuel Storebæltsforbindelse.

Behovet for systemydelser fastlægges ud fra, hvad der er nødvendigt for at opretholde normale driftsforhold, samt hvilke fejl Elkraft System som minimum skal kunne håndtere. Fejlene omfatter udfald af de største elproduktionsanlæg samt udfald af transmissionsforbindelser til naboområderne med maksimal eludveksling. Et væsentligt element ved fastlæggelsen af behovene er relationerne til Nordel (fastlagt i Systemdriftsaftalen). Hvorvidt systemydelserne skal leveres fra det østdanske område, eller om de kan leveres via transmissionsforbindelser fra naboområder, afhænger af dette. En del af systemydelserne kan på denne baggrund principielt placeres i naboområderne. Dette kræver dog, at de driftsmæssige konsekvenser og aftalerammer afklares.

Behov for hurtig og langsom aktiv driftsforstyrrelsesreserve

Elkraft System har vurderet, at driftsforstyrrelsesreserver til at håndtere udfald af produktions- eller netkomponenter skal være placeret i Østdanmark samt i en vis udstrækning via vekselstrømskablet til Sydsverige (det synkron nordiske system). Hvis første fejl er udfald af Øresundsforbindelsen med maksimal import er disse reserver imidlertid ikke tilstrækkelige til at bringe systemet tilbage til en driftssikker tilstand, hvor næste fejl i form af udfald af den tilbageværende 400 kV forbindelse på Øresundsforbindelsen kan tåles. Hertil kræves reserver, der ikke behøver være placeret på Sjælland, men i princippet kan leveres via en jævnstrømsforbindelse til Sjælland som Kontek-forbindelsen eller en Storebæltsforbindelse.

Driftsforstyrrelsesreserverne kan opdeles som vist i tabel 1.

Formål	MW	Mulig placering
Hurtig aktiv driftsforstyrrelsesreserve (Til at frigøre de frekvensstyrede normaldrifts- og driftsforstyrrelsesreserver)	300	Østdanmark Svarer til den østdanske halvdel af en deleaftale på 600 MW mellem Østdanmark og Sydsverige ifølge den nordiske systemdriftsaftale.
	(300)	Sydsverige Svarer til den svenske halvdel af en deleaftale på 600 MW mellem Østdanmark og Sydsverige ifølge den nordiske systemdriftsaftale.
Langsom aktiv driftsforstyrrelsesreserve (til udfald på Øresundsforbindelsen ¹)	60	Sjælland
	240	Sjælland, Tyskland, Vestdanmark ²

Tabel 1. Reserver opdelt på type, formål, mængde samt mulig placering.

Variation i det dimensionerende behov for hurtig og langsom aktiv driftsforstyrrelsesreserve - årene 2000 - 2004

Ved udfald anvendes i første omgang de samlede frekvensstyrede reserver i Nordel, hvor Østdanmark bidrager med en mindre andel svarende til en fordelingsnøgle baseret på områdets størrelse og på største anlæg i drift i de enkelte områder. De hurtige driftsforstyrrelsesreserver anvendes til at frigøre disse frekvensstyrede reserver ifølge systemdriftsaftalen skal disse reserver forefindes i en angivet mængde i de enkelte områder.

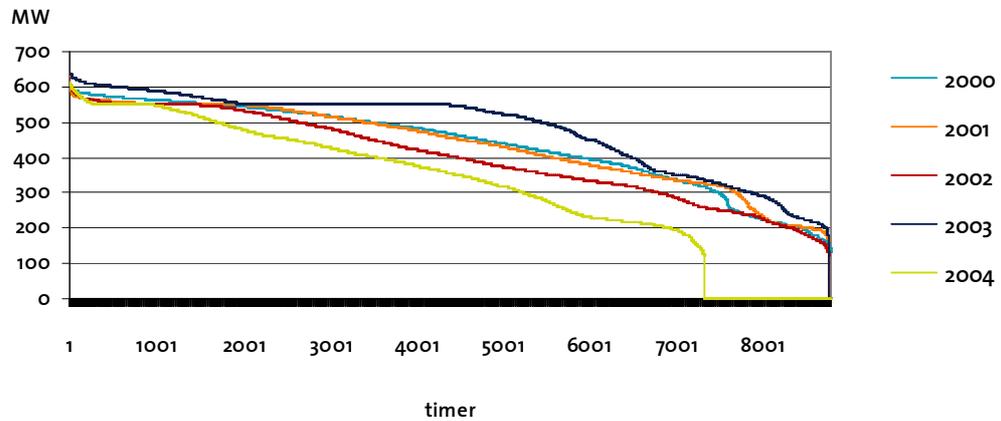
Kravene til reserver beskrevet ovenfor til at håndtere driftsforstyrrelser er baseret på dimensionerende fejlsituationer, der repræsenterer worst case eksempler. For hurtig og langsom driftsforstyrrelsesreserver (dvs. reserver til frigørelse af frekvensstyret normaldrifts- og driftsforstyrrelsesreserve) afgøres størrelsen af reservemængden af de dimensionerende fejlsituationer. Det dimensionerende behov for reserver vil derfor i praksis skifte alt efter den aktuelle driftssituation og er afhængig af størrelsen af elproduktion på de enkelte anlæg samt den maksimale import på udlandsforbindelserne p.t. Øresundsforbindelsen og Kontek. Dimensioneringsbehovene for reserver i det enkelte døgn kan bestemmes dagen før driftsdøgnet ud fra prognoser.

