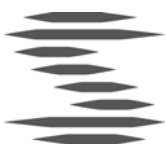


Datum  
2011-08-10

Dnr  
2011/897

# Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2010/2011 och 2011/2012

En rapport till Näringsdepartementet





# Förord

Svenska Kraftnät redovisar årligen, på regeringens uppdrag, hur kraftbalansen på den svenska elmarknaden har upprätthållits under den gångna vintern. Samtidigt gör vi en prognos för kommande vinters kraftbalans. I det här sammanhanget avser kraftbalansen landets elenergi-balans under timmen med vinterns högsta elförbrukning.

Ett successivt förbättrat konjunkturläge medförde en ökad elförbrukning 2010 jämfört med 2009. Samtidigt kom vintern 2010/2011 att bli den andra mycket kalla vintern i följd, vilket avspeglades i höga priser på den nordiska elbörsen. Till det bidrog också ovanligt låga nivåer i de norska och svenska vattenmagasinen.

Effektsituationen blev dock mindre ansträngd under den sistlidna vintern, eftersom kärnkraftens tillgänglighet var betydligt högre än under 2009/2010. De extrema prisspikar som uppkom på elbörsen vid tre tillfällen vintern 2009/2010 kunde därmed undvikas. Effektserven behövde heller inte aktiveras för att utbud och efterfrågan skulle kunna mötas och priskryss bildas på Nord Pool Spot. Däremot aktiverades reserven av nätskäl vid tioalet tillfällen.

Prognosen för kommande vinters kraftbalans ligger i nivå med prognosen för föregående vinter. Det finns marginaler för elmarknaden att komma i balans såväl vid en normal vinter som vid en s.k. tioårsvinter. I det senare fallet förutsätts dock viss import för att tillförseln ska kunna möta efterfrågan.

Sundbyberg den 10 augusti 2011

Mikael Odenberg



# Innehåll

1	Sammanfattning.....	6
2	Uppdrag.....	8
3	Inledning.....	9
4	Uppföljning av vintern 2010/2011 .....	10
4.1	<i>Vintern 2010/2011.....</i>	<i>10</i>
4.1.1	<i>Elförbrukning och temperatur .....</i>	<i>10</i>
4.1.2	<i>Elpriser på Nord Pool Spot.....</i>	<i>11</i>
4.1.3	<i>Elproduktion per produktionslag i Sverige.....</i>	<i>13</i>
4.1.4	<i>Import, export och handelskapaciteter på Elspot.....</i>	<i>17</i>
4.1.5	<i>Effektreserven .....</i>	<i>20</i>
4.2	<i>Kraftbalansen onsdagen den 22 december 2010 kl. 17-18.....</i>	<i>21</i>
4.2.1	<i>Elförbrukning, produktion, import och export.....</i>	<i>21</i>
4.2.2	<i>Elpris och temperatur .....</i>	<i>23</i>
4.2.3	<i>Marginal och återstående överföringskapaciteter.....</i>	<i>23</i>
5	Kommande vinter 2011/2012 .....	28
5.1	<i>Redovisningsmetod för effektbalansprognosen.....</i>	<i>28</i>
5.2	<i>Prognos för maximal elförbrukning.....</i>	<i>29</i>
5.3	<i>Förväntad produktionskapacitet.....</i>	<i>29</i>
5.4	<i>Upphandling av effektreserv 2011/2012 .....</i>	<i>31</i>
5.5	<i>Prognos för importbehov vid normal- och tioårsvinter .....</i>	<i>31</i>
5.6	<i>Överföringskapacitet i stamnätet och på utlandsförbindelserna .....</i>	<i>31</i>
5.7	<i>Kommentarer till effektbalansen vintern 2011/2012.....</i>	<i>32</i>
	Bilaga A – Översyn av upphandling och hantering av effektreserven .....	34
	<i>A.1 Bakgrund.....</i>	<i>34</i>
	<i>A.2 Förbrukningsreduktionsresurser.....</i>	<i>35</i>
	<i>A.3 Produktionsresurser.....</i>	<i>36</i>
	Bilaga B – Upphandling av effektreserv 2010/2011.....	37
	Bilaga C – Upphandling av effektreserv 2011/2012 .....	38

# 1 Sammanfattning

Inför hösten 2010 var den lagrade energin i de nordiska vattenkraftmagasinen lägre än normalt. Situationen var särskilt ansträngd i Norge med historiskt låga nivåer i vattenmagasinen. Norges ansträngda energisituation ledde till att Statnett och Svenska Kraftnät omplanerade underhållsarbeten för att inte reducera överföringskapaciteten mellan länderna före vårfloden. Norge var det enda grannland som Sverige kom att nettoexportera till. Gentemot såväl Finland, Danmark, Polen som Tyskland var Sverige nettoimportör under vintern.

Den svenska kärnkraften producerade mindre än normalt fram till årsskiftet. Efter årsskiftet var produktionen betydligt högre och samtliga tio reaktorer var periodvis i drift. Den övriga kraftproduktionen fungerade normalt men vattenkraften producerade mindre än i fjol. Elanvändningen, inklusive nätförluster, uppgick under 2010 till 147,1 TWh jämfört med 138,4 TWh under 2009 (källa Svensk Energi).

Vinterns högsta elförbrukning inträffade den 22 december 2010 kl. 17-18 och uppgick till 26 700 MW. Sverige importerade då el via samtliga utlandsförbindelser utom SwePol Link. Den inhemska produktionen uppgick till 23 310 MW (att jämföra med 24 450 MW vid Sveriges elförbrukningstopp under vintern 2009/10) och samtliga kärnkraftblock var i drift. Vattenkraften producerade dock mindre än väntat, vilket berodde på dels ett ishinder i Luleälven, dels låga magasinsnivåer. Vid timmen med den högsta förbrukningen var ca 960 MW av de inrapporterade kommersiella uppregeringsbudena tillgängliga för den svenska kraftbalansen med hänsyn till överföringskapaciteten i nätet. Driftsäkerheten var hög under hela perioden och fastställda gränsvärden överskreds inte.

Under kommande vinter bedöms produktionskapaciteten öka med ca 700 MW genom ytterligare installerad vindkraft. Dessutom införs den 1 november fyra separata elområden i Sverige och en ny likströmsförbindelse tas i december i drift mellan Sverige och Finland. Denna förbindelse, Fenno-Skan 2, har en överföringskapacitet på 800 MW.

Hanteringen av effektreserven har setts över och reglerna för aktivering av förbrukningsreduktioner har reviderats. De nya reglerna innebär att resursägarna själva kommer att få lämna bud för resursen till elspotmarknaden. Ändringen sker för att minska marknadspåverkan.

Effektreserverna för vintern 2011/2012 upphandlades den 7 juli. Svenska Kraftnät kommer att förfoga över totalt 1 726 MW, varav 1 364 MW utgör produktion och 362 MW reduktion av förbrukning.

Vid en normalkall vinter väntas den maximala elförbrukningen uppgå till 26 500 MW (26 700 MW) och vid en tioårsvinter till 28 100 MW (28 200 MW). Föregående vinters prognos anges inom parentes. Prognosen för den maximala elförbrukningen indikerar att Sverige kommer att behöva importera ca 300 MW vid sträng kyla motsvarande en tioårsvinter. Under en normal vinter bedöms Sverige inte vara i behov av någon nettoimport för att till-

godose förbrukningen. Däremot kan import förekomma av prisskäl. Dessa prognosresultat ligger i nivå med dem som gjordes i förra årets rapport.

Svenska Kraftnät informerar fortlöpande om effektsituationen i Sverige på [www.svk.se](http://www.svk.se). Där visas en prognos med timupplösning om risk för effektbrist föreligger under innevarande och nästkommande dygn. Vid ansträngda lägen lämnas särskild information i kombination med meddelanden via Nord Pool Spots hemsida.

## 2 Uppdraget

Svenska Kraftnät har i regeringens regleringsbrev för budgetåret 2011 fått i uppdrag att senast den 15 augusti 2011

- redovisa hur kraftbalansen på den svenska elmarknaden har upprätthållits under vintern 2010/2011
- lämna en prognos för kraftbalansen för vintern 2011/2012 samt
- redovisa de aktiviteter och prestationer som genomförts vad gäller informationsinsatser till marknadens aktörer.

Under mål och återrapporteringskrav för verksamheten anges också att Svenska Kraftnät ska verka för att relevanta åtgärder vidtas för att säkerställa att Sverige har en god effekttilgång och att risken för effektbrist kan minskas.



### 3 Inledning

Svenska Kraftnät rapporterar årligen hur kraftbalansen har upprätthållits under den gångna vintern och lämnar en prognos för nästkommande vinter. I detta sammanhang avser kraftbalansen landets elenergi-balans under timmen med vinterns högsta elförbrukning - den så kallade effektbalansen.

Den 1 november 2011 kommer Sverige att delas in i fyra elområden, vilka kommer att utgöra separata anmälningsområden till den nordiska elbörsen Nord Pool Spot. Mot denna bakgrund är prognosen för kommande vinter uppdelad per elområde.

För de aktiviteter och prestationer som genomförts gällande informationsinsatser till marknadens aktörer har Svenska Kraftnäts rutiner rörande effektreserven återgivits. Vidare informeras fortlöpande om planerade underhållsarbeten, eventuell instängd produktion samt andra driftrelaterade uppgifter via marknadsmeddelanden på Nord Pool Spot, s.k. UMM (Urgent Market Message) och Exchange Information.

För att säkerställa att Sverige har en god effektillgång och för att minska risken för effektbrist upphandlar Svenska Kraftnät årligen en effektreserv. Denna finns tillgänglig under tiden 16 november till 15 mars.

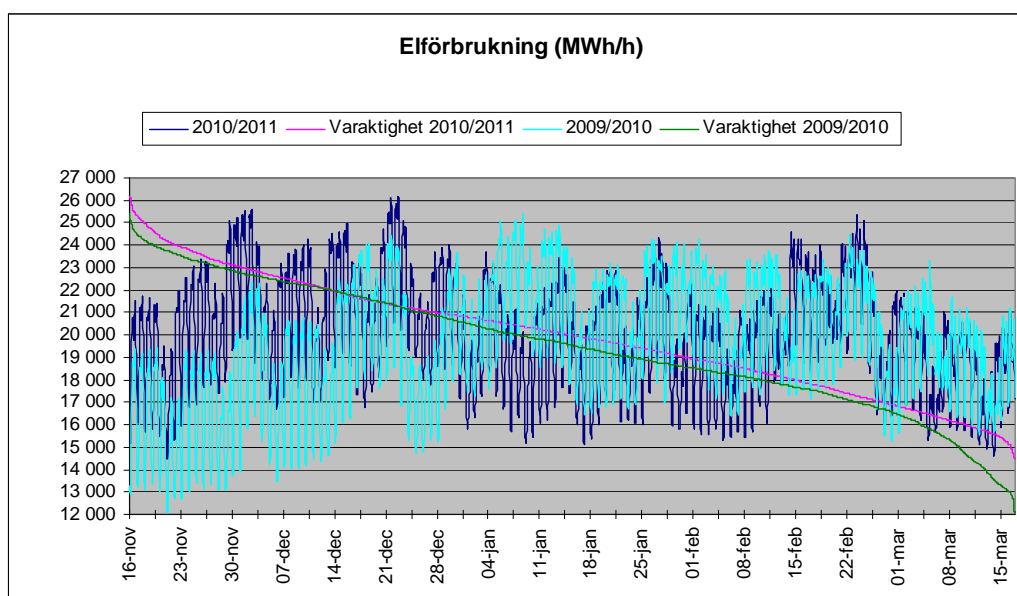
Underhållsarbeten som medför reducerad överföringskapacitet i stamnätet planeras med hänsyn till elförsörjningen och så att påverkan på elmarknaden ska bli så liten som möjligt. Via den information om effektsituationen i Sverige som publiceras på [www.svk.se](http://www.svk.se) håller Svenska Kraftnät aktörerna uppdaterade om läget för de närmast kommande dagarna.

