

Ärendenr: 2017/1015

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2016/2017 och 2017/2018

En rapport till Miljö- och energidepartementet

DATUM
2017-06-26

Förord

Enligt 3 § förordning (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 samt vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen. Denna rapport utgör fullföljandet av det kravet. Avsnitt 5 innehåller en kortfattad beskrivning av kraftbalansen på kort sikt (2017-2021) och lång sikt (2040) i syfte att sätta in årets kraftbalansrapport i ett vidare sammanhang.

Årets kraftbalansrapport visar att marginalerna för den svenska kraftbalansen och förmågan att förse landet med tillräckligt med el när köldknäppar tvingar upp elförbrukningen krymper.

Sundbyberg den 26 juni 2017



Ulla Sandborgh
generaldirektör

Innehåll

1	Sammanfattning	7
2	Uppföljning av vintern 2016/2017.....	8
2.1	<i>Elförbrukning</i>	8
2.2	<i>Väder</i>	9
2.3	<i>Elpriserna under vintern</i>	12
2.4	<i>Elproduktionen i Sverige</i>	14
2.4.1	<i>Elproduktionen per produktionslag</i>	15
2.5	<i>Import, export och handelskapaciteter</i>	17
2.6	<i>Effektreserven</i>	20
2.7	<i>Informationsinsatser</i>	21
3	Kraftbalansen den 5 januari kl. 17–18	22
3.1	<i>Marginaler och tillgängliga överföringskapaciteter</i>	23
4	Prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2017/2018	27
4.1	<i>Prognos för maximal elförbrukning</i>	28
4.2	<i>Förväntad produktionskapacitet</i>	29
4.2.1	<i>Tillgänglighetsfaktorer</i>	30
4.3	<i>Effektreserven 2017/2018</i>	31
4.4	<i>Överföringskapacitet</i>	31
5	Kraftbalansen på kort och lång sikt	33

1 Sammanfattning

I denna rapport redovisar Svenska kraftnät hur kraftbalansen i det svenska elsystemet har upprätthållits under den gångna vintern samt en prognos för kommande vinters kraftbalans. Begreppet kraftbalans avser i det här sammanhanget Sveriges energibalans under timmen, vilket i rapporten uttrycks som effektbalans vid vinterns högsta elförbrukning.

Timmen med Sveriges högsta elförbrukning vintern 2016/2017 sammanföll med timmen då den totala elförbrukningen i Norden var som störst och inträffade på trettondagsafton den 5 januari kl. 17–18. Den svenska elförbrukningen uppgick då till 25 855 MWh/h. Vintern 2015/2016 var den högsta elförbrukningen ungefär 1 000 MWh/h högre än så. Under helgdagar är elförbrukningen lägre än under vardagar. Det är därför troligt att den högsta elförbrukningen vintern 2016/2017 skulle varit ännu högre om samma temperaturförhållanden ägt rum en vanlig vardag. Sammantaget var vintern 2016/2017 mild eller mycket mild i hela Sverige.

Kapaciteten att överföra el mellan olika områden i Sverige och angränsande länder påverkar förutsättningarna för effektbalansen. Vintern 2016/2017 var importkapaciteten från södra Norge avsevärt lägre än normalt. Konsekvenserna av den sänkta överföringskapaciteten begränsades dock av det milda vädret.

Likströmsförbindelsen NordBalt mellan Sverige och Litauen visade sig vara av betydelse för möjligheten att importera el under timmar med hög elförbrukning och höga elpriser. Kabeln var ur drift på grund av fel vid flera tillfällen under vintern 2016/2017 men under timmen då den svenska elförbrukningen var som störst importerade Sverige 648 MW från Litauen, vilket är drygt 90 procent av överföringsförbindelsens maximala kapacitet.

Under timmen med vinterns högsta elförbrukning fanns det en betydande mängd elproduktion tillgänglig i Sverige och övriga Norden som sannolikt hade kunnat stötta den svenska effektbalansen vid behov. Marginalerna bedöms därför ha varit relativt goda. Den 5 januari 2017 höjdes beredskapen för effektreservens produktionsdel. Effektreserven behövde dock aldrig aktiveras.

Analysen av kommande vinter visar att den svenska effektbalansen har försämrats. Enligt prognosen för timmen med högst elförbrukning vintern 2017/2018 har Sverige en negativ effektbalans på ungefär – 850 MW vid en tioårsvinter. Det innebär att Sverige i det fallet är beroende av import. Vid en normal vinter förväntas istället ett överskott inom Sverige på ca 650 MW. De minskade marginalerna jämfört med för några år sedan beror främst på stängningen av kärnkraftsreaktorerna Oskarshamn 1 och 2 samt att kondens- och kraftvärmeverk lagts i malpåse.

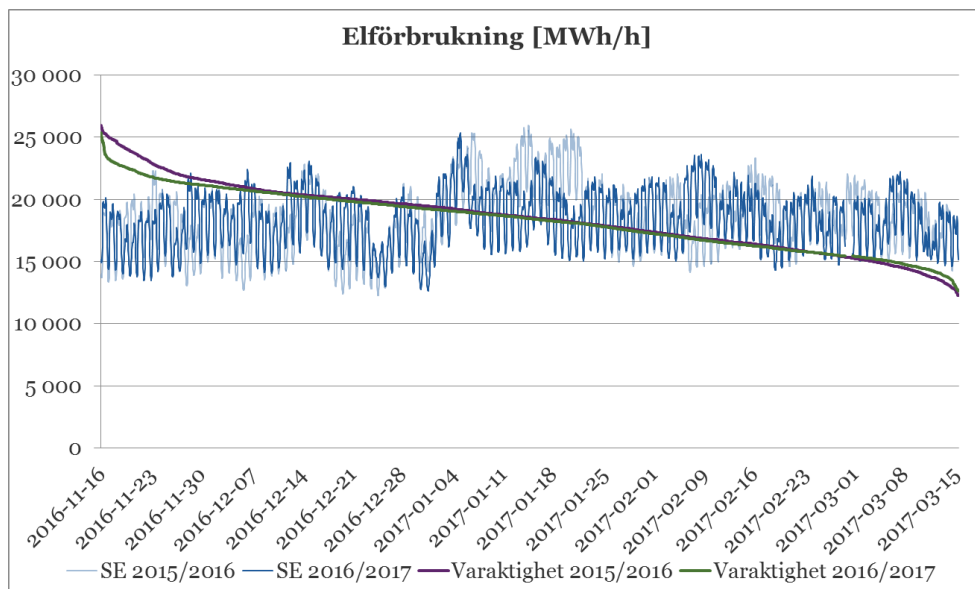
2 Uppföljning av vintern 2016/2017

I detta avsnitt sammanfattas den gånga vinterns elförbrukning, temperaturförhållanden, elpriser, elproduktion, import, export, handelskapaciteter, hantering av effektreserven samt informationsinsatser.

2.1 Elförbrukning

Den 5 januari 2017 kl. 17–18 inträffade vinterns högsta elförbrukning som uppgick till 25 855 MWh/h¹. Vinterns toppnotering är ca 1 000 MWh/h lägre än den för vintern 2015/2016. Prognosen för den maximala elförbrukningen var 25 900 MWh/h vid en normalvinter och 27 400 MWh/h vid en tioårsvinter. Vinterns toppförbrukning var alltså i nivå med den förväntade högsta elförbrukningen vid en normalvinter.

Elförbrukningen i Sverige under de två senaste vintrarna (16 november–15 mars) redovisas i Figur 1². Enligt preliminära siffror från Energiföretagen var den totala svenska elanvändningen inklusive överföringsförluster 139,9 TWh under 2016. Det är en ökning med ca 2,9 procent jämfört med 2015. Även den temperaturkorrigerade elanvändningen, elanvändningen justerad till normalårstemperatur, ökade något och uppgick under 2016 till 141,7 TWh (138,7 TWh år 2015).

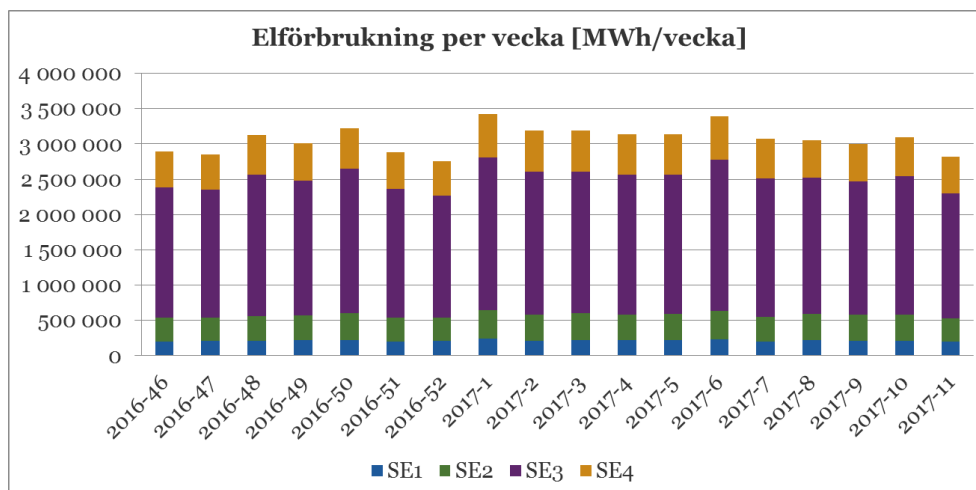


Figur 1. Timmedelvärde för elförbrukningen i Sverige vintrarna 2015/2016 och 2016/2017. Källa: Svenska kraftnät.

¹ Skattat värde. Siffrorna från Svenska kraftnäts avräkning innefattar endast koncessionspliktiga nät. I de delar av elnätet där elproduktion och elförbrukning inte mäts separat fås endast nettoflödet till och från dessa punkter. Ett uppskattat värde för förbrukningen bakom icke koncessionspliktiga nät har därför adderats till den avräknade förbrukningen, för att skatta förbrukningen under timmen med högst elförbrukning.

² Figuren innehåller endast förbrukning i koncessionspliktiga nät.

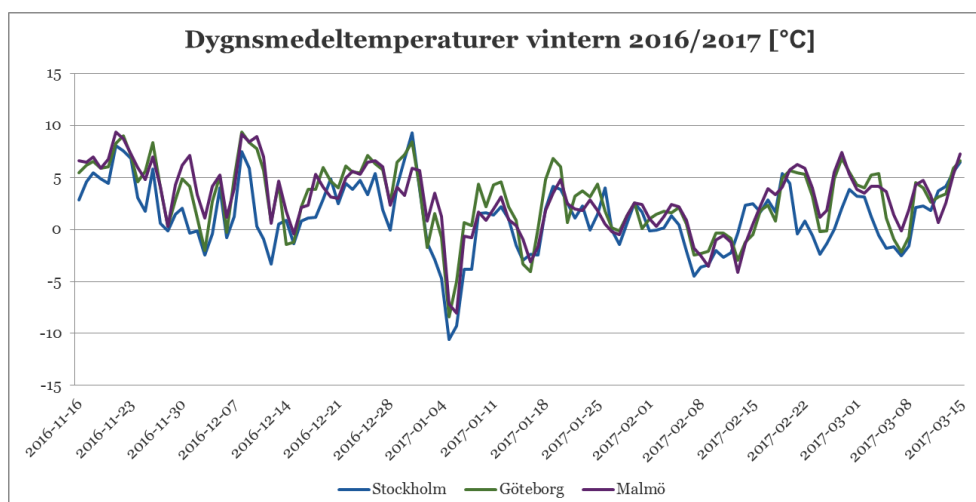
Figur 2 visar hur elförbrukningen i Sverige varierat vecka för vecka under den gångna vintern. Den sammanlagda elförbrukningen under en och samma vecka var som störst vecka 1, då även timmen med vinterns högsta elförbrukning inträffade. Av staplarna i figuren framgår även att elförbrukningen är störst i de mellersta (SE 3) och södra (SE 4) delarna av Sverige.



Figur 2. Elförbrukningen per elområde vintern 2016/2017. Källa: Svenska kraftnät.

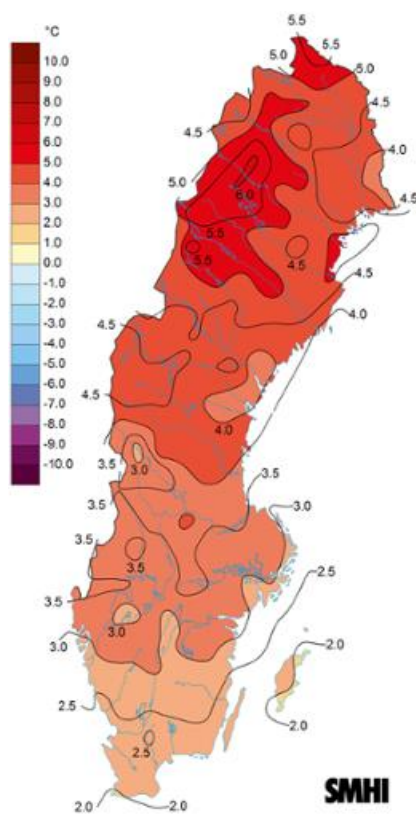
2.2 Väder

Elförbrukningen i Sverige påverkas i hög grad av utomhustemperaturen. Eftersom elanvändningen är störst i mellersta och södra Sverige är det framförallt temperaturen i dessa områden som påverkar elförbrukningen. Figur 3 redogör för hur temperaturen varierat i storstadsregionerna Stockholm (SE 3), Göteborg (SE 3) och Malmö (SE 4).



Figur 3. Dygnsmiddeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2016/2017. Källa: Data hämtad från Svenska kraftnäts driftsystem, ursprunglig källa SMHI.

Vintern 2016/2017 var mild eller mycket mild med temperaturer över det normala i hela landet, se Figur 4. Störst var avvikelserna i norra Norrland där temperaturen var 4–6 grader över det normala, medan Sydsverige hade mindre avvikelser från det normala³.



Figur 4. Medeltemperaturens avvikelse från det normala under vintern 2016/2017. Referensperiod 1961–1990. Källa: SMHI.

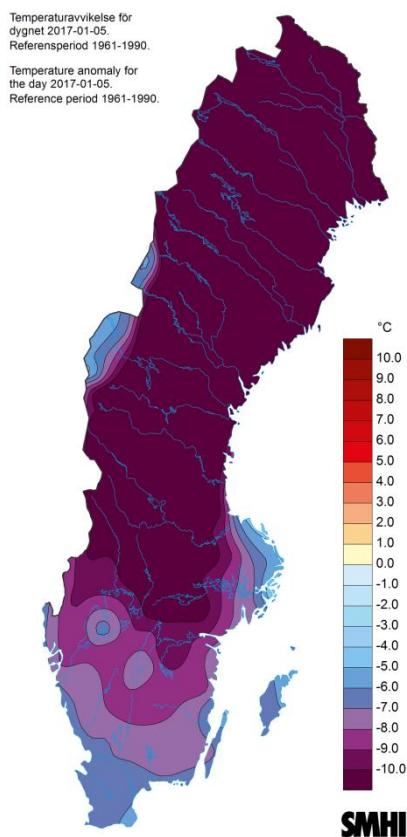
Även om vintern generellt sett var mild fanns det perioder som var kallare. I början av januari inträffade en köldperiod som nådde sin kulmen den 5 januari⁴. I stort sett alla SMHI:s temperaturstationer uppmätte vinterns lägsta temperatur under trettonhelgen den 5–6 januari⁵.

Figur 5 visar medeltemperaturens avvikelse från det normala den 5 januari, när vinterns högsta elförbrukning inträffade.

³ Källa: SMHI – <https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/arets-vader/vintern-2017-meteorologi-1.114921>

⁴ Källa: SMHI – <https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/manadens-vader-och-vatten-sverige/manadens-vader-i-sverige/januari-2017-nytt-vindrekord-for-sverige-1.112763>

⁵ Källa: SMHI – <https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/arets-vader/vintern-2017-meteorologi-1.114921>



Figur 5. Dagnsmedeltemperaturens avvikelse från det normala den 5 januari 2017. Referensperiod 1961–1990. Källa: SMHI.

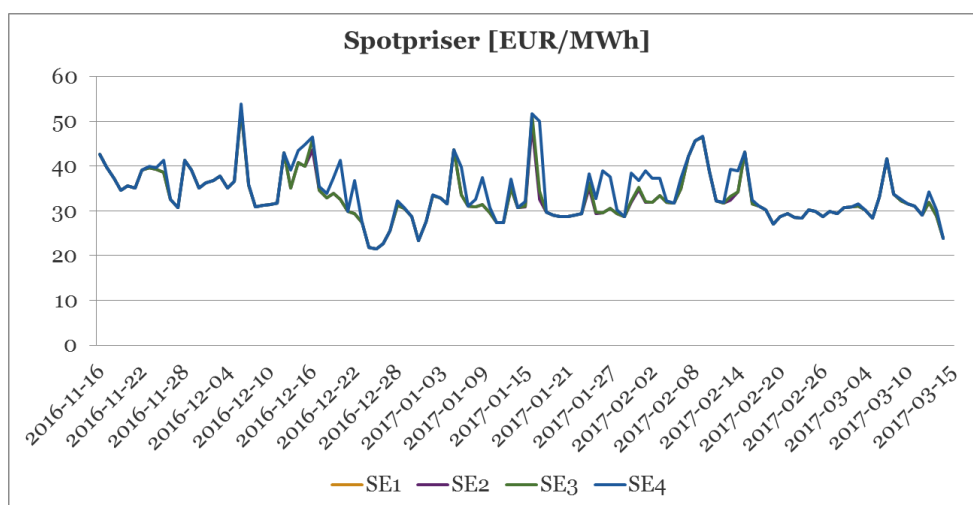
I tabell 1 jämförs lägsta uppmätta timmedeltemperatur den 5 januari med vad Svenska kraftnät antar vara den lägsta temperaturen vid en normalvinter och en tioårsvinter. Jämförelsen görs för de städer som respektive elområde uppkallats efter. Temperaturen var lägre än vad som klassas som en normalvinter i Luleå och i Sundsvall var temperaturen lägre än vid en tioårsvinter. I Stockholm och Malmö däremot var temperaturen något högre än vid en normalvinter.

Tabell 1. Lägsta uppmätt timmedeltemperatur den 5 januari 2017, jämfört med temperaturer vid en normalvinter och en tioårsvinter. Källor: SMHI, Svenska kraftnät.

Stad (elområde)	Aktuell temperatur [°C]	Normalvinter [°C]	Tioårsvinter [°C]
Luleå (SE1)	- 30,1	- 27	- 32
Sundsvall (SE2)	- 28,1	- 20	- 26
Stockholm (SE3)	- 13,6	- 16	- 21
Malmö (SE4)	- 10,2	- 11	- 15

2.3 Elpriserna under vintern

Spotpriserna under vintern 2016/2017 var generellt något högre jämfört med vintern innan, bland annat till följd av lägre nivåer i vattenmagasinen och stigande bränslepriser⁶. Figur 6 redogör för hur spotpriserna varierade i Sveriges elområden under vintern 2016/2017. Figuren visar också att det inte var några prisskillnader mellan de svenska elområdena under en stor del av perioden men att elområde SE 4 hade högre priser än resten av landet under vissa timmar.

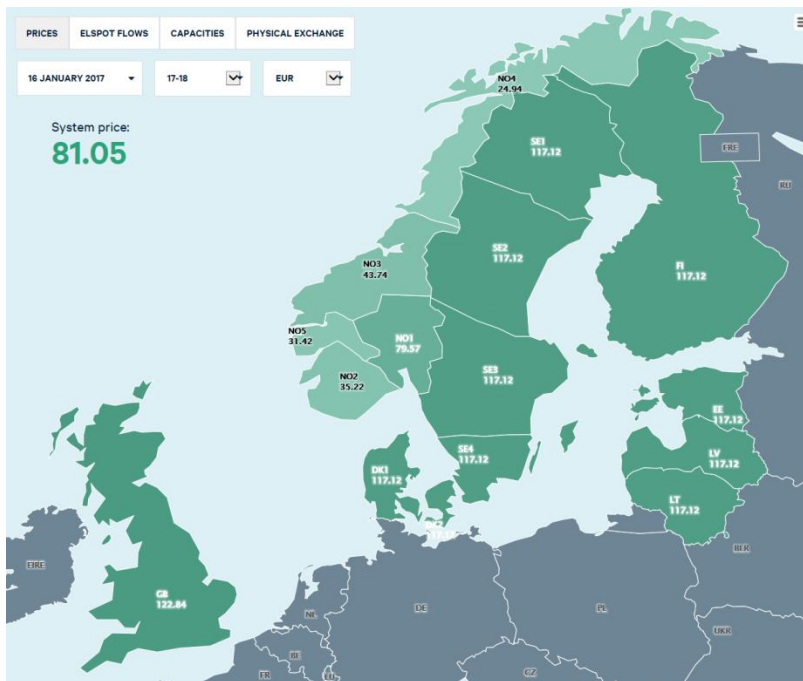


Figur 6. Dygnsmedelpriser på dagen före-marknaden i Sveriges elområden vintern 2016/2017. Källa: Nord Pool, egen bearbetning.

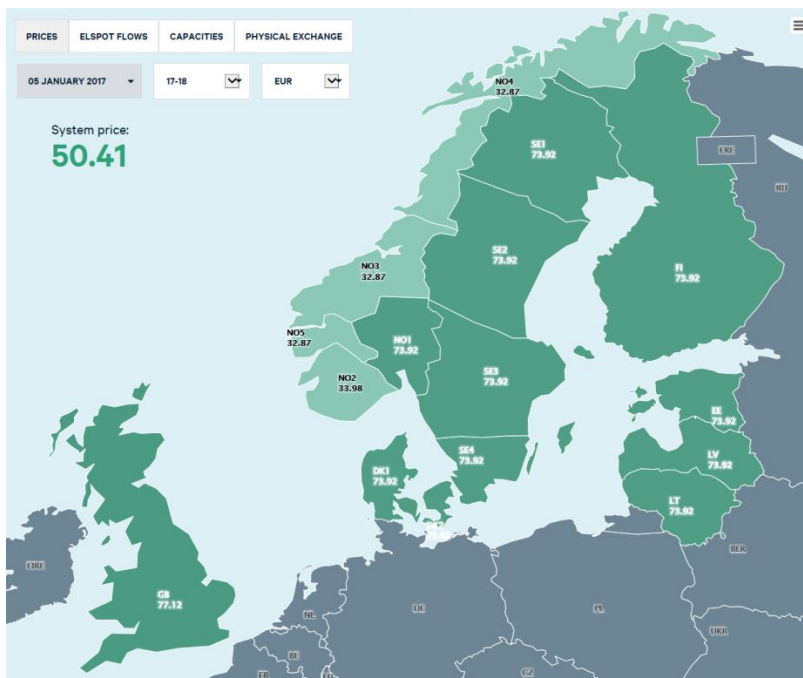
Det högsta spotpriset under vintern noterades den 16 januari 2017 kl. 17–18, då priset var 117,12 euro/MWh. Under denna timme var det inga prisskillnader mellan de svenska elområdena. Priset i respektive område framgår av Figur 7. Under vintern 2015/2016 uppgick det högsta spotpriset i Sverige till ungefär det dubbla, 214,25 euro/MWh.

Under timmen när både den svenska och nordiska elförbrukningen var som högst, den 5 januari 2017 kl. 17–18, var spotpriset i de svenska elområdena 73,92 euro/MWh. Denna timme var det samma pris i Sveriges fyra elområden, liksom i Danmark, Finland, Estland, Lettland, Litauen och elområde NO1 i Norge. Priset i respektive elområde denna timme framgår av Figur 8.

⁶ Källa: Energiföretagen



Figur 7. Spotpriser i Norden och Baltikum under timmen med vinterns högsta spotpris, den 16 januari 2017 kl. 17–18. Källa: Nord Pool.



Figur 8. Spotpriser i Norden och Baltikum under timmen med vinterns högsta elförbrukning, den 5 januari 2017 kl. 17–18. Källa: Nord Pool.

2.4 Elproduktionen i Sverige

Tabell 2 redogör för installerad effekt per kraftslag den 1 januari 2017 och hur denna förändrats sedan den 1 januari 2016. Den största förändringen är att Oskarshamn 2 (638 MW) inte längre ingår i installerad effekt. Den tillkommande effekten är främst från vindkraft, som ökat med 466 MW. Även installerad effekt solkraft har ökat. Inom övrig värmekraft är det kraftvärme inom industri och fjärrvärme som har tillkommit. I kategorin övrig värmekraft ingår även kondenskraft och gasturbiner + övrigt⁷. I tabell 2 visas även hur mycket el som producerades per produktionsslag år 2016.

Tabell 2. Installerad effekt per produktionsslag i Sverige 2017-01-01, förändring i installerad effekt sedan 2016-01-01 samt preliminär produktion för 2016. Källa: se fotnot 8–10.

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Solkraft	Övr. värmekraft	Totalt
Installerad effekt 2017-01-01 [MW] ⁸	16 181	6 495	9 098	140	8 077	39 991
Förändring sedan 2016-01-01 [MW] ⁹	- 3	+ 466	- 611	+ 36	+ 157	+ 45
Preliminär produktion 2016 [TWh] ¹⁰	61,2	15,4	60,5	0,2	14,3	151,7

Installerad effekt per produktionsslag och elområde redovisas i tabell 3. I summa per elområde ingår ej solkraft. Vattenkraften är störst i elområde SE 1 och SE 2, kärnkraften finns i SE 3 medan de största kraftslagen i SE 4 är övrig värmekraft och vindkraft.

⁷ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer.

⁸ Källa: Vattenkraft – Energiföretagen, Vindkraft – Svensk vindenergi, Kärnkraft – Nord Pool, Solkraft – Energimyndigheten, Övr. värmekraft – Energiföretagen.

⁹ Källa: Svenska kraftnät, <http://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/160627-kraftbalansen---rapport.pdf>

¹⁰ Källa: Energiföretagen (preliminära siffror)

Tabell 3. Installerad effekt [MW] per elområde den 1 januari 2017. Källa: Se fotnot 11–18.

	SE 1	SE 2	SE 3	SE 4	SE
Vattenkraft ¹¹	5 207	8 046	2 581	347	16 181
Kärnkraft ¹²	0	0	9 098	0	9 098
Vindkraft ¹³	527	2 361	2 009	1 598	6 495
Gasturbiner + övrigt ¹⁴	1	2	1 032	542	1 577
Kondens ¹⁵	0	0	763	670	1 433
Kraftvärme, industri ¹⁶	122	315	604	400	1 441
Kraftvärme, fjärrvärme ¹⁷	135	232	2 323	936	3 626
Solkraft ¹⁸	i.u.	i.u.	i.u.	i.u.	140
Summa	5 992	10 956	18 410	4 493	39 991

2.4.1 Elproduktionen per produktionslag

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under vintern 2016/2017 varit under det normala och i början av vintern var fyllnadsgraden mycket låg¹⁹. Under 2016 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 61,2 TWh²⁰. Vattenkraften stod således för ca 40 procent av den svenska elproduktionen 2016, vilket kan jämföras med ca 47 procent år 2015.

Figur 9 visar vattenkraftproduktionen i Sverige vintrarna 2015/2016 och 2016/2017.

¹¹ Källa: Energiföretagen

¹² Källa: Nord Pool

¹³ Källa: Svensk vindenergi

¹⁴ Källa: Energiföretagen och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer.

¹⁵ Källa: Energiföretagen

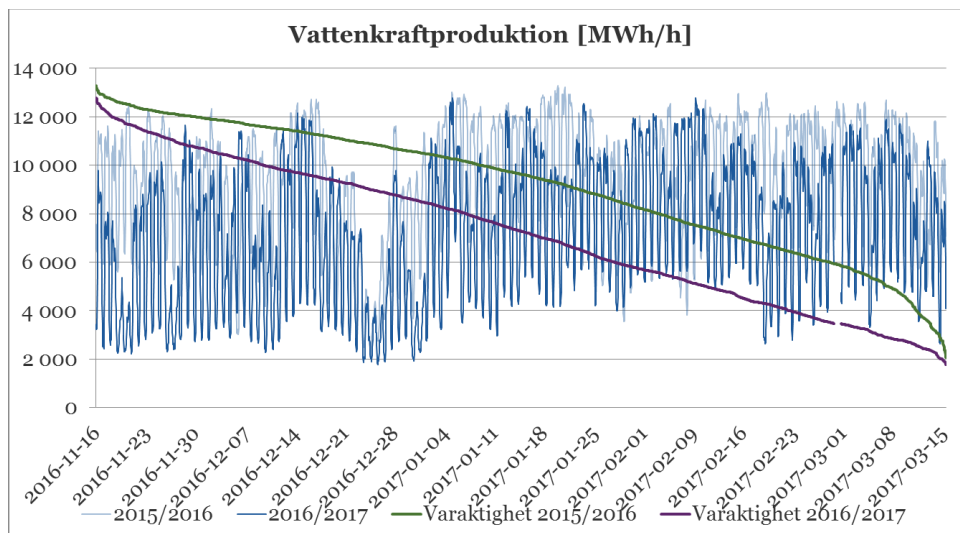
¹⁶ Källa: Energiföretagen

¹⁷ Källa: Energiföretagen

¹⁸ Källa: Energimyndigheten – http://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_EN_ENO123/InstSolcell

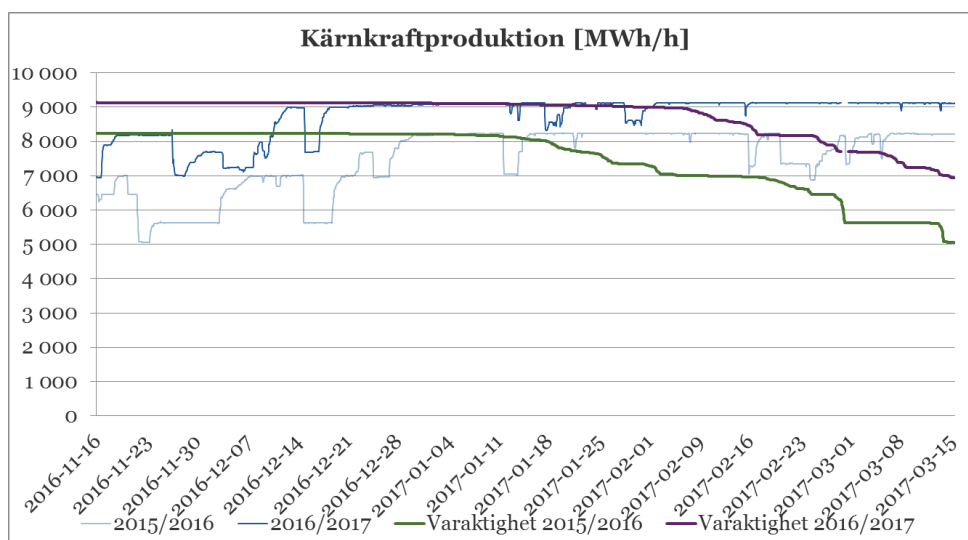
¹⁹ Källa: Energiföretagen – <https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/>

²⁰ Källa: Energiföretagen (preliminär siffra)



Figur 9. Timmedelvärde för den svenska vattenkraftproduktionen under vintrarna 2015/2016 och 2016/2017. Källa: Svenska kraftnät.

Kärnkraften i Sverige producerade 60,5 TWh el under 2016²¹, vilket var ca 40 procent av den totala elproduktionen i landet. Under timmen med den högsta svenska och nordiska elförbrukningen vintern 2016/2017 producerade den svenska kärnkraften 100 procent av installerad effekt. Den genomsnittliga elproduktionen från kärnkraften har varit hög under vintern 2016/2017, ca 96 procent av installerad effekt. Elproduktionen från den svenska kärnkraften under vintrarna 2015/2016 och 2016/2017 framgår av figur 10. Skillnaden beror främst på att Ringhals block 2 var i drift vintern 2016/2017.

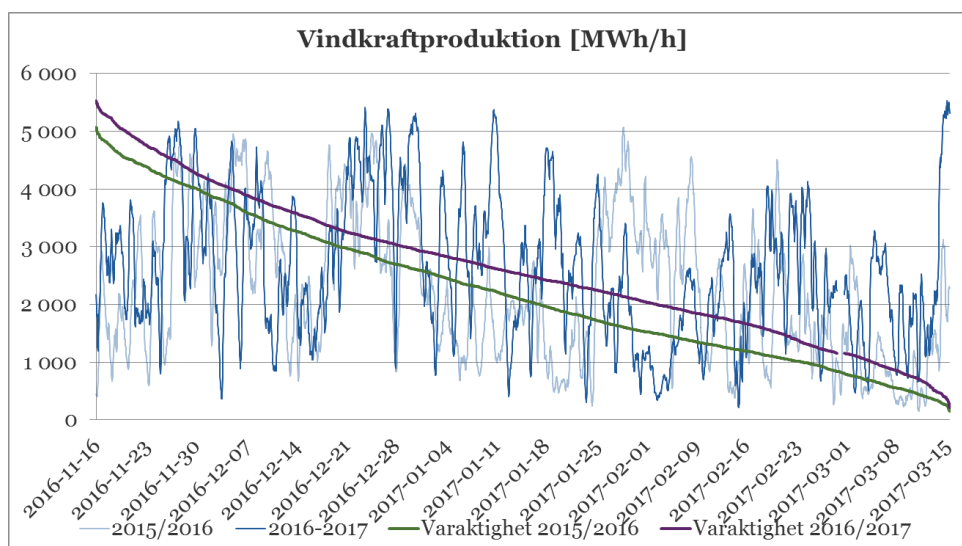


Figur 10. Timmedelvärde för den svenska kärnkraftproduktionen under vintrarna 2015/2016 och 2016/2017. Källa: Svenska kraftnät.

²¹ Källa: Energiföretagen (preliminär siffra)

År 2016 producerade vindkraften i Sverige 15,4 TWh el²², vilket är ca 10 procent av den totala elproduktionen i landet. Elproduktionen från vindkraften varierar mycket men uppgick i genomsnitt till ca 40 procent av installerad effekt vindkraft under vintern 2016/2017. Under 90 procent av tiden producerade vindkraften minst 16 procent av installerad effekt, vilket kan jämföras med 12 procent vintern 2015/2016.

Som mest producerade vindkraften 5 523 MWh/h under vintern 2016/2017, vilket är ca 450 MWh/h mer än maxproduktionen föregående vinter. Under timmen när den svenska och nordiska elförbrukningen var som störst producerade vindkraften 1 141 MWh/h, vilket är 17,5 procent av installerad effekt vindkraft. Figur 11 redogör för vindkraftproduktionen i Sverige under vintrarna 2015/2016 och 2016/2017.

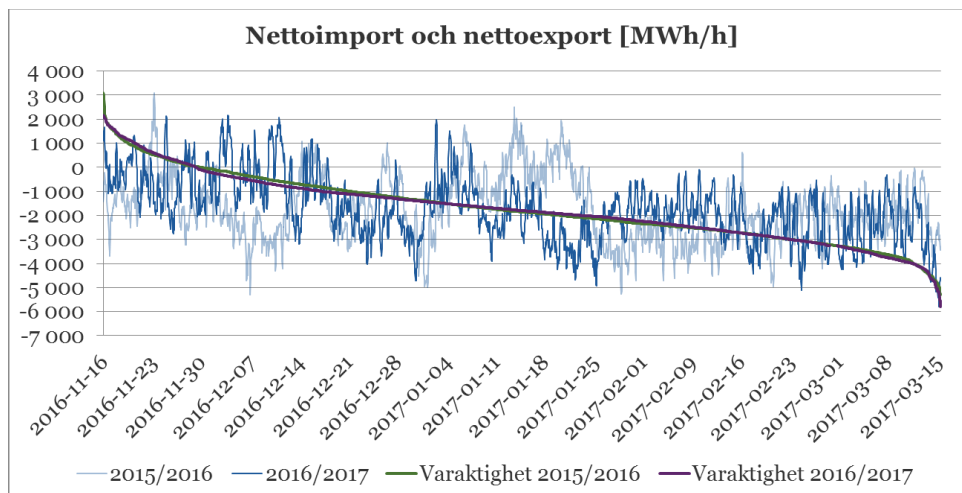


Figur 11. Timmedelvärde för den svenska vindkraftproduktionen under vintrarna 2015/2016 och 2016/2017. Källa: Svenska kraftnät.

2.5 Import, export och handelskapaciteter

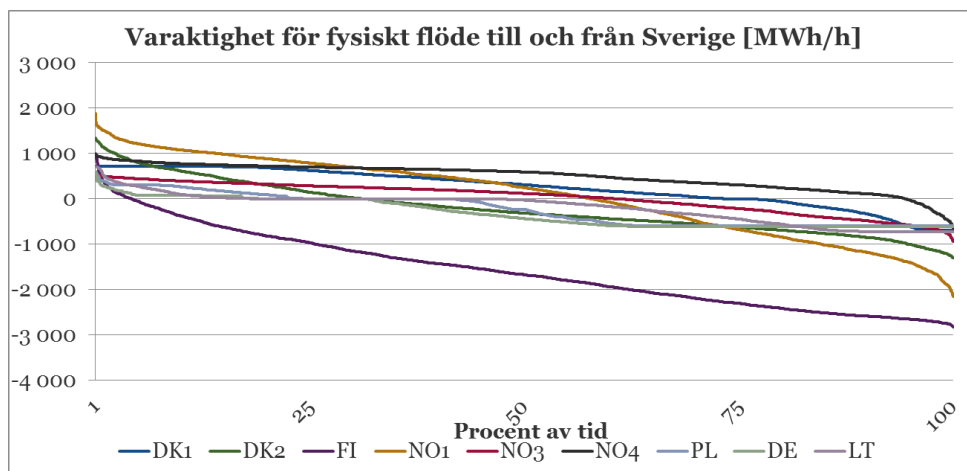
Figur 12 visar nettoflödet av el till (+) och från (-) Sverige. Figuren visar att flödet varierar, men på årsbasis har Sverige ett energiöverskott av el och är nettoexportör.

²² Källa: Energiföretagen (preliminär siffra)



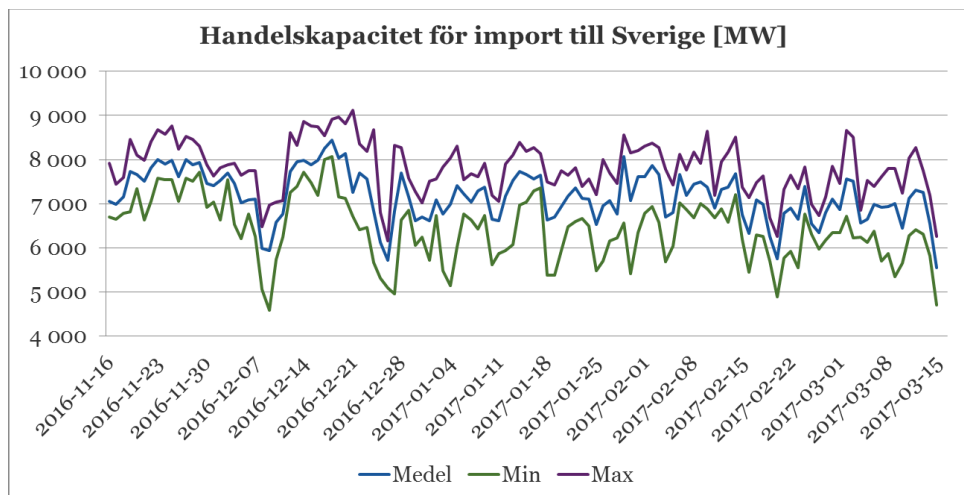
Figur 12 Timmedelvärdet för nettoflöde till (+) och från (-) Sverige vintrarna 2015/2016 och 2016/2017. Källa: Nord Pool, egen bearbetning.

Ett varaktighetsdiagram för fysiskt flöde av el till (+) och från (-) Sverige redovisas i figur 13. Av figuren framgår att Finland är det land som Sverige exporterar mest el till och att en stor del av den el som Sverige importerar kommer från Norge.

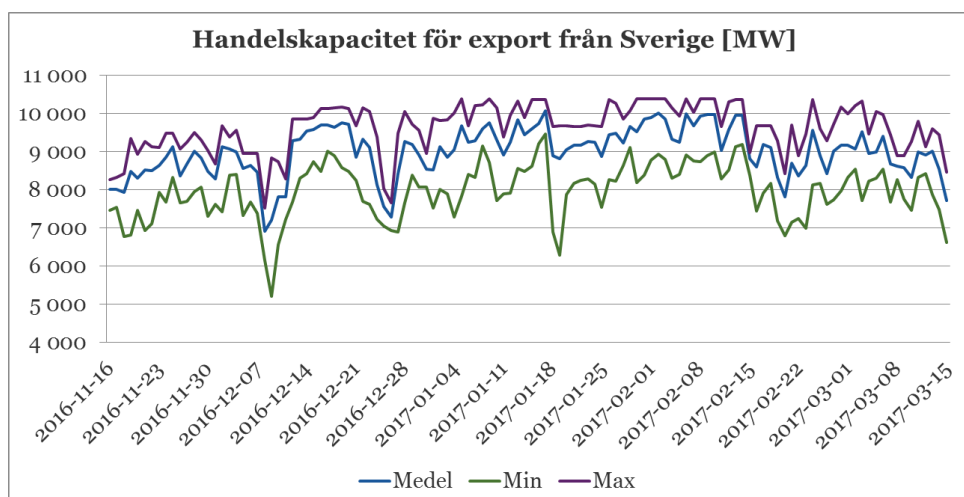


Figur 13. Varaktighet för fysiskt flöde till (+) och från (-) Sverige under perioden 2016-11-16 – 2017-03-15. Källa: Nord Pool, egen bearbetning.

Figur 14 och 15 visar hur den genomsnittliga, lägsta samt högsta handelskapaciteten för import och export till och från Sverige varierat under vintern 2016/2017.



Figur 14. Handelskapacitet på dagen före-marknaden för import till Sverige. Medel-, min- och maxvärde per dygn under vintern 2016/2017. Källa: Nord Pool, egen bearbetning.



Figur 15. Handelskapacitet på dagen före-marknaden för export från Sverige. Medel-, min- och maxvärde per dygn under vintern 2016/2017. Källa: Nord Pool, egen bearbetning.

Tabell 4 visar en sammanställning av den lägsta, genomsnittliga samt högsta handelskapaciteten som lämnades till elbörsen för import respektive export under vinterperioden 2016-11-16 – 2017-03-15. Lämnad handelskapacitet till dagen före-marknaden för import till Sverige var i genomsnitt ca 1 200 MW lägre under vintern 2016/2017 jämfört med vintern 2015/2016. Det förklaras till stor del av begränsad överföringskapacitet för import från elområde NO 1 i Norge till SE 3.

Som lägst var handelskapaciteten för import 4 596 MW, den 9 december 2016 kl. 03–04. Denna timme var importkapaciteten söderifrån begränsad på grund av höga överföringsnivåer över västkustsnittet. Dessutom var importkapaciteten från Finland till elområde SE 1 begränsad på grund av ett akut underhållsarbete i Fin-

land²³. Överföringsförbindelsen mellan Sverige och Litauen var också ur drift på grund av ett fel²⁴.

Tabell 4. Handelskapacitet lämnad till dagen före-marknaden under perioden 2016-11-16 – 2017-03-15. Källa: Nord Pool.

	Handelskapacitet import [MW]	Handelskapacitet export [MW]
Min	4 596	5 195
Medel	7 176	8 999
Max	9 117	10 390

2.6 Effektreserven

För att säkerställa effektbalans även under timmar då den svenska elförbrukningen är mycket hög ansvarar Svenska kraftnät enligt lag (2003:436) för att handla upp en effektreserv. Effektreserven består dels av produktionskapacitet som vid behov kan startas upp, dels av förbrukningsreduktion som genom minskad elförbrukning kan bidra till att effektbalansen upprätthålls vid ansträngda situationer.

Effektreserven ska vara tillgänglig under perioden 16 november–15 mars eftersom det främst är under mycket kalla vinterdagar som det tillfälligt kan uppstå situationer då efterfrågan annars skulle överstiga tillgången av el. Lagen om effektreserv gäller till den 16 mars 2025.

Under vintern 2016/2017 uppgick effektreservens storlek till totalt 994 MW, varav 660 MW utgjordes av produktionskapacitet i form av kondenskraft från Karlshamnverket och 334 MW av förbrukningsreduktion från industrier.

Effektreservens produktionsdel läggs in på elbörsen av Svenska kraftnät och kan aktiveras på dagen före-marknaden då utbud och efterfrågan av el inte möts. För förbrukningsreduktionen avtalar Svenska kraftnät endast att den ska finnas tillgänglig på reglerkraftmarknaden²⁵. Förbrukningsresurserna kan frivilligt delta på dagen före-marknaden. Om de får tillslag där betraktas de som otillgängliga för effektreserven och får ingen ersättning för dessa timmar.

Den produktion och förbrukningsreduktion som ingår i effektreserven ska finnas tillgänglig på reglerkraftmarknaden alla dygnets timmar under hela vinterperioden. Den kondenskraft som utgör produktionsdelen i effektreserven tar dock flera timmar att starta upp så för att den ska kunna avropas på reglerkraftmarknaden behöver Svenska kraftnäts balanstjänst i god tid före drifttimmen göra en bedömning om den kommer att behövas och i så fall ändra beredskapen för produktionen.

²³ Källa: Nord Pool – <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/3be85foo-2dfe-4112-bbed-2c2ac1809b31/1>

²⁴ Källa: Nord Pool – <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/7bfco4d3-6d4d-4a4b-98bf-e411d6eacad5/5>

²⁵ Reglerkraftmarknaden är en nordisk marknad för manuellt avropad reglerkraft där upp- och nedregleringsbud avropas för att återställa den momentana balansen i elsystemet.

Effektreserven aktiveras först efter det att alla kommersiella bud på reglerkraftmarknaden har avropats.

För att säkerställa tillräckliga marginaler för effektbalansen ändrades beredskapen för effektreservens produktionsdel till två timmar vid ett tillfälle vintern 2016/2017, torsdagen den 5 januari. Effektreserven behövde dock aldrig aktiveras. Anledningen till den höjda beredskapen var hög förbrukning till följd av kallt väder samt att en störning på likströmsförbindelsen NordBalt tidigt på morgonen den 5 januari orsakade att kabeln kopplades bort. Överföringsförbindelsen var i drift igen senare under dagen och när den högsta elförbrukningen inträffade utnyttjades den i princip fullt för import från Litauen till Sverige.

2.7 Informationsinsatser

För marknadsinformation till aktörerna på elmarknaden använder Svenska kraftnät Nord Pools marknadsmeddelanden Urgent Market Message (UMM). Exempelvis ges information om Svenska kraftnäts hantering av effektreservens produktionsdel via UMM vid ändrad beredskap samt start och stopp. Information om planerade underhållsarbeten, eventuellt instängd produktion och annan driftrelaterad information lämnas också via Nord Pool genom UMM eller som Exchange information.

Information om effektsituationen i Sverige publiceras även på www.svk.se för innevarande och nästkommande dygn.

3 Kraftbalansen den 5 januari kl. 17–18

Den högsta svenska elförbrukning under vintern 2016/2017 inträffade samma timme som den nordiska elförbrukningen var som störst, den 5 januari 2017 kl. 17–18. Den timmen var den svenska elförbrukningen 25 855 MWh/h (26 883 MWh/h vintern 2015/2016), varav 684 MWh/h tillgodosågs med hjälp av import. Inhemsk elproduktion, import, export och elförbrukning under timmen med högst elförbrukning redovisas i tabell 5²⁶.

Tabell 5. Effektbalansen i Sverige torsdagen den 5 januari 2017 kl. 17–18. Källor: Svenska kraftnät, Nord Pool.

Produktion inom landet [MWh/h]	25 171
Varav vattenkraft	12 769
Varav vindkraft	1 141
Varav kärnkraft	9 099
Varav övrig värmekraft	2 162
Import [MWh/h]	2 810
Varav import från Norge (NO)	
Via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	245
Via Nea (NO3)	238
Via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	657
Varav import från Danmark (DK)	
Via Konti–Skan (DK1)	714
Varav import från Tyskland via Baltic Cable (DE)	61
Varav import från Polen via SwePol Link (PL)	247
Varav import från Litauen via NordBalt (LT)	648
Export [MWh/h]	– 2 126
Varav export till Danmark (DK)	
Via Öresund, inkl. Bornholm (DK2)	– 48
Varav export till Finland via Fenno–Skan och Finland Norr (FI)	– 2 078
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster [MWh/h]	25 855

Att Sverige var nettoimportör av el under timmen med högst elförbrukning innebär inte nödvändigtvis att det inte fanns fler produktions- eller förbrukningsredukt-

²⁶ 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 vindkraftproduktion. Resten antas vara övrig värmekraft eftersom produktion bakom icke koncessionspliktiga nät antas vara värmekraft. Övrig värmekraft överskattas något i och med denna metod, samtidigt som vindkraftproduktionen kan underskattas något. Metoden är mer korrekt för kärnkraften och vattenkraften.

ionsbud att tillgå i Sverige. Ofta beror det på att den importerade elen hade ett lägre pris än återstående svenska resurser.

3.1 Marginaler och tillgängliga överföringskapaciteter

I detta avsnitt undersöks hur stora marginalerna var i driftskedet under timmen med högst elförbrukning genom att studera återstående överföringskapacitet för import samt tillgängliga uppregleringsbud, det vill säga resurser i form av produktion och förbrukningsreduktion på den nordiska reglerkraftmarknaden.

Hittills har Sverige haft tillräckliga resurser i form av produktion, förbrukningsreduktion och import för att klara av att upprätthålla den momentana effektbalansen i elsystemet även under timmar med hög elförbrukning. Svenska kraftnät har därmed aldrig behövt koppla bort elförbrukning, utöver elförbrukning som haft särskilt avtal om förbrukningsreduktion.

Tabell 6 visar hur mycket importkapacitet som lämnades till elbörsen (överföringskapacitet import), medelvärdet för uppmätt överföring under timmen samt återstående överföringskapacitet för import till Sverige den 5 januari 2017 kl. 17–18.

Tabell 6. Återstående importkapacitet (MW) till Sverige den 5 januari 2017 kl. 17–18. Positiv uppmätt överföring innebär import till Sverige och negativ uppmätt överföring innebär export från Sverige. Källa: Nord Pool.

Förbindelse	Överföringskapacitet import [MW]	Uppmätt överföring import (+) / export (-) [MW]	Återstående kapacitet import [MW]
FI – SE1	1 060	- 1 073	1 060
FI – SE3	1 200	- 1 005	1 200
NO1 – SE3	260	245	15
NO3 – SE2	600	238	362
NO4 – SE2	200	202	0
NO4 – SE1	500	455	45
DK1 – SE3	740	714	26
DK2 – SE4	1 700	- 48	1 700
PL – SE4	248	247	1
LT – SE4	700	648	52
DE – SE4	317	61	256
Summa totalt			4 717
Summa söder om snitt 2			3 250

Den 5 januari 2017 kl. 17–18 fanns det totalt ca 4 700 MW återstående överföringskapacitet för import till Sverige. Eftersom överföringskapaciteten mellan elområde SE 2 och SE 3 nästan var fullt utnyttjad är det dock mindre relevant att studera den återstående importkapaciteten norr om snitt 2, eftersom den inte skulle gå att över-

föra till hela landet. Importkapaciteten söder om snitt 2 är av större intresse och denna uppgick till 3 250 MW. Notera att återstående importkapacitet endast visar hur mycket som var fysiskt möjligt att överföra och inte säger något om möjligheten till import i form av resurser, det vill säga om det fanns tillgängliga produktions- eller förbrukningsreduktionsbud i angränsande länder.

Eftersom ett medelvärde för uppmätt överföring anges kan överföringen ha varit högre än vad som framgår av tabell 6 under vissa tidpunkter den timmen, vilket innebär att det kan ha förekommit flaskhalsar under en del av timmen, även om det ser ut att finnas ledig kapacitet över förbindelserna.

I tabell 7 framgår hur stor den återstående överföringskapaciteten mellan de svenska elområdena var under timmen med vinterns högsta elförbrukning. Det fanns gott om utrymme att överföra ytterligare kraft över snitt 1 och 4 den timmen, däremot var inte marginalen över snitt 2 lika stor.

Tabell 7. Återstående överföringskapacitet (MW) mellan de svenska elområdena i södergående riktning den 5 januari 2017 kl. 17–18. Källa: Nord Pool.

Snitt (elområden)	Överföringskapacitet [MW]	Uppmätt överföring [MW]	Återstående kapacitet [MW]
1 (SE1 – SE2)	3 300	2 249	1 051
2 (SE2 – SE3)	7 300	6 665	635
4 (SE3 – SE4)	5 200	2 426	2 774

Det är skillnad mellan marginaler för att hantera en prognostiserad ökad elförbrukning på dagen före-marknaden och marginaler för att hantera obalanser i driftskedet. Ett underskott i Sverige kan eventuellt täckas med import på dagen före-marknaden. Räcker inte det kan effektreservens produktionsdel aktiveras och om inte heller den räcker till uppstår en avkortningssituation. Balansansvariga med produktions- eller förbrukningsreduktionsbud som inte avropats på elbörsens dagen före- eller intradag-marknad kan bjuda in dessa till reglerkraftmarknaden.

För att undersöka marginalerna i driftskedet för återstående produktion och förbrukningsreduktion under timmen med vinterns högsta elförbrukning har tillgängliga uppregeringsbud på den nordiska reglerkraftmarknaden studerats. Det kan dock ha funnits ytterligare resurser att tillgå som inte bjöds in till reglerkraftmarknaden. Om Sverige, eller något annat delsystem, inte längre kan upprätthålla kravet på manuell aktiv reserv (störningsreserv) och det inte finns tillräckligt med marknadsbaserade reglerkraftsbud i grannsystemen inträffar effektbrist.

Den 5 januari 2017 kl. 17–18 var 408 MW kommersiella uppregeringsbud tillgängliga i Sverige på reglerkraftmarknaden. Totalt sett var uppregeringsvolymen i Sverige 1 945 MW men av det utgjordes 1 537 MW av reserver. Av reserverna var unge-

fär 1 200 MW reserverade för att säkerställa driftsäkerheten vid plötsliga störningar och resterande volym utgjordes av effektreservens förbrukningsreduktionsdel²⁷.

Eftersom överföringskapaciteten mellan elområde NO 1–SE 3, NO 4–SE 2 samt NO 4–SE 1 i princip var fullt utnyttjad (se tabell 6) så hade eventuell import från Norge för att stötta en ökad svensk elförbrukning behövt ske via elområde NO 3. Det fanns totalt 556 MW uppregleringsbud i NO 3 under timmen med vinterns högsta elförbrukning och av dessa hade ca 360 MW kunnat avropas innan maximal överföringskapacitet till SE 2 uppnåtts.

Enligt tabell 6 var överföringskapaciteten mellan DK 1 och SE 3 i stort sett fullt utnyttjad under timmen med vinterns högsta elförbrukning vilket innebär att det inte hade varit möjligt att importera mer el via elområde DK 1 till Sverige den timmen. Dock återstod det ca 177 MW överföringskapacitet från elområde DK 1 till DK 2 och det fanns uppregleringsbud som översteg den volymen i elområde DK 1. Därmed hade dessa bud antagligen kunnat stötta den svenska effektbalansen. Därtill fanns det 877 MW uppregleringsbud i elområde DK 2 som kunde ha aktiverats vid behov. Den volymen innehåller dock även reserver. I Danmark ska totalt ca 900 MW reserveras för att säkerställa driftsäkerheten vid plötsliga störningar, varav ca 300 MW utgörs av bud som kan aktiveras snabbt i elområde DK 2²⁸. Det innebär att det totalt fanns ca 750 MW bud som antagligen kunde avropats för import från Danmark till Sverige.

I Finland fanns det 1 379 MW uppregleringsbud under timmen med vinterns högsta elförbrukning, varav 399 MW utgjordes av kommersiella bud. Eftersom Sverige exporterade el till Finland den aktuella timmen så hade alla kommersiella finska bud kunnat aktiveras för att stötta den svenska effektbalansen. Tillskottet till den svenska effektbalansen hade teoretiskt sett kunnat bli lika stort som summan av uppmätt överföring för export och återstående importkapacitet, om det hade funnits uppregleringsbud motsvarande den volymen.

Vid behov kan Svenska kraftnät, om det är möjligt, köpa el via utlandsförbindelserna till Polen, Tyskland och Litauen. Den 5 januari kl. 17–18 uppgick dock importen från Polen via SwePol Link redan till maximal nivå. Överföringsförbindelsen Nord-Balt mellan Sverige och Litauen var också så gott som fullt utnyttjad för import till Sverige. Ökad import från Tyskland om ca 250 MW hade varit möjligt, förutsatt att det fanns uppregleringsresurser i Tyskland den timmen.

Sammantaget bedöms marginalerna ha varit relativt goda under timmen med vinterns högsta elförbrukning då det fanns 727 MW uppregleringsbud i Sverige

²⁷ Beredskapen för effektreservens produktionsresurser hade ändrats till två timmar men för att vara tillgänglig för aktivering på reglerkraftmarknaden hade den behövt producera på mineffekt. Produktionsresursernas effekt ingår därför inte i den totala uppregleringsvolymen.

²⁸ Källa: ENTSO-E

https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System_Operation_Agreement_appendices%28English_2016_update%29.pdf

(kommersiella bud + förbrukningsreduktion effektreserv) och ca 1 500 MW kommersiella bud i övriga Norden som sannolikt kunde ha stöttat den svenska effektbalansen vid behov. Om dygnsmedeltemperaturen hade sjunkit några grader hade marginalerna minskat eftersom den svenska elförbrukningen då skulle ha ökat med ca 200 MWh/h/°C.

4 Prognos för effektbalansen i Sverige vintern 2017/2018

I detta avsnitt redovisas två olika scenarier för effektbalansen under timmen med högst elförbrukning vintern 2017/2018. I det första scenariot antas temperaturer för en normal vinter och i det andra antas temperaturer vid en så kallad tioårsvinter. I båda fallen jämförs prognostiserad förbrukning med den förväntade tillgängliga effekten. De antaganden som gjorts för att prognostisera förbrukning och förväntad tillgänglig effekt redovisas i avsnitt 4.1–4.2.

Tabell 8 visar på en negativ effektbalans med ett underskott om ca 845 MW vid en tioårsvinter. Vid en normalvinter förväntas däremot Sverige vara självförsörjande och effektbalansen vara positiv med ett överskott om ca 655 MW.

Tabell 8. Förväntad effektbalans per elområde vintern 2017/2018 vid normal- respektive tioårsvinter.

	Tillgänglig produktion [MWh/h]	Elförbrukning [MWh/h]		Balans/behov av nettoimport [MWh/h]	
		Normalvinter	Tioårsvinter	Normalvinter	Tioårsvinter
SE1	4 667	- 1 600	- 1 700	3 067	2 967
SE2	7 508	- 3 000	- 3 200	4 508	4 308
SE3	12 815	- 16 700	- 17 600	- 3 885	- 4 785
SE4	1 764	- 4 800	- 5 100	- 3 036	- 3 336
Summa	26 755	- 26 100	- 27 600	655	- 845

Prognosen för effektbalansen är ca 600 MW sämre jämfört med den prognos som gjordes inför vintern 2016/2017. Det beror på nedstängningen av kärnkraftblocket Oskarshamn 1 och att den prognostiserade förbrukningen är något högre för vintern 2017/2018.

Effektreservens förbrukningsdel ingår inte i prognosen. Volymen förbrukningsreduktion fastställs senare under 2017 och kan uppgå till 188 MW. Om förbrukningsreduktionen inkluderas i kraftbalansprognosen förbättras effektbalansen något. Produktionen som ingår i effektreserven är inkluderad i förväntad tillgänglig effekt men i första hand hanteras ett effektunderskott på marknaden genom import. Eftersom inkomna bud på marknaden aktiveras i prisordning kan Sverige vara nettoimportör av el även under timmar då det finns ytterligare produktions- eller förbrukningsreduktionsbud att tillgå i Sverige, om den importerade elen är billigare.

Överföringskapaciteten i stamnätet påverkar förutsättningarna för effektbalansen eftersom den kan begränsa möjligheten att föra över kraft från ett överskottsområde till ett underskottsområde. Exempelvis utnyttjas snitt 2 ofta fullt vintertid eftersom det råder ett överskott i elområde SE 1 och SE 2 men ett underskott i elområde SE 3 och SE 4. Det sammanlagda underskottet i elområde SE 3 och SE 4

förväntas vara ca 8 100 MW vid en tioårsvinter. Eftersom överföringskapaciteten över snitt 2 maximalt får uppgå till 7 300 MW behöver resterande 800 MW i detta fall täckas av import från angränsande länder.

En faktor som har stor påverkan på effektbalansen är kärnkraftens tillgänglighet. En minskning av tillgängligheten med tio procentenheter skulle medföra att den förväntade tillgängliga effekten blev ca 860 MW lägre, vilket innebär att Sverige blir importberoende även under en normalvinter. Även prognostiserad förbrukning påverkar i hög grad på den förväntade effektbalansen.

4.1 Prognos för maximal elförbrukning

Prognosen för maximal elförbrukning avser effektens medelvärde (MWh/h) inklusive effektförluster i nätet för timmen med högst elförbrukning. Prognosen är baserad på en analys av förbrukningsstatistik per elområde från tidigare vintrar och ett schablonvärde för förbrukningens temperaturberoende per elområde. Den temperaturkorrigerade elanvändning de senaste 52 veckorna används också som parameter i prognosen för att ta hänsyn till konjunkturläget.

I tabell 9 visas en sammanställning av Svenska kraftnäts prognos för maximal elförbrukning under vintern 2017/2018. Den högsta elförbrukningen vintern 2017/2018 väntas bli ca 26 100 MWh/h vid en normalvinter och 27 600 MWh/h vid en tioårsvinter. Prognosen är 200 MWh/h högre jämfört med den prognos som gjordes inför vintern 2016/2017. Det beror på att elförbrukningen i Sverige ökat det senaste året jämfört med året innan.

Tabell 9. Prognos för maximal elförbrukning vintern 2017/2018. Källa: Svenska kraftnät.

Elområde	Normalvinter [MWh/h]	Tioårsvinter [MWh/h]
SE1	- 1 600	- 1 700
SE2	- 3 000	- 3 200
SE3	- 16 700	- 17 600
SE4	- 4 800	- 5 100
Summa:	- 26 100	- 27 600

Den högsta förbrukningen under vintern 2016/2017 (25 855 MWh/h) var i nivå med det värde för en normalvinter som antogs i prognosen inför perioden (25 900 MWh/h). Som tidigare nämnts har temperaturen i elområde SE 3 och SE 4 störst påverkan på elförbrukningen i Sverige och i dessa områden var lägsta uppmätta temperatur högre än vid en normalvinter. Det indikerar att förbrukningen är mer temperaturberoende än vad som tidigare antagits. I Luleå (SE 1) och Sundsvall (SE 2) var dock lägsta uppmätta timmedeltemperatur den 5 januari 2017 lägre än vid en normalvinter, därmed stämmer utfall och prognos relativt bra överens. Det är dock värt att notera att vinterns högsta elförbrukning inträffade dagen innan en

röd dag och att elförbrukningen troligtvis skulle varit ännu högre om samma temperaturförhållanden ägt rum en vanlig vardag. Svenska kraftnät ser förbättringspotential i modellen för att prognostisera maximal elförbrukning eftersom förbrukningsmönstren ändras.

4.2 Förväntad produktionskapacitet

I tabell 10 visas en prognos för installerad produktionskapacitet per elområde vid årsskiftet 2017/2018. Den sammanlagda installerade effekten bedöms vara ca 200 MW lägre jämfört med årsskiftet 2016/2017. Det beror på att Oskarshamn 1 (473 MW) stängs ned, samtidigt som installerad effekt för vindkraft och solkraft beräknas öka. Produktionsresurser som ingår i effektreserven ingår i installerad effekt kondens.

Tabell 10. Prognos för installerad effekt (MW) per produktionslag och elområde vid årsskiftet 2017/2018. Källa: se fotnot 29–36.

	SE 1	SE 2	SE 3	SE 4	SE
Vattenkraft ²⁹	5 207	8 046	2 581	347	16 181
Kärnkraft ³⁰	0	0	8 625	0	8 625
Vindkraft ³¹	556	2 503	2 022	1 640	6 722
Gasturbiner + övrigt ³²	1	2	1 032	547	1 582
Kondens ³³	0	0	763	670	1 433
Kraftvärme, industri ³⁴	122	315	604	400	1 441
Kraftvärme, fjärrvärme ³⁵	135	232	2 323	936	3 626
Solkraft ³⁶	i.u.	i.u.	i.u.	i.u.	189
Summa	6 021	11 098	17 950	4 540	39 799

Samtidigt som installerad effekt väntas minska med ca 200 MW så minskar förväntad tillgänglig produktionskapacitet inför vintern 2017/2018 med ca 400 MW jämfört med prognosen för föregående vinter. Det beror på att de kraftslag som tillkommit (vind- och solkraft) har en lägre förväntad tillgänglighet än den kärnkraft som försvunnit.

²⁹ Källa: Energiföretagen

³⁰ Källa: Nord Pool

³¹ Källa: Svensk vindenergi

³² Källa: Energiföretagen och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer.

³³ Källa: Energiföretagen

³⁴ Källa: Energiföretagen

³⁵ Källa: Energiföretagen

³⁶ Källa: Svenska kraftnät, uppskattning

I tabell 11 visas en sammanställning av förväntad tillgänglig effekt per elområde under timmen med högst elförbrukning vintern 2017/2018. Prognosen baseras på prognostiserad installerad effekt som anges i tabell 10, otillgänglig produktion enligt marknadsmeddelande (UMM) samt olika tillgänglighetsfaktorer för respektive produktionsslag. Tillgänglighetsfaktorerna beskrivs i avsnitt 4.2.1.

Tabell 11. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under timmen med högst elförbrukning vintern 2017/2018. Anläggningar som enligt marknadsmeddelande är i malpåse är exkluderade, liksom gasturbiner ingående i störningsreserven. Källa: Svenska kraftnät.

	SE 1	SE 2	SE 3	SE 4	SE
Vattenkraft	4 409	6 812	2 185	294	13 700
Kärnkraft	0	0	7 763	0	7 763
Vindkraft	61	275	222	180	739
Gasturbiner + övrigt ³⁷	1	2	187	2	192
Kondens	0	0	219	603	822
Kraftvärme, industri	93	241	462	306	1 102
Kraftvärme, fjärrvärme	103	177	1 777	379	2 437
Solkraft	0	0	0	0	0
Summa	4 667	7 508	12 815	1 764	26 755

4.2.1 Tillgänglighetsfaktorer

För vattenkraften begränsas den maximala produktionskapaciteten av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster på grund av sänkta magasinsnivåer, avställningar, tappningsrestriktioner i samband med isläggning och vattendomar. En bedömning har gjorts att vattenkraften i Sverige maximalt kan producera 13 700 MWh/h³⁸. Då prognosen för installerad effekt vattenkraft är 16 181 MW medför det ett tillgänglighetstal på knappt 85 procent.

Kärnkraften beräknas ha en tillgänglighet på 90 procent av den installerade effekten. Med en installerad effekt på 8 625 MW innebär det en förväntad tillgänglig effekt om 7 763 MW.

Baserat på statistik för vinterperioderna 2010–2015 antas 11 procent av vindkraften vara tillgänglig under timmen med högst elförbrukning. Tillgänglighetstalet baseras på medianvärdet av tionde percentilen för vindkraftens producerade effekt under de fem vintrarna 2010–2015³⁹. Vindkraftens tillgänglighet är högre under

³⁷ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer.

³⁸ Källa: Energiföretagen – http://www.svenskenergi.se/Global/Statistik/El/C3%A5ret/el/C3%A5ret2015_160429_web2.pdf

³⁹ Tionde percentilen (P10) innebär att 10 procent av värdena är mindre än P10 och 90 procent är större.

vintertid jämfört med resten av året men när förbrukningen är som högst, under riktigt kalla dagar, avtar tillgängligheten. Totalt förväntas 739 MW vindkraft vara tillgänglig i Sverige under timmen med högst elförbrukning.

Kraftvärmeanläggningar antas i denna rapport ha en tillgänglighet på 90 procent av installerad effekt. Vidare görs ett antagande att verkningsgraden i kraftvärmeanläggningarna är 85 procent av vad som är tekniskt optimalt. Det innebär att det sammantagna tillgänglighetstalet för kraftvärme antas vara 76,5 procent. Enligt marknadsmeddelande via Nord Pool är Öresundsverket (ca 440 MW) otillgängligt för marknaden tills vidare på grund av rådande marknadsförutsättningar. Öresundsverket ingår därmed inte i förväntad tillgänglig produktionskapacitet. Totalt förväntas 3 539 MW kraftvärme vara tillgängligt inom industri och fjärrvärme.

Kondenskraft antas ha en tillgänglighet på 90 procent av installerad effekt. Enligt marknadsmeddelande via Nord Pool är Stenungsund block 3 och 4 (ca 520 MW) otillgängliga för marknaden tills vidare. Dessa block ingår därför inte i förväntad tillgänglig produktionskapacitet. Den tillgängliga produktionskapaciteten från kondenskraft väntas vara 822 MW.

Gasturbiner och övrigt antas ha en tillgänglighet på 90 procent av installerad effekt. Av den installerade effekten gasturbiner ingår ungefär 1 370 MW i den svenska störningsreserven. Eftersom störningsreserven är till för att upprätthålla driftsäkerheten vid plötsliga störningar ingår inte den volymen i förväntad tillgänglig effekt. Totalt väntas 192 MW gasturbiner och övrigt finnas tillgängligt.

Solkraft antas ha en tillgänglighetsfaktor på 0 procent av installerad effekt eftersom timmen med högst elförbrukning ofta inträffar när det är mörkt.

4.3 Effektreserven 2017/2018

Från och med vintern 2017/2018 får effektreservens storlek uppgå till 750 MW, varav minst 25 procent ska utgöras av avtal om minskad elförbrukning. I början av 2017 upphandlades 562 MW produktionskapacitet. Återstående kapacitet i form av minskad elförbrukning upphandlas senare under 2017 och kan uppgå till 188 MW.

4.4 Överföringskapacitet

Det är viktigt att understryka att möjligheten att importera el under timmar med hög efterfrågan i första hand beror på om det finns ett produktionsöverskott i grannländerna. Under vissa tider är det dock överföringskapaciteten som sätter gränsen för importmöjligheten. I tabell 12 redovisas maximal överföringskapacitet mellan de svenska elområdena, importkapacitet från angränsande länder till respektive elområde samt den totala importkapaciteten.

Tabell 12. Förväntad maximal överföringskapacitet för import (MW) till Sverige från angränsande elområden vintern 2017/2018. Källa: Nord Pool.

Från	Till:	SE1	SE2	SE3	SE4	
SE1			3 300			
SE2		3 300		7 300		
SE3			7 300		6 000 ⁴⁰	
SE4				2 600 ⁴¹		
Från	Till:	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
FI		1 100		1 200		2 300
NO4		700	250			950
NO3			600			600
NO1				2 145		2 145
DK1				740		740
DK2					1 700	1 700
DE					600 ⁴²	600
PL					600	600
LT					700	700
Summa		5100	11 450	13 985	9 600	10 335

Överföringskapaciteten för import är sannolikt lägre än maximalt under timmen med högst elförbrukning eftersom den aktuella överföringskapaciteten varierar med aktuell fördelning av produktion och förbrukning. Ett exempel är överföringskapaciteten från elområde NO 1 till SE 3 som är kraftigt begränsad vid kallt väder och hög förbrukning i Oslo-området. Överföringskapaciteten från elområde NO 1 till SE 3 bedöms av den anledningen kunna gå ner till mindre än hälften av maximal kapacitet även utan underhållsarbeten. Ytterligare ett exempel är importkapaciteten mellan Sverige och Polen som ofta begränsas beroende på driftförhållanden i Polen⁴³.

Vid tillfällen med hög förbrukning i mellersta och södra Sverige eller vid stor export från södra Sverige och nettoimport norr om snitt 2 förväntas snitt 2 belastas upp till maximal överföringskapacitet. Snitt 1 och snitt 4 bedöms däremot inte bli fullt utnyttjade när den svenska elförbrukningen är som högst, under förutsättning att nätet är intakt.

⁴⁰ - ⁴¹ Under förutsättning att första delen av SydVästlänken (600 MW) tagits i drift innan vintern som planerat.

⁴² Enligt Nord Pool är importkapaciteten 615 MW men inklusive överföringsförluster är kapaciteten lägre, ca 600 MW.

⁴³ Källa: Nord Pool – <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities.pdf>

5 Kraftbalansen på kort och lång sikt

Avvecklingen av de tre svenska kärnkraftsreaktorerna Oskarshamn 1 samt Ringhals 1 och 2 år 2017, 2019 och 2020 leder till att en installerad effekt om 2 258 MW försvinner, vilket medför en försämrad årlig energi- och effektbalans för Sverige. Utbyggnaden av ny produktion i Norden, framför allt den nya finska kärnkraftsreaktorn på 1 600 MW och en fortsatt utbyggnad av vindkraft i samtliga nordiska länder, väger till viss del upp produktionsförlusten på kort sikt.

För Forsmarks tre kärnkraftreaktorer är beslut fattat om investeringar för att kunna driva dem vidare efter 2020 men det är fortsatt oklart vilka av kärnkraftsreaktorerna Oskarshamn 3, Ringhals 3 och Ringhals 4 som kommer att genomföra nödvändiga investeringar för att kunna drivas vidare. Svenska kraftnät har analyserat förutsättningarna på elmarknaden fram till 2040. I denna långsiktiga analys var en av förutsättningarna att all kärnkraft skulle avvecklas gradvis fram till 2040, för att tydliggöra de utmaningar som följer med kärnkraftnedläggningen. Detta scenario inkluderar en stor mängd utbyggd förnybar elproduktion – utöver det utökade elcertifikatmålet om 18 TWh till 2030, även 34 TWh vindkraft och 7 TWh solkraft under perioden 2030-2040. Energiöverskottet är 5 TWh i Sverige år 2040 (efter fullständig kärnkraftnedläggning) i detta scenario.

En av de viktigaste slutsatserna i analysen är att det kan bli svårt att hinna ersätta kärnkraften med annan planerbar elproduktion utifrån de marknadsvillkor som kraftproducenterna möter. Elpriserna ser ut att kunna förbli låga fram till dess att kärnkraften läggs ned, vilket innebär att annan kraftproduktion kommer ha svårt att hinna ersätta kärnkraften i tid. Analysen visar att nedläggning av kärnkraften leder till ett stort antal timmar med mycket höga elpriser, samt ett flertal timmar med svårigheter att överhuvudtaget få effektbalansen att gå ihop. Analysen illustrerar behovet av tillkommande flexibel elproduktion eller elanvändning.