For at vurdere variationerne i reservebehovet er den dimensionerende fejl for hver time i perioden 2000 - 2004 analyseret. Der er taget udgangspunkt i den realiserede produktionsfordeling på anlæg placeret i Østdanmark samt de realiserede udvekslinger med Sverige og Tyskland. For hver time beregnes det dimensionerende behov for reserver som den maksimale værdi af følgende tre størrelser.

¹ De langsomme driftsforstyrrelsesreserver anvendes i dag også til frigørelse af de 300 MW svenskejede hurtige driftsforstyrrelsesreserver fra førnævnte deleaftale.

² Forudsat der eksisterer en Storebæltsforbindelse

1. Produktion pr. produktionsanlæg i MWh/h.
2. Import fra Tyskland mod Sjælland i MWh/h.
3. Import fra Sverige mod Sjælland i MWh/h fratrukket 700 MWh/h³



Figur 1. Det dimensionerende behov for hurtig og langsom driftsforstyrrelsesreserve i 2000 - 2004.

Som det ses i figur 1 varierer dimensioneringsbehovet for reserver cirka mellem 200 og 600 MW.

I tabel 2 vises det gennemsnitlige og maksimale dimensioneringsbehov samt fordelingen på timer mht. om reservebehovet blev udløst af et produktionsanlæg, import over Kontek-forbindelsen eller import over Øresundsforbindelsen.

	2000 ⁴	2001	2002	2003	2004 (til og med nov.)
Gennemsnitligt behov	438 MW	436 MW	403 MW	481 MW	385 MW
Maksimalt behov	604 MW	629 MW	627 MW	639 MW	617 MW
Krav til reserver blev sat af (antal timer):					
Produktionsanlæg	8563 timer	7032 timer	5920 timer	5313 timer	5541 timer
Import over Kontek	221 timer	1517 timer	2060 timer	3384 timer	1505 timer ⁵
Import over Øresund	0 timer	211 timer	780 timer	63 timer	274 timer

Tabel 2. Behov for hurtig og langsom driftsforstyrrelsesreserver i 2000 - 2004.

Det gennemsnitlige dimensioneringsbehov for reserver var ca. 430 MW i perioden. Reservebehovet blev i 76 pct. af tiden sat af et produktionsanlæg, i 21 pct. af import over Kontek-forbindelsen og i 3 pct. af import over Øresundsforbindelsen.

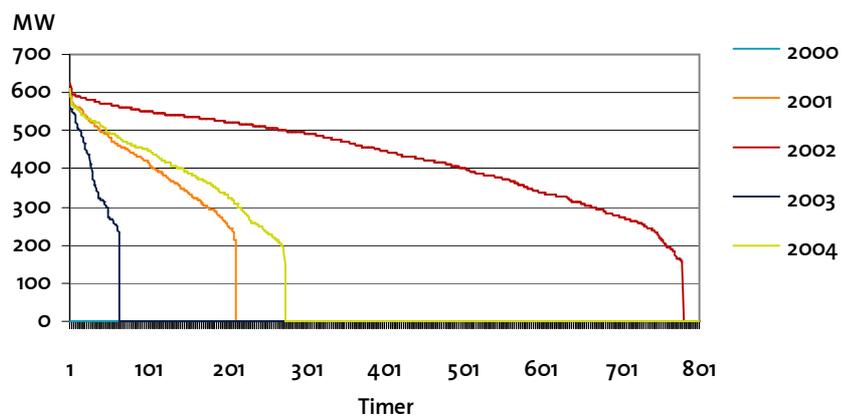
³ 700 MWh/h svarer til den importværdi, som importen på Øresund skal reduceres til ved udfald af den ene 400 kV-forbindelse.

⁴ Markedet var ikke fuldstændigt indført i 2000.

⁵ I 2004 var Kontek-forbindelsen ude til renovering i cirka et halvt år.

Reservebehovet ved udfald af produktionsanlæg og ved udfald af Kontek-forbindelsen kan som udgangspunkt dækkes ved de 600 MW hurtige driftsforstyrrelsesreserver som Østdanmark og Sverige deler. Den del af disse reserver, der er placeret på Sjælland (300 MW) samt yderligere 60 MW anvendes også til at håndtere første udfald af en 400 kV-forbindelse på Øresund ved fuld import.