## 4 Uppföljning av vintern 2010/2011

### 4.1 Vintern 2010/2011

#### 4.1.1 Elförbrukning och temperatur

Prognosen för maximal elförbrukning vintern 2010/2011 var, enligt förra årets rapport, 26 700 MW vid en normalvinter och 28 200 MW vid en tioårsvinter. Den högsta elförbrukningen blev 26 700 MW och inträffade onsdagen den 22 december 2010 kl. 17-18. Sveriges hittills högsta notering är 27 000 MW, vilken inträffade den 5 februari 2001. Hur elförbrukningen varierade under vintern, och vintern dessförinnan, framgår av figur 1. Elförbrukningen varierar kraftigt inom dygnet och mellan vardag och helg. Elförbrukningen under dygnet är vanligen högst kl. 17-18.



Figur 1. Timmedelvärden för elförbrukningen i Sverige under vintern 2010/2011 och 2009/2010 (källa: Svenska Kraftnäts avräkning)<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Elförbrukningen som presenteras i figuren baseras på information från avräkningen och innefattar endast koncessionspliktigt nät. Detta innebär att i de delar av elnätet där elproduktionen och elförbrukningen inte mäts separat från avräkningen endast ett netto av flödet till och från dessa punkter och följden blir att total elproduktion och elförbrukningen underskattas. För att korrigera detta beräknas differensen, viktad med hänsyn till förbrukningsprofil, mellan veckoenergin som Svensk Energi får inrapporterad (vilken inkluderar koncessionspliktigt nät) och den veckoenergi som avräkningen resulterar i. Denna differens adderas till timmedelvärdena från avräkningen varmed den totala elförbrukningen, inklusive icke koncessionspliktiga nät, kan beräknas. Den högsta elförbrukningen 26 700 MW inkluderar denna justering. Justeringens storlek varierar timme för timme men är i storleksordningen 800 MW som störst.

Temperaturen under vintern var särskilt låg under tre perioder. Den första av dessa inträffade under slutet av november då vinterns högsta elförbrukning i Norden noterades, ca 68 120 MW (källa: ENTSO-E), tisdagen den 30 november 2010 kl. 17-18. Elförbrukningen i Sverige uppgick då till 25 650 MW. Den andra köldperioden inträffade i samband med julveckan då vinterns högsta elförbrukning i Sverige noterades och den tredje inträffade under andra halvan av februari. Temperaturen var vid alla dessa tre perioder ca 10 °C lägre än normalt över hela landet (källa: SMHI). Under dessa perioder noterades Sveriges högsta värden för elförbrukningen, se figur 1. Generellt var elförbrukningen högre än under föregående vinter fram till årsskiftet, därefter var förbrukningen ungefär på samma nivå som under den föregående vintern.

Den totala elförbrukningen inklusive överföringsförluster (elenergiförluster) uppgick till 147,1 TWh för år 2010, motsvarande siffra för år 2009 var 138,4 TWh. Ökningen beror av ökad elanvändning inom den industriella sektorn samt en mindre ökning inom sektorerna bostäder, service och överföringsförluster (källa: Svensk Energi).

Sedan årsskiftet 2009/2010 har den rullande temperaturkorrigerade elförbrukningen per år<sup>2</sup> stigit från ca 140 till 142 TWh, vilket nåddes i mars 2011. Även den uppmätta (utan temperaturkorrigerad) elförbrukningen per år har uppvisat en ökande trend, denna har under motsvarande period ökat från ca 136 till 144 TWh (källa: Svensk Energi).

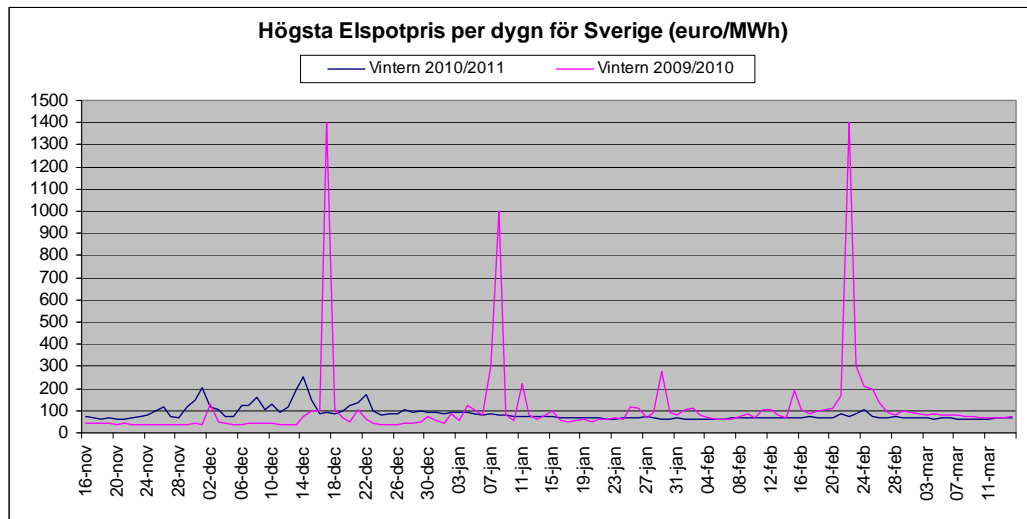
#### 4.1.2 Elpriser på Nord Pool Spot

Elpriserna på Nord Pool Spot varierade mest i början av vintern och de högsta priserna noterades under dagarna med högst elförbrukning, se figur 1 och 2. Priset i Sverige var som högst 252,35 euro/MWh den 14 december 2010 kl. 17-18. Pristopparna under vintern var dock inte i närheten av dem som noterades vintern 2009/2010. Den primära förklaringen är att tillgängligheten för kärnkraften var betydligt högre denna vinter.

Under slutet av perioden skilde sig dygnspriserna avsevärt från tidigare år. Nivåerna i vattenmagasinen var de lägsta någonsin i vissa områden av Norge och priserna mellan dag och natt skilde sig marginellt.

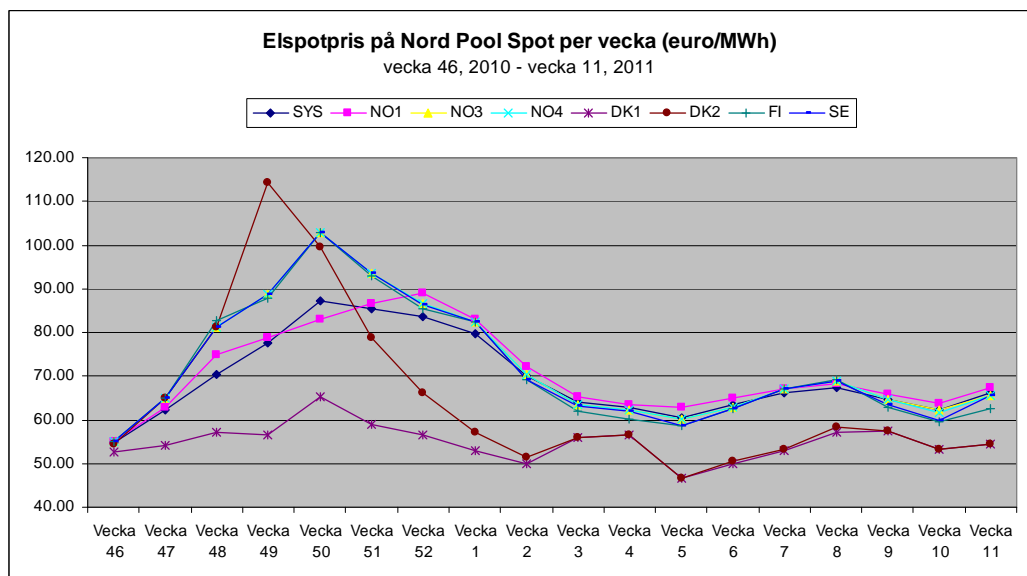
---

<sup>2</sup> Rullande innebär i detta fall att elförbrukningen för de senaste 365 dagarna adderats. Temperaturkorrigerad görs mot referenstemperatur och genom temperaturkorrigerad kan två år med olika temperaturförutsättningar jämföras.



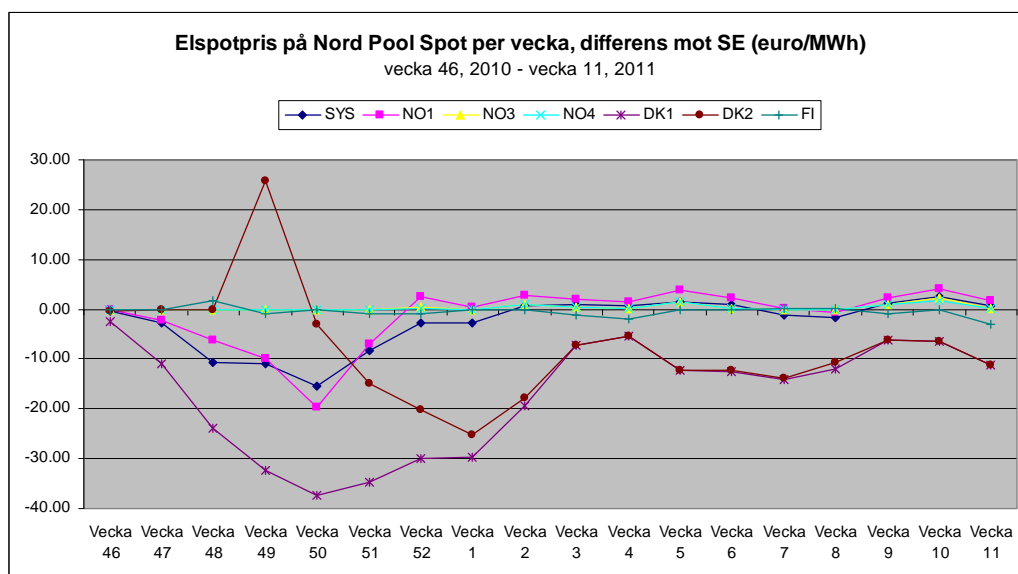
Figur 2. Högsta elpris i Sverige per dygn på Nord Pool Spot för vintern 2010/2011 och 2009/2010 (källa: Nord Pool Spot).

Elpriset per vecka var vid flest tillfällen högst i Norge (NO) om än Själland (DK2) hade den högsta enskilda noteringen. Priserna var generellt högre före än efter årsskiftet och Jylland (DK1) var det område som oftast hade lägst pris.



Figur 3. Elpris på Nord Pool Spot per vecka under perioden vecka 46 2010 till och med vecka 11 2011, där SYS motsvarar systempris (källa: Nord Pool Spot).

Priserna i förhållande till det svenska priset varierade enligt figur 4, vilket visar att det endast var Norge som generellt hade högre pris än Sverige.



Figur 4. Differens mot elpris för Sverige (SE) på Nord Pool Spot per vecka, där SYS motsvarar systempris (källa: Nord Pool Spot).

Tisdagen den 7 december 2010 kl. 17-19 blev elpriset 2 000 euro/MWh för Själland. Detta pris uppstod på grund av s.k. avkortning vilket inträffar om efterfrågan av el inte kan tillgodoses av inrapporterat utbud - det finns ingen skärningspunkt mellan köp- och säljkurvan, dvs. inget priskryss. Vid detta tillfälle var det kallt i Norden, Oskarshamn 3 var ur drift och Ringhals 1 hade ännu inte uppnått maximal produktion efter avslutat underhåll. Exportkapaciteten till bland annat Själland var reducerad på grund av hög överföring genom snitt 2. Nord Pool Spot tog kontakt med Svenska Kraftnät för att efterfråga utökad exportkapacitet till Själland för att undvika en situation med avkortning. Svenska Kraftnät kunde inte öka exportkapaciteten av driftsäkerhetsskäl och det kvarstod inga mothandelsresurser som hade minskat överföringen genom snitt 2.

