SVENSKA KRAFTNÄT

2014-06-24 2014/1207

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2013/2014 och 2014/2015

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. Begreppet kraftbalans avser i det här sammanhanget landets energibalans under timmen med vinterns högsta elförbrukning.

Den gångna vintern var mild med få kalla perioder. Särskilt i februari var temperaturen ovanligt hög. Sammantaget ledde detta till en för årstiden låg efterfrågan på el och modesta priser på den nordiska elbörsen. Vinterns högsta förbrukning, den 13 januari, uppgick till 24 760 MW, vilket var 2 000 MW (!) lägre än vintern 2012/2013.

Vattenkraften producerade mindre än normalt under föregående år. Trots det nettoexporterade Sverige 10 TWh under kalenderåret 2013, delvis som resultat av att både vindkraften och kärnkraftverket i Forsmark slog nya produktionsrekord. Effektreserven behövde aldrig aktiveras.

I början av december drog stormen Sven in över Sverige och orsakade obalanser och frånkopplingar av nät- och produktionsanläggningar. En vecka senare slog stormen Ivar till i norra Sverige.

Prognosen för kommande vinter innebär ett överskott även vid en s.k. tioårsvinter. Trots att reaktor O2 i Simpevarp kommer att vara avställd ytterligare en hel vinter förbättras marginalen med nära 1 400 MW jämfört med 2013/2014. Inga kända underhållsarbeten i nätet kommer att påverka importförmågan.

Sundbyberg den 24 juni 2014

Mikael Odenberg
generaldirektör

Innehåll

Förord ... 3

Innehåll ... 5

1 Uppdraget ... 7

2 Uppföljning av vintern 2013/2014 ... 9

2.1 Elförbrukning ... 9
2.2 Väder ... 10
2.2.1 Allmänt ... 10
2.2.2 Stormen Sven ... 12
2.3 Elpriser ... 12
2.4 Elproduktion i Sverige ... 13
2.4.1 Installerad effekt ... 13
2.4.2 Elproduktion per produktionsslag ... 14
2.5 Import, export och handelskapaciteter ... 16
2.6 Effektreserven ... 19
2.7 Informationsinsatser ... 20

3 Kraftbalansen den 13 januari kl. 16-17 ... 21

3.1 Marginaler och tillgängliga överföringskapaciteter ... 24

4 Den kommande vintern 2014/2015 ... 29

4.1 Redovisningsmetod för effektbalansprognosen ... 29
4.2 Prognos för den maximala elförbrukningen ... 29
4.3 Förväntad produktionskapacitet ... 30
4.4 Prognos för importbehovet ... 32
4.5 Överföringskapaciteten ... 34
4.6 Effektreserven 2014/2015 ... 35

Effektreserven 2013/2014 ... 37

Effektreserven 2014/2015 ... 39

1 Uppdraget

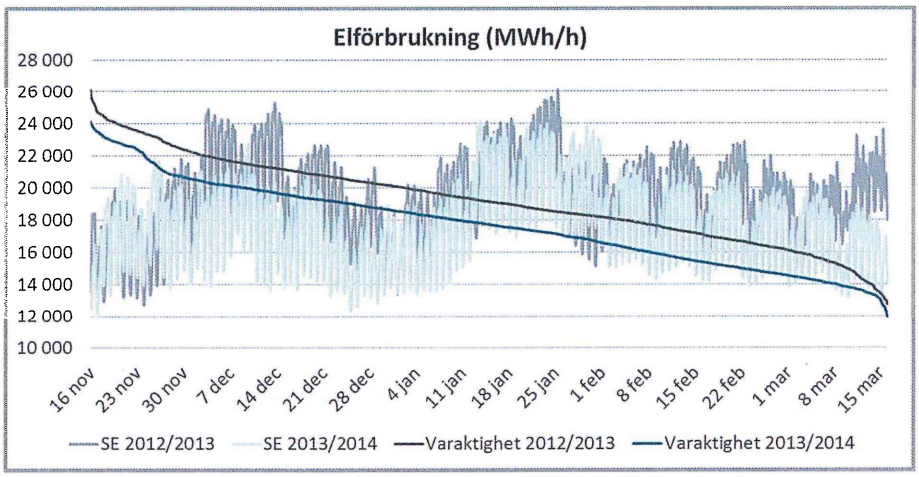
Enligt 3 § förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät ska affärsverket senast den 1 juli varje år i en särskild rapport till regeringen redovisa hur kraftbalansen under den senaste vintern har upprätthållits, en prognos för kraftbalansen under den kommande vintern och vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen.

I regleringsbrevet för 2014 under mål och återrapporteringskrav rörande elmarknaden anges också att Svenska kraftnät ska verka för att relevanta åtgärder vidtas för att säkerställa att Sverige har en god effekttillgång och att risken för effektbrist minskas.

2 Uppföljning av vintern 2013/2014

2.1 Elförbrukning

Vinterns högsta elförbrukning blev 24 760 MW och inträffade måndagen den 13 januari kl. 16 – 17. Det innebar att effekttoppen var 2 000 MW lägre än den högsta elförbrukningen vintern 2012/2013. Inför vintern 2013/2014 var prognosen för maximal elförbrukning i timmen med högst last 26 200 MW vid en normalvinter och 27 700 MW vid en tioårsvinter. Sveriges hittills högsta notering är 27 000 MW och inträffade den 5 februari 2001.



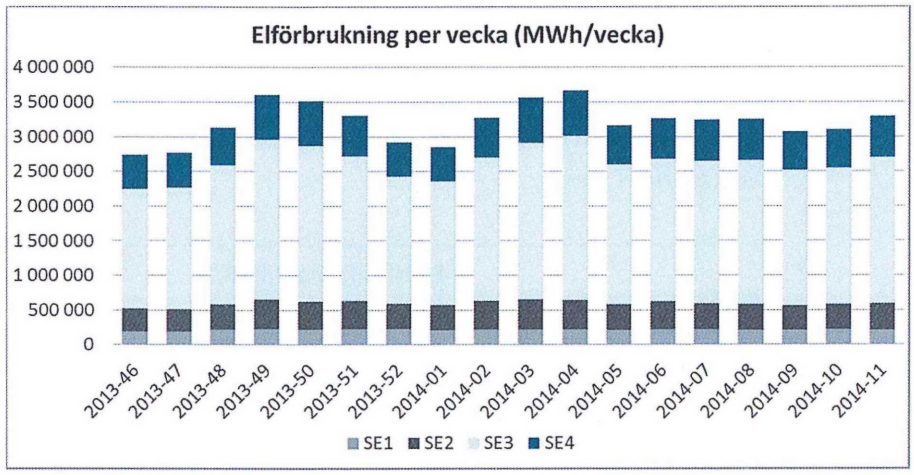
Figur 1. Timmedelvärden för elförbrukningen i Sverige vintrarna 2012/2013 och 2013/2014[1]. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

Figur 1 visar elförbrukningen i Sverige de senaste två vintrarna. Den totala elförbrukningen 2013 uppgick till 139,5 TWh inkl. överföringsförluster, vilket var en minskning med 2,4 procent jämfört med 2012. Orsaken var milt väder och lågkonjunktur för pappers- och massaindustrin, som är den överlägset största industribranschen i Sverige sett till elförbrukning. Den temperaturkorrigerade elförbrukningen 2013 blev 140,6 TWh[2], en minskning med 3 TWh jämfört med 2011 och 2012.

[1] Elförbrukningen som presenteras i figuren baseras på information från Svenska kraftnäts avräkning och innefattar endast koncessionspliktigt nät. Det innebär att i de delar av elnätet där elproduktionen och elförbrukningen inte mäts separat får avräkningen endast ett netto av flödet till och från dessa punkter. Följden blir att total elproduktion och elförbrukning underskattas. Med hjälp av Svensk Energis veckovärden över producerad energi kan den verkliga elförbrukningen per timme skattas. Den högsta elförbrukningen för vintern, 24 760 MW, är en sådan skattning.

[2] Källa: Svensk Energi "Elåret 2013", www.svenskenergi.se

Figur 2 visar hur elförbrukningen i Sverige har varierat per vecka under vintern. Timmen med den högsta förbrukningen inträffade i vecka 3 men elförbrukningen per vecka var större i vecka 4.



Figur 2. Elförbrukningen i de svenska elområdena vintern 2013/2014[3]. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

2.2 Väder

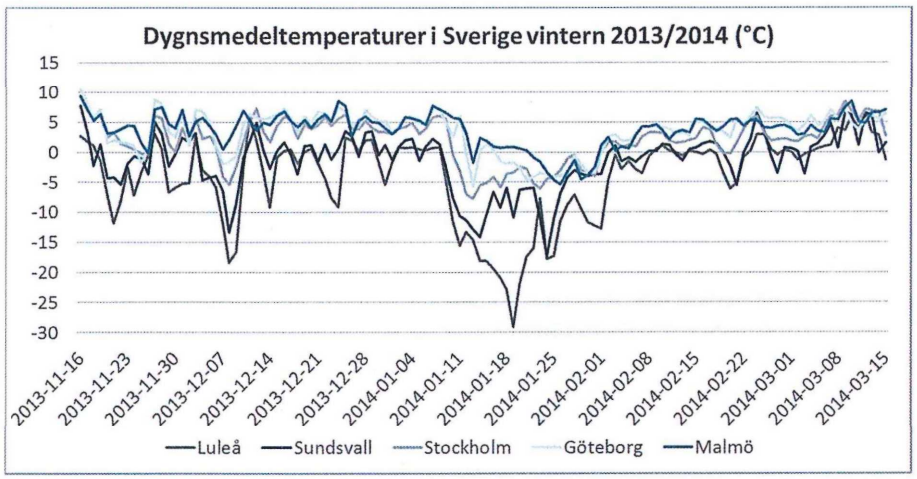
2.2.1 Allmänt

Vintern 2013/2014 inleddes med milt väder och ett flertal stormar som drog in över Sverige. Stormen Sven, som passerade Sverige 5 – 6 december, hade störst inverkan på det svenska elsystemet. Stormen Ivar en vecka senare drabbade regionnäten i Västernorrland hårt.

Den 10 januari skedde ett väderomslag med vintertemperaturer i hela Sverige. Detta väder höll i sig ca två veckor. Därefter blev det åter milt i stora delar av landet. Under februari uppmättes anmärkningsvärt höga minimitemperaturer på många håll. SMHI klassar vintern som helhet som mild för hela landet.

Figur 3 visar hur dygnsmedeltemperaturerna varierade i Luleå, Sundsvall, Stockholm, Göteborg och Malmö.

[3] Uppgifterna från avräkningen omfattar endast förbrukning i koncessionspliktigt nät – se fotnot 1.



Figur 3. Dygnsmedeltemperaturer i Sverige under vintern 2013/2014. Källa: SMHI.

Tabell 1, lånad från SMHI[4], visar medeltemperaturerna för ett antal svenska mätstationer under den gångna vintern. Tabellen visar att temperaturerna i östra och södra delarna av landet var ovanligt milda, dock inte lika milda som t.ex. vintern 2007/2008.

Station	Vintermedel	Normalt	Rekord	Årets placering	Senast varmare
Katterjåkk/Riksgränsen	-9,5	-10,1	-5,3 (1992)	45	2012
Kvikkjokk-Årrenjarka	-12,5	-14,5	-5,8 (1992)	54	2009
Haparanda	-5,1	-10,7	-3,8 (1930)	7	2008
Umeå	-2,8	-8,1	-1,3 (1930)	7	2008
Östersund/Frösön	-2,9	-7,3	-1,7 (1992)	13	2008
Delsbo/Bjuråker	-3,7	-6,7	-0,7 (1930)	24	2008
Uppsala	+0,6	-3,7	+1,4 (2008)	4	2008
Linköping/Malmslätt	+1,0	-2,7	+2,2 (2008)	12	2008
Vänersborg	+2,0	-2,1	+2,7 (89,90,08)	6	2008
Lund	+3,0	0,0	+3,9 (2007)	6	2008

Tabell 1. Vinterns preliminära medeltemperatur för 10 svenska stationer med längre mätserier. Rangordningen utgår från att den mildaste vintern fått rangen 1. Källa SMHI.

[4] Tabellens källa: http://www.smhi.se/Bloggar/vaderleken/2014/03/24/vintern-20132014-mild-i-hela-landet/

2.2.2 Stormen Sven

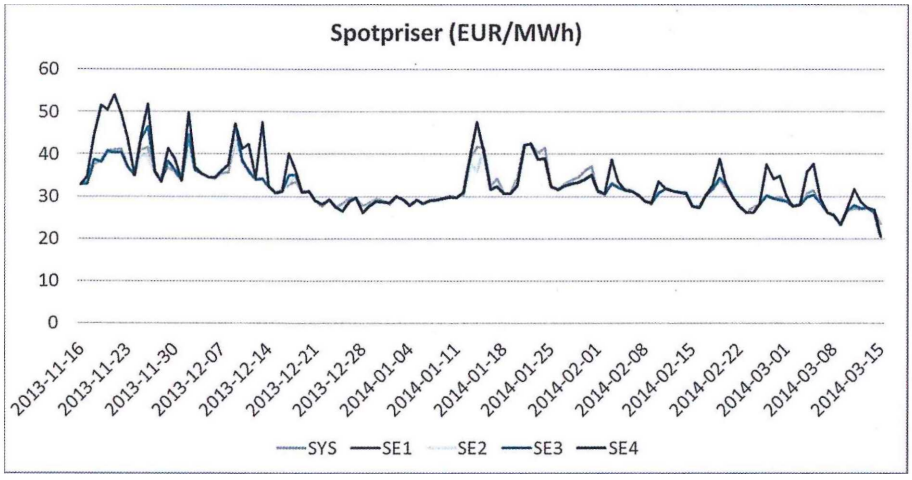
Den 5 december drog stormen Sven in över södra Sverige och orsakade mycket kraftiga vindar och höga vattennivåer. Drygt 60 000 abonnenter blev utan ström. P.g.a. de höga vindstyrkorna frånkopplades stora mängder vindkraft i Danmark och södra Sverige, vilket skapade obalanser i systemet.

Ringhals varnade för stor risk för saltbeläggningar i ställverket, vilket kan leda till att kärnkraftblocken kopplas bort från nätet. På grund av detta tog Svenska kraftnät beslutet att höja beredskapen på delar av effektreserven. Karlshamn 1 och 2 sattes i två timmars beredskap.

Senare under kvällen frånkopplades Ringhals 1 men effektsituationen var då gynnsam med relativt låg förbrukning och mycket goda uppregleringsmöjligheter. Effektreserven behövde därför aldrig aktiveras. Även stamnätsledningarna påverkades av stormen. På grund av s.k. lindans – faslinor som börjar svänga och slå i varandra så att det blir kortslutning – frånkopplades flera stamnätsledningar under natten. Det var också flera HVDC-förbindelser som frånkopplades under stormen, bl.a. Baltic Cable och Fenno-Skan. Varken stamnätsledningarna eller HVDC-länkarna skadades dock.

2.3 Elpriser

Elpriserna på den nordiska elbörsen Nord Pool Spot låg på en relativt låg nivå hela vintern (se figur 4). De låga priserna förklaras framför allt av milt väder och relativt goda produktionsförutsättningar för vind-, vatten- och kärnkraft.



Figur 4. Dygnsmedelpriser i Sverige på Nord Pool Spot för vintern 2013/2014. Källa: Nord Pool Spot.

Vinterns högsta svenska elpris, 111,57 euro per MWh i elområde Malmö (SE4), noterades den 26 november kl. 17 – 18. Detta kan jämföras med föregående vinters toppnotering om 198,01 euro per MWh, vilket då gällde samtliga svenska elområden.

Sverige var när vinterns högsta spotpris inföll uppdelat i tre prisområden. I SE1 (Luleå) och SE2 (Sundsvall) var spotpriset 41,89 euro per MWh. Dessa områden utgjorde gemensamt prisområde med NO3 (Trondheim) och NO4 (Tromsø). I SE3 (Stockholm)var spotpriset 60,05 euro. SE3 utgjorde gemensamt prisområde med DK1 (Jylland), Finland och de baltiska länderna. SE4 och DK2 (Själland) hade samma pris. Anledningen till prisskillnaderna inom Sverige var underhållsarbeten i nätet som minskade överföringskapaciteterna i snitt 2 och snitt 4.

2.4 Elproduktion i Sverige

2.4.1 Installerad effekt

Vid årsskiftet 2013/2014 var den installerade effekten i Sverige 38 273 MW, vilket är ca 940 MW mer än vid föregående årskifte. Det är framför allt mängden vindkraft som har ökat (se tabell 2).

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Övr. värmekraft + solkraft	Totalt
Effekt (MW)	16 150	4 470	9 531	8 122	38 273
	(-53)	(+725)	(+168)	(+104)	(+944)
Produktion (TWh)	60,8	9,9	63,6	15,2	149,5

Tabell 2. Installerad effekt (MW) 2013-12-31 per produktionsslag i Sverige, förändring sedan 2012-12-31 samt preliminär produktion för 2013. Källa: Svensk Energi.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 177	8 033	2 593	347	16 150
Kärnkraft			9 531		9 531
Vindkraft	387	1 047	1 620	1 416	4 470
Övrig värmekraft	283	587	4 316	2 893	8 079
Solkraft	i.u	i.u	i.u	i.u	43
Summa	5 847	9 667	18 060	4 656	38 273

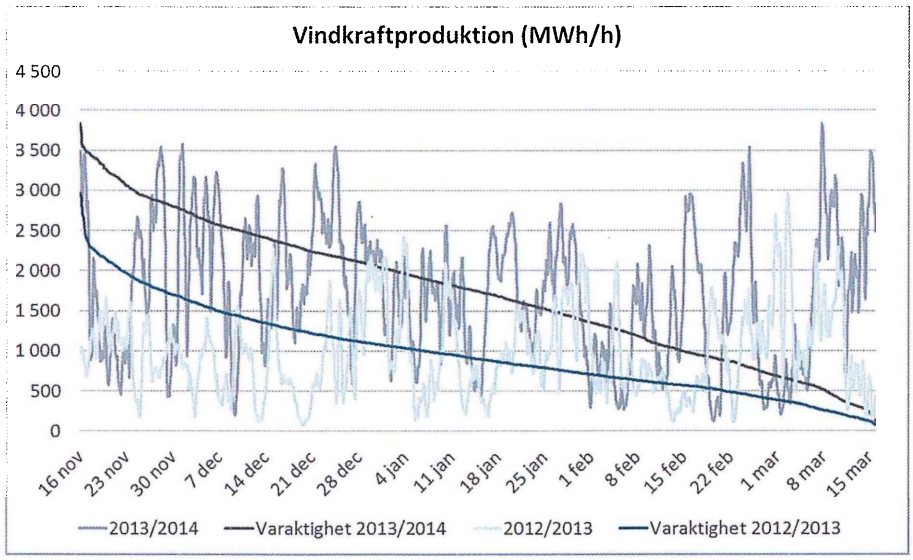
Tabell 3. Installerad effekt (MW) 2013-12-31 per produktionsslag och elområde i Sverige. Källa: Svensk Energi

Tabell 3 visar hur den svenska kraftproduktionen är fördelad per produktionsslag och elområde. I SE1 och SE2 dominerar vattenkraften medan all kärnkraft återfinns i SE3. I SE4 dominerar den övriga värmekraften med Öresundsverket och Karlshamnsverket.

2.4.2 Elproduktion per produktionsslag

Vindkraften hade en mycket bra avslutning på året och slog flera gånger produktionsrekord. Under vintern 2013/2014 producerades i genomsnitt ca 75 procent mer el än föregående vinter. Detta beror på dels den fortsatt höga utbyggnadstakten (+20 procent jämfört med föregående vinter), dels gynnsamma vindförhållanden.

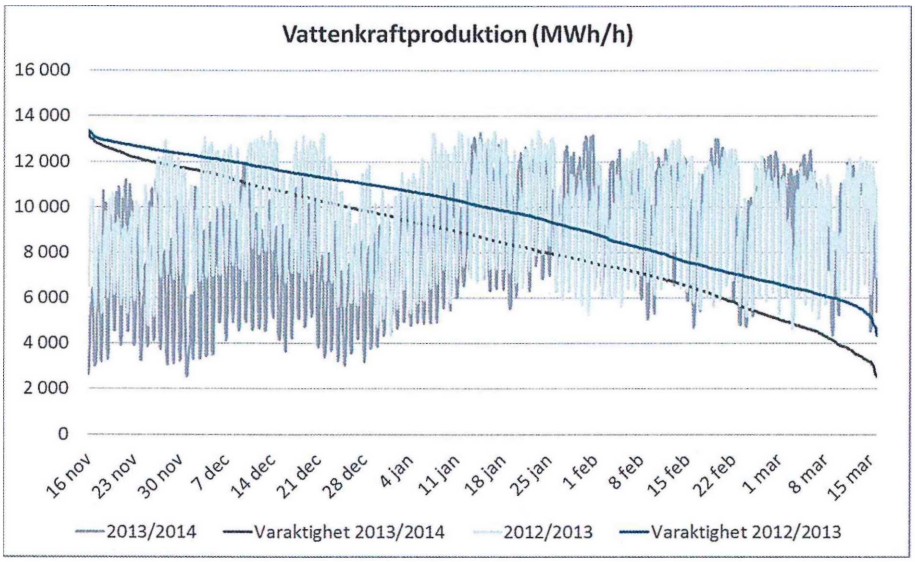
Vinterns högsta timnotering (3 830 MWh/h) blev ca 900 MW högre än toppnoteringen året fören (2 960 MWh/h). Vindkraftens genomsnittliga produktion under vintern var 37 procent av den vid årsskiftet installerade produktionskapaciteten. Motsvarande siffra var 26 procent vintern 2012/2013. Figur 5 visar vindkraftproduktionen de senaste två vintrarna.



Figur 5. Timmedelvärden för den svenska vindkraftproduktionen under vintrarna 2012/2013 och 2013/2014. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

Vattenkraftproduktionen under 2013 uppgick till ca 61 TWh, vilket är 4 TWh under medel. Detta berodde bl.a. på mindre nederbörd än normalt. I inledningen av hösten var de svenska magasinsnivåerna tio procentenheter under medel. Den milda och nederbördsrika hösten gav dock lägre elförbrukning och högre tillrinning än normalt. Därför var nivåerna bara strax under medel vid årsskiftet 2013/2014. I figur 6 nedan

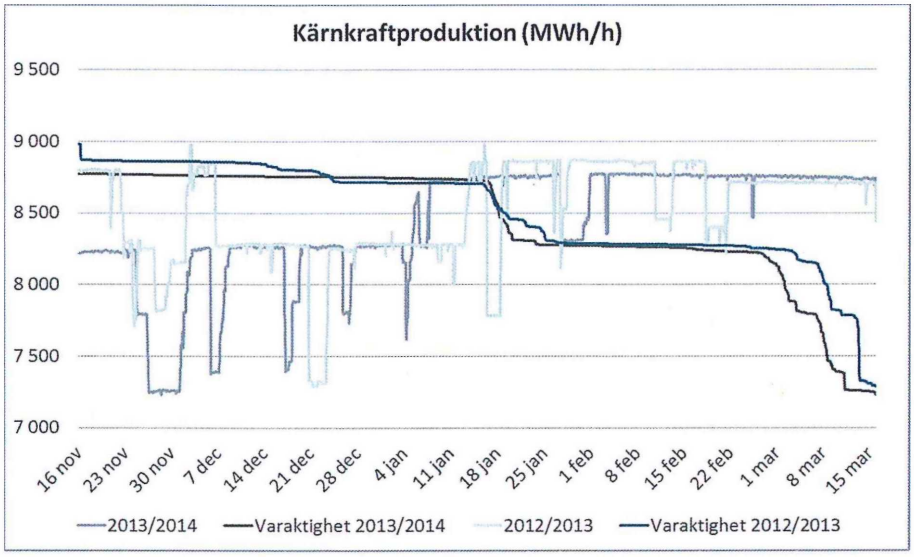
visas hur mycket el den svenska vattenkraften producerat vintrarna 2012/2013 och 2013/2014.



Figur 6. Timmedelvärden för den svenska vattenkraftproduktionen under vintrarna 2012/2013 och 2013/2014. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

Den svenska kärnkraften har i likhet med föregående vinter haft en relativt stabil och hög tillgänglighet under större delen av tiden. Oskarshamn 2 var avställd för förlängd revision hela vintern enligt vad som aviserats våren 2013. Oskarshamn 1 hade problem med vibrationer i en turbin, vilket gjorde att den var otillgänglig från 25 oktober till 4 januari.

Därutöver var det några reaktorer som hade kortare stopp. Den genomsnittliga tillgängligheten var 89 procent, att jämföra med 90 procent vintern 2012/2013. När elförbrukningen var som högst var tillgängligheten drygt 92 procent (94 procent vintern 2012/2013). Hur mycket el kärnkraften producerat de senaste två vintrarna framgår av figur 7.

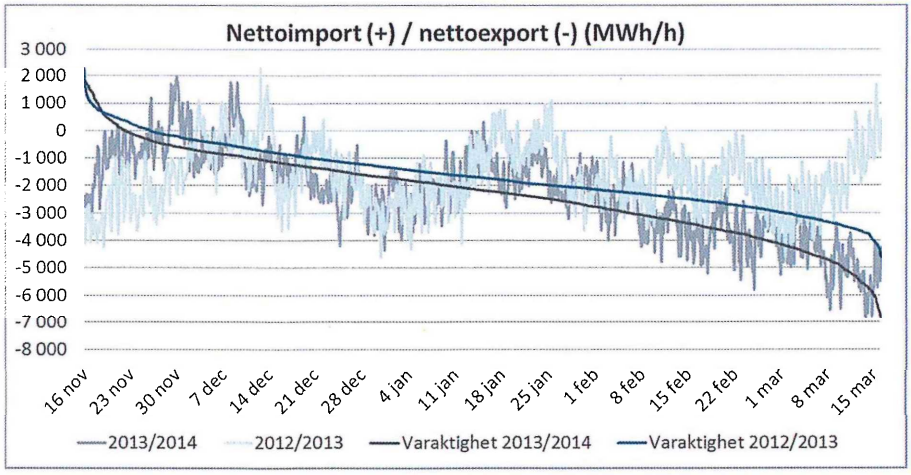


Figur 7. Timmedelvärden för kärnkraftproduktionen vintrarna 2012/13 och 2013/14. Källa: Svk avräkning.

Övrig värmekraft producerade ca 25 procent mindre el under vintern jämfört med vintern 2012/2013. Minskningen förklaras främst av att flera av kraftverken inom denna kategori är topplastanläggningar med höga rörliga driftskostnader och att priset därför måste bli ganska högt innan de får tillslag på Elspot.

2.5 Import, export och handelskapaciteter

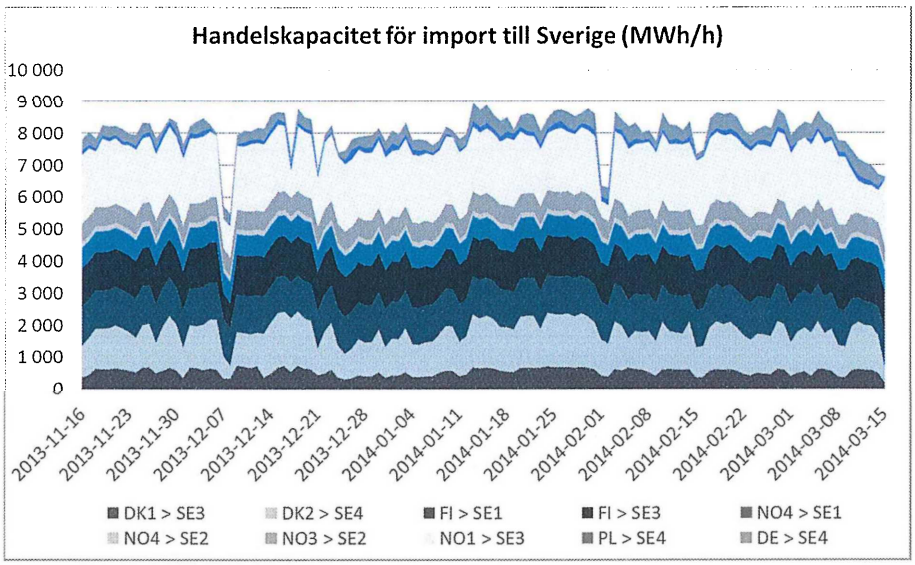
År 2013 var Sverige nettoexportör av el för tredje året i rad. Även under vintern nettoexporterade Sverige el större delen av tiden. Endast under några kortare perioder i november och början av december som det var nettoimport (figur 8). Förklaringen är främst det milda vädret, god tillgänglighet i kärnkraften och hög vindkraftproduktion.



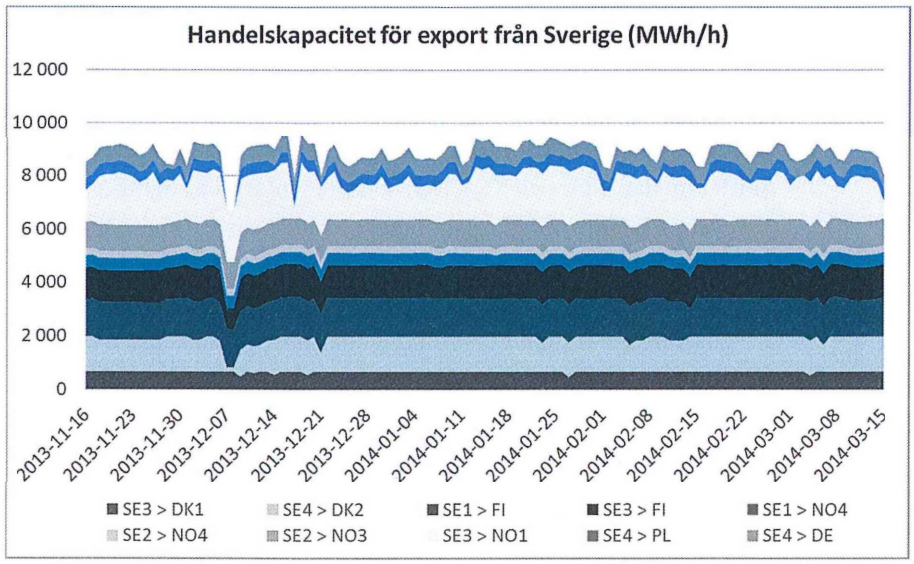
Figur 8. Timmedelvärden för nettoflödet till och från Sverige vintrarna 2012/13 och 2013/14. Källa: Nord Pool Spot.

Figurerna 9 och 10 visar hur import- och exportkapaciteterna på respektive utlandsförbindelse har varierat under vintern. Såväl den totala importkapaciteten som den totala exportkapaciteten har varit högre än föregående vinter. Det beror bl.a. på att kabelarbeten i Norge vintern 2012/2013 reducerade överföringskapaciteten i Haslesnittet mellan NO1 och SE3. Den senaste vintern har det inte varit några stora och långvariga begränsningar på utlandsförbindelserna, som har påverkat förmågan att importera eller exportera.

I Figur 9 nedan framgår två tillfällen när importkapaciteten tillfälligt gick ner till under 6 000 MW. Det första var under stormen Sven i början av december, när överföringskapaciteten mellan Sverige och Danmark sänktes av driftsäkerhetsskäl. Det andra tillfället var i månadsskiftet januari/februari och berodde på ett planerat underhållsarbete på Öresundsförbindelsen. Det utfördes nattetid, när behovet av överföring generellt sett är som lägst.



Figur 9. Handelskapacitet på Elspot för import till Sverige under perioden 2013-11-16 – 2014-03-15. Källa: Nord Pool Spot.

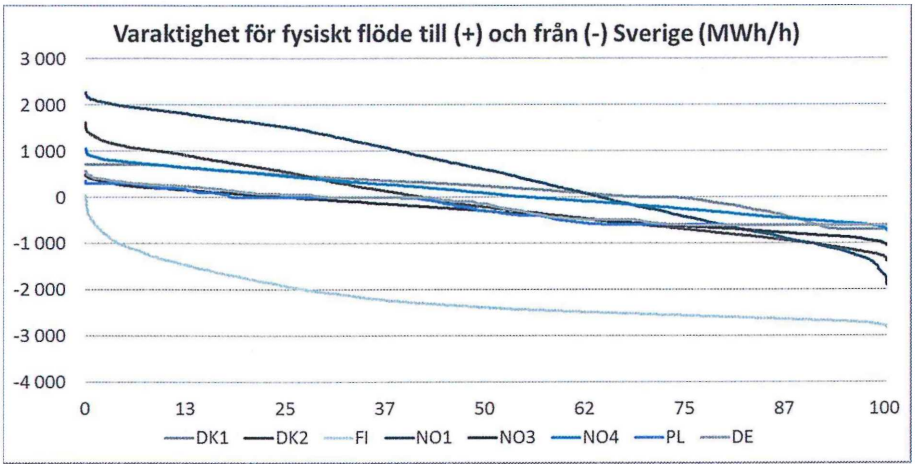


Figur 10. Handelskapacitet på Elspot för export från Sverige under perioden 2013-11-16 – 2014-03-15. Källa: Nord Pool Spot.

	Handelskapacitet import	Handelskapacitet export
Min	5 101	6 740
Median	8 153	9 038
Medel	8 068	8 881
Max	9 248	9 740

Tabell 4. Handelskapacitet (MWh/h) lämnad till Elspot under perioden 2013-11-16 – 2014-03-15. Källa: Nord Pool Spot.

Figur 11 visar varaktighet för fysiskt flöde från Sverige till grannländerna. I likhet med de senaste vintrarna exporterades mycket el till Finland. Det område som Sverige importerat mest el ifrån är NO1 (Osloområdet). NO1 är egentligen ett underskottsområde men försörjs till stor del av de stora överskottsområdena NO2 och NO5 som ligger väster om NO1.



Figur 11. Varaktighet för fysiskt flöde till och från Sverige under perioden 2013-11-16 – 2014-03-15. Källa: Nord Pool Spot.

2.6 Effektreserven

För att säkerställa att Sverige har en god effekttillgång och för att minska risken för effektbrist upphandlar Svenska kraftnät årligen en effektreserv, som är tillgänglig under tiden 16 november – 15 mars.

Inför vintern 2013/2014 (2012/2013) upphandlades en effektreserv om 1 489 MW (1 719 MW). Den utgjordes av 531 MW (464 MW) förbrukningsreduktion och 958 MW (1 255 MW) produktion. Resultatet av upphandlingen för vintern 2013/2014 framgår av bilaga A.

Effektreserven kan aktiveras på elspot. Ägarna av förbrukningsreduktionsbuden får själva välja att bjuda in sina resurser till börsen. Om de inte får tillslag på elspot är ägarna skyldiga att lägga in buden på reglerkraftmarknaden.

För produktionsresurserna gäller att aktivering kan ske när utbuds- och efterfrågekurvan på elspot inte möts. Buden aktiveras först efter det att alla kommersiella bud har avropats och till priset av det högsta avropade kommersiella budet plus 0,1 euro/MWh (det minsta prissteget för bud på Nord Pool Spot). Som en nedre prisgräns för aktivering av effektreserven finns ett lägsta pris angivet.

Om det bedöms nödvändigt kan Svenska kraftnät aktivera produktionsresurserna på reglerkraftmarknaden efter stängning av elspot.

Tack vare den milda vintern, hög tillgänglighet i svensk elproduktion samt goda importmöjligheter behövde effektreserven aldrig aktiveras under vintern 2013/2014.

Under stormen Sven i början av december sattes delar av effektreserven, Karlshamn block 1 och 2, i två timmars beredskap efter larm från Ringhals om ökad risk för saltbeläggning i ställverken som kunde leda till att reaktorerna skulle kopplas från eller bli tvungna att tas ur drift. Tack vare det gynnsamma driftläget med låg förbrukning och låga överföringar behövde Karlshamn aldrig startas.

2.7 Informationsinsatser

Svenska kraftnäts hantering av effektreservens produktionsdel informeras till marknadens aktörer via marknadsmeddelanden, Urgent Market Messages (UMM) på Nord Pool Spot, vid ändring av beredskapstider och vid start och stopp.

Effektreservens förbrukningsreduktionsdel som inte får tillslag på elspot ska finnas på reglerkraftmarknaden. Avrop av bud på reglerkraftmarknaden informeras inte om genom UMM.

Information om planerade underhållsarbeten, eventuellt instängd produktion samt annan driftrelaterad information lämnas fortlöpande via UMM eller som Exchange Information.

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 håller Svenska kraftnät aktörerna uppdaterade om läget för de närmast följande dagarna.

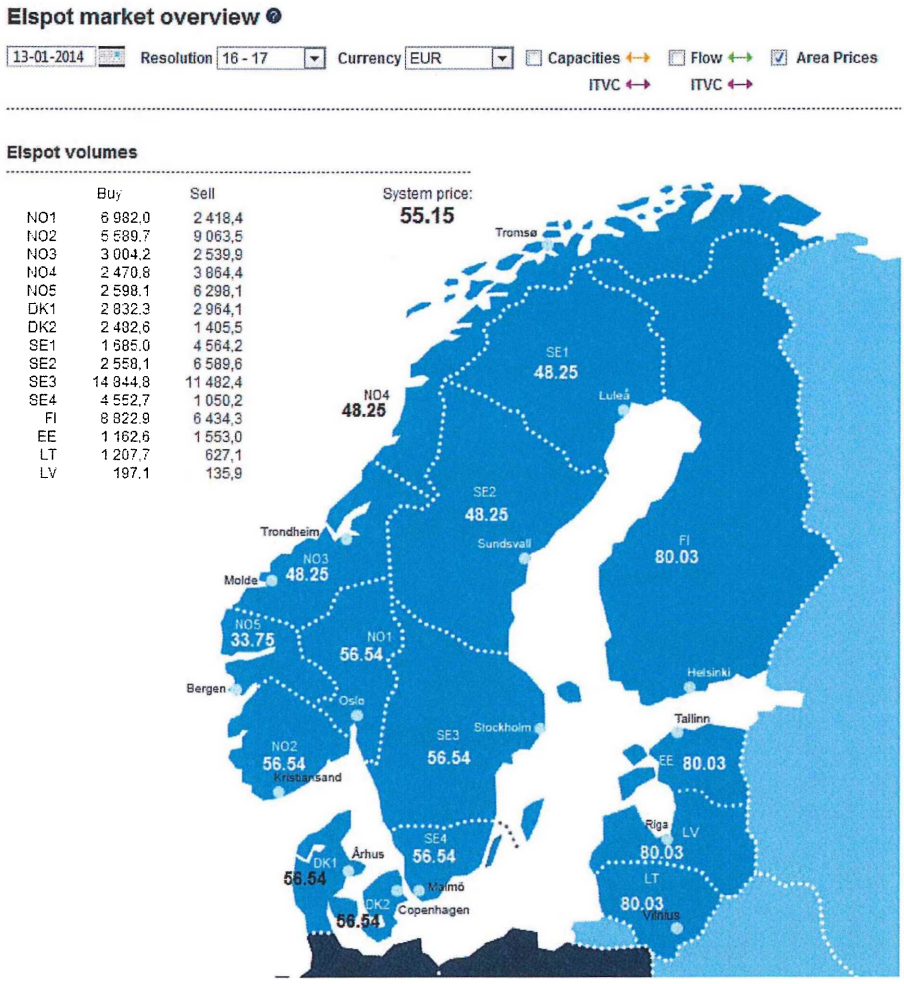
3 Kraftbalansen den 13 januari kl. 16-17

Vinterns högsta elförbrukning i Norden inföll måndagen den 13 januari kl. 16 – 17. Under denna timme uppgick medelförbrukningen i Sverige till 24 760 MW.

	MW	MW	MW
Produktion inom landet	25 281		
Varav vattenkraft		*13 001*	
Varav vindkraft		*1 212*	
Varav kärnkraft		*8 726*	
Varav övrig värmekraft		*2 342*	
Nettoimport	2 869		
Varav import från Norge (NO)		*2 457*	
Via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)			*1 604*
Via Nea (NO3)			*208*
Via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)			*645*
Varav import från Danmark (DK)		*412*	
Via Konti-Skan (DK1)			*412*
Nettoexport	-3 390		
Varav export till Danmark (DK)		*-374*	
Via Öresundsförbindelsen (DK2)			*-374*
Varav export till Finland (FI)		*-2 404*	
Via Fenno-Skan (FI)			*-1 018*
Via Finland Norr (FI)			*-1 386*
Varav export till Polen (PL)		*-413*	
Via SwePol Link (PL)			*-413*
Varav export till Tyskland (DE)		*-199*	
Via Baltic Cable (DE)			*-199*
Summa = Förbrukning inklusive nätförluster	24 760		

Tabell 5. Sveriges effektbalans fredagen den 13 januari 2013 kl. 16 – 17. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

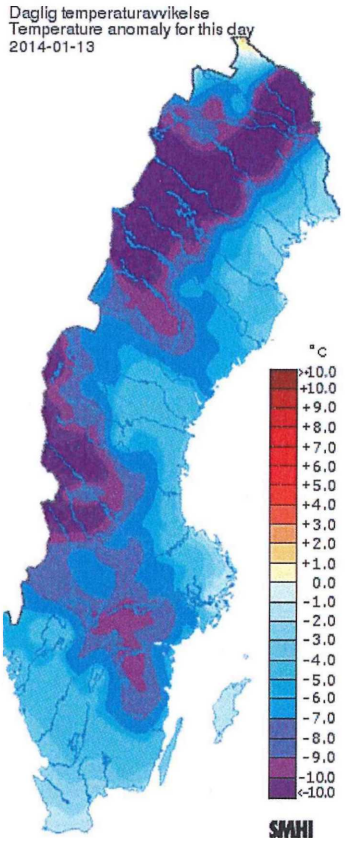
I tabell 5 redovisas Sveriges effektbalans under denna timme[5]. Jämfört med vintern 2012/2013 var förbrukningen 2 000 MW lägre, vilket medförde att spotpriserna var förhållandevis låga (figur 12) och att Sverige kunde nettoexportera el. De låga priserna förklaras bl.a. av relativt höga vintertemperaturer (figur 13) och att den inhemska kraftproduktionen var i drift med hög tillgänglighet.



	Buy	Sell
NO1	6 982,0	2 418,4
NO2	5 589,7	9 063,5
NO3	3 004,2	2 539,9
NO4	2 470,8	3 864,4
NO5	2 598,1	6 298,1
DK1	2 832,3	2 964,1
DK2	2 482,6	1 405,5
SE1	1 685,0	4 564,2
SE2	2 558,1	6 589,6
SE3	14 844,8	11 482,4
SE4	4 552,7	1 050,2
FI	8 822,9	6 434,3
EE	1 162,6	1 553,0
LT	1 207,7	627,1
LV	197,1	135,9

Figur 12. Översikt över spotpriserna i det nordiska systemet den 25 januari 2013 kl. 08-09. Källa: Nord Pool Spot

[5] Effektbalansen utgår från den skattade högsta timförbrukningen för vintern. Genom att addera uppmätt export och subtrahera uppmätt import fås den inhemska produktionen. Därefter subtraheras från denna siffra uppmätt vattenkraft-, kärnkraft och vindkraftsproduktion. Resten antas vara övrig värmekraft. Övrig värmekraftproduktion överskattas något i och med denna metod, samtidigt som vindkraftproduktionen underskattas. På kärnkraften och vattenkraften är mätningen mer korrekt.



Figur 13. Daglig temperaturavvikelse från normal, baserat på statistik från 1961 till 1990, för den 13 januari 2014. Källa: SMHI

Temperaturerna denna dag var mycket låga i fjälltrakterna och delar av inlandet, ca 8 – 10 grader under det normala för årstiden. I resten av landet, främst längs kusterna, var temperaturerna någon grad under det normala.

Tabell 6 visar en jämförelse mellan de lägsta uppmätta temperaturerna i de fyra elområdenas största städer jämfört med vad SMHI klassar som lägsta temperatur vid en normalvinter respektive tioårsvinter. Tabellen visar att det i samtliga fyra städer under detta dygn var mildare än klassningen för normalvinter[6].

[6] Tioårsvinter definieras som en vädermässigt kall tredagarsperiod i Sydsverige som i genomsnitt inträffar vart tionde år. I norra Sverige antas dock temperaturen vara mer normal. Med normalvinter avses en vädermässigt kall tredagarsperiod som i genomsnitt inträffar vart annat år.

	Aktuell temp.	Normalvinter	Tioårsvinter
Luleå	-16,3	-27	-32
Sundsvall	-16.3	-20	-26
Stockholm	-8,9	-16	-21
Malmö	-5,4	-11	-15

Tabell 6. Lägst uppmätta temperatur (timmedelvärde i °C) den 13 januari 2014 jämfört med SMHI:s temperaturstatistik för normalvinter och tioårsvinter. Källa: SMHI.

3.1 Marginaler och tillgängliga överföringskapaciteter

Vad gäller marginaler skiljer man mellan de som finns i marknaden för att hantera en prognostiserad ökad last och de som finns i reglerkraftmarknaden för att hantera obalanser.

Ett underskott i marknaden i ett eller flera elområden kan täckas med import. Om det inte räcker till uppstår en avkortningssituation. Produktionsdelen av den svenska effektreserven aktiveras på Nord Pool Spot om det finns risk för avkortning. Detta skedde ett par gånger vintern 2009/2010 men har inte skett sedan dess.

Svenska kraftnät har heller inte behövt koppla bort last i drifttimmen, vilket visar att de senaste vintrarna haft tillräcklig kapacitet av produktion, förbrukningsreduktion och import för att täcka såväl det prognostiserade som det faktiska svenska effektbehovet.

Det går dock inte att säga hur stor marginalen har varit på spotmarknaden. Att Sverige varit nettoimportör av el under de timmar när lasten varit som högst behöver inte betyda att det inte fanns mer kapacitet i Sverige. Det kan också bero på att importerad el hade lägre pris än inhemsk produktion.

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 till ökad import, dels återstående produktions- och förbrukningsreduktionsresurser i Sverige. Detta görs genom sammanställning av tillgängliga uppregleringsresurser i respektive nordiskt lands reglerkraftmarknad och som inte avropats.

De balansansvariga som har produktions- eller förbrukningsreduktionsresurser som inte avropas på elspot eller elbas kan ställa dessa till förfogande för reglerkraftmarknaden. Detta är dock inte obligatoriskt, varför det kan ha funnits ytterligare produktion och förbrukningsreduktion på spotmarknaden men inte på reglerkraftmarknaden.

	MW	MW
FI – SE1, återstående importkapacitet	1 210	
Uppmätt överföring		(1 386 MW export)
Överföringskapacitet (import)		1 210
FI – SE3, återstående importkapacitet	1 250	
Uppmätt överföring		(1 018 MW export)
Överföringskapacitet (import)		1 250
NO1 – SE3, återstående importkapacitet	396	
Uppmätt överföring		1 604
Överföringskapacitet (import)		2 000
NO3 – SE2, återstående importkapacitet	392	
Uppmätt överföring		208
Överföringskapacitet (import)		600
NO4 – SE2, återstående importkapacitet	0 (-24)	
Uppmätt överföring		174
Överföringskapacitet (import)		150
NO4 – SE1, återstående importkapacitet	179	
Uppmätt överföring		471
Överföringskapacitet (import)		650
DK1 – SE3, återstående importkapacitet	328	
Uppmätt överföring		412
Överföringskapacitet (import)		740
DK2 – SE4, återstående importkapacitet	1 700	
Uppmätt överföring		(374 MW export)
Överföringskapacitet (import)		1 700
PL – SE4, återstående importkapacitet	100	
Uppmätt överföring		(413 NW export)
Överföringskapacitet (import)		100
DE – SE4, återstående importkapacitet	600	
Uppmätt överföring		(199 MW export)
Överföringskapacitet (import)		600
Summa	6 155	

Tabell 7. Återstående importkapacitet in till Sverige på förbindelserna mellan Sverige och grannländerna, för den 13 januari 2014 kl. 16-17. Källa: Nord Pool Spot.

Tabell 7 visar hur mycket importkapacitet som rapporterades in till elbörsen från de nordiska systemoperatörerna för timmen kl. 16 – 17 den 13 januari och hur mycket av denna kapacitet som utnyttjades resp. fanns tillgänglig.

I stort var det full kapacitet på alla förbindelser utom SwePol Link, som var något begränsad. Totalt sett fanns det denna timme 6 155 MW outnyttjad importkapacitet. Notera att med importkapacitet menas här fysisk överföringskapacitet på gränsförbindelser mellan Sverige och angränsande länder. Det säger ingenting om hur mycket kraft det fanns i angränsande länder som hade kunnat importeras.

Tabell 8 visar återstående överföringskapacitet i de svenska snitten. I snitt 2, mellan SE2 och SE3, fanns endast 121 MW återstående kapacitet för överföring söderut medan marginalen i övriga snitt var betydligt bättre.

	MW	MW
Snitt 1 – återstående överföringskapacitet	1 252	
Uppmätt överföring		2 048
Överföringskapacitet (södergående riktning)		3 300
Snitt 2 – återstående överföringskapacitet	121	
Uppmätt överföring		6 479
Överföringskapacitet (södergående riktning)		6 600
Snitt 4 – återstående överföringskapacitet	1 217	
Uppmätt överföring		3 883
Överföringskapacitet (södergående riktning)		5 100
Västkustsnittet – återstående överföringskapacitet	2 348	
Uppmätt överföring		(-690)
Överföringskapacitet (norrgående riktning)		2 348

Tabell 8. Återstående överföringskapacitet mellan de svenska elområdena den 13 januari 2014 kl. 16-17. Källa: Nord Pool Spot och NOIS (de nordiska systemoperatörernas driftinformationssystem).

Ett sätt för att bedöma marginalens storlek är att titta på hur stora volymer icke avropad kraft som fanns på reglerkraftmarknaden. I Sverige fanns 1 910 MW marknadsbud, varav 380 MW söder om snitt 2. Eftersom snitt 2 gick nästan fullt denna timme bedöms 510 MW av dessa bud ha kunnat aktiveras för att täcka en ökad efterfrågan i

södra Sverige. I samma timme fanns det också 2 670 MW reservbud i Sverige (varav 1 200 MW utgjordes av störningsreserv, resten effektreserv) där samtliga bedöms ha kunnat utnyttjas, eftersom alla svenska reserver är belägna söder om snitt 2.

I Norge fanns 5 340 MW ej avropade uppregleringsbud, störningsreserv inkluderad. Av denna volym var ca 1 560 MW belägen i NO5, som i den aktuella timmen bildade eget prisområde med spotpris betydligt lägre än i intilliggande områden. Dessa bud får därför ses som otillgängliga för Sveriges effektbalans. Utöver detta fanns ca 2 140 MW beläget i antingen NO3 eller NO4, som om de hade aktiverats skulle ha ökat belastningen på snitt 2. I NO2 fanns ca 1 500 MW möjlig uppreglering men endast 200 MW ledig överföringskapacitet från NO2 till NO1. Det fanns ingen outnyttjad kapacitet mellan NO3 och NO1. I NO1 fanns 140 MW outnyttjade bud. Detta sammantaget gör att det i Norge fanns ca 340 MW uppreglering som fysiskt hade kunnat tillgodoräknas effektbalansen i SE3 och SE4.

I Danmark fanns 1 810 MW ej avropade uppregleringsbud, varav 390 MW var reservbud. Av marknadsbuden fanns 850 MW i DK1 och 550 MW i DK2. På Konti-Skan fanns ca 330 MW återstående kapacitet som hade kunnat utnyttjas för att föra in mer kraft till Sverige. Stora Bält-förbindelsen mellan DK1 och DK2 gick fullt. Öresundsförbindelsen utnyttjades för export till DK2 varför hela dess kapacitet var tillgänglig och samtliga 550 MW som fanns i DK1 bedöms därför ha kunnat aktiveras för den svenska effektbalansen. Sammanlagt bedöms Danmark ha kunnat stötta med 1 270 MW uppreglering, varav 880 MW av denna volym var kommersiella bud.

I Finland fanns 1 700 MW uppregleringsvolym, varav 1 390 MW störningsreserv. Rent tekniskt hade all volym kunnat avropas för att hjälpa den svenska effektbalansen. Förutsatt att buden var lokaliserade i södra Finland, eller att Finland inte hade problem med sitt interna snitt denna timme, hade hela den totala volymen kunnat användas till att vända flödet på Fenno-Skan 2 från export till Finland till import till Sverige. Det hade förmodligen kunnat göras utan att öka flödet i snitt 2.

Svenska kraftnät exporterade denna timme el till Polen över SwePol Link och till Tyskland över Baltic Cable. Svenska kraftnät kan vid behov ringa till kabeloperatörerna i Polen respektive Tyskland och be att få köpa in kraft på dessa kablar men eftersom Sverige exporterade el vid nämnda tidpunkt undersöktes aldrig möjligheten. Det är därför omöjligt att säga om det hade funnits någon kraft att köpa från Polen eller Tyskland, om behovet hade funnits.

Sammantaget fanns det 4 670 MW att uppreglera i Sverige och ytterligare 8 840 MW sammanlagt i grannländerna. Av dessa bedöms 6 490 MW ha kunnat komma SE3 och SE4 till godo. Marginalen bedöms därför ha varit mycket god.

4 Den kommande vintern 2014/2015

4.1 Redovisningsmetod för effektbalansprognosen

Syftet med analysen är att bedöma Sveriges kraftbalans kommande vinter under timmen med den högsta totala elförbrukningen i landet, den s.k. effektbalansen. De redovisade värdena utgör underlag för bedömning av förmågan att klara elförsörjningen även vid sträng kyla. Svenska kraftnät redovisar två scenarier för effektbalansen. Det första scenariot bygger på temperaturerna under en normal vinter och det andra för en tioårsvinter.

De värden 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 elförbrukningen.

Den del av effektreserven som är produktionskapacitet ingår i redovisningen av effektbalansen under kondenskraft respektive gasturbiner (dvs. dessa två kategorier är inklusive effektreserv). Förbrukningsreduktionerna redovisas separat. Snabba störningsreserver för systemdriften ingår inte i balansen, eftersom de är reserverade för att säkerställa driftsäkerheten.

Slutligen ingår i redovisningen beräkningar och analyser av eventuella begränsningar av överföringskapaciteten i stamnätets interna snitt och på utlandsförbindelserna.

4.2 Prognos för den maximala elförbrukningen

Prognosen för maximal elförbrukning avser effektens medelvärde (MWh/h) för timmen med den högsta elförbrukningen inkl. effektförluster i nätet. Prognosen baseras på dels bedömd total elförbrukning för år 2014, dels fördelning och temperaturkänslighet för elförbrukningen per elområde.

Högsta förbrukning förväntas bli ca 25 600 MW vid en normalvinter och 27 100 MW vid en tioårsvinter. Denna prognos är 600 MW lägre än i 2013 års kraftbalansrapport och beror på att elförbrukningen i Sverige minskat det senaste året jämfört med föregående år.

Svenska kraftnäts prognos för maximal elförbrukning under vintern 2014/2015 framgår av tabell 9.

	Normalvinter (MW)	Tioårsvinter (MW)
SE1	-1 600	-1 700
SE2	-3 000	-3 100
SE3	-16 300	-17 300
SE4	-4 700	-5 000
Summa:	-25 600	-27 100

Tabell 9. Prognos för maximal elförbrukning vintern 2014/2015.

4.3 Förväntad produktionskapacitet

Tabell 10 visar prognosen för installerad effekt per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2014/2015. Förutom utbyggnad av vind- och solkraft känner Svenska kraftnät inte till några förändringar i installerad kapacitet under 2014, varför övriga delar av tabellen innehåller den installerade effekten vid årsskiftet 2013/2014. Mängden solkraft är en uppskattning gjord av Svenska kraftnät med ledning av de senaste årens utbyggnadstakt.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 177	8 033	2 593	347	16 150
Kärnkraft			9 531		9 531
Vindkraft	474	1 653	1 797	1 446	5 370
Gasturbiner			992	577	1 569
Kondens			493	1 005	1 498
Mottryck	283	587	2 831	1 311	5 012
Solkraft	i.u	i.u	i.u	i.u	65
Summa	5 934	10 273	18 237	4 686	39 195

Tabell 10. Prognos för installerad effekt (MW) per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2014/2015. Anläggningar som bedöms vara i malpåse är exkluderade. Källa: Nord Pool Spot, Svensk Vindenergi och Svensk Energi.

Tabell 11 innehåller en sammanställning av förväntad tillgänglig produktion vid en förbrukningstopp under kommande vinter. Siffrorna har tagits fram utifrån prognostiserad installerad effekt, otillgänglig effekt samt nedan redovisad tillgänglighetsfaktor för respektive produktionsslag.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	4 429	6 756	2 218	297	13 700
Kärnkraft	0	0	8 004	0	8 004
Vindkraft	28	99	108	87	322
Gasturbiner	0	0	0	332	332
Kondens	0	0	444	905	1 349
Mottryck	216	449	2 166	1 003	3 834
Solkraft	0	0	0	0	0
Summa	4 673	7 304	12 940	2 624	27 541

Tabell 11. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde vid topplasttimmen vintern 2014/2015. Gasturbiner ingående i snabb störningsreserv är exkluderade.

I Sverige finns ca 16 200 MW vattenkraft installerad men rent fysiskt går det inte att producera så mycket vattenkraftsel samtidigt. Det beror bl.a. på fallhöjdsförluster p.g.a. avsänkta magasinsnivåer, tappningsrestriktioner t.ex. i samband med isläggning, avställningar för reparationer, vattendomar m.m. Tidigare studier har visat att maximal sammanlagd vattenkraftproduktion är ca 13 700 MW och denna bedömning görs även för kommande vinter.

Den totalt installerade mängden kärnkraft vid årsskiftet förväntas uppgå till 9 531 MW, vilket är 170 MW mer än vid förra årsskiftet. Inga effekthöjningar planeras under året. OKG meddelade den 19 juni att moderniseringsarbetet i Oskarshamn 2 (638 MW) förlängs med drygt ett år, vilket innebär att blocket för andra vintern i rad kommer att vara ur drift.

Med ett antagande om 90 procent effekttillgänglighet på övriga reaktorer bedöms 8 004 MW kärnkraft vara tillgänglig, när kraftbehovet är som störst. Oskarshamn 3

förväntas även denna vinter utgöra största produktionsenhet och vara dimensionerande för hur mycket snabb störningsreserv som måste hållas tillgänglig.

Vindkraftsutbyggnaden bedöms fortsätta och ca 900 MW ny vindkraft antas bli installeras och tagen i drift under 2014[7]. Vindkraftens levererade effekt under timmen med den högsta förbrukningen varierar. Vindkraftens tillgänglighet antas i Svenska kraftnäts kraftbalansrapporter vara sex procent. Tillgänglighetstalet anger hur mycket vindkraften producerar i andel av installerad effekt under minst 90 procent av tiden.

Detta tillgänglighetstal används med stöd av en utredning som gjordes för några år sedan av Nordels plankommitté. Svenska kraftnät gjorde förra året en utvärdering av siffran och bedömde att den alltjämt är giltig. I kraftbalansprognosen ger detta en effekt om ca 320 MW för kommande vinter.

Vid bedömningen av tillgänglig produktionskapacitet i mottrycksanläggningarna förutsätts att de drivs med det bränsle som normalt används. Det innebär en reduktion med 15 procent av maximal effekt, eftersom detta bränsle inte är vad anläggningarna är tekniskt optimerade för. Det ger en sänkt verkningsgrad. Tillgängligheten för denna typ av produktionsslag bedöms av Svenska kraftnät vara 90 procent. Prognosen för den tillgängliga effekten i kategorin mottryck blir då ca 3 830 MW.

Tillgänglig produktionskapacitet i kondenskraft beräknas också efter 90 procent, vilket ger 1 350 MW. Karlshamnsverkets block 1 och 2 om sammanlagt 670 MW deltar i vinter inte i effektreserven, vilket gör att tillgängligheten för dessa block är något osäker. De är dock medräknade som tillgängliga i kraftbalansprognosen.

Av den sammanlagda installerade gasturbineffekten 1 570 MW är 1 200 MW reserverad för störningsreserv. Återstående 370 MW antas ha en tillgänglighet på 90 procent, dvs. 332 MW.

Anledningen till att ingen solkraft förväntas producera i timmen när lasten är som störst beror på att denna timme oftast infaller när det är mörkt.

4.4 Prognos för importbehovet

För att bedöma behovet av import till resp. elområde ställs prognostiserad förbrukning mot förväntad tillgänglig effekt. Detta visar behovet av överföring till SE3 och SE4 för att tillgodose den förväntade elförbrukningen i resp. elområde.

[7] Källa: Svensk Vindenergi.

Sverige som helhet förväntas vintern 2014/2015 vara självförsörjande på el, även i de timmar då efterfrågan är som störst. Det förväntade överskottet beräknas till ca 2 000 MW vid en normalvinter och 440 MW vid en tioårsvinter.

Denna marginal är ca 900 MW bättre än prognosen inför vintern 2013/2014. Detta beror på dels en lägre förväntad elförbrukning, dels att mer produktionskapacitet förväntas vara tillgänglig jämfört med förra vintern.

Om också den i effektreserven upphandlade förbrukningsreduktionen om 626 MW räknas in i kraftbalansprognosen förbättras den prognostiserade marginalen ytterligare.

		Elförbrukning		Balans/behov av nettoimport	
	Tillgänglig produktion	Normalvinter	Tioårs vinter	Normalvinter	Tioårsvinter
SE1	4 673	-1 600	-1 700	3 073	2 973
SE2	7 304	-3 000	-3 100	4 304	4 204
SE3	12 940	-16 300	-17 300	-3 360	-4 360
SE4	2 624	-4 700	-5 000	-2 077	-2 377
Summa	27 541	-25 600	-27 100	1 940	440

Tabell 12. Förväntat behov av nettoimport (MWh/h) per elområde vid normal- respektive tioårsvinter.

Kärnkraftens tillgänglighet är den enskilt känsligaste faktorn i analysen. Siffrorna ovan bygger som redovisats på 90 procents tillgänglighet. En minskning av tillgängligheten från 90 till 80 procent motsvarar ca 900 MW i produktionsbortfall.

En annan viktig faktor i analysen är överföringskapaciteten i det svenska stamnätet och då framför allt i snitt 2 som ofta blir fullt utnyttjat vintertid när kraftflytet från norr till söder är som störst. Kapaciteten i snitt 2 är som mest 7 300 MW söderut men kan behöva justeras ned t.ex. om nätet inte är intakt p.g.a. fel eller underhållsarbeten. Kapaciteten påverkas också negativt om ett eller flera kärnkraftblock är ur drift.

Enligt tabell 12 ovan behöver kapaciteten i snitt 2 vara minst 5 440 MW vid en normalvinter och 6 740 MW vid en tioårsvinter för att inte importbehov ska uppstå. I timmen med högst förbrukning vintern 2013/2014 var överföringskapaciteten i snitt 2

6 600 MW. Då var Oskarshamn 2 ur drift, vilket den som nämnts ovan kommer att vara även kommande vinter.

Det kan noteras att produktionsdelen av effektreserven är inkluderad i tillgänglig svensk produktion. Den aktiveras bara på elbörsen om det är risk för avkortning. I första hand kommer marknaden att hantera ett underskott av kraft i ett område genom import från ett överskottsområde. Det är därför Sverige ofta nettoimporterar när elförbrukningen är som störst, trots att det borde finnas inhemsk kapacitet bestående av kraftproduktion och förbrukningsreduktion som kan täcka behovet.

4.5 Överföringskapaciteten

Den maximala överföringskapaciteten under vintern för import till Sverige bedöms vara 9 785 MW. Tabell 13 redovisar bedömd maximal importkapacitet till vart och ett av de svenska elområdena samt till Sverige som helhet vintern 2013/2014.

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

Varken västkustsnittet, snitt 1 eller snitt 4 bedöms bli fullt utnyttjade under vinterns topplasttimmar förutsatt att nätet är intakt. Däremot händer det att snitt 2 belastas upp till maximal överföringskapacitet vid nettoimport norr om snitt 2 och vid stor export ut från södra Sverige.

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		2 450
NO4	700	250			950
NO3		600			600
NO1			2 145		2 145
DK1			740		740
DK2				1 700	1 700
DE				600	600
PL				600	600
Summa	5 100	11 450	13 535	8 200	9 785

Tabell 13. Förväntad maximal handelskapacitet för import till Sverige från angränsande elområden vintern 2013/2014 (MWh/h). Källa: Nord Pool Spot.

Möjlig import begränsas i första hand av kraftbalansen i grannländerna dvs. om det finns något produktionsöverskott i angränsade områden och inte av begränsad överföringskapacitet. Vissa tider är dock importförmågan begränsad av nätskäl.

Vid normala vintertemperaturer kan import från Norge, Danmark och eventuellt Finland förväntas vara möjlig. Från Tyskland kan kraft möjligtvis importeras om det blåser bra i Nordtyskland men Polen förväntas inte kunna exportera el till Sverige under vinterns kallaste dagar.

4.6 Effektreserven 2014/2015

Vintern 2014/2015 kommer effektreserven att utgöras av 626 MW förbrukningsreduktion och 720 MW produktion. De anläggningar som ingår i effektreserven 2014/2015 redovisas i bilaga B.

Bilaga A

Effektreserven 2013/2014

Anläggning	Elområde	Effekt [MW]
Produktion		
Gunnarsbo	SE3	38
Karlshamn B1	SE4	330
Karlshamn B2	SE4	330
Stenungsund B3	SE3	260
Summa produktion		**958**
Förbrukningsreduktion		
Sandvik Materials Technology	SE3	22
AV Reserveffekt 1	SE4	10
AV Reserveffekt 2	SE3	18
AV Reserveffekt 3	SE4	5
AV Reserveffekt 4	SE3	26
AV Reserveffekt 5	SE3	7
AV Reserveffekt 6	SE3	22
Göteborg Energi	SE3	25
Vattenfall 1	SE3	50
Vattenfall 2	SE3	6
Ineos	SE3	30
Rottneros	SE3	27
Stora Enso	SE3,SE4	240
Höganäs	SE4	25
Befesa Scandust	SE4	18
Summa förbrukningsreduktion		**531**
Summa total		**1 489**

Tabell 14. Effektreserven upphandlad av Svenska kraftnät mellan 2013-11-16 – 2014-03-15.

Bilaga B

Effektreserven 2014/2015

Anläggning	Elområde	Effekt [MW]
Produktion		
Mälarenergi	SE3	200
Stenungsund B3	SE3	260
Stenungsund B4	SE3	260
Summa produktion		**720**
Förbrukningsreduktion		
Sandvik Materials Technology	SE3	22
AV Reserveffekt 1	SE4	9
AV Reserveffekt 2	SE3	24
AV Reserveffekt 3	SE4	12
AV Reserveffekt 4	SE3	7
AV Reserveffekt 5	SE3	25
Göteborg Energi DinEl	SE3	25
Vattenfall 1	SE3	50
Vattenfall 2	SE3	30
Ineos	SE3	30
Rottneros	SE3	27
Stora Enso	SE3,SE4	230
Holmens Bruk	SE3	100
Modity Energy Trading	SE3	17
Befesa Scandust	SE4	18
Summa förbrukningsreduktion		**626**
Summa total		**1 346**

Tabell 15. Effektreserven upphandlad av Svenska kraftnät mellan 2014-11-16 – 2015-03-15.