For desuden af kunne tåle næste dimensionerende udfald, svarende til udfald af den anden 400 kV forbindelse på Øresund med maksimal import (svarende til n-1) er der behov for de 240 MW langsomme driftsforstyrrelsesreserver til at bringe systemet tilbage til en driftssikker tilstand. Det samlede dimensioneringsbehov for driftsforstyrrelsesreserver (hurtige og langsomme) i de timer, hvor kravet sættes af import over Øresundsforbindelsen, illustreres i figur 2.



Figur 2. Dimensioneringsbehov for hurtig og langsom driftsforstyrrelsesreserve i 2000⁶ – 2004 med udfald på Øresundsforbindelsen som dimensionerende fejl.

F.eks. var der 780 timer i 2003, hvor dimensioneringsbehovet for reserver blev sat af import over Øresundsforbindelsen. I disse timer var der en import mellem 850 og 1300 MW. År 2003 var et import-år. De første 360 MW er placeret på Sjælland til at kunne håndtere første udfald af produktions- eller netkomponenter sammen med reserverne placeret i Sverige ved deleaftalen med Sverige. De resterende 240 MW kan i princippet leveres via en jævnstrømsforbindelse til Sjælland som Kontek-forbindelsen eller en Storbæltetsforbindelse.

I den deleaftale om hurtige driftsforstyrrelsesreserver syd for snit 4, der i dag eksisterer mellem Elkraft System og SvK, er der ikke angivet et tidsinterval for, hvor lang tid de hurtige reserver maksimalt må være aktiverede. I praksis fungerer det i dag derfor således, at de førnævnte 240 MW langsomme driftsforstyrrelsesreserver også anvendes til at frigøre de hurtige driftsforstyrrelsesreserver placeret i Sverige. Dette gælder i de driftssituationer, hvor der ikke er effektoverskud i det øvrige nordiske system, og hvor der således ikke kan accepteres en langvarig merimport til Østdanmark i forhold til den planlagte. Som følge af den ændrede effektsituation i Sydsverige ved lukning af Barsebäck 2, skal diverse forhold, herunder også førnævnte deleaftale, snarligt revurderes af Elkraft System og SvK. Hvorvidt der i fremtiden er behov for at anvende de 240 MW

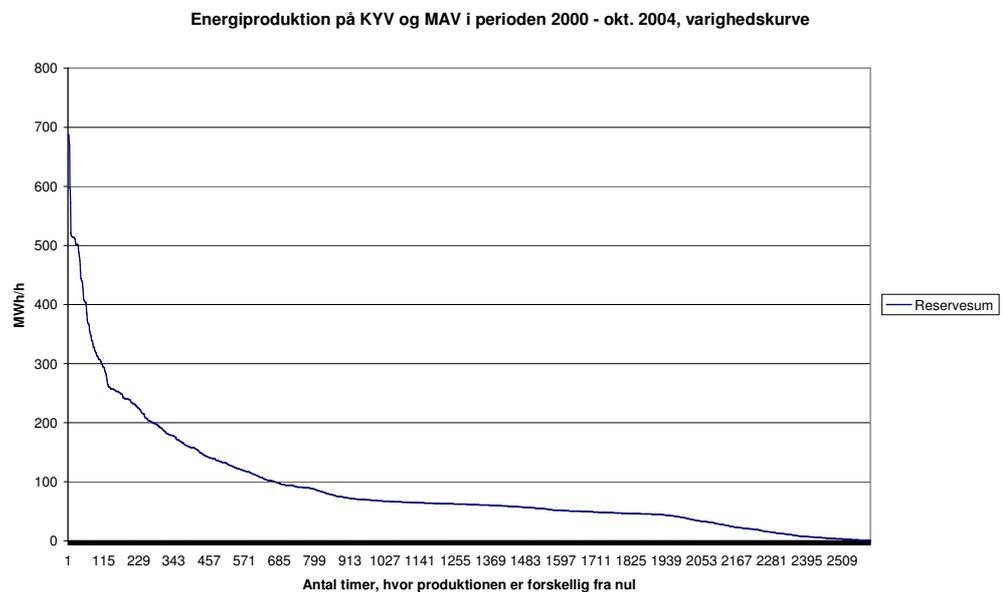
⁶ I 2000 var antallet af timer, hvor importen på Øresund satte reservebehovet, lig med nul.

langsomme reserver til frigørelse af svenske hurtige driftsforstyrrelsesreserver, vil have stor betydning for, hvor ofte disse reserver skal aktiveres. Det vil også have betydning for, om man vil placere disse reserver uden for Sjælland.

I de følgende analyser er det antaget, at de 240 MW langsomme driftsforstyrrelsesreserver kun skal anvendes til udfald af Øresundsforbindelsen med fuld import.

Aktivering af reserver

Analysen af perioden januar 2000 – oktober 2004 viser, at ud af periodens 42.384 timer har der været energiproduktion på Kyndbyværket (KYV) og Masnedøværket (MAV) i 2.600 timer, hvilket ses af figur 3. Tallene for energiproduktionen er ikke rensset for regulerkraft (mindre mængder på Kyndbyværket) og produktion fra afprøvninger. Tallene angiver derfor øvre grænser for energiproduktion og tilhørende timer som følge af havarier.



Figur 3. Energiproduktion på Kyndbyværket og Masnedøværket

Ud af de 2.600 timer har der i 672 timer været en produktion større end eller lig med 100 MWh/h. I 41 timer har produktionen været større end 444 MWh/h fordelt på 4 forskellige driftssituationer med 688 MWh/h som den største timeproduktion. 2 af disse driftssituationer var blackout på Sjælland den 23. september 2003 samt fare for effektbrist i Sverige den 23. oktober 2003 svarende til i alt 12 timer.

Energiproduktionen på Kyndbyværket og Masnedøværket viser ikke det fulde behov, der har været for aktivering af reserver i den pågældende periode. Dette skyldes, at i havari-situationer vil kontrolrummet hver gang vurdere i samråd med SvK, om det er nødvendigt at opstarte østdanske reserver, eller om havariet kan dækkes ved køb af balancekraft, hvis dette er billigere, og der samtidigt er effektoverskud i det øvrige nordiske system.

En nærliggende konklusion kunne være, at med så lille et antal driftstimer og en forholdsvis lille energiproduktion pr. time, ville der ikke være behov for den reservemængde, som Elkraft System i dag disponerer over. Denne konklusion holder imidlertid ikke, idet Elkraft System i dag via den nordiske systemdriftsaftale er forpligtet til på ethvert tidspunkt at kunne håndtere første dimensionerende fejl (N-1) og bringe elsystemet tilbage til en driftssikker tilstand, hvor næste fejl kan tåles.

Konsekvenser af en Storebæltsforbindelse og eventuel mulighed for at dele reserver
Elkraft System har som ovenfor beskrevet vurderet, at 240 MW reserver til at håndtere udfald af Øresundsforbindelsen kan placeres i Tyskland⁷. Hvis der etableres en Storebæltsforbindelse gælder lignende betragtninger.

Såfremt disse reserver leveres via Kontek-forbindelsen eller en Storebæltsforbindelse, skal der være plads på forbindelsen i den givne situation. Det skal vurderes, hvilke begrænsninger dette eventuelt sætter på elmarkedet ved reduktion i handelskapaciteten.

I situationer, hvor hele forbindelsens kapacitet udnyttes fuldt ud til markedsmæssig import, er der ikke yderligere plads til import af reserver med mindre den markedsmæssige handelskapacitet reduceres. De reserver, der her er tale om, skal dog kun anvendes, når der er stor import på Øresundsforbindelsen.

Den konkrete håndtering og konsekvenser af sådanne handelsbegrænsninger skal analyseres nærmere.

Hurtigreserver, der fås fra Tyskland eller Vestdanmark via Kontek-forbindelsen eller en Storebæltsforbindelse, kan enten være dedikeret alene til fejl i Østdanmark, eller de kan også anvendes til andre fejlsituationer i hhv. Tyskland eller Vestdanmark.

Deling af reserver mellem to naboerområder kan betyde, at reserverne allerede er aktive-rede i det ene område, når det andet område har brug for dem. Ved overvejelser om reservedeling skal det derfor afdækkes, hvilke typer fejludfald i de to områder den samme reservemængde skal håndtere, hvor længe disse fejlsituationer varer, og hvor stor en risiko der er for, at disse typer fejludfald kan være tidsmæssig sammenfaldende. Denne risiko skal sammenholdes med, hvad der måtte være af tilknyttede driftsmæssige risici samt økonomiske besparelser ved at reducere tilgængeligheden af reserverne. Disse analyser er endnu ikke udført for Øst- og Vestdanmark samlet.

På det foreliggende analysegrundlag er det derfor overordnet vurderet, at en Storebæltsforbindelse kan give mulighed for årlige besparelser på 25 – 40 mill.kr. som følge af koordinering og samordning af driftsforstyrrelsesreserver i hele Danmark. Prissætningen er beskrevet nærmere i et fortroligt bilag.

⁷ Under forudsætning om, at de langsomme driftsforstyrrelsesreserver kun anvendes til at håndtere udfald på Øresundsforbindelsen. Anvendelse af disse reserver til at frigøre de 300 MW svenske hurtige driftsforstyrrelsesreserver fra førnævnte deleaftale (som er tilfældet i dag) ses der bort fra i dette arbejde.