Samma fråga ställdes från Nord Pool Spot inför förväntad avkortning på Själland onsdagen den 8 december kl. 17-18. Denna gång fanns mothandelsresurser varvid avkortning kunde undvikas.

Nord Pool Spot har på uppdrag av Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE, genomfört en studie som visar att även en måttligt minskad efterfrågan (måttliga volymneddragningar) hade gett signifikant påverkan på priset och därmed bekräftat vikten av att industrin, genom minskad elanvändning, deltar i prisbildningen. Mot bakgrund av bland annat detta har Svenska Kraftnät gjort en översyn av hanteringen av effektreserven. En rad förändringar, som redovisas i bilaga A, kommer att genomföras till nästa vinter.

#### 4.1.3 Elproduktion per produktionsslag i Sverige

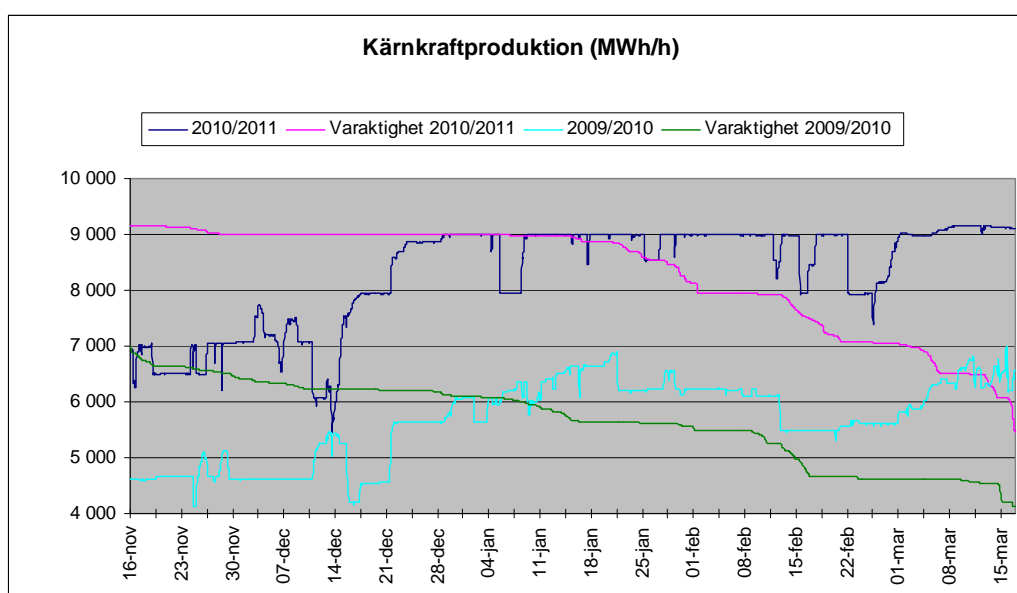
Vid årsskiftet var den installerade effekten i Sverige 35 702 MW vilket är något mindre än föregående år (35 713 MW). Fördelningen mellan produktionsslagen har ändrats, andelen vindkraft har ökat samtidigt som kategorin övrig värmekraft minskat. Kategorin övrig vär-

mekraft omfattar värmekraftverk (exklusive kärnkraft) samt reservkraft oavsett bränsleslag (dvs. kol, olja, träbränslen, sopor, etc.).

Tabell 1. Installerad effekt per produktionsslag för Sverige, stadium 2010-12-31, samt preliminär produktion för år 2010 (källa: Svensk Energi).

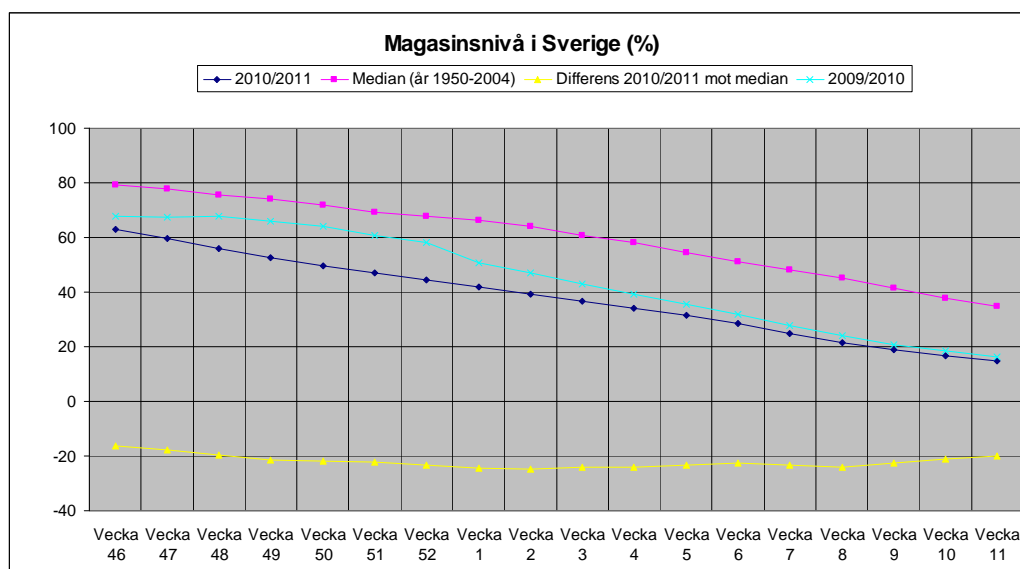
	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Övrig värmekraft	Totalt
Installerad effekt (MW)	16 201	2 163	9 151	8 187	35 702
Produktion 2010 (TWh)	66,2	3,5	55,6	19,7	145,0

Kärnkraften hade återigen utdragna årliga revisioner som sträckte sig in på vinterhalvåret samt problem och tester som reducerade produktionen. I november var tre kärnkraftblock, Oskarshamn 2 och 3 samt Ringhals 1, fortfarande ur drift på grund av årliga revisioner. Kärnkraftsproduktionen var dock betydligt högre än föregående vinter, se figur 5.

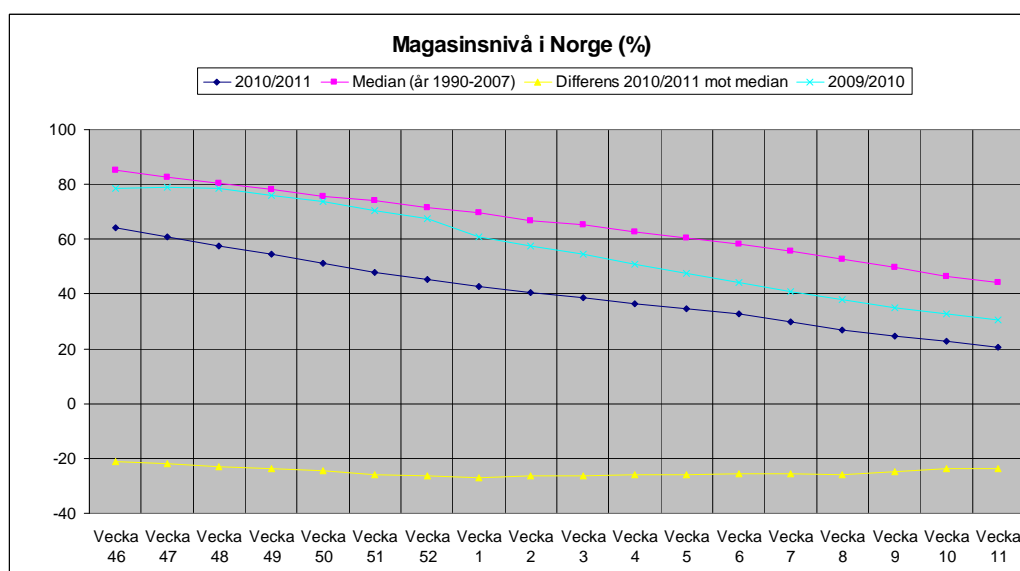


Figur 5. Timmedelvärden för den Svenska kärnkraftsproduktionen under vintern 2010/2011 och 2009/2010 (källa: Svenska Kraftnäts avräkning).

Magasinsnivåerna i såväl Sverige som Norge var mycket låga under hela vintern, se figur 6 och 7. Detta medförde särskilt problem för Norge, där historiskt låga nivåer noterades. Statnett informerade under vintern om ansträngd driftsituation med förhöjd sannolikhet för effektbrist. Mot denna bakgrund omplanerade Svenska Kraftnät och Statnett underhållsarbeten för att inte reducera överföringskapaciteten mellan länderna före vårflo den. Större delen av Norge hade en ansträngd energibalans under hela vintern.

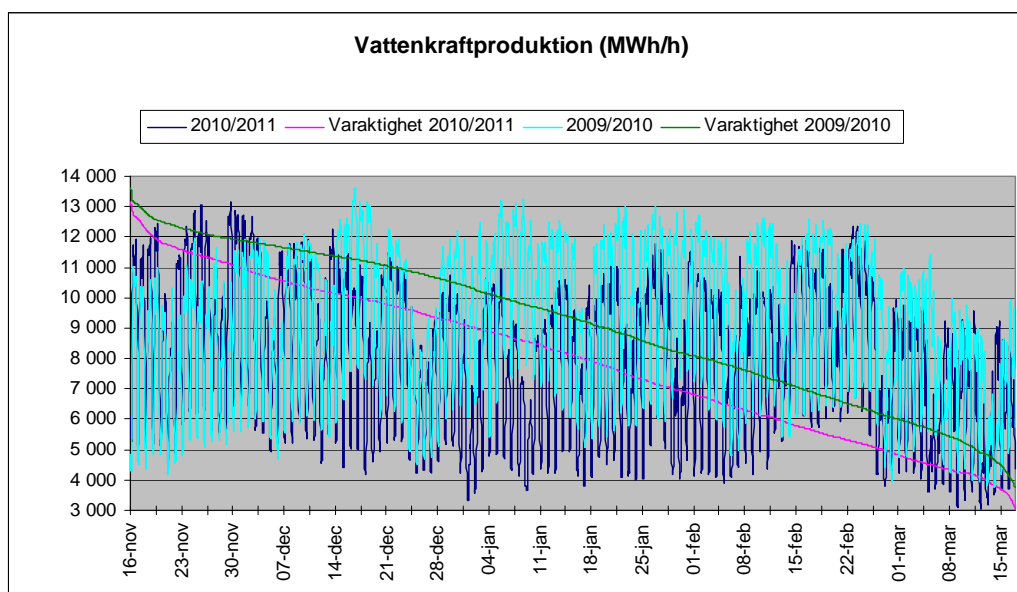


Figur 6. Sammanlagt lagrad energi i de Svenska reglermagasinen under vintern 2010/2011 och 2009/2010 (källa: Svensk Energi).



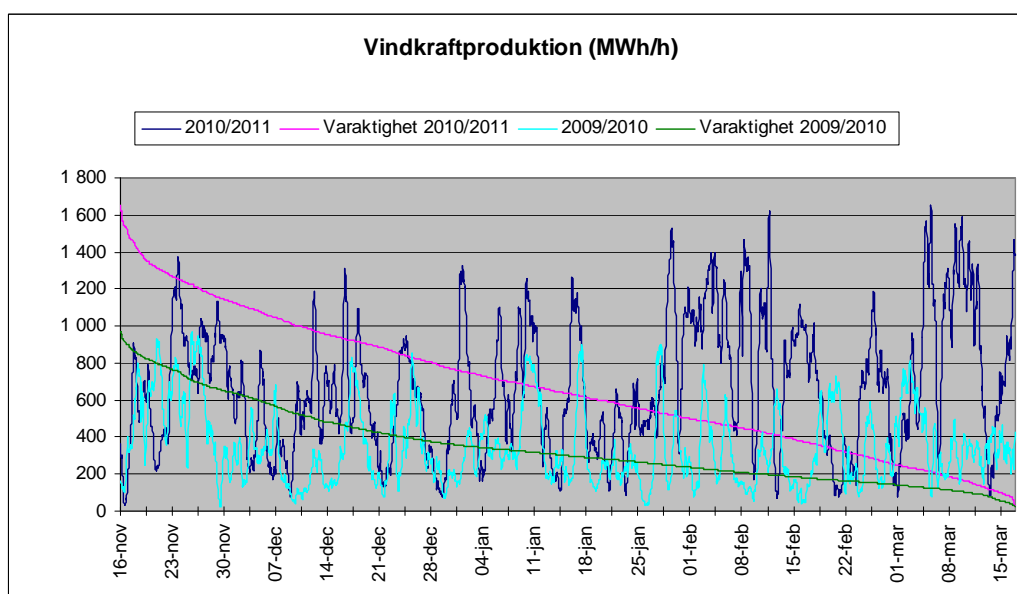
Figur 7. Sammanlagt lagrad energi i de Norska reglermagasinen under vintern 2010/2011 och 2009/2010 (källa: Norges vassdrags- og energidirektorat, NVE).

Vattenkraftproduktionen var den gångna vintern lägre än under motsvarande period 2009/2010 trots att den totalt installerade effekten var densamma, vilket förklaras av dels låga magasinsnivåer, dels högre kärnkraftsproduktion.



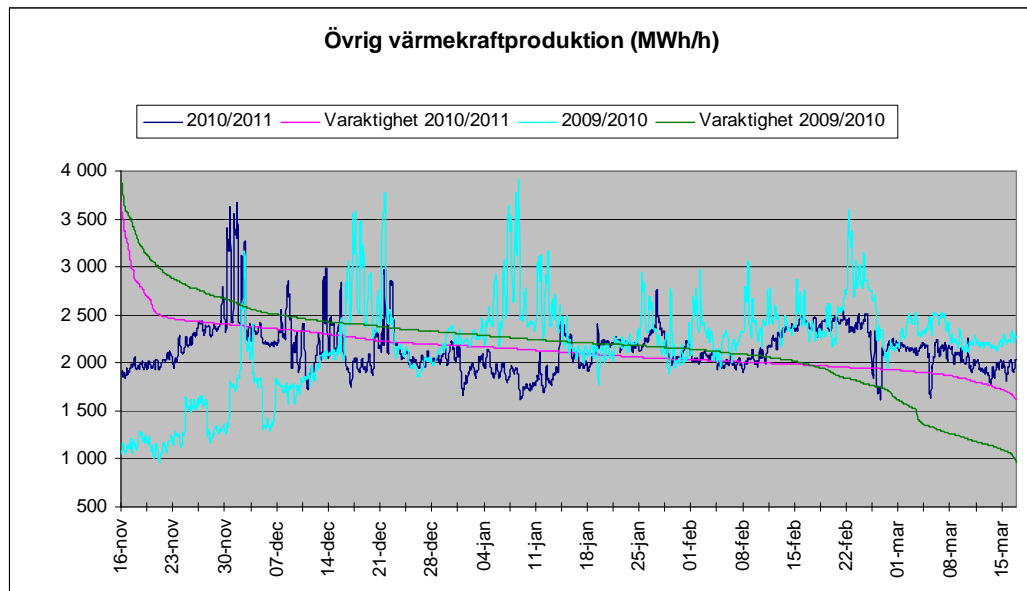
Figur 8. Timmedelvärden för den Svenska vattenkraftproduktionen under vintern 2010/2011 och 2009/2010 (källa: Svenska Kraftnäts avräkning).

Motsvarande figurer från avräkningen ger en överblick över hur vind- och övrig värmekraftproduktion varierade.



Figur 9. Timmedelvärden för den Svenska vindkraftsproduktionen under vintern 2010/2011 och 2009/2010 (källa: Svenska Kraftnäts avräkning).





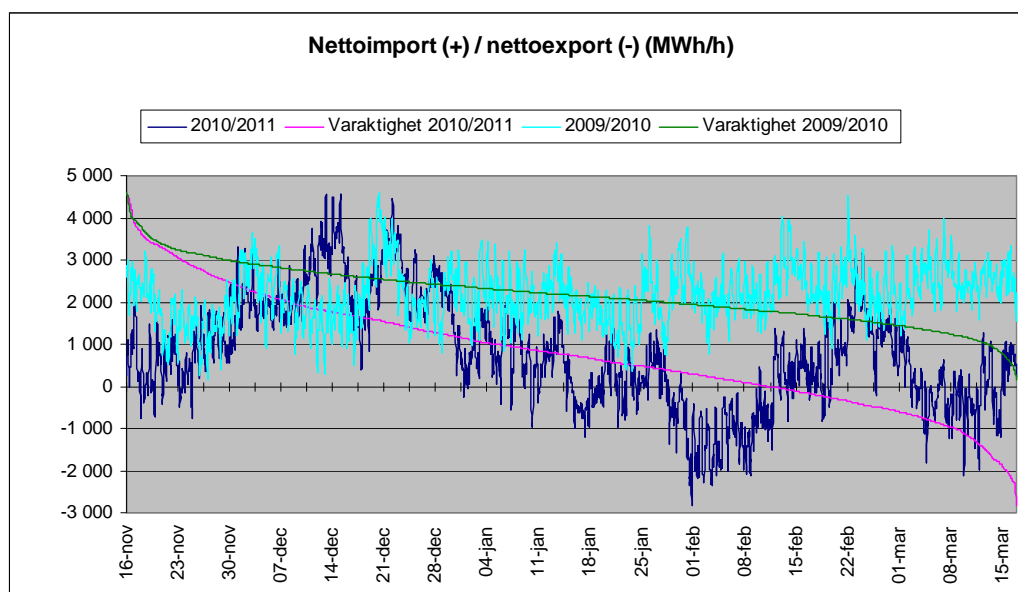
Figur 10. Timmedelvärden för kategorin övrig värmekraft i Sverige under vintern 2010/2011 och 2009/2010 (källa: Svenska Kraftnäts avräkning).

Vindkraftproduktionen den gångna vintern var högre än under föregående vinter, vilket förklaras av högre installerad effekt genom utbyggnaden av ca 600 MW vindkraft under 2010 (källa: Svensk Energi). Produktionen inom kategorin övrig värmekraft var sett över hela perioden jämförbar med föregående vinter, dvs. den totala elenergin (arean under effektkurvan) som producerats är ungefär lika.

Vindkraften producerar beroende på vindförhållanden, kärnkraften på en relativt statistisk nivå och vattenkraften mot pris och variation i elförbrukning under dygnet. Övrig värmekraft startar först vid relativt höga priser. Detta framgår också vid jämförelse av figurerna för elförbrukning och pris (figur 1 och 2) och figurerna för uppmätt produktion (figur 5, 8, 9 och 10).

#### 4.1.4 Import, export och handelskapaciteter på Elspot

Under vintern nettoimporterade Sverige under större delen av tiden. Störst var nettoimporten under december månad vilket var en period med hög elförbrukning och låg kärnkraftsproduktion. Nettoimporten var inte lika omfattande som föregående vinter.

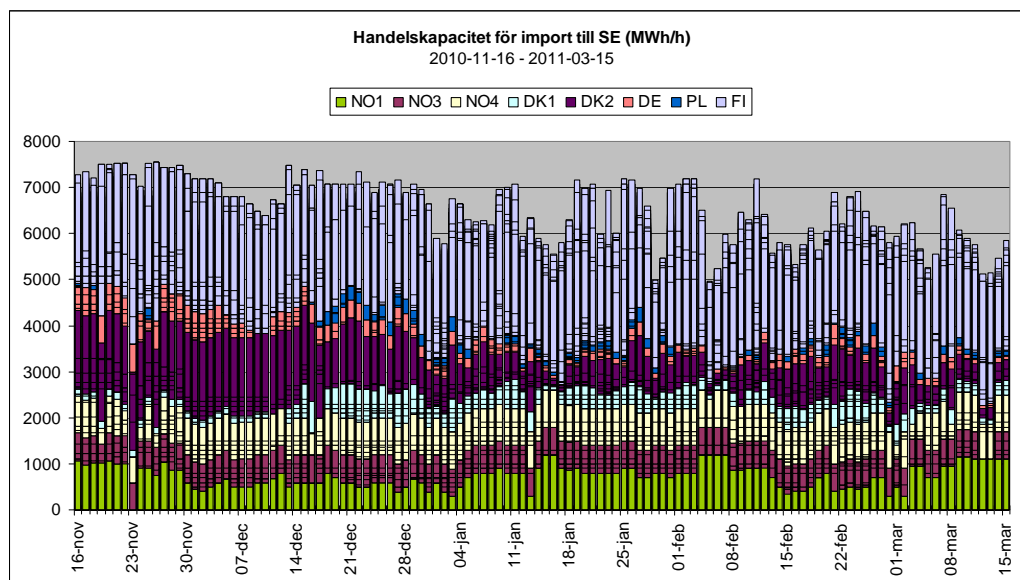


Figur 11. Timmedelvärden för nettoflödet till och från Sverige under vintern 2010/2011 och 2009/2010 (källa: Svenska Kraftnäts avräkning).

Importkapaciteten var periodvis reducerad under vintern bland annat på grund av problem med förbindelsen till Jylland (Konti-Skan), arbeten vid Hasle i Norge, begränsningar på SwePol Link på grund av underhåll i det polska nätet, transformatorhaveri i Tyskland vilket reducerade kapaciteten på Baltic Cable samt underhåll i norra Finland. Även avbrott för nödvändiga underhållsåtgärder i Sverige samt kapaciteten i västkustsnittet ledde till reduktion av importkapaciteten. Den maximala handelskapaciteten för import är totalt 8 835 MW och handelskapaciteten för import uppgick under vintern som högst till 7 540 MW på grund av olika begränsningar.

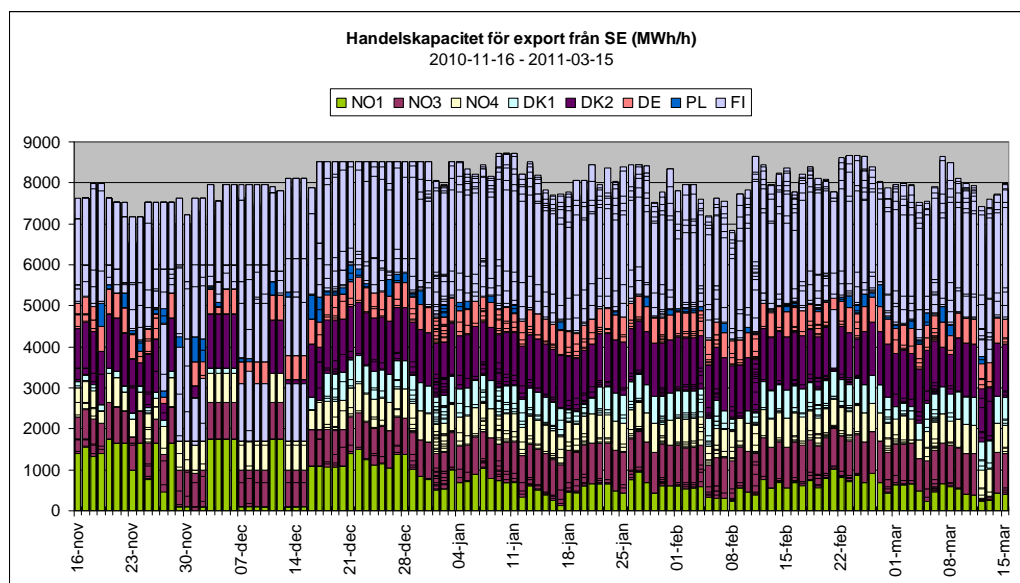
Tabell 2. Handelskapacitet för import och export till och från Sverige på Nord Pool Spot under perioden 2010-11-16 till och med 2011-03-15 angiven i MWh/h (källa: Nord Pool Spot).

	Handelskapacitet export	Handelskapacitet import
Min	2 670	3 932
Median	7 534	5 930
Medel	7 360	5 955
Max	8 715	7 540



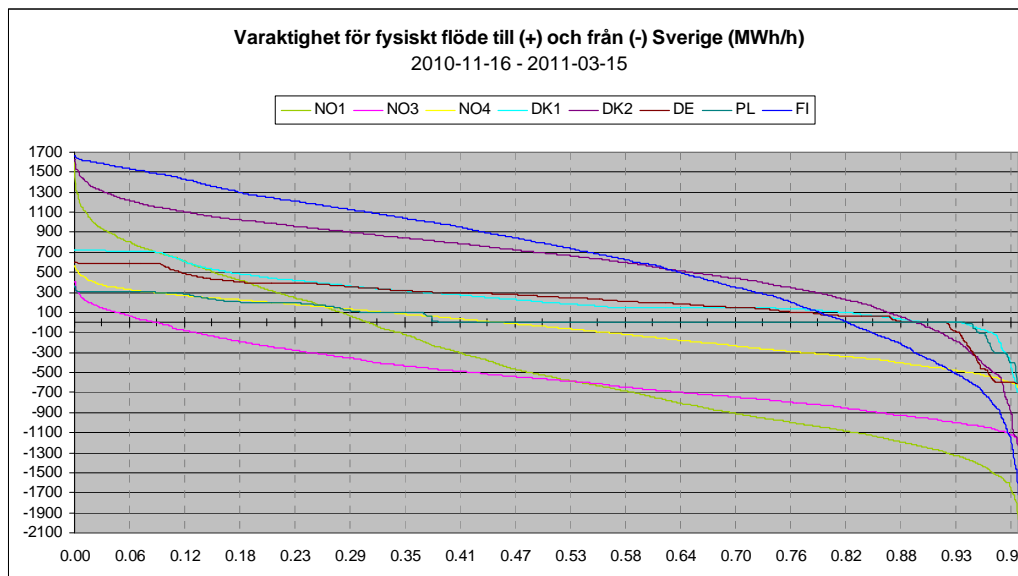
Figur 12. Handelskapacitet på Elspot för import till Sverige under perioden 2010-11-16 till och med 2011-03-15 presenterat per dygn (källa: Nord Pool Spot).

Handelskapaciteten för import var högst från Norge, Finland och Danmark vilka alla står för ungefär lika stora delar. Tyskland och Polen står för en betydligt mindre del. På motsvarande sätt har handelskapaciteten för export från Sverige varierat enligt figuren nedan.



Figur 13. Handelskapacitet på Elspot för export från Sverige under perioden 2010-11-16 till och med 2011-03-15 presenterat per dygn (källa: Nord Pool Spot).

Under perioden november 2010 till mars 2011 var det enbart Norge som nettoimporterade från Sverige. Detta förklaras av de låga magasinsnivåerna i Norge. Polen, Tyskland, Danmark och Finland stod alla för nettoexport till Sverige, se figur 14.



Figur 14. Varaktighet för fysiskt flöde till och från Sverige under perioden 2010-11-16 till och med 2011-03-15 (källa: Nord Pool Spot).

#### 4.1.5 Effektreserven

Svenska Kraftnät upphandlade inför vintern 2010/2011 en effektreserv om 1 891 (1 919) MW, där siffrorna inom parantes avser föregående upphandling. Avtalsperioden för effektreserven för vintern var 16 november 2010 till och med 15 mars 2011. Effektreserven utgjordes av 1 309 (1 286) MW produktionskapacitet och 583 (633) MW reduktion av elförbrukning.

Resultatet av upphandlingen för vintern 2010/2011, se bilaga B, publicerades via pressmeddelande på [www.svk.se](http://www.svk.se) samt [www.nordpoolspot.com/reports/Market-conditions/](http://www.nordpoolspot.com/reports/Market-conditions/). Information angående effektreserven har fortlöpande kommunicerats till marknadens aktörer på Nord Pool Spot via UMM (Urgent Market Message) vid ändring av beredskapstid samt vid start och stopp. Vid aktivering av reserven har Svenska Kraftnät anges orsak och berörda anläggningar.

Effektreserven för såväl förbruknings- som produktionsresurserna kan aktiveras på Elspot. Aktivering sker först efter alla kommersiella bud antagits och då till det priset av det högsta antagna kommersiella budet plus 0,1 euro/MWh (vilket är minsta prissteg för bud på Nord Pool Spot). Som en nedre prisgräns för aktivering av effektreserven finns ett lägsta pris angivet, ett s.k. minimipris. Om det bedöms nödvändigt kan Svenska Kraftnät aktivera resurserna på reglermarknaden efter stängning av Elspot.

Svenska Kraftnät har under vintern aktiverat effektreserven av nätskäl. Tidpunkt, anläggning och orsak för aktiveringarna framgår av redovisningen nedan.

Tabell 3. Av Svenska Kraftnät aktiverad effektreserv under vintern 2010/2011.

Från	Till	Anläggning	Orsak
2010-11-30 kl.06:00	2010-11-30 kl.21:00	Karlshamn B1	Nät
2010-11-30 kl.06:00	2010-11-30 kl.21:00	Stenungsund B4	Nät
2010-12-01 kl.06:00	2010-12-01 kl.19:30	Karlshamn B1	Nät
2010-12-01 kl.06:00	2010-12-01 kl.19:45	Stenungsund B4	Nät
2010-12-02 kl.06:00	2010-12-02 kl.19:00	Karlshamn B1	Nät
2010-12-02 kl.06:00	2010-12-02 kl.19:15	Stenungsund B4	Nät
2010-12-09 kl.07:00	2010-12-09 kl.09:00	Stenungsund B4	Nät
2010-12-13 kl.07:00	2010-12-13 kl.09:00	Stenungsund B4	Nät
2010-12-13 kl.15:00	2010-12-13 kl.20:00	Karlshamn B1	Nät
2010-12-13 kl.15:00	2010-12-13 kl.20:00	Stenungsund B4	Nät
2010-12-21 kl.13:00	2010-12-21 kl.22:00	Karlshamn B1	Nät
2010-12-22 kl.07:00	2010-12-22 kl.18:30	Karlshamn B1	Nät

I planeringsskedet för den 30 november 2010 gjordes bedömningen att Karlshamn B1 och Stenungsund B4 behövde startas, från att ha legat på 2 timmars beredskapstid, för att skapa en marginal med tillräckliga regleringsresurser. Detta kommunicerades via UMM där balansskäl angavs. I drifttimmen behövdes dessa resurser av nätskäl (snitt 2) men inte av balansskäl.

## 4.2 Kraftbalansen onsdagen den 22 december 2010 kl. 17-18

### 4.2.1 Elförbrukning, produktion, import och export

Vinterns högsta elförbrukning inträffade onsdagen den 22 december 2010 kl. 17 – 18. Under denna timme uppgick medelförbrukningen till 26 700 MW. Huvuddelen av elförsörjningen (ca 87 %) tillgodosågs av inhemsk produktion medan resterande del (ca 13 %) var import. Importen skedde främst från Danmark men en betydande del kom även från Finland, Norge och Tyskland. Importkapaciteten från Polen var begränsad till noll av det polska systemansvariga företaget. Nedan redovisas Sveriges effektbalans under denna timme<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Effektbalansen utgår från den maximala elförbrukningen som skattas enligt metoden beskriven i fotnot 1, därefter har den uppmätta importen/exporten från Svenska Kraftnäts driftstatistik avrundats till närmaste tiotal. Den differens som då uppstår mellan nettoimporten/-exporten och elförbrukningen motsvarar då den totala produktionen inom landet. För att sedan dela upp den totala produktionen per produktionsslag används den från Svenska Kraftnäts avräkning uppmätta vatten-, kärn- och vindkraftproduktionen. Dessa tre subtraheras från den totala produktionen och den rest som uppstår hänförs till kategorin övrig värmekraft. Följden av detta blir att övrig värmekraftsproduktion överskattas och vindkraftproduktionen underskattas. Däremot är vatten- och kärnkraftsproduktionen desto mer noggrann då dessa finns bättre representerade i

Tabell 4. Sveriges effektbalans onsdagen den 22 december 2010 kl. 17-18 (källa: Svenska Kraftnätets avräkning, Svenska Kraftnätets driftstatistik samt Svensk Energi).

	MW	MW	MW
<b>Produktion inom landet</b>	<b>23 310</b>		
<i>Varav vattenkraft</i>		10 900	
<i>Varav kärnkraft</i>		8 700	
<i>Varav vindkraft</i>		330	
<i>Varav övrig värmekraft</i>		3 380	
<b>Nettoimport</b>	<b>3 390</b>		
<i>Varav import från Finland (FI)</i>		720	
– <i>Via Fenno-Skan (FI)</i>			550
– <i>Via Finland Norr (FI)</i>			170
<i>Varav import från Norge (NO)</i>		810	
– <i>Via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)</i>			540
– <i>Via Nea (NO3)</i>			20
– <i>Via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)</i>			250
<i>Varav import från Danmark</i>		1 560	
– <i>Via Konti-Skan (DK1)</i>			720
– <i>Via Öresundsförbindelsen (DK2)</i>			840
<i>Varav import från Polen (PL)</i>		0	
– <i>Via SwePol Link (PL)</i>			0
<i>Varav import från Tyskland (DE)</i>		300	
– <i>Via Baltic Cable (DE)</i>			300
<b>Summa = Förbrukning inklusive nätförluster</b>	<b>26 700</b>		

Produktionen i vattenkraft var relativt låg, 10 900 MW. Den högsta vattenkraftproduktionen under vintern uppgick till 13 130 MW och 13 630 MW föregående vinter. Förklaringen till den relativt låga nivån är: låga magasin nivåer, problem med ishinder i Luleälven (som begränsade produktionen i Bodens kraftstation och i kraftstationer uppströms) och avställda aggregat. Det bör dock nämnas att alla kommersiella uppregleringsbud i reglerkraftmarknaden från vattenkraften återstod vilket visar på att produktionen från vattenkraften tekniskt sett hade kunnat vara högre.

Kärnkraftsproduktionen uppgick till 8 700 MW (ca 95 % av installerad effekt), vilket innebär att det producerades ca 450 MW mindre än maximalt. Oskarshamn 3 hade reducerad produktion på grund av problem med turbinlager. Vid förra årets förbrukningstopp producerade kärnkraften 6 070 MW.

Vid tillfället fanns 2 163 MW vindkraft installerat i Sverige. Som framgår av tabellen ovan producerades 330 MW, vilket gav en produktion på ca 15 % av maximal kapacitet. Produktionen i kategorin övrig värmekraft, 3380 MW (41 % av installerad effekt), kan jämföras med 4 820 MW under den timme med högst elförbrukning föregående vinter, vilket var den 8 januari 2010 kl. 17-18.

---

avräkningen. Import-/exportflöden från driftstatistiken kommer att avvika från planlagd handel (på både Elspot och Elbas) som finns på [www.nordpoolspot.com](http://www.nordpoolspot.com) p.g.a. bl.a. avropad reglerkraft, obalans och mätfel.

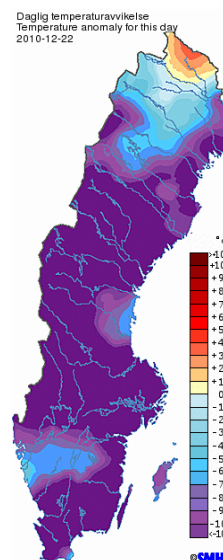
## 4.2.2 Elpris och temperatur

Områdespriserna på Elspot var vid denna timme olika. SE, NO3, NO4, DK2 och FI hade högst och gemensamt pris, medan priset var lägre i NO1, NO2, NO5 och DK1.

Tabell 5. Elpriser på Nord Pool Spot den 22 december 2010 kl. 17-18 angivna i euro/MWh (källa: Nord Pool Spot).

SE	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	DK1	DK2	FI
135,47	92,02	73,62	135,47	135,47	92,02	73,62	135,47	135,47

Temperaturerna var denna dag mycket låga, mer än 10°C lägre än normalt för detta datum (temperaturjämförelse mellan samma datum olika år) över nästan hela landet. Detta var huvudorsaken till den höga elförbrukningen. Av Sveriges totala elförbrukning 2010 var drygt 30 TWh elvärme, varav ca två tredjedelar är beroende av utomhustemperaturen (källa: Svensk Energi).



Figur 15. Daglig temperaturavvikelse från normal, baserat på statistik från 1961 till 1990, för onsdagen den 22 december 2010 (källa: SMHI).

## 4.2.3 Marginal och återstående överföringskapaciteter

För att uppskatta hur stor marginalen var under timmen med den högsta förbrukningen och om en ännu högre elförbrukning hade kunnat tillgodoses undersöks dels möjligheten för ökad import, dels återstående produktionsresurser i Sverige.

Handelskapaciteten för import till Sverige, utan hänsyn till den interna överföringskapaciteten i Sverige, var vid denna tidpunkt 6 460 MW<sup>4</sup>, se tabell 6.

---

<sup>4</sup> Den fysiska kapaciteten (TTC = Total Transmission Capacity) och handelskapaciteten (NTC = Net Transfer Capacity) mellan två områden kan dock komma att skilja sig åt eftersom det på vissa växelströmsförbindelser finns en reglermarginal (TRM = Transmission Reliability Margin) reserverad för reglerresurser av driftsäkerhetsskäl. Denna reglermarginal dras av från den fysiska kapaciteten vid bestämning av handelskapacitet, d.v.s.  $NTC = TTC - TRM$ .

Tabell 6. Tabellen visar av systemoperatörerna överenskommen handelskapacitet för import till Sverige den 22 december 2010 kl. 17-18 (källa: NOIS<sup>5</sup> och Svenska Kraftnäts driftstatistik).

	MW	MW
<b>Importkapacitet från Finland</b>	<b>1 720</b>	
<i>Varav Fenno-Skan (FI)</i>		550
<i>Varav Finland Norr (FI)</i>		1 170
<b>Importkapacitet från Norge</b>	<b>1 900</b>	
<i>Varav Hasle, Halden och Eidskog (NO1)</i>		500
<i>Varav Nea (NO3)</i>		600
<i>Varav Rössåga och Ofoten (NO4)</i>		800
<b>Importkapacitet från Danmark</b>	<b>2 440</b>	
<i>Varav Konti-Skan (DK1)</i>		740
<i>Varav Öresund (DK2)</i>		1 700
<b>Importkapacitet från Polen</b>	<b>0</b>	
<i>Varav SwePol Link (PL)</i>		0
<b>Importkapacitet från Tyskland</b>	<b>400</b>	
<i>Varav Baltic Cable (DE)</i>		400
<b>Summa:</b>	<b>6 460</b>	

Återstående importkapacitet (skillnaden mellan uppmätt flöde och importkapacitet) blir då enligt följande.

Tabell 7. Återstående importkapacitet till Sverige den 22 december 2010 kl. 17-18 (källa: NOIS och Svenska Kraftnäts driftstatistik).

	MW	MW
<b>Återstående importkapacitet från Finland</b>	<b>1 000</b>	
<i>Varav Fenno-Skan (FI)</i>		0
<i>Varav Finland Norr (FI)</i>		1 000
<b>Återstående importkapacitet från Norge</b>	<b>1 130</b>	
<i>Varav Hasle, Halden och Eidskog (NO1)</i>		-40 <sup>6</sup>
<i>Varav Nea (NO3)</i>		580
<i>Varav Rössåga och Ofoten (NO4)</i>		550
<b>Återstående importkapacitet från Danmark</b>	<b>880</b>	
<i>Varav Konti-Skan (DK1)</i>		20
<i>Varav Öresund (DK2)</i>		860
<b>Återstående importkapacitet från Polen</b>	<b>0</b>	
<i>Varav SwePol Link (PL)</i>		0
<b>Återstående importkapacitet från Tyskland</b>	<b>100</b>	
<i>Varav Baltic Cable (DE)</i>		100
<b>Summa:</b>	<b>3 110</b>	

Av redovisningen ovan framgår att det fanns ytterligare 3 110 MW överföringskapacitet för import på utlandsförbindelserna, främst från Finland, Norge och Danmark. Förutsättningarna för ökad produktion hos exporterande länder och överföringskapacitet internt i Sverige framgår dock inte. Ett ytterligare ökat importbehov, t.ex. på grund av lägre temperaturer,

<sup>5</sup> NOIS är ett datasystem för den operativa driftverksamheten och används av systemoperatörerna i Sverige, Norge, Finland och Danmark.

<sup>6</sup> Detta innebär att en del av TRM för NO1 (150 MW) nyttjades, se även fotnot 4.



innebär sannolikt ändrade förutsättningar även för exporterande länder. Återstående överföringskapaciteten i det svenska nätet framgår av tabell 8.

Tabell 8. Återstående överföringskapacitet i det Svenska stamnätet den 22 december 2010 kl. 17-18 (källa: Svenska Kraftnätets driftstatistik).

	MW	MW
<b>Snitt 1 – återstående överföringskapacitet</b>	<b>1 760</b>	
Uppmätt överföring		1 540
Överföringskapacitet (södergående riktning)		3 300
<b>Snitt 2 – återstående överföringskapacitet</b>	<b>1 280</b>	
Uppmätt överföring		6 020
Överföringskapacitet (södergående riktning)		7 300
<b>Snitt 4 – återstående överföringskapacitet</b>	<b>3 200</b>	
Uppmätt överföring		2 100
Överföringskapacitet (södergående riktning)		5 300
<b>Västkustsnittet – återstående överföringskapacitet</b>	<b>1 000</b>	
Uppmätt överföring		1 500
Överföringskapacitet (norrgående riktning)		2 500

I västkustsnittet fanns tillräcklig kapacitet för att kunna ta emot en ökad import från Tyskland, Själland och Jylland motsvarande den återstående importkapaciteten, enligt tabell 7, utan att snittet hade överbelastats. Västkustsnittet bedöms därför inte ha begränsat en ökad import vid den aktuella timmen.

Överföringskapaciteten i snitt 1 var tillräcklig för utnyttjande av den återstående importkapaciteten från norra Finland (FI) och norra Norge (NO4). Snitt 2 hade däremot kunnat bli fullt utnyttjat varvid ytterligare transitering genom snittet inte varit möjlig. Snitt 4 bedöms inte ha begränsat möjligheterna för den återstående importkapaciteten som fanns denna timme. Stamnätet hade normal driftläggning utan några avbrott på anläggningar vid denna tidpunkt och samtliga överföringskapaciteter i snitten är beräknade för att möta n-1-kriteriet, dvs. att största enskilda fel inte förorsakar allvarliga störningar i elförsörjningen.

Denna timme fanns 599 MW tillgängligt genom kommersiella uppregeringsbud i Sverige. Producenterna har dock ingen skyldighet att lämna upp- eller nedregleringsbud varför det inte kan fastställas hur mycket ytterligare produktion som fanns tillgänglig, eller tillgänglig med visst varsel. Svenska Kraftnät uppmanar däremot alla aktörer att lämna in bud för såväl upp- som nedreglering.

Av uppregeringsbuderna om totalt 599 MW var 431 MW vattenkraft, 140 MW värmekraft och 28 MW fränkoppling av förbrukning. Totalt med kommersiella bud och reserver (effektreserven och snabb störningsreserv inräknad) fanns 3 778 MW tillgängligt i Sverige och 9 669 MW i Norden. Själland låg 520 MW uppregerade denna timme och Norge 431 MW nedreglerade (källa: NOIS). Av tabellen nedan framgår fördelningen av uppregeringsresurserna.

Tabell 9. Icke aktiverade uppregeringsbud samt aktiverade nedregleringsbud den 22 december 2010 kl. 17-18, angiven i MW (källa: NOIS).

Land	Område	Kommersiella bud			Reserver (inkl. effektreserven)			Summa
		Prod.	Avk. förbr.	Totalt	Prod.	Avk. förbr.	Totalt	
Sverige	SE	571	28	599	2 597	582	3 179	3 778
	SE1	76	0	76	0	0	0	76
	SE2	108	0	108	0	0	0	108
	SE3	307	8	315	1 827	564	2 391	2 706
	SE4	80	20	100	770	18	788	888
Norge	NO	2 128	0	2 128	1 671	0	1 671	3 799
	NO1	529	0	529	210	0	210	739
	NO2	776	0	776	322	0	322	1 098
	NO3	29	0	29	692	0	692	721
	NO4	8	0	8	346	0	346	354
	NO5	786	0	786	101	0	101	887
Danmark	DK	418	0	418	196	0	196	614
	DK1	389	0	389	0	0	0	389
	DK2	29	0	29	196	0	196	225
Finland	FI	180	98	278	800	400	1 200	1 478
Summa		3 297	126	3 423	5 264	982	6 246	9 669

Bedömningen med hänsyn till återstående kommersiella bud denna timme:

- > Alla kommersiella bud från SE1-SE4, FI, NO4, NO3 och DK2 hade kunnat utnyttjas med hänsyn till överföringskapacitet, totalt 943 MW
- > Överföringskapaciteten på Stora Bält från DK1 till DK2 var fullt nyttjad vilket medförde att huvuddelen av buden från DK1 blev utestängda från Sverige, endast 20 MW hade kunnat utnyttjas från DK1
- > Buden från NO1, NO2 och NO5 hade på grund av begränsningar i det norska nätet endast kunna nyttjas för den svenska effektbalansen via förbindelsen NO1-SE vilket innebär att dessa bud var otillgängliga
- > Polen hade ingen återstående kapacitet varför bidraget var 0 MW
- > Ytterligare möjlig import från Tyskland var 100 MW beroende av tillgängliga bud (Svenska Kraftnät får inte regelbundet bud från Tyskland).

Mot ovanstående bakgrund bedöms ca 960 MW av de totala kommersiella buden ha varit tekniskt möjliga att tillgodoräkna den svenska kraftbalansen.

Om motsvarande bedömning även görs för de återstående reservbud (efter det att samtliga kommersiella bud hade aktiverats) med reservation för eventuella begränsningar i stamnätets överföringskapacitet:

- > Alla reservbud från SE1-SE4, NO4 och DK2 hade kunnat nyttjas med hänsyn till överföringskapacitet, totalt 3 721 MW
- > DK1 hade inga reservbud och från PL, NO1, NO2 och NO5 fanns ingen återstående överföringskapacitet vilket hade stängt inne buden för SE
- > Den begränsade återstående överföringskapaciteten hade stängt inne delar av reservbuderna i FI och NO3, totalt hade 1 273 MW varit tillgängliga
- > Ytterligare import från Tyskland hade maximalt kunnat bli 100 MW beroende av tillgängliga bud därifrån (Svenska Kraftnät får inte regelbundet bud från Tyskland).

Mot denna bakgrund bedöms ca 4 990 MW (exklusive Tyskland) av den totala summan reservbud ha varit tekniskt möjliga att tillgodoräkna den svenska effektbalansen om överföringskapaciteten i det svenska nätet varit tillräcklig. Som tidigare nämnts hade snitt 2 om förbrukningsökningen i Sverige norr om snitt 2 varit mindre än ca 850 MW reducerat möjligheten att aktivera alla buden i FI, NO3 och NO4. Det sämsta tänkbara från överförings-synpunkt skulle ha varit att ingen lastökning hade skett i detta område. Då hade ca 850 MW av reservbuderna inte kunnat tillgodoräknas. Det hade resulterat i att ca 4 140 MW av de totala reservbuderna hade varit tekniskt möjliga att avropa för den svenska balansen.

Det kan noteras att de kommersiella buden inte alltid har ett lägre pris än effektreservbuderna. En snabb störningsreserv motsvarande största enskilda produktionsbortfall behövs för att upprätthålla driftsäkerheten. Denna snabba störningsreserv, vid denna tidpunkt 1 200 MW, är inkluderad i reservbuderna. Den snabba störningsreserven utgörs av gasturbiner och ska kunna fasa in på nätet senast 15 minuter efter order.

## 5 Kommande vinter 2011/2012

### 5.1 Redovisningsmetod för effektbalansprognosen

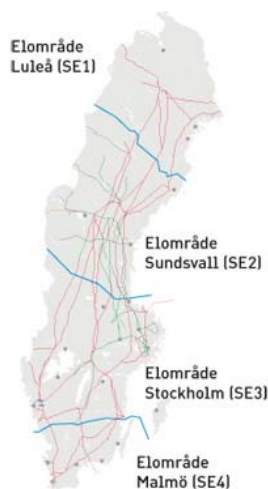
Syftet med analysen är att bedöma Sveriges kraftbalans kommande vinter under timmen med den högsta totala elförbrukningen i landet, den så kallade effektbalansen. De redovisade värdena utgör underlag för bedömning av förmågan att klara elförsörjningen även vid sträng kyla. Svenska Kraftnät redovisar två scenarier för effektbalansen, där scenario A innebär köldperioder under normala vintrar och scenario B vid en tioårsvinter.

Värdena som redovisas i rapporten består av summering av dels tillförsel, dels efterfrågan. Tillförseln är uppdelad som produktion inom landet, per elområde och produktionsslag, upphandlad effektreserv i form av förbrukningsreduktion samt import. Efterfrågan är summan av prognostiserad maximal förbrukning.

Den kommande vinterns totala förbrukning prognostiseras för timmen när förbrukningen är som högst. Prognosen baseras på analyser av förbrukningsstatistik från tidigare vintrar och förbrukningens temperaturberoende samt beräkningar med hjälpmedel för prognostisering av elförbrukning.

Den del av effektreserven som är produktionskapacitet ingår i redovisningen av effektbalansen under kondenskraft respektive gasturbiner (dvs. dessa två kategorier är inklusive effektreserv). Förbrukningsreduktion redovisas separat.

Slutligen ingår i redovisningen beräkningar och analyser av eventuella begränsningar av överföringskapaciteten i stamnätets interna snitt och utlandsförbindelser. Årets rapport innehåller även en uppdelning per elområde som införs den 1 november 2011.



Figur 16. Indelningen av Sverige i elområden efter den 1 november 2011.

Snabba störningsreserver för systemdriften ingår inte i balansen eftersom de är reserverade för att säkerställa driftsäkerheten.

## 5.2 Prognos för maximal elförbrukning

Prognosen för maximal elförbrukning avser effektens medelvärde (MWh/h) för timmen med den högsta elförbrukningen inklusive effektförluster i nätet. Prognosen baseras dels på bedömd total elförbrukning för år 2011, dels på fördelning och temperaturkänslighet för elförbrukningen per elområde. Förbrukningssidan bedöms ha blivit något mer priskänslig än tidigare.

För maximal elförbrukning vintern 2011/2012 gör Svenska Kraftnät följande prognos.

Tabell 10. Prognos för maximal elförbrukning vinter 2011/2012, angiven i MW.

	Normalvinter	Tioårsvinter
SE1	-1 600	-1 700
SE2	-3 100	-3 300
SE3	-16 900	-17 900
SE4	-4 900	-5 200
Summa:	-26 500	-28 100

Prognosen för maximal elförbrukning under vintern 2011/2012 är något lägre än prognosen för förra vintern på grund av att den rullande temperaturkorrigerade elförbrukningen per år är något lägre.

## 5.3 Förväntad produktionskapacitet

Den maximala produktionen från vattenkraftstationerna begränsas av flera faktorer. Begränsningarna utgörs av fallhöjdsförluster på grund av avsänkta magasinsnivåer, tappningsrestriktioner till exempel i samband med isläggning, avställningar för reparationer, vattendomar m.m. Större delen av den svenska vattenkraften finns installerad i älvsystem där stationerna ligger efter varandra. Hänsyn måste därför tas till att den maximala tappningen kan vara olika i stationerna. Stationer som deltar i frekvensregleringen måste dessutom kunna öka och minska sin produktion. Ytterligare en faktor som påverkar maximal elproduktion i vattenkraft är vattnets gångtid mellan kraftstationerna. Detta innebär att summan av vattenkraftverkens maximala effekter har reducerats vid bedömning av vattenkraftens bidrag till effektbalansen.

Tidigare studier har visat att maximal sammanlagd vattenkraftproduktion är ca 13 700 MW och denna bedömning görs även för 2011.

Den totalt installerade effekten i kärnkraft vid årsskiftet 2011/2012 förväntas vara 9 351 MW. Oskarshamn 3 har däremot meddelat via UMM på Nord Pool Spot att produktionen under kommande vinter kommer att ligga på 1 200 +/- 50 MW eftersom full produktion, 1 400 MW, inte kan nås innan nödvändiga mätningar genomförts i samband med årsrevisionen 2012. Svenska Kraftnät bedömer mot denna bakgrund att den maximala produktionen för kommande vinter är 9 151 MW, vilket med en effekttillgänglighet på 90 procent motsvarar 8 236 MW. Oskarshamn 3 förväntas utgöra största produktionsenhet och dimensionerande för erforderliga snabba störningsreserver.

Inom vindkraft förväntas den totalt installerade effekten öka med ca 700 MW från årsskiftet 2010/2011 till 2011/2012 (källa: Svensk Vindenergi). Denna uppgift innehåller ingen fördelning per elområde varför antagandet görs att de tillkommer enligt den fördelning som gällde vid årsskiftet 2010/2011. En effekttillgänglighet på 6 procent antas, vilket ger en tillgänglig effekt på 172 MW.

Vid bedömningen av tillgänglig produktionskapacitet hos mottryck förutsätts att anläggningarna drivs med det bränsle som normalt används. Detta innebär en reduktion med ca 15 procent av maximal effekt till nätet i och med att verkningsgraden för anläggningen är beroende av bränsletyp. Tillgängligheten för denna effekt bedömer Svenska Kraftnät vara 90 procent. Prognosen för den tillgängliga effekten i mottryck blir 3 682 MW.

Tillgänglig produktionskapacitet i kondenskraft bedöms bli 1 621 MW då en tillgänglighet på 90 procent tillämpas.

De gasturbiner som förväntas vara tillgängliga för marknaden, efter avdrag om 1 200 MW reserverad för snabb störningsreserv, har en sammanlagd nettoeffekt på 408 MW. Gasturbinerna antas även de ha en tillgänglighet på 90 procent vilket motsvarar 367 MW.

Nedan summeras en prognos för totalt installerad effekt, samt förväntad tillgänglig effekt enligt ovanstående resonemang, per produktionsslag och elområde.

Tabell 11. Prognos för installerad effekt per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2011/2012, angiven i MW och avrundad till närmsta heltal. Anläggningar som bedöms vara i malpåse är exkluderade (källa: Svensk Energi, Svensk Vindenergi, Nord Pool Spot).

	Kärnkraft	Vattenkraft	Vindkraft	Gasturbiner	Kondens	Mottryck	Summa
SE1	0	5 255	165	0	0	282	5 702
SE2	0	8 013	536	0	0	498	9 046
SE3	9 351	2 587	1 268	1 031	796	2 811	17 843
SE4	0	346	893	577	1 005	1 222	4 044
<b>Summa</b>	<b>9 351</b>	<b>16 201</b>	<b>2 862</b>	<b>1 608</b>	<b>1 801</b>	<b>4 813</b>	<b>36 635</b>

Tabell 12. Prognos för tillgänglig effekt per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2011/2012, angiven i MW och avrundad till närmsta heltal.

	Kärnkraft	Vattenkraft	Vindkraft	Gasturbiner	Kondens	Mottryck	Summa
SE1	0	4 444	10	0	0	216	4 670
SE2	0	6 776	32	0	0	381	7 188
SE3	8 236	2 187	76	27	716	2 150	13 393
SE4	0	293	54	339	905	935	2 525
<b>Summa</b>	<b>8 236</b>	<b>13 700</b>	<b>172</b>	<b>367</b>	<b>1 621</b>	<b>3 682</b>	<b>27 777</b>

## 5.4 Upphandling av effektreserv 2011/2012

Vintern 2011/2012 kommer effektreserven att utgöras av 362 MW förbrukningsreduktion och 1 364 MW produktion. Totalt blir effektreserven 1 762 MW. För vilka anläggningar som ingår i effektreserven 2011/2012 hänvisas till bilaga C.

## 5.5 Prognos för importbehov vid normal- och tioårsvinter

För att bedöma behovet av import till respektive elområde ställs prognostiserad förbrukning mot förväntad tillgänglig effekt. Detta visar behovet av överföring till elområde SE3 och SE4 för att tillgodose dess respektive förväntade elförbrukning. För Sverige som helhet väntas inget behov av nettoimport vid en normalvinter, men däremot vid en tioårsvinter.

Tabell 13. Förväntat behov av nettoimport per elområde vid normal- respektive tioårsvinter angiven i MWh/h.

	Tillgänglig produktion	Elförbrukning		Balans/ behov av nettoimport	
		Normal- vinter	Tioårs- vinter	Normal- vinter	Tioårs- vinter
SE1	4 670	-1 600	-1 700	3 070	2 970
SE2	7 188	-3 100	-3 300	4 088	3 888
SE3	13 393	-16 900	-17 900	-3 507	-4 507
SE4	2 525	-4 900	-5 200	-2 375	-2 675
Summa	27 776	-26 500	-28 100	1 277	-323

## 5.6 Överföringskapacitet i stamnätet och på utlandsförbindelserna

Maximala handelskapaciteter (NTC) under vintern för import till Sverige bedöms uppgå till 7 235 MW efter att Fenno-Skan 2 tagits i kommersiell drift i slutet av året. Denna förbindelse höjer därmed kapaciteten i båda riktningar mellan Finland (FI) och elområde SE3 med 800 MW. I övrigt väntas vissa stationsförnyelser och diverse underhållsarbeten vara färdiga före vintern. Dessa höjer dock inte överföringskapaciteten mellan elområdena.

Tabell 14. Förväntad maximal handelskapacitet för import till Sverige från angränsande elområden vid vintern 2011/2012, angiven i MWh/h (källa: Nord Pool Spot).

Från\Till	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
SE1		3 300			
SE2	3 300		7 300		
SE3		7 300		5 300	
SE4			2 000		
FI	1 100		1 350		
NO4	600	250			850
NO3		600			600
NO1			2 145		2 145
DK1			740		740
DK2				1 700	1 700
DE				600	600
PL				600	600
<b>Summa:</b>	<b>5 000</b>	<b>11 450</b>	<b>13 535</b>	<b>8 200</b>	<b>7 235</b>

Överföringskapaciteten i västkustsnittet, som ligger i elområde SE3, är begränsad till 2 500 MW i norrgående riktning. Överföringen i snittet ökas genom import från Danmark (DK1, DK2), Tyskland (DE) och Polen (PL) samt vid export till södra Norge (NO1). Överföringen påverkas även av elförbrukningen och produktionen i närområdet samt aktuell nättopologi.

Varken västkustsnittet eller snitt 1 respektive 4 bedöms bli fullt utnyttjade när elförbrukningen är som högst. Däremot kan snitt 2, vilken efter 1 november 2010 avgränsar elområde SE2 och SE3, komma att bli fullt utnyttjat beroende på utbyte mot grannländerna (nettoimport norr om snitt 2 och nettoexport söder om snitt 2).

Möjlig import begränsas i första hand av kraftbalansen i grannländerna, det vill säga om det inte finns något produktionsöverskott i förhållande till elförbrukningen i respektive grannland. Under vissa tider kan näten vara begränsande.

Vid normala vintertemperaturer kan viss import från Norge, Danmark och Finland förväntas. Från Tyskland antas ingen möjlighet till import och Polen bedöms inte heller kunna stötta Sverige med import vid en tid av hög elförbrukning.

## 5.7 Kommentarer till effektbalansen vintern 2011/2012

Prognosen för den svenska kraftbalansen vid den kommande vinterns effekttoppar är i en jämförbar nivå med prognosen som gjordes i förra årets rapport för vintern 2010/2011. Då var det förväntade tillgängliga produktionsöverskottet i Sverige 1 555 MW vid en normalvinter och 55 MW vid en tioårsvinter. Motsvarande siffror för vintern 2011/2012 blir ca 300 och 400 MW lägre, 1 277 MW respektive -323 MW. Denna redovisning är inklusive den del av effektreserven som består av produktionsresurser men exklusive den del som utgörs av förbrukningsreduktion (362 MW).



Vid såväl normal- som tioårsvinter förväntas ett produktionsöverskott i elområde SE1 och SE2 medan underskott är att vänta i SE3 och SE4. Vidare väntas Sverige att vara i behov av nettoimport.

Stamnätets överföringskapacitet är tillräcklig för överföring till förbrukarna i de olika elområdena även under de lägsta antagna temperaturförhållandena under förutsättning att stamnätet och utlandsförbindelserna är intakta.

Möjligheterna till import, med avseende på överföringskapacitet, kommer att öka tack vare den nya förbindelsen mellan Sverige och Finland, Fenno-Skan 2. Kraftbalansen i grannländerna medför dock att möjligheterna till import minskar något om det blir en extremt kall vinter.

De två scenarier som redovisats visar att det finns marginaler för elmarknaden att komma i balans både vid en normal vinter och vid en s.k. tioårsvinter. För tioårsvintern förutsätts dock viss import för att tillförseln ska möta efterfrågan.

# Bilaga A – Översyn av upphandling och hantering av effektreserven

## A.1 Bakgrund

Svenska Kraftnät har enligt lagen om effektreserv ett ansvar för att en effektreserv om högst 2 000 MW finns tillgänglig. Effektreserven ska skapas genom att Svenska Kraftnät ingår avtal med dels elproducenter för att ställa ytterligare produktionskapacitet till förfogande, dels elanvändare och elleverantörer för en minskad elförbrukning. Effektreserven ska vara ett komplement till den övriga produktionskapacitet som finns på elmarknaden.

Effektreserven upphandlas årligen för tiden fr.o.m. den 16 november t.o.m. den 15 mars. Effektreserven finansieras genom de balansansvariga företagen, utan geografisk differentiering.

Det är av stor vikt för elmarknadens funktionssätt hur de upphandlade resurserna aktiveras. Målet är att effektreservens marknadspåverkan ska vara så liten som möjligt. Den hittillsvarande ordningen har varit att såväl förbruknings- som produktionsresurserna aktiveras på Elspot, utan att vara med i prisbildningen. Detta innebär att effektreserven har aktiverats först efter att alla kommersiella bud antagits och då till priset av det högsta kommersiella budet. Om resurserna inte aktiverats på Elspot finns de istället aktiverbara på reglerkraftmarknaden men först efter att alla kommersiella bud har avropats.

Vissa erfarenheter bör dras av de pristoppar och den aktivering som skedde av effektreserven under vintern 2009/2010. Då var det vid flera tillfällen mycket höga priser på Elspot och även små budvolymerna fick stor inverkan på elpriset. Svenska Kraftnät och elbörsen Nord Pool Spot konstaterade därför att det var negativt att en så pass stor volym som effektreserven representerar undanhölls från prisbildningen.

Inför kommande vintrar råder något ändrade förutsättningar för effektreserven. Den centralt upphandlade reserven ska successivt fasas ut till 2020. Vidare kan Svenska Kraftnät ingå avtal även med elleverantörer och inte enbart med elproducenter och elförbrukare. Slutligen ska andelen elproduktion minska och andelen förbrukningsreduktion öka över tiden för att så småningom utgöra hela effektreserven.

Sveriges indelning i fyra elområden innebär också en ny förutsättning.

Mot denna bakgrund har en översyn av hanteringen av effektreserven genomförts. Syftet med översynen har varit att åstadkomma en ordning som uppfyller lagens krav men samtidigt på ett bättre och mer effektivt sätt möter de nya förutsättningarna och säkerställer att resurser inte riskerar att utestängas från prisbildningen på Elspot. Effektreserven ska upphandlas och aktiveras på ett kostnadseffektivt och konkurrensneutralt sätt som stör marknadens funktion så lite som möjligt och som resulterar i en tillfredsställande driftsäkerhet under vinterperioden.

Principerna omfattar ansvarsfördelning, regler och rutiner för upphandling och aktivering av produktions- och förbrukningsresurser.

## A.2 Förbrukningsreduktionsresurser

Upphandlingen av förbrukningsreduktionerna ska omfatta budgivning till reglerkraftmarknaden. Hanteringen av förbrukningsreduktionsresurserna ska till skillnad från tidigare även tillåta att en anläggningsägare själv får lämna bud till Elspot. Om resursen inte blir aktiverad på Elspot finns den kvar till reglerkraftmarknadens förfogande. Genom att resurserna finns tillgängliga som bud på Elspot deltar dessa i prisbildningen, vilket skiljer sig från dagens hantering.

Från effektbalanssynpunkt har det ingen betydelse på vilken marknad som förbrukningsresursen aktiveras, eftersom resursen gör lika stor nytta för effektbalansen oavsett om den aktiveras i Elspot eller på reglerkraftmarknaden.

### Resursägarens åtaganden

Resursägare som vill ingå avtal om förbrukningsreduktion ska i anbudet ange sina anspråk på administrativ ersättning per MW för de åtaganden som görs. Resursägaren ska genom avtal om förbrukningsreduktion åta sig

- > att lämna reglerbud till reglerkraftmarknaden för alla timmar som resursen är tillgänglig under avtalsperioden
- > att löpande rapportera till Svenska Kraftnät om resursen inte är tillgänglig

att själv prissätta bud till reglerkraftmarknaden, varvid budpriset ska vara baserat på rörlig kostnad med visst vinstpåslag.

Giltig orsak för att inte ha reserven tillgänglig och för att inte lämna bud till reglerkraftmarknaden är direkta driftstörningar i anläggningen eller att resursen redan har aktiverats på Elspotmarknaden.

### Villkor för aktivering och ersättning

Reduktionsresurserna ska aktiveras på reglerkraftmarknaden i prisordning efter det att alla kommersiella bud har tagits i anspråk.

Resursägaren får ersättning för aktivering av sitt bud med det pris som fastställs på reglerkraftmarknaden. Resursägaren garanteras alltid en timmes ersättning enligt dennes budpris, även om aktiveringstiden understiger en timme. Ingen administrativ ersättning utgår om resursen har varit otillgänglig för reglerkraftmarknaden, dvs. har avropats på Elspot eller varit otillgänglig p.g.a. driftstörning.

### Elområden

Svenska Kraftnät avvaktar erfarenheterna från indelningen av Sverige i elområden innan någon förändring övervägs i den geografiska prioritering av effektreservens reduktionsresurser som idag görs.

## A.3 Produktionsresurser

Upphandlingen av produktionsresurser ska även fortsättningsvis innebära att Svenska Kraftnät får full dispositionsrätt till de upphandlade produktionsanläggningarna. Aktivering av dessa resurser på Elspot- eller reglerkraftmarknaden ska alltså ske i Svenska Kraftnäts regi på samma sätt som gällt hittills.

Svenska Kraftnät bedömer det inte lämpligt att ge dem med kontrakt på produktion samma möjlighet som dem med kontrakt på förbrukningsreduktion att själva bjuda in resursen på Elspot. I analogi med vad som gäller på förbrukningssidan kan det hävdas att det vore bra för elmarknadens funktionssätt om också produktionsresurser kunde komma marknaden till godo i ett så tidigt skede som möjligt. Svenska Kraftnät anser dock att det finns en grundläggande skillnad mellan produktions- och reduktionsresurser, som har betydelse för den marknadspåverkan som kan uppkomma. Produktionsresurserna skulle sannolikt inte finnas tillgängliga utan stöd från Svenska Kraftnäts upphandling medan förbruknings-resurserna alltid finns tillgängliga så länge som resursägaren förbrukar el i sin industriella process. Svenska Kraftnät anser därför att produktions- och reduktionsresurser bör hanteras olika.

Den föreslagna ordningen grundar sig på riktlinjer för hantering av effektreserv som de nordiska systemansvariga stamnätsföretagen gemensamt tagit fram och som Svenska Kraftnät enligt regleringsbrev har att följa.

### Resursägarens åtaganden

Ägare till produktionsresurser som vill ingå avtal om att delta i effektreserven ska i anbudet ange sina anspråk på dels fast ersättning för att hålla resursen tillgänglig för Svenska Kraftnät, dels rörlig ersättning vid aktivering av reserven.

### Villkor för aktivering och ersättning

Produktionsresurserna som ingår i effektreserven aktiveras på Elspotmarknaden först efter det att en avkortningssituation har konstaterats. Resursen prissätts då till det högsta kommersiella budet med ett påslag på 0,1 euro/MWh.

Aktivering på reglerkraftmarknaden sker i prisordning först efter det att alla kommersiella bud har tagits i anspråk. Resursen prissätts till rörlig kostnad enligt anbud.

Ersättning till resursägaren vid aktivering är alltid rörlig kostnad enligt anbud.

### Elområden

Svenska Kraftnät kommer inte som tidigare att vid utvärderingen av produktionsanbuderna prioritera de bud kopplade till anläggningar som är belägna i södra Sverige. Motivet för detta är att undvika att Svenska Kraftnät genom att binda upp produktionsresurser i avtal undandrar dem från marknaden med åtföljande ökad risk för avkortning i området.

# Bilaga B – Upphandling av effektreserv 2010/2011

Tabell 15. Effektreserven upphandlad av Svenska Kraftnät mellan 2010-11-16 – 2011-03-15.

Ägare	Enhet	Effekt [MW]	Grundberedskapstid [h]
<b>Produktion</b>			
E.ON. Värmekraft Sverige AB	Brävalla	220	16
Karlshamn Kraft AB	Karlshamn B1	330	16
Korsnäs AB	Korsnäs	120	16
Mälarenergi AB	Aros B3	243	16
Vattenfall AB, Heat Nordic	Slite	100	0,25
Vattenfall AB, Heat Nordic	Stenungsund B4	260	16
Vattenfall AB, Heat Nordic	Visby	36	16
<b>Summa produktion</b>		<b>1309</b>	
<b>Lastreduktion</b>			
AV Reserveffekt AB		70,4	0,25
Befesa ScanDust AB		18,5	0,25
Göteborg Energi AB	Rya	48	0,25
Göteborg Energi AB		25,8	0,25
Holmen AB		215	0,25
INEOS Sverige AB		30	0,25
Rottneros Bruk AB		25	0,25
Stora Enso AB		150	0,25
<b>Summa lastreduktion</b>		<b>582,7</b>	
<b>Summa total</b>		<b>1 891,7</b>	

# Bilaga C – Upphandling av effektreserv 2011/2012

Tabell 16. Effektreserven upphandlad av Svenska Kraftnät för tiden 2011-11-16 – 2012-03-15.

<b>Anläggning</b>	<b>Elområde</b>	<b>Effekt [MW]</b>
<b>Produktion</b>		
Forsmark Gunnarsbo	SE3	38
Karlshamn B1	SE4	120
Karlshamn B2	SE4	330
Mälarenergi	SE3	220
Slite	SE3	100
Stenungsund B3	SE3	260
Stenungsund B4	SE3	260
Visby	SE3	36
<b>Summa produktion</b>		<b>1 364</b>
<b>Lastreduktion</b>		
AV Reserveffekt 1	SE4	10
AV Reserveffekt 2	SE3	20
AV Reserveffekt 3	SE3	16
Göteborg Energi	SE3	24
Höganäs	SE3	25
INEOS	SE3	30
Rottneros	SE3	27
Stora Enso <sup>7</sup>	SE3, SE4	210
<b>Summa lastreduktion</b>		<b>362</b>
<b>Summa total</b>		<b>1 726</b>

<sup>7</sup> Totalt 17 bud. Några ligger i elområde SE3 och några i SE4.