

KRAFTBALANSEN PÅ DEN SVENSKA ELMARKNADEN, RAPPORT 2019

En rapport till Infrastrukturdepartementet



SVENSKA KRAFTNÄT

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar stamnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Foton, illustrationer och kartor har tagits fram av Svenska kraftnät.

Foto

Tomas Ärlemo

Org. Nr 202 100-4284

SVENSKA KRAFTNÄT

Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00
Fax 010-475 89 50

www.svk.se



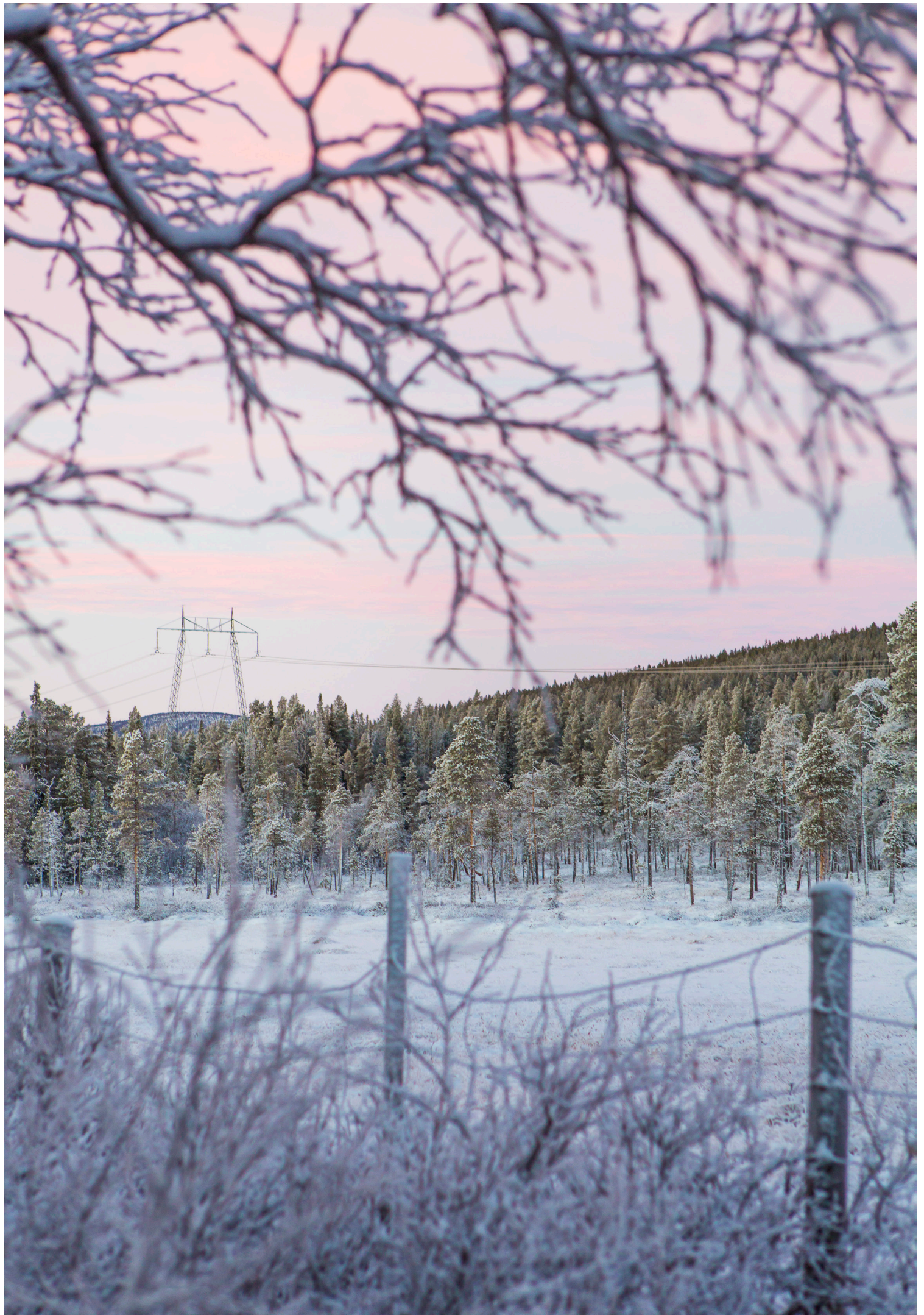
Enligt 3 § förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät ska affärsverket senast den 1 juli varje år i en särskild rapport till regeringen redovisa hur kraftbalansen under den senaste vintern har upprätthållits, en prognos för kraftbalansen under den kommande vintern, kraftbalansen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

Årets kraftbalansrapport visar att marginalerna för den svenska kraftbalansen och förmågan att vara självförsörjande med el under höglastsituationer krymper.

Sundbyberg den 28 juni 2019

A handwritten signature in blue ink, reading "Lotta Medelius-Bredhe".

Lotta Medelius-Bredhe
Tf Generaldirektör



Innehåll

Sammanfattning	7
1 Uppföljning av vintern 2018/2019	8
1.1 Elförbrukning	8
1.2 Väder	9
1.3 Elpriserna under vintern	10
1.4 Elproduktionen i Sverige	13
1.4.1 Elproduktionen per produktionsslag	14
1.5 Import, export och handelskapaciteter	16
1.6 Effektreserven	19
1.7 Informationsinsatser	20
2 Topplasttimmen vintern 2018/2019	21
2.1 Marginaler och tillgängliga handelskapaciteter	22
2.1.1 Uppregleringsbud	24
3 Prognos för vintern 2019/2020	27
3.1 Maximal elförbrukning	29
3.2 Förväntad produktionskapacitet	29
3.2.1 Tillgänglighetsfaktorer	30
3.3 Handelskapacitet	32
3.4 Effektreserven	33
4 Effekthalansen på längre sikt	34
4.1 Effekthalansen de kommande fyra vintrarna	34
4.2 Effekthalansen år 2030 och framåt	35
4.3 Slutsatser	35
4.4 Andra studier	36
Bilaga 1. Risk för effektbrist enligt probabilistisk metod	37



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 denna rapport Sveriges energibalans under topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning under vintern). Under så kort tidsrymd kan det jämföras med effektbalans, vilket är det uttryck som används i denna text.

Vintern 2018/2019 var mild och effektsituationen var mindre ansträngd än föregående vinter. Topplasttimmen för Sverige under vintern 2018/2019 inträffade onsdagen den 30 januari kl. 17–18. Den svenska elförbrukningen uppgick då till 25 200 MWh/h. Vintern 2017/2018 var den högsta elförbrukningen ungefär 1 500 MWh/h högre.

Den 23 januari 2019 uppstod ett produktionsbortfall i Oskarshamn 3 och en del av den av Svenska kraftnät upphandlade effektreserven beordrades till förhöjd beredskap. Någon aktivering behövdes dock aldrig i driftskedet.

Analysen av kommande vinter visar att den svenska effektbalansen har försämrats. Enligt prognosen för topplasttimmen vintern 2019/2020 har Sverige ett nationellt underskott på 1 000 MW vid en normalvinter och 2 000 MW vid en tioårsvinter. I förra årets rapport var underskottet 400 MW vid en normalvinter 2018/2019. Ett ökat underskott innebär att Sverige blir mer beroende av import. Däremot innebär det inte nödvändigtvis att risken för lastfrånkoppling ökar.

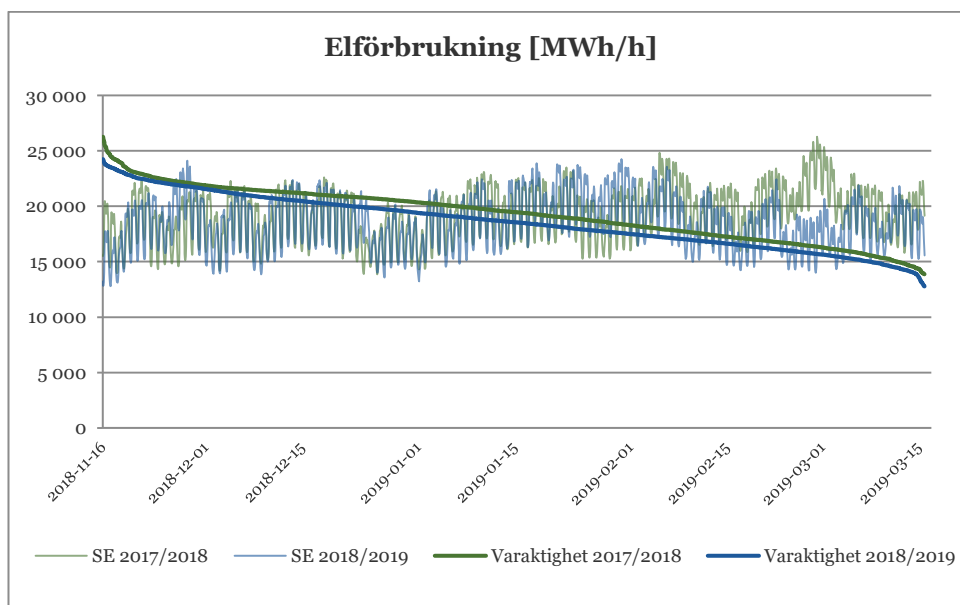
Under de kommande åren stängs ytterligare två kärnkraftsreaktorer i Sverige. Samtidigt ökar produktionen från icke planerbar elproduktion. Sannolikt kommer effektunderskottet att öka. Inga antaganden har gjorts kring ökad användarflexibilitet, vilket på sikt skulle kunna minska effekttoppen under topplasttimmen. Svenska kraftnät ser dock en risk att utbyggnad av flexibel elproduktion och användarflexibilitet inte förverkligas eftersom lönsamheten för dessa ser ut att vara fortsatt låg.

1 Uppföljning av vintern 2018/2019

I detta avsnitt sammanfattas den gånga vinterns elförbrukning, temperaturförhållanden, elpriser, elproduktion, import, export, handelskapaciteter, hantering av effektreserven samt informationsinsatser. Med *vintern* avses i denna rapport perioden 16 november–15 mars, den period för vilken Svenska kraftnät upphandlar en effektreserv. Med *Södra Sverige* avses elområdena SE3 och SE4.

1.1 Elförbrukning

Vintern var mild och förbrukningen relativt låg. Den 30 januari 2019 kl. 17–18 inträffade topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning) och förbrukningen uppgick då till 25 200 MWh/h.¹ Denna toppnotering är ca 1500 MWh/h lägre än toppnoteringen vintern 2017/2018. Nordens högsta elförbrukning inträffade dygnet efter, den 31 januari kl. 17–18. Den uppgick till 66 800 MWh/h.² Elförbrukningen i Sverige under de två senaste vintrarna redovisas i Figur 1.³



Figur 1. Timmedelvärde för elförbrukningen i Sverige vintrarna 2017/2018 och 2018/2019. Källa: Svenska kraftnät. Datum på den vågräta axeln avser tidsserien, inte varaktigheten.

Den totala svenska elanvändningen inklusive överföringsförluster var 141,3 TWh under året 2018. Det är en ökning med 0,7 procent jämfört med 2017. Även den temperaturkorrigerade elanvändningen (el användningen justerad till normalårstemperatur) ökade något och uppgick under 2018 till 143,2 TWh (142,0 TWh

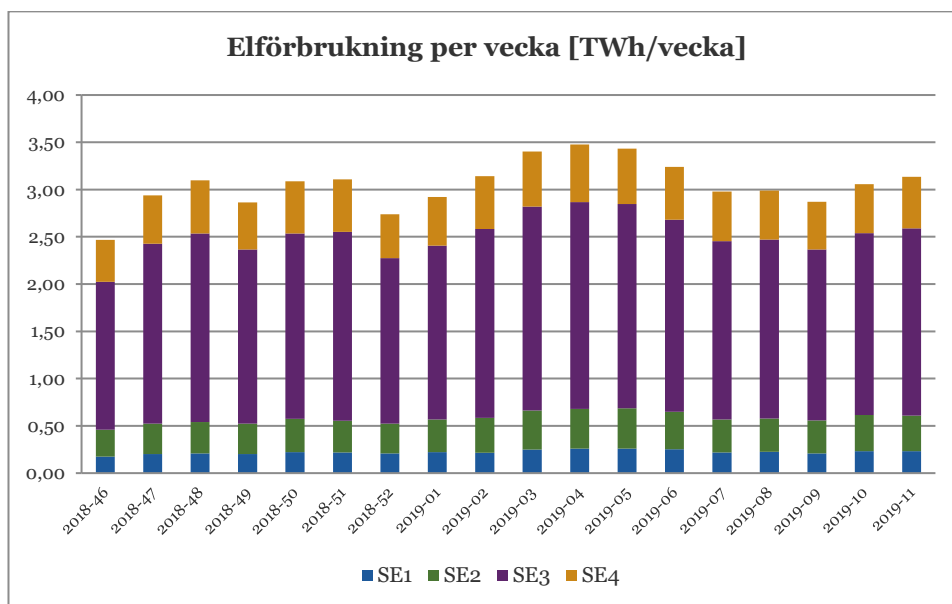
¹ Skattat värde. Siffrorna från Svenska kraftnäts avräkning innefattar endast koncessionspliktiga nät. I de delar av elnätet där elproduktion och elförbrukning inte mäts separat fås endast nettoflödet till och från dessa punkter. Ett uppskattat värde för förbrukningen bakom icke koncessionspliktiga nät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

² Källa: Nord Pool - <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

³ Figuren innehåller endast förbrukning i koncessionspliktiga nät.

år 2017)⁴. Däremot var elanvändningen under vintern lägre än föregående vinter, vilket framgår av varaktighetskurvorna i figur 1.

Figur 2 visar hur elförbrukningen i Sverige varierat vecka för vecka under den gångna vintern. Topplasttimmen inträffade under kvällstoppen på onsdagen vecka 5.



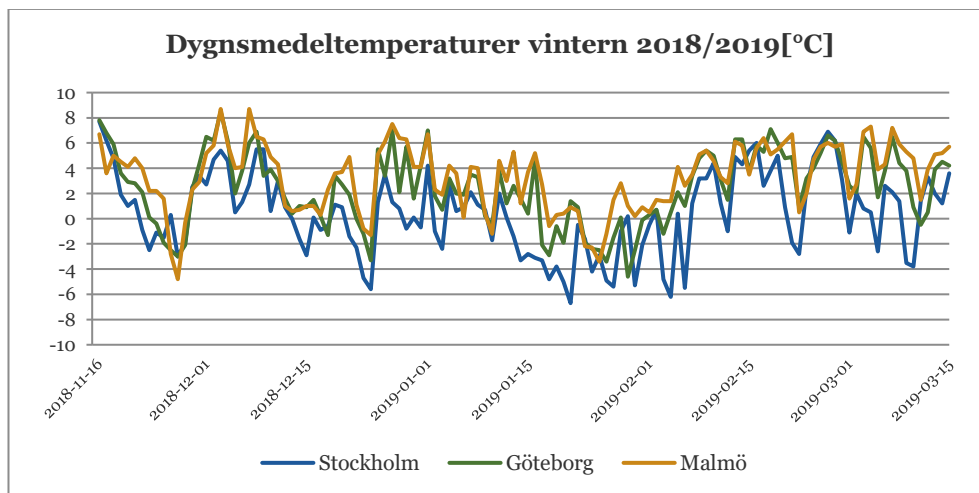
Figur 2. Elförbrukningen per vecka och elområde vintern 2018/2019. Elförbrukningen i Sverige domineras av SE 3. Källa: Svenska kraftnät.

1.2 Väder

Elförbrukningen i Sverige påverkas i hög grad av utomhustemperaturen. Eftersom befolkningen är störst i södra Sverige är det framförallt temperaturen i dessa områden som påverkar elförbrukningen⁵. Figur 3 visar temperaturvariationerna i storstadsregionerna Stockholm (SE3), Göteborg (SE3) och Malmö (SE4).

⁴ Källa: Energiföretagen Sverige

⁵ Källa: Svenska kraftnät. En grad kallare i SE3 höjer effektbehovet i Sverige med ca 16 gånger mer än vad av en grad kallare i SE1 gör.



Figur 3. Dygnsnedeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2018/2019. Källa: SMHI.

Vintern 2018/2019 var mild och nationellt värmerekord för februari månad uppmättes i Karlshamn den 26 februari. Fyra namngivna stormar drabbade Sverige med lokala elavbrott som följd. Effektsituationen på nationell nivå var däremot inte speciellt ansträngd.

I Tabell 1 jämförs 3-dygnsnedeltemperatur för topplasttimmen⁶ med lägsta 3-dygnsnedeltemperaturer vid en normal-, tioårs- och tjugoårsvinter⁷. Jämförelsen görs för de städer som respektive elområde uppkallats efter. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var högre än temperaturerna för en normalvinter.

Tabell 1. 3-dygnsnedeltemperatur den 18 januari 2019 samt lägsta sådan temperatur för en normal-, tioårs- och en tjugoårsvinter.

Stad (elområde)	Aktuell temperatur [°C]	Normalvinter [°C]	Tioårsvinter [°C]	Tjugoårsvinter [°C]
Luleå (SE1)	- 18	- 23	- 29	- 31
Sundsvall (SE2)	- 11	- 18	- 24	- 26
Stockholm (SE3)	- 3	- 10	- 15	- 17
Malmö (SE4)	3	- 6	- 11	- 12

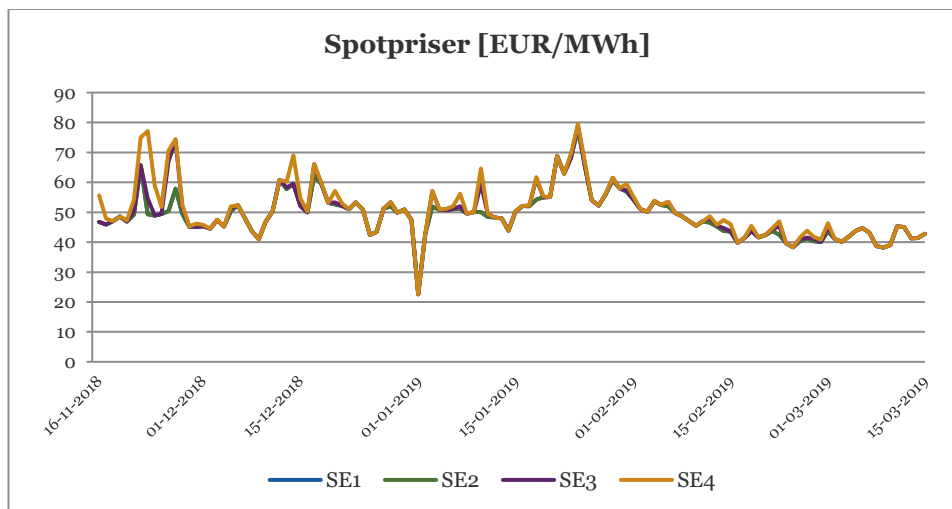
1.3 Elpriserna under vintern

Ofta har de svenska elområdena samma elpris, men SE3 och SE4 hade något högre dygnsnedelpriser än norra delen av landet under vissa dygn. Prisskillnad uppstår när handelskapaciteten mellan två elområden är fullt utnyttjad⁸. Figur 4 redogör för hur spotpriserna (priserna på dagen-före marknaden) varierade i Sveriges elområden under vintern.

⁶ Medel av timmedeltemperaturer för de 72 timmar som föregick topplasttimmen.

⁷ De kallaste 3-dygnsnedeltemperaturer som uppkommer med en återkomsttid på 2, 10 respektive 20 år

⁸ Handelskapacitet: den överföringskapacitet som lämnats till marknaden



Figur 4. Dygnsmedelpriser på dagen före-marknaden i Sveriges elområden vintern 2018/2019. Källa: Nord Pool.

Medelpriset för vinterns alla timmar var 50 euro/MWh (föregående vinter var medelpriset 36 euro/MWh). Det högre medelpriset var i huvudsak en konsekvens av låga vattennivåer efter den torra sommaren samt det ca trefaldigade priset på utsläppsrätter. En timmes elpris bestäms av det dyraste produktionsbud som aktiverats för denna timme: priset påverkas av både tillgång (produktion) och efterfrågan (förbrukning) och behöver inte vara högst just under topplasttimmen.

Det högsta spotpriset under vintern noterades den 22 november 2018 kl. 17–18, då priset var 128 euro/MWh i samtliga svenska elområden, liksom i Baltikum, Finland och Danmark ⁹. Priset i respektive område denna timme framgår av Figur 5. Under föregående vinter var det högsta spotpriset i Sverige 255 euro/MWh och inträffade den 1 mars 2018.

Under topplasttimmen var spotpriset i de svenska elområdena 68 euro/MWh. Priset i respektive elområde under topplasttimmen framgår av Figur 6. Spotpriset för topplasttimmen under föregående vinter var 71 euro/MWh.

⁹ Källa: Nord Pool



Figur 5. Spotpriser i Norden och Baltikum (euro/MWh) under timmen med vinterns högsta spotpris, den 22 november 2018 kl. 17–18. Systempriset var 82 euro/MWh. Källa: Nord Pool.



Figur 6. Spotpriser i Norden och Baltikum (euro/MWh) under topplasttimmen. Systempriset var 60 euro/MWh. Källa: Nord Pool.

Vinterns högsta priser på reglerkraftmarknaden inträffade den 23 januari mellan kl. 17–19 då uppregleringspriset var 300 euro/MWh i samtliga svenska elområden.¹⁰

¹⁰ Källa: Nord Pool

1.4 Elproduktionen i Sverige

Tabell 2 redogör för installerad effekt per produktionsslag den 1 januari 2019 och hur denna förändrats sedan den 1 januari 2018. Installerad effekt per produktionsslag och elområde redovisas i Tabell 3.

Ingen kärnkraftsreaktor lades ned under 2018. Den tillkommande effekten är främst från vindkraft. Totalt producerades drygt 156 TWh el i Sverige under 2018, vilket är 2 procent mindre än under 2017.

Tabell 2. Installerad effekt per produktionsslag den 1 januari 2019. Källa: Energiföretagen Sverige.

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Solkraft	Övr. värmekraft ¹¹	Totalt
Installerad effekt 2019-01-01 [MW]	16 318	7 406	8 614	435	8 082	40 855
Förändring sedan 2018-01-01 [MW]	+ 17	+ 715	+ 28	+ 181	+ 103	+ 1 044
Preliminär produktion 2018 [TWh]	60,6	16,3	65,6	0,2	13,8	156,2

Tabell 3. Installerad effekt [MW] per produktionsslag och elområde den 1 januari 2019. Källa: Energiföretagen Sverige.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 325	8 057	2 587	349	16 318
Kärnkraft	0	0	8 614	0	8 614
Vindkraft	856	2 616	2 355	1 579	7 406
Gasturbiner + övrigt ¹²	1	2	952	623	1 578
Kondens	0	0	763	670	1 433
Kraftvärme, industri	122	381	587	403	1 493
Kraftvärme, fjärrvärme	141	218	2 298	922	3 579
Solkraft ¹³	8	22	274	131	435
Summa	6 453	11 296	18 430	4 677	40 856

¹¹ I kategorin övrig värmekraft ingår även kondenskraft och gasturbiner samt diesel- och gasmotorer. Stenungssund 3 och 4 (ca 520 MW kondenskraft i SE3) samt Öresundsverket (ca 450 MW fjärrvärme i SE4) har lagts till i denna kategori jämfört med Energiföretagens siffror eftersom de ej är formellt nedlagda utan förlagda i malpåse.

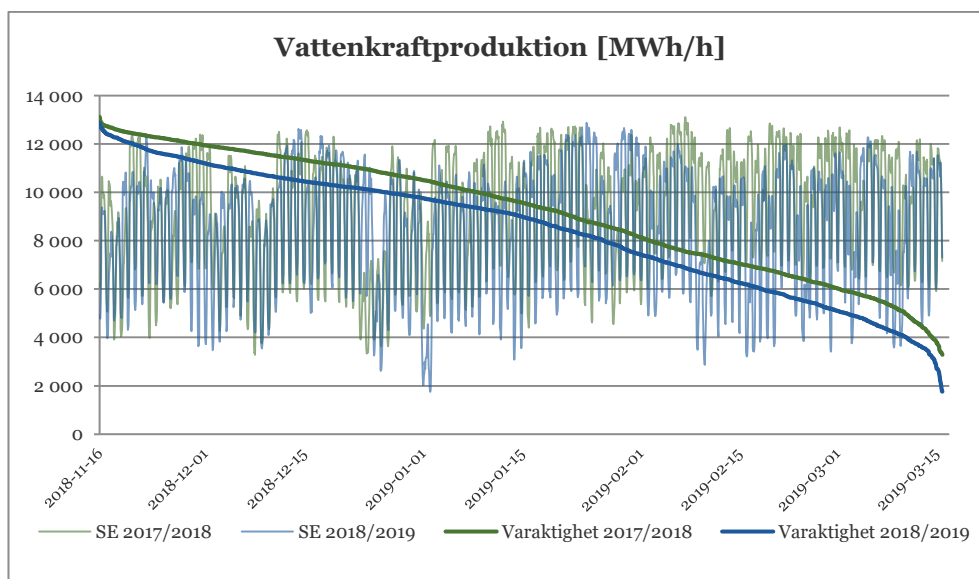
¹² Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer

¹³ Solkraften är schablonmässigt fördelade mellan elområden

1.4.1 Elproduktionen per produktionsslag

Vattenkraft

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under vintern 2018/2019 varit under det normala¹⁴. Under 2018 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 60,6 TWh¹⁵ (63,9 TWh under 2017). Vattenkraften stod därmed för ca 39 procent av den svenska elproduktionen 2018. Under toppplastimmen producerade vattenkraften 77 procent av installerad effekt.



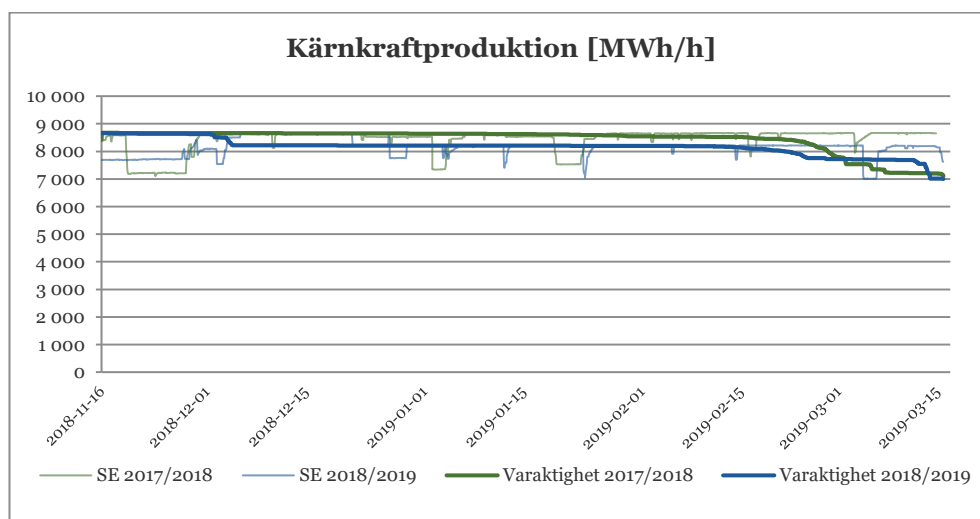
Figur 7. Timmedelvärde för den svenska vattenkraftproduktionen under vintrarna 2017/2018 och 2018/2019. Källa: Svenska kraftnät.

¹⁴ Källa: Energiföretagen Sverige – <https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/>

¹⁵ Källa: Energiföretagen Sverige (preliminär siffra)

Kärnkraft

Kärnkraften i Sverige producerade 65,6 TWh el under 2018¹⁶, vilket var ca 42 procent av den totala elproduktionen i Sverige. Under topplasttimmen producerade den svenska kärnkraften 95 procent av installerad effekt. Elproduktionen från den svenska kärnkraften under vintrarna 2017/2018 och 2018/2019 framgår av Figur 8. Produktionen var lägre i vintras än vintern 2017/2018, vilket huvudsakligen beror på att Ringhals 2 endast producerade halv effekt sedan 27 december 2018 till följd av ett generatorfel. Normal produktion för Ringhals 2 återupptogs i slutet av april 2019. Reaktorn stängