

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2014/2015 och 2015/2016

En rapport till Miljö- och energidepartementet

Förord

Svenska kraftnät redovisar årligen, på regeringens uppdrag, hur kraftbalansen i det svenska elsystemet har upprätthållits under den gångna vintern. Samtidigt gör vi en prognos för den kommande vinterns kraftbalans. Begreppet kraftbalans avser i det här sammanhanget Sveriges energibalans under timmen med vinterns högsta elförbrukning.

Vintern 2014/2015 kan sammanfattas som mycket mild, vilket bidrog till en för årstiden relativt låg efterfrågan på el. Vinterns högsta förbrukning inföll den 29 december och uppgick till 23 390 MWh/h, vilket var 1 370 MWh/h lägre än den högsta förbrukningen föregående vinter.

Sammantaget var vinterns marginaler i det svenska kraftsystemet goda, priserna på den nordiska elbörsen låga och prisskillnaderna inom Sverige små. Sverige nettoexporterade totalt 15,6 TWh under kalenderåret 2014. Även under större delen av vintern var Sverige en nettoexportör av el och den upphandlade effektreserven behövde aldrig aktiveras.

Prognosen för vintern 2015/2016 visar på ett förväntat överskott även vid en s.k. tio-årsvinter. Marginalen har – trots beskedet om att Oskarshamn 2 inte ska återstarta – förbättrats med ca 630 MWh/h jämfört med prognosen 2014/2015.

Detta beror delvis på att tillgänglighetsfaktorn för vindkraft har räknats upp från sex till elva procent. Det innebär att elva procent av den installerade effekten antas vara tillgänglig under 90 procent av tiden.

Inför kommande vinter finns inga kända underhållsarbeten som kommer att påverka importförmågan.

Sundbyberg den 24 juni 2015



Mikael Odenberg
generaldirektör

Innehåll

Förord.....	3
Innehåll	5
1 Uppdraget	7
2 Uppföljning av vintern 2014/2015	9
2.1 <i>Elförbrukning</i>	9
2.2 <i>Väder</i>	10
2.2.1 <i>Allmänt</i>	10
2.2.2 <i>Stormarna Ivar och Egon</i>	12
2.4 <i>Elproduktionen i Sverige</i>	13
2.4.1 <i>Elproduktionen per produktionslag</i>	14
2.5 <i>Import, export och handelskapaciteter</i>	17
2.6 <i>Effektreserven</i>	19
3 Kraftbalansen den 29 december kl. 10-11	21
3.1 <i>Marginaler och tillgängliga överföringskapaciteter</i>	23
4 Den kommande vintern 2015/2016	29
4.1 <i>Redovisningsmetod för effektbalansprognosen</i>	29
4.2 <i>Prognos för den maximala elförbrukningen</i>	29
4.3 <i>Förväntad produktionskapacitet</i>	30
4.3.1 <i>Vattenkraft</i>	31
4.3.2 <i>Kärnkraft</i>	31
4.3.3 <i>Vindkraft</i>	32
4.3.4 <i>Kraftvärme</i>	32
4.3.5 <i>Kondenskraft</i>	32
4.3.6 <i>Gasturbinder</i>	33
4.3.7 <i>Solkraft</i>	33
4.4 <i>Prognos för importbehovet</i>	33
4.5 <i>Överföringskapacitet</i>	34
4.6 <i>Effektreserven 2015/2016</i>	35
Bilaga 1 – Effektreserven 2014/2015	36

1 Uppdraget

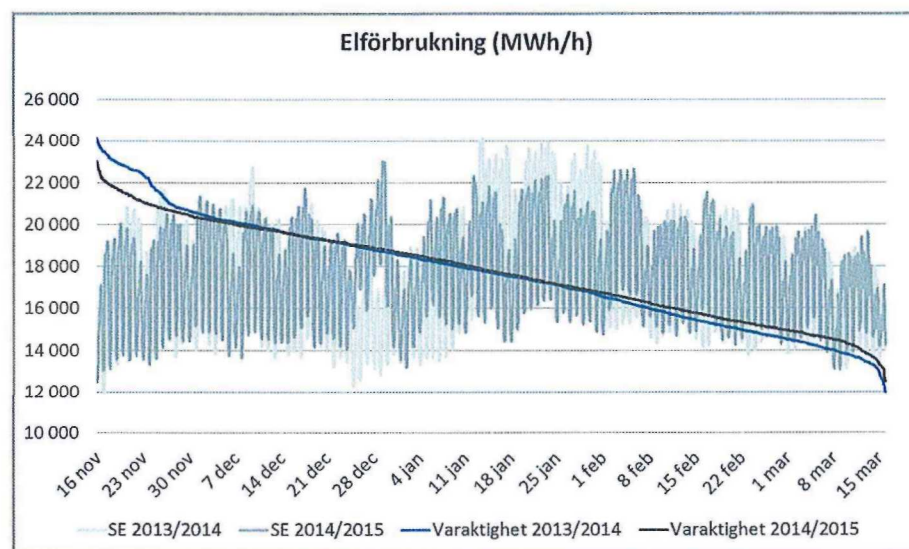
Enligt 3 § 16 p. förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät ska affärsverket senast den 1 juli varje år i en särskild rapport till regeringen redovisa hur kraftbalansen under den senaste vintern har upprätthållits, en prognos för kraftbalansen under den kommande vintern och vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen.

2 Uppföljning av vintern 2014/2015

2.1 Elförbrukning

Vinterns högsta elförbrukning blev 23 390 MWh/h och inträffade den 29 december kl. 10 – 11. Det innebar att effekttoppen var 1 370 MWh/h lägre än den högsta elförbrukningen vintern 2013/2014.

Inför vintern 2014/2015 var prognosen för maximal elförbrukning i timmen med högst last 25 600 MWh/h vid en normalvinter och 27 100 MWh/h vid en tioårsvinter. Sveriges hittills högsta notering är 27 000 MWh/h och inträffade den 5 februari 2001.



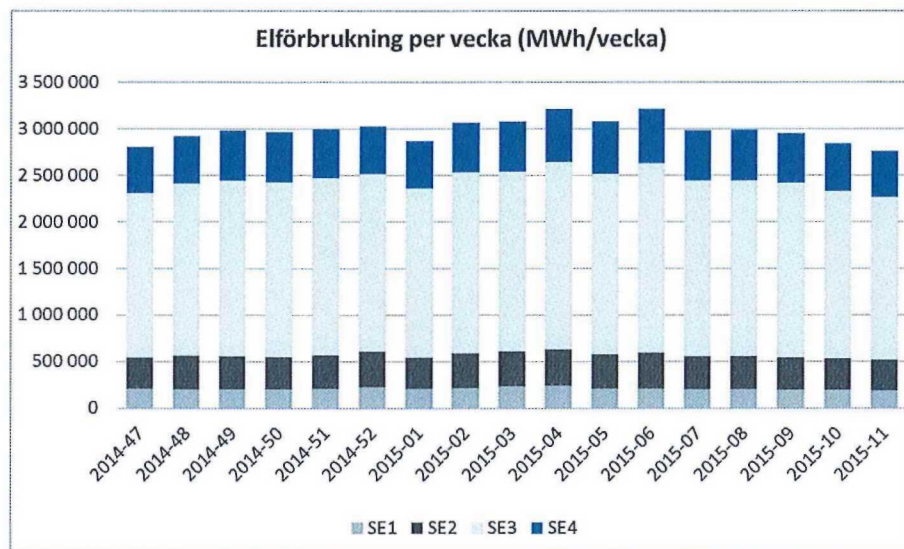
Figur 1. Timmedelvärde för elförbrukningen i Sverige vintrarna 2013/2014 och 2014/2015¹. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

Figur 1 visar elförbrukningen i Sverige under de senaste två vintrarna. Den totala elförbrukningen 2014 uppgick till 135,6 TWh inkl. överföringsförluster. Det var en minskning med 3,6 TWh jämfört med 2013 (139,2 TWh). Orsaken till minskningen är framförallt en fortsatt lågkonjunktur inom massa- och pappersindustrin samt ett mildt väder utan längre köldperioder. Den temperaturkorrigerade elanvändningen 2014 uppgick till 139,5 TWh, vilket kan jämföras med 140,6 TWh 2013².

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, 23 390 MWh/h, är en sådan skattning.

² Källa: Svensk Energi "Elåret 2014", www.svenskenergi.se.

Figur 2 visar hur elförbrukningen i Sverige har varierat per vecka under vintern. Timmen med den högsta elförbrukningen inträffade i vecka 1 men den totala veckoförbrukningen var större under ett antal andra veckor. Det förklaras av att vecka 1 avslutades med för årstiden varmt väder och att det var den vecka när nyårsafton inföll. Det var alltså fler helgdagar än under en normal vecka.



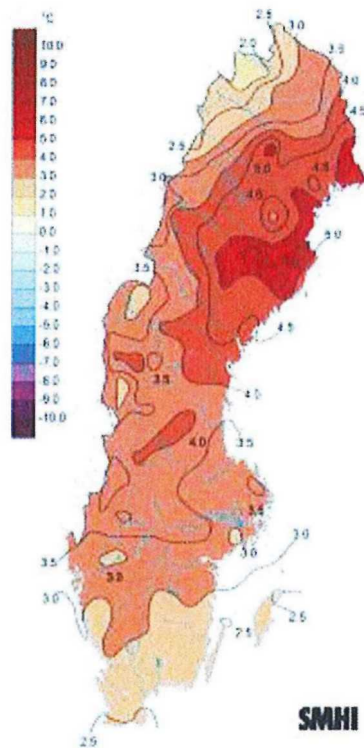
Figur 2. Elförbrukningen i de svenska elområdena vintern 2014/2015³. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

2.2 Väder

2.2.1 Allmänt

Vintern 2014/2015 kan som helhet sammanfattas som mild, med inslag av några oväder och några kyligare perioder i norra Sverige. Medeltemperaturen från december till februari var flera grader högre än normalt i hela landet, vilket visas i figur 3. Varmast jämfört med normalt var det längs norra Norrlandskusten med ca 5 grader högre temperaturer. Vintern var mild men inte rekordvarm.

³ Uppgifterna från avräkningen omfattar endast koncessionspliktigt nät – se fotnot 1.



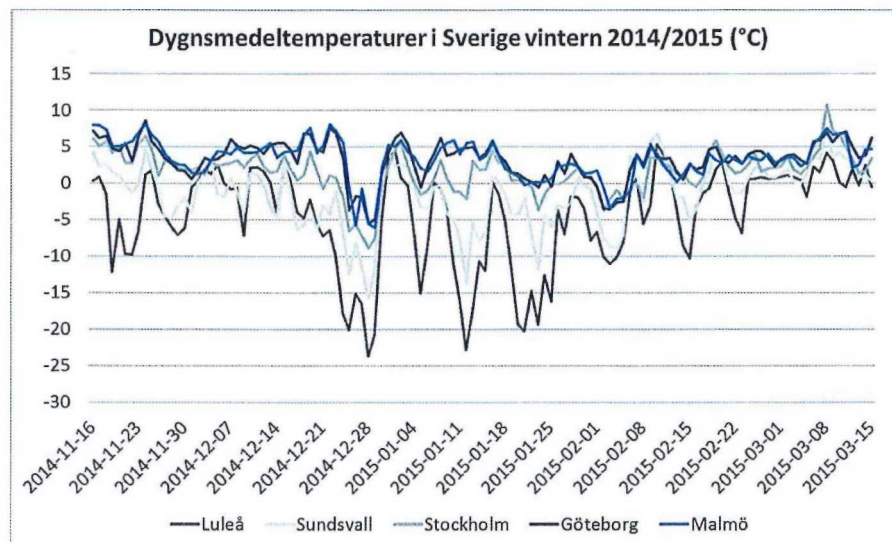
Figur 3. Medeltemperaturens avvikelse från det normala, vintern 2015. Källa: SMHI.

En av de kallare perioderna inträffade kring jul och på julaftonens kväll var det minusgrader i så gott som hela landet. Det kalla vädret höll i sig till natten till den 30 december men under nyårsafton hade större delen av landet återigen plusgrader.

År 2015 inleddes med mildt väder i större delen av landet. Den 10-11 januari passerade stormen Egon med kraftiga vindar och orkanbyar i delar av landet. Egon blev den storm under vintern som hade störst inverkan på elsystemet. Efter stormen sjönk temperaturen och stora delar av landet fick minusgrader. Vinterns lägsta temperatur uppmättes under månaden i Nikkaluokta med $-40,2$ grader.

Vintern avslutades med ostadigt väder. Perioden var mildare än normalt och i sydligaste Götaland och längs västkusten kom den meteorologiska våren⁴ redan den 15 februari.

⁴ Den meteorologiska definitionen av vår är att dygnsmedeltemperaturen ska vara stigande och ligga mellan 0 och 10 plusgrader. Starten på våren får inte ske före den 15 februari. Källa: SMHI.



Figur 4. Dygnsmiddeltemperaturer i Sverige under vintern 2014/2015. Källa: SMHI.

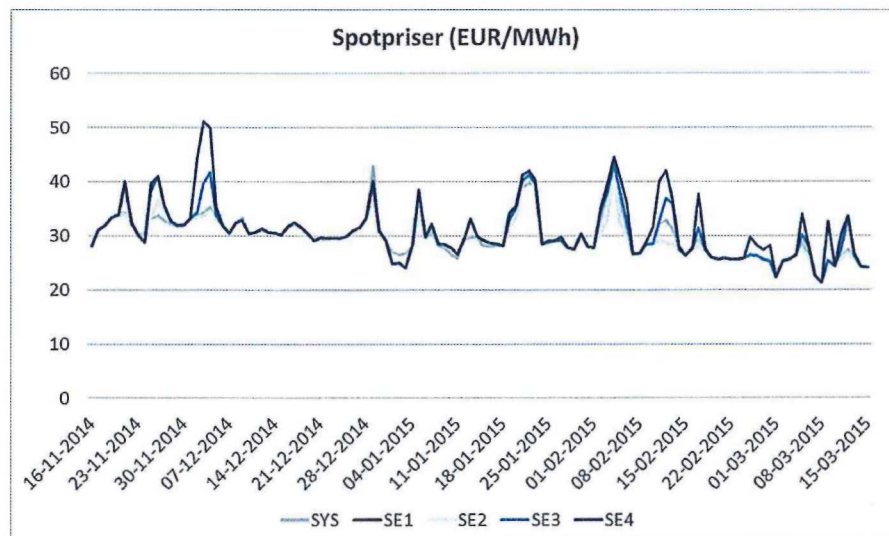
2.2.2 Stormarna Ivar och Egon

Den 12 december drog ovädret Ivar in över mellersta Sverige och orkanbyar uppmättes vid några mätstationer i Jämtland. Inför stormen hade SMHI utfärdat varningar om kraftiga vindar, vilket befarades kunna leda till saltbeläggning i Ringhals ställverk. Vid saltbeläggning finns risk för att kärnkraftblock kopplas bort från nätet och Svenska kraftnät valde därför att sätta delar av effektreserven i två timmars beredskap. Ovädret blev dock inte så kraftigt som förväntat och effektreserven behövde aldrig aktiveras.

Under helgen 10-11 januari drog stormen Egon in över västra Svealand och Götaland. Stormen orsakade problem främst på region- och lokalnät och ca 70 000 elabbonenter drabbades av elavbrott. De största problemen för stamnätet dröjde till söndagen när smältande snö orsakade saltbeläggningar på ledningarnas isolatorer. Det ledde till att Ringhals 1 och ett antal ledningar kopplades bort. Värst drabbades södra Sverige och förbindelserna till Danmark och Norge.

2.3 Elpriset på Nord Pool Spot

Elpriserna i de svenska elområdena var låga under hela vintern (figur 5). Detta förklaras framför allt av den milda vintern, en relativt hög elproduktion och en för årstiden låg elförbrukning.



Figur 5. Dagnsmedelpriser i Sverige på Nord Pool Spot för vintern 2014/2015. Källa: Nord Pool Spot.

Vinterns högsta svenska spotpris om 84,12 euro per MWh i elområde Malmö (SE4), noterades den 4 december kl. 17 – 18. Förra årets toppnotering var 111,57 euro per MWh, även den i SE4.

Sverige var när vinterns högsta spotpris inföll uppdelat i tre prisområden. I elområde Luleå (SE1) och elområde Sundsvall (SE2) var spotpriset 37,28 euro per MWh. Områdena bildade då gemensamt prisområde med elområde Trondheim (NO3) och elområde Tromsø (NO4). I elområde Stockholm (SE3) var spotpriset 73,09 euro per MWh. Då bildade SE3 gemensamt prisområde med Finland och de baltiska länderna. Elområdena SE4, Jylland (DK1) och Själland (DK2) hade samma pris. Anledningen till prisskillnaderna inom Sverige var en kombination av låg produktion i SE4, lite vindkraftproduktion samt att både Ringhals 2 och Oskarshamn 2 var ur drift.

2.4 Elproduktionen i Sverige

Vid årsskiftet 2014/2015 var den installerade effekten i Sverige 39 563 MW, vilket är en ökning med 1 290 MW jämfört med föregående år. Det är framförallt mängden vindkraft som har ökat (tabell 1).

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Övr. värmekraft + solkraft	Totalt
Effekt (MW)	16 155	5 425	9 531	8 452	39 563
	(+5)	(+955)		(+330)	(+1 290)
Produktion (TWh)	64,2	11,5	62,2	13,3	151,2

Tabell 1. Installerad effekt (MW) 2014-12-31 per produktionslag i Sverige, förändring sedan 2013-12-31 samt preliminär produktion för 2014. Källa: Svenska kraftnät, Svensk Energi och Svensk Vindenergi.

Tabell 2 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.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 176	8 040	2 591	348	16 155
Kärnkraft	0	0	9 531	0	9 531
Vindkraft	461	1 702	1 867	1 395	5 425
Gasturbiner + övrigt ⁵	1	1	1 057	542	1 601
Kondens	0	0	763	996	1 759
Kraftvärme, industri	122	316	602	335	1 375
Kraftvärme, fjärrvärme	160	270	2 300	908	3 638
Solkraft	i.u.	i.u.	i.u.	i.u.	79
Summa	5 920	10 329	18 711	4 524	39 563

Tabell 2. Installerad effekt (MW) per elområde den 1 januari 2015. Källa: Svenska kraftnät, Svensk Energi och Svensk Vindenergi.

2.4.1 Elproduktionen per produktionsslag

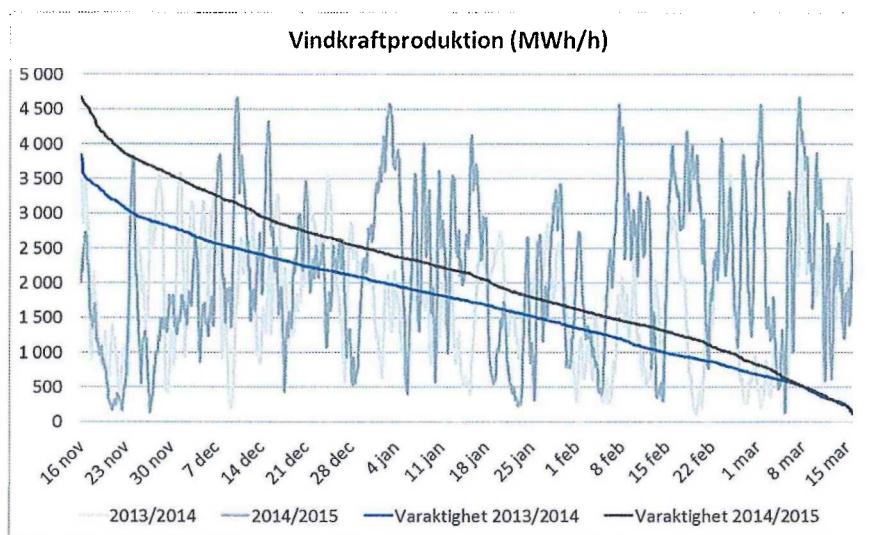
El från vindkraft uppgår idag till ca 8 % av Sveriges totala elproduktion. Under vintern 2014/2015 producerades i genomsnitt ca 25 % mer el än föregående vinter, vilket främst beror på den fortsatt höga utbyggnadstakten (+ 20 % jämfört med vintern 2013/2014).

Vinterns högsta elproduktion från vindkraft var 4 660 MWh/h, vilket är ca 830 MW högre än föregående års toppnotering (3 830 MWh/h). Vindkraftens produktionsvariationer är stora men vinterns genomsnittliga produktion var 40 % av den vid årsskiftet installerade produktionskapaciteten. Motsvarande siffra var 37 % vintern 2013/2014. Vindkraftproduktionen de senaste två vintrarna framgår av figur 6.

⁵ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer.

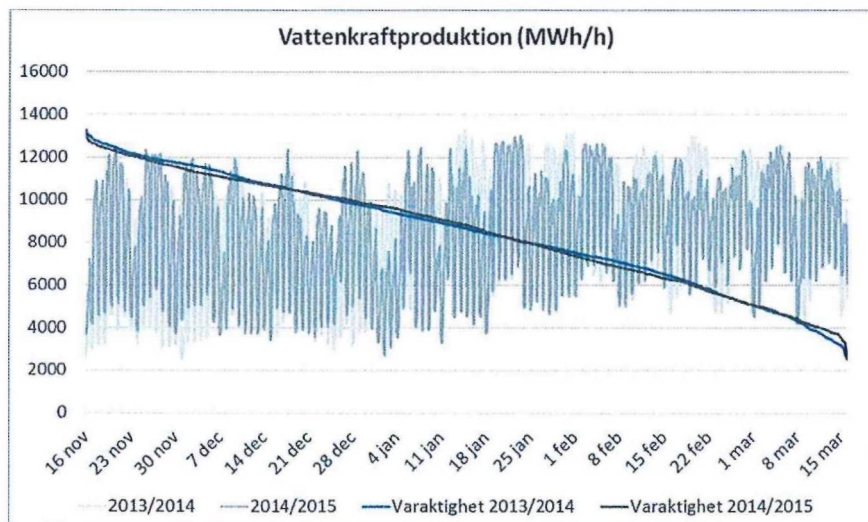
Figuren visar även vindkraftens varaktighetskurva för de två senaste vinterperioderna. Vintern 2014/2015 levererade vindkraften mer än 14 % av installerad effekt under 90 % av tiden. Vintern 2013/2014 var denna siffra 15 %.

Under timmen med högst förbrukning producerade vindkraften 1 290 MWh/h, vilket var ca 26 % av installerad effekt. Det fanns dock andra timmar med hög förbrukning när bidraget från vindkraften var mycket litet. Under den timme när den sammanlagda elförbrukningen i Norden var som högst den 23 januari kl. 10 – 11 producerade vindkraften endast 5 % av installerad effekten.



Figur 6. Timmedelvärde för den svenska vindkraftproduktionen under vintrarna 2013/2014 och 2014/2015. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

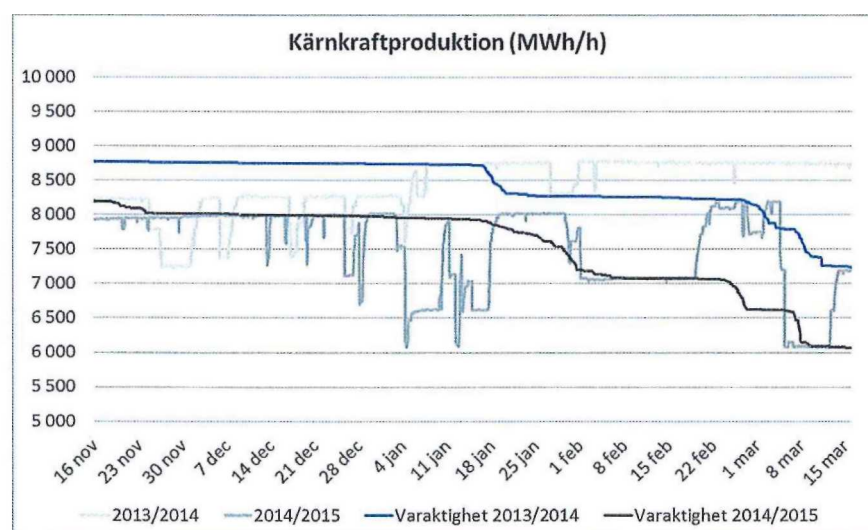
Vattenkraftproduktionen under 2014 uppgick till ca 65 TWh, vilket är en normal årsproduktion. Vattenkraften stod därmed för den största delen (42 %) av årets totala elproduktion i landet. Fyllnadsgraden för landets reglermagasin var när vinterperioden började något under det normala. Den svenska vattenkraften elproduktion under vintrarna 2013/2014 och 2014/2015 framgår av figur 7.



Figur 7. Timmedelvärde för den svenska vattenkraftproduktionen under vintrarna 2013/2014 och 2014/2015. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

Den svenska kärnkraften hade en något lägre tillgänglighet vintern 2014/2015 än föregående vinter. På Ringhals 2 gjordes ett omfattande reparationsarbete och reaktorn var avställd under hela vintern. Den sedan tidigare pågående revisionen av Oskarshamn 2 förlängdes ytterligare och även denna reaktor var avställd under hela vintern.

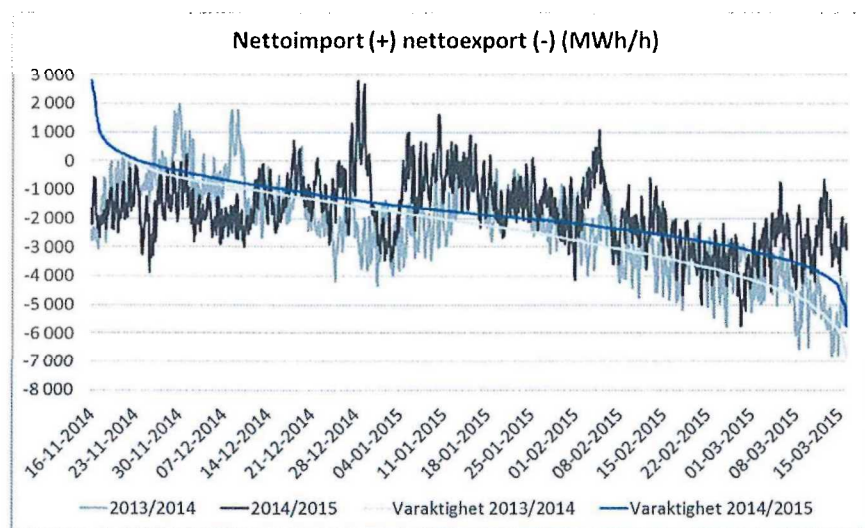
Därutöver hade några reaktorer kortare stopp. Den genomsnittliga tillgängligheten var 80 %, att jämföra med 89 % vintern 2013/2014. När elförbrukningen var som högst var tillgängligheten 84 %, vilket för övrigt överensstämmer väl med antagandena i Svenska kraftnäts kraftbalansrapport för ett år sedan. Kärnkraftens elproduktion de senast två vintrarna framgår av figur 8.



Figur 8. Timmedelvärden för kärnkraftproduktionen vintrarna 2013/2014 och 2014/2015. Källa: Svenska kraftnäts avräkning.

2.5 Import, export och handelskapaciteter

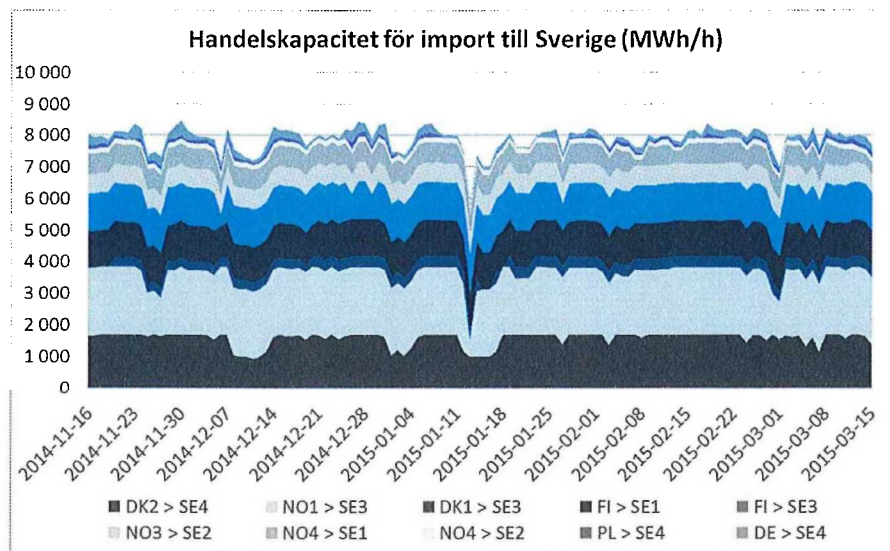
under 2014 var Sverige nettoexportör av el för fjärde året i följd. Även under vintern nettoexporterade Sverige under större delen av tiden. Endast under några kortare perioder i slutet av december och mitten av januari var det nettoimport (figur 9).



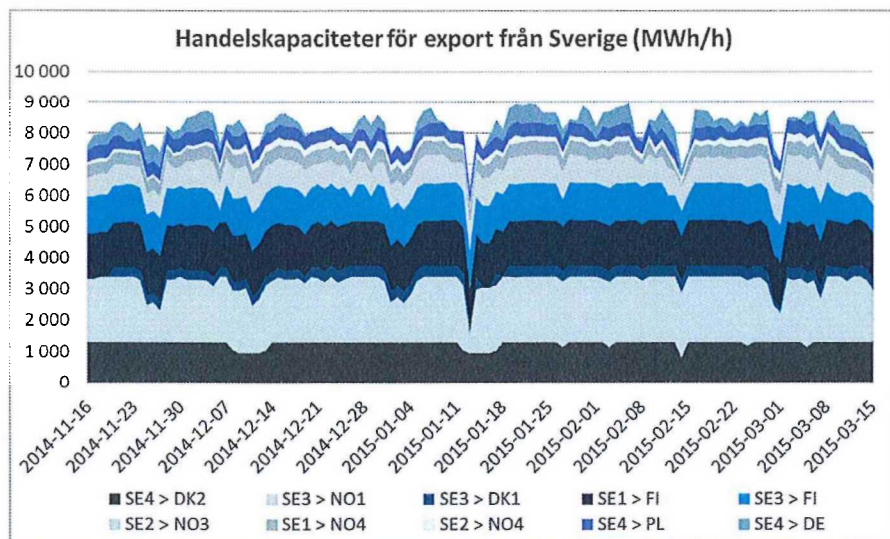
Figur 9. Timmedelvärdet för nettoflödet till och från Sverige vintrarna 2013/2014 och 2014/2015. Källa: Nord Pool Spot.

Figurerna 10 och 11 visar hur import- och exportkapaciteterna på resp. utlandsförbindelse har varierat under vintern. Såväl import- som exportmedelkapaciteten har varit något lägre än 2013/2014. Det beror på att kapaciteten på Fenno-Skan 1 mellan Sverige och Finland sänkts med 100 MW och att Konti-Skan 1 mellan Sverige och Danmark var otillgänglig under hela perioden.

I figurerna framgår ett tillfälle i januari när kapaciteten gick ner tillfälligt. Det var när stormen Egon störde elsystemet och orsakade avbrott på flera ledningar.



Figur 10. Handelskapaciteter på Elspot för import till Sverige under perioden 2014-11-16 - 2015-03-15. Källa: Nord Pool Spot.

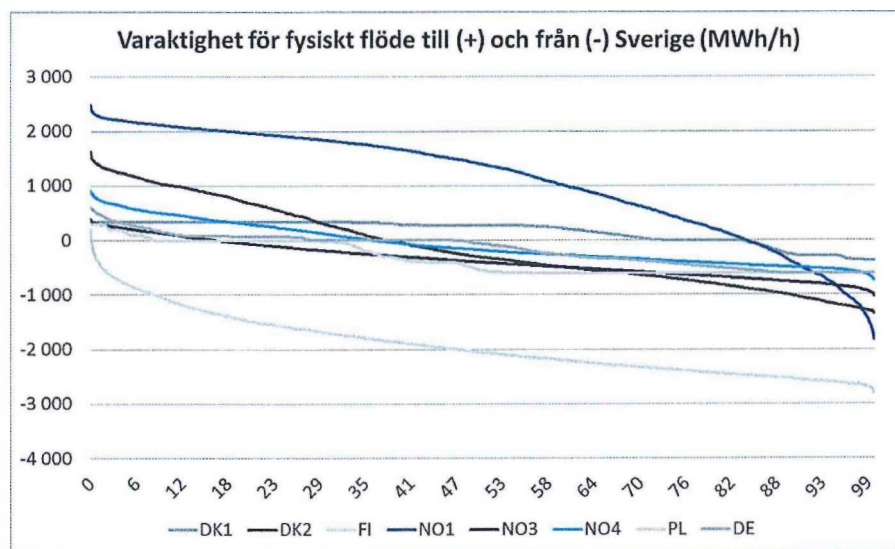


Figur 11. Handelskapaciteter på Elspot för export till Sverige under perioden 2014-11-16 - 2015-03-15. Källa: Nord Pool Spot.

	Handelskapacitet import	Handelskapacitet export
Min	5 722	5 450
Medel	7 889	8 251
Max	8 850	9 350

Tabell 3. Handelskapacitet (MW) lämnad till Elspot under perioden 2014-11-16 - 2015-03-15. Källa: Nord Pool Spot.

Figur 12 visar varaktigheten för det fysiska flödet från Sverige till grannländerna. I likhet med föregående vinter exporterades mycket el till Finland. Sverige importerade mest el från elområde Oslo (NO1). Normalt är NO1 ett underskottsområde men försörjs till stor del av de stora överskottsområdena NO2 och NO5 som ligger väster om NO1.



Figur 12. Varaktighet för fysiskt flöde till och från Sverige under perioden 2014-11-16 - 2015-03-15. Källa: Nord Pool Spot.

2.6 Effektreserven

Svenska kraftnät upphandlar årligen en effektreserv för perioden 16/11 – 15/3. Syftet är att säkerställa att Sverige har en god effektillgång för att minska risken för effektbrist.

Inför vintern 2014/2015 (2013/2014) upphandlades en effektreserv om 1 500 MW (1 489 MW). Den utgjordes av 874 MW (958 MW) produktion och 626 MW (531 MW) förbrukningsreduktioner. Upphandlingen för vintern 2014/2015 framgår av bilaga 1.

Delar av effektreserven kan aktiveras på Elspot. Ägarna av förbrukningsreduktionsbuderna 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 stängningen av Elspot.

Tack vare den milda vintern behövde effektreserven aldrig aktiveras under vintern 2014/2015. Inför stormen Ivar i mitten av december sattes delar av effektreserven, Karlshamn block 2 och Stenugnsund block 3 och block 4, i två timmars beredskap. I driftskedet behövdes dock inget av blocken och någon aktivering skedde aldrig.

2.7 Informationsinsatser

Information om Svenska kraftnäts hantering av effektreservens produktionsdel ges till marknadens aktörer via marknadsmeddelanden, Urgent Market Messages (UMM) på Nord Pool Spot, vid ändring av beredskapstider samt vid start och stopp. Effektreservens förbrukningsreduktionsdel som inte får tillslag på Elspot ska finnas på reglerkraftmarknaden. Information om avrop av bud på reglerkraftmarknaden ges inte genom UMM.

Information om planerade underhållsarbeten, eventuellt instängd produktion samt annan driftrelaterad information lämnas fortlöpande via Nord Pool Spot genom 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 de närmast efterföljande dagarna.

3 Kraftbalansen den 29 december kl. 10-11

Vinterns högsta elförbrukning i Norden inföll måndagen den 29 december kl. 10 – 11. Denna timme uppgick medelförbrukningen i Sverige till 23 390 MWh/h (tabell 4)⁶. Jämfört med vintern 2013/2014 var förbrukningen ca 1 400 MWh/h lägre.

Produktion inom landet	22 766	
Varav vattenkraft		11 221
Varav vindkraft		1 296
Varav kärnkraft		7 966
Varav övrig värmekraft		2 283
Nettoimport	3 262	
Varav import från Norge (NO)	2 944	
Via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)		1 804
Via Nea (NO3)		299
Via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)		841
Varav import från Danmark (DK)	318	
Via Konti-Skan (DK1)		318
Nettoexport	-2 638	
Varav export till Danmark (DK)	-25	
Via Öresundsförbindelsen (DK2)		-25
Varav export till Finland (FI)	-2 112	
Via Fenno-Skan (FI)		-1 014
Via Finland Norr (FI)		-1 098
Varav export till Polen (PL)	-501	
Via SwePol Link (PL)		-501
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster	23 390	

Tabell 4. Sveriges effektbalans (MWh/h) fredagen den 29 december 2014 kl. 10 - 11.
Källa: Svenska kraftnäts avräkning, Nord Pool Spot.

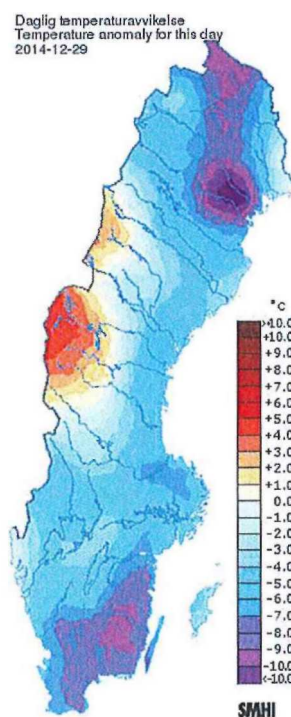
⁶ Effektbalansen utgår från den skattade högsta timförbrukningen för vintern. Genom att addera uppmätt export och subtrahera import fås den inhemska produktionen. Därefter subtraheras från denna siffra uppmätt vatten-, kärnkraft och vindkraftsproduktion. Resten antas vara övrig värmekraft. Övrig värmekraft överskattas något i och med denna metod, samtidigt som vindkraftproduktionen underskattas. På kärnkraften och vattenkraften är mätningen mer korrekt.

Spotpriserna under denna timme var förhållandevis låga (tabell 5). Sverige netto-importerade ca 620 MWh/h el.

Elområde	Pris EUR/MWh
SF1, SE2, SE3, SF4, NO1, NO2, NO5 DK1, DK2	41, 42
NO3, NO4	37, 39
FI	67, 81

Tabell 5. Översikt av spotpriserna i det nordiska systemet 29 december 2014 kl. 10-11. Källa: Nord Pool Spot.

Bortsett från delar av Jämtlands län var temperaturerna denna dag något under det normala i hela landet (figur 13). I de nordligaste delarna samt i sydöstra Sverige var temperaturerna mellan 7 – 10 grader lägre än normalt.



Figur 13. Daglig temperaturavvikelse från normala, baserat på statistik från 1961 till 1990, för den 29 december 2014. Källa: SMHI.

Tabell 6 visar en jämförelse mellan de lägst uppmätta temperaturerna i de fyra elområdenas största städer jämfört med vad SMHI klassar som lägsta temperatur vid en normalvinter respektive en tioårsvinter⁷. I Luleå, Sundsvall och Malmö var temperaturen i nivå med vad som klassas som normalvinter. I Stockholm var temperaturen något högre.

	Aktuell temp.	Normalvinter	Tioårsvinter
Luleå	-26,2	-27	-32
Sundsvall	-18,6	-20	-26
Stockholm	-10,5	-16	-21
Malmö	-11,7	-11	-15

Tabell 6. Lägst uppmätt temperatur (timmedelvärde i °C) den 29 december 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 eventuellt täckas med import. Räcker inte det uppstår en avkortningssituation. För att undvika avkortning aktiveras produktionsdelen av den svenska effektreserven på Nord Pool Spot. Detta skedde ett par gånger under vintern 2009/2010 men har inte skett sedan dess.

Svenska kraftnät har heller aldrig behövt koppla bort last i drifttimmen, vilket visar att landet de senaste vintrarna haft tillräcklig 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 den inhemska produktionen.

⁷ 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.

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 uppregringsresurser i resp. nordiskt lands reglerkraftmarknad 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. På samma sätt kan aktörerna eventuellt ha ytterligare bud att lämna in till reglerkraftmarknaden om Svenska kraftnät efterfrågar det. Information om hur stora volymer detta kan ha rört sig om går dock inte att säga i efterhand.

Tabell 7 visar hur mycket importkapacitet som de nordiska systemoperatörerna rapporterade till elbörsen för timmen kl. 10 – 11 den 29 december och hur mycket av denna kapacitet som utnyttjades resp. fanns tillgänglig.

Totalt sett fanns det denna timme 4 359 MW outnyttjad importkapacitet. Viktigt att notera är att med importkapacitet avses här fysisk överföringskapacitet på gränsförbindelserna mellan Sverige och angränsade länder. Det säger ingenting om hur mycket el som hade kunnat importeras från dessa länder.

FI – SE1, återstående importkapacitet	1 170	
Uppmätt överföring		(1 098 MW export)
Överföringskapacitet (import)		1 170
FI – SE3, återstående importkapacitet	800	
Uppmätt överföring		(1 014 MW export)
Överföringskapacitet (import)		800
NO1 – SE3, återstående importkapacitet	316	
Uppmätt överföring		1 804
Överföringskapacitet (import)		2 120
NO3 – SE2, återstående importkapacitet	301	
Uppmätt överföring		299
Överföringskapacitet (import)		600
NO4 – SE2, återstående importkapacitet	0 (-81)	
Uppmätt överföring		231
Överföringskapacitet (import)		150
NO4 – SE1, återstående importkapacitet	40	
Uppmätt överföring		610
Överföringskapacitet (import)		650
DK1 – SE3, återstående importkapacitet	32	
Uppmätt överföring		318
Överföringskapacitet (import)		350
DK2 – SE4, återstående importkapacitet	1 700	
Uppmätt överföring		(25 MW export)
Överföringskapacitet (import)		1 700
PL – SE4, återstående importkapacitet	0	
Uppmätt överföring		(501 MW export)
Överföringskapacitet (import)		0
DE – SE4, återstående importkapacitet	0	
Uppmätt överföring		0
Överföringskapacitet (import)		0
Summa	4 359	

Tabell 7. Återstående importkapacitet (MW) in till Sverige på förbindelserna mellan Sverige och grannländerna den 29 december 2014 kl. 10-11. Källa: Nord Pool Spot.

Tabell 8 visar återstående överföringskapacitet i de svenska snitten. I snitt 2 fanns 476 MW återstående kapacitet för överföring söderut. I snitt 1 och 4 var marginalerna goda.

Snitt 1 – återstående överföringskapacitet	997	
Uppmätt överföring		2 003
Överföringskapacitet (södergående riktning)		3 000
Snitt 2 – återstående överföringskapacitet	476	
Uppmätt överföring		6 024
Överföringskapacitet (södergående riktning)		6 500
Snitt 4 – återstående överföringskapacitet	1 105	
Uppmätt överföring		3 695
Överföringskapacitet (södergående riktning)		4 800

Tabell 8. Återstående överföringskapacitet (MW) mellan de svenska elområdena den 29 december kl. 10-11. Källa: Nord Pool Spot.

Ett sätt att bedöma produktionsmarginalens storlek är att titta på hur stora volymer icke avropad kraft som fanns kvar på reglerkraftmarknaden.

I Sverige fanns 3 120 MW. Här är effektreservens produktionsdel på 874 MW inkluderad. Effektreservbudet har en aktiveringstid på 16 timmar och behöver därför hanteras i planeringsskedet. Av den totala volymen var 355 MW kommersiella bud och 2 765 MW reservbud. Det var inga begränsningar mellan de svenska elområdena under denna timme.

I Norge fanns 942 MW ej avropade uppregleringsbud. Av denna volym var 655 MW belägna i NO1, NO2 och NO5. Dessa tre områden bildade ett eget samreglerat prisområde p.g.a. flaskhalsar och buden kunde därför inte aktiveras. Återstående bud om 287 MW i NO3 och NO4 skulle troligtvis kunna aktiverats vid ytterligare reglerbehov.

I Danmark fanns 1 161 MW ej avropade uppregleringsbud, varav 716 MW var reservbud. Av marknadsbudet fanns 394 MW i DK1 och 767 MW i DK2. På Konti-Skan fanns endast 32 MW återstående kapacitet, och p.g.a. flaskhals kunde därför inte reglerresurserna i DK1 avropas. Öresundsförbindelsen utnyttjades för export till DK2, varför hela dess kapacitet var tillgänglig för att stötta den svenska effektbalansen.

I Finland fanns 1 518 MW ej avropade uppregleringsbud, varav 218 MW var kommersiella bud och 1 300 MW var reservbud. Rent tekniskt hade hela volymen kunnat avro-

pas för att hjälpa den svenska effektbalansen, eftersom det fanns goda importmöjligheter på de finska förbindelserna till Sverige.

Sverige exporterade under denna timme till via SwePol Link till Polen. Det var ingen överföring på Baltic Cable till Tyskland. Svenska kraftnät kan vid behov ringa till Polen resp. Tyskland och be att få köpa in el via förbindelserna. Eftersom överföringskapaciteten för import på båda dessa kablar hade en gräns på 0 MW denna timme fanns ingen möjlighet för att stötta den svenska effektbalansen.

Sammantaget fanns 3 120 MW att uppreglera i Sverige och ytterligare 2 572 MW sammanlagt i grannländerna. Marginalen bedöms därmed ha varit mycket god.

4 Den kommande vintern 2015/2016

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 under en s.k. 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. De gasturbiner som ingår i störningsreserven ingår inte i balansen, eftersom de är reserverade för att säkerställa driftsäkerheten vid plötsliga störningar.

Slutligen ingår i redovisningen beräkningar och analyser av ev. 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 2015, dels fördelning och temperaturkänslighet för elförbrukningen per elområde.

Högsta förbrukning förväntas bli ca 25 600 MWh/h vid en normalvinter och 27 100 MWh/h vid en tioårsvinter. Detta är samma nivå som antogs i föregående kraftbalansrapport, vilket kan förklaras av att den temperaturkorrigerade elanvändningen i landet under de två senaste åren i stort sett varit oförändrad.

Svenska kraftnäts prognos för maximal elförbrukning under vintern 2015/2016 framgår av tabell 9.

Elområde	Normalvinter	Tioårsvinter
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 (MWh/h) vintern 2015/2016.

4.3 Förväntad produktionskapacitet

Tabell 10 visar prognosen för installerad effekt per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2015/2016. Jämfört med föregående kraftbalansrapport ökar den totalt installerade effekten från 39 195 MW till 40 375 MW. Förändringarna är främst hänförliga till fortsatt utbyggnad av vind- och solkraft samt effekthöjningar inom kärnkraften. Mängden solkraft är en uppskattning gjord av Svenska kraftnät med ledning av de senaste årens utbyggnadstakt.

Kraftslag	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 176	8 040	2 591	348	16 155
Kärnkraft	0	0	9 706	0	9 706
Vindkraft	528	2 056	1 942	1 512	6 038
Gasturbiner + övrigt	1	1	1 057	542	1 601
Kondens	0	0	763	996	1 759
Kraftvärme, industri	122	316	602	335	1 375
Kraftvärme, fjärrvärme	160	270	2 300	908	3 638
Solkraft	0	0	34	69	103
Summa	5 987	10 683	18 995	4 710	40 375

Tabell 10. Prognos för installerad effekt (MW) per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2015/2016. Anläggningar som bedöms vara i malpåse är exkluderade. Källa: Nord Pool Spot, Svensk Vindenergi, Svensk Energi, Svenska kraftnät.

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.

Kraftslag	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	4 390	6 818	2 197	295	13 700
Kärnkraft	0	0	8 161	0	8 161
Vindkraft	58	226	214	166	664
Gasturbiner + övrigt	1	1	215	11	228
Kondens	0	0	687	896	1 583
Kraftvärme, industri	93	242	461	256	1 052
Kraftvärme, fjärrvärme	122	207	1 760	695	2 783
Solkraft	0	0	0	0	0
Summa	4 665	7 493	13 694	2 320	28 171

Tabell 11. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde vid topplasttimmen vintern 2015/2016. Gasturbiner ingående i störningsreserven är exkluderade.

4.3.1 Vattenkraft

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

Det innebär således en tillgänglighetsfaktor om 84,8 %.

4.3.2 Kärnkraft

Den totalt installerade mängden kärnkraft förväntas vid årsskiftet uppgå till 9 706 MW. Detta är 175 MW mer än vid förra årsskiftet, vilket beror på en effekthöjning av Ringhals 4. Den 24 juni meddelades att OKG inte avser återuppta driften av Oskarshamn 2 i slutet av december, utan att inriktningsbeslut tagits om en permanent avställning av reaktorn.

Med Oskarshamn 2 tagen ur drift och antagandet att övriga reaktorer har 90 % effekt-tillgänglighet kommer 8 161 MW kärnkraft att vara tillgänglig när förbrukningen är som störst.

Det innebär en sammantagen tillgänglighetsfaktor för kärnkraften om 84,1 %.

4.3.3 Vindkraft

Vindkraftsutbyggnaden förväntas fortsätta och ca 600 MW ny vindkraft är planerad att tas i drift under 2015.

Historiskt har Svenska kraftnät antagit att sex procent av den installerade effekten finns tillgänglig under 90 procent av tiden. Det tillgänglighetstalet är grundat i en utredning som en gång gjordes av plankommittén inom det dåvarande NORDEL-samarbetet. Inför kraftbalansrapporten 2013 gjorde Svenska kraftnät en ny värdering genom att studera vindkraftsproduktionens varaktighetskurvor under 2011 och 2012. Den energi som producerades under 90 procent av årets timmar motsvarade då sju procent av den installerade effekten, varför verket valde att inte frångå det gamla antagandet om sex procents tillgänglighet.

I tittills har tillgänglighetstalet dock beräknats efter vindkraftens produktion under hela året. Mer rättvisande i detta sammanhang borde i stället vara att endast se till de fyra vintermånader, som kraftbalansrapporterna avser. Eftersom det blåser mer på vintern än på sommarhalvåret föranleder det en uppskrivning av tillgänglighetstalet. Fr.o.m. denna kraftbalansrapport använder Svenska kraftnät därför medianvärdet för vindkraftens producerade effekt under 90 procent av tiden de fem senaste vintersäsongerna (16/11 – 15/3).

Det innebär en tillgänglighetsfaktor för vindkraften om 11 %. Därmed beräknas 664 MW vindkraft vara tillgänglig under timmen med högst förbrukning kommande vinter.

4.3.4 Kraftvärme

Vid bedömning av tillgänglig produktionskapacitet i kraftvärmeanläggningar inom industri och fjärrvärme förutsätts att de drivs med det bränsle som normalt används. Det innebär en reduktion med 15 % av maximal effekt, eftersom detta bränsle inte är vad anläggningarna är tekniskt optimerade för. På så sätt sänks verkningsgraden.

Tillgängligheten för denna typ av produktionslag bedöms av Svenska kraftnät vara 90 %. Prognosen för den tillgängliga effekten i dessa kategorier blir då ca 3 835 MW.

4.3.5 Kondenskraft

Tillgänglig produktionskapacitet i kondenskraft beräknas också den till 90 %, vilket ger 1 583 MW.

4.3.6 Gasturbinder

Av den sammanlagda installerade gasturbineffekten på 1 595 MW är 1 348 MW reserverade för störningsreserven. Återstående 253 MW (gasturbiner + övrigt) antas ha en tillgänglighet på 90 %, vilket ger en prognos på tillgänglig effekt om 228 MW.

4.3.7 Solkraft

Eftersom timmen med högst förbrukning oftast infaller när det är mörkt ute, antas ingen solkraft produceras under denna timme.

4.4 Prognos för importbehovet

För att bedöma behovet av import till resp. elområde ställs prognostiserad förbrukning mot förväntad tillgänglig effekt (tabell 12). Detta visar behovet av överföring till SE3 och SE4 för att tillgodose den förväntade elförbrukningen i respektive elområde.

Sverige som helhet förväntas vara självförsörjande på el under vintern 2015/2016, även under de timmar när efterfrågan är som störst. Det förväntade överskottet beräknas till ca 2 570 MWh/h vid en normalvinter och ca 1 070 MWh/h vid en tioårsvinter.

Denna marginal är ca 630 MWh/h bättre än prognosen inför vintern 2014/2015. Detta beror på att mer produktionskapacitet från vindkraft, kärnkraft, gasturbiner och kondenskraft förväntas vara tillgänglig jämfört med föregående år.

Om förbrukningsreduktionen i effektreserven räknas in i kraftbalansprognosen förbättras den prognostiserade marginalen ytterligare. Förbrukningsreduktionens volym fastställs under hösten 2015.

	Tillgänglig produktion	Elförbrukning		Balans/behov av nettoimport	
		Normalvinter	Tioårs vinter	Normalvinter	Tioårsvinter
SE1	4 665	-1 600	-1 700	3 065	2 965
SE2	7 493	-3 000	-3 100	4 493	4 393
SE3	13 694	-16 300	-17 300	-2 606	-3 606
SE4	2 320	-4 700	-5 000	-2 380	-2 680
Summa	28 171	-25 600	-27 100	2 571	1 071

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

Kärnkraftens tillgänglighet är den enskilt känsligaste faktorn i analysen. En minskning av tillgängligheten med tio procentenheter motsvarar ca 900 MW i produktionsbortfall.

En annan viktig faktor i analysen är överföringskapaciteten i det svenska stamnätet och 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 minskar om nätet inte är intakt p.g.a. fel eller underhållsarbeten. Kapaciteten påverkas också negativt om ett eller flera kärnkraftblock är ur drift, vilket försämrar förhållandena för reaktiv effekt.

Enligt tabell 12 behöver kapaciteten i snitt 2 vara minst 4 990 MW vid en normalvinter och 6 290 MW vid en tioårsvinter för att inte importbehov ska uppstå. I timmen med högst förbrukning 2014/2015 var detta snitts överföringskapacitet 6 500 MW.

Det kan noteras att produktionsdelen av effektreserven är inkluderad i tillgänglig svensk produktion. Den aktiveras bara på elbörsen om det finns risk för avkortning. I första hand kommer marknaden att hantera ett underskott av effekt i ett område genom import från ett överskottsområde. Det är därför Sverige ofta nettoimporterar när elförbrukningen är stor, trots att det finns inhemsk kraftproduktion och förbrukningsreduktioner som skulle kunna täcka behovet.

4.5 Överföringskapacitet

Den maximala överföringskapaciteten under vintern för import till Sverige bedöms vara 10 485 MW. Tabell 13 redovisas bedömd maximal importkapacitet till vart och ett av de svenska elområdena samt till Sverige som helhet under vintern 2015/2016.

Varken 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 från södra Sverige.

Från\Till	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
SE1		3 300			
SE2	3 300		7 300		
SE3		7 300		5 900 a)	
SE4			2 600 a)		
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
LT				700 b)	700 b)
Summa	5 100	11 450	14 135	9 500	10 485

Tabell 13. Förväntad maximal handelskapacitet för import till Sverige från angränsande elområden vintern 2014/2015 (MW). Källa: Nord Pool Spot.

a) Under förutsättning att första delen av likströmsförbindelsen SydVästlänken (600 MW) tagits i drift som planerat i oktober 2015. Förbindelsen är planerad att vara helt klar under 2016 och kommer då att ha en överföringsförmåga på 2 x 600 MW.

b) Likströmsförbindelsen NordBalt är planerad att tas i drift i december 2015.

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 ev. Finland förväntas vara möjlig. Under topplasttimmar är det dock endast Norge som kan förväntas ha ett litet överskott. Polen kan troligen inte exportera el till Sverige under vinterns kallaste dagar. Från Tyskland kan kraft möjligen importeras om det blåser bra i Nordtyskland. Vid sådana tillfällen blåser det dock troligen bra även i södra Sverige.

4.6 Effektreserven 2015/2016

För vintern 2015/2016 uppgår effektreserven till 1 000 MW. Minst 25 % av detta ska vara förbrukningsreduktion och resten utgöras av produktionsreserver. Produktionsdelen upphandlades våren 2015, medan förbrukningsreduktionen kommer att upphandlas separat under hösten. Eftersom upphandlingen inte är slutförd redovisas inte effektreserven för 2015/2016 i denna rapport.

Bilaga 1 – Effektreserven 2014/2015

Anläggning	Flområde	Effekt [MW]
Produktion		
Mälarenergi	SE3	200
Stenungsund B3	SE3	260
Stenungsund B4	SE3	260
Karlshamn 2	SE4	154
Summa produktion		874
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		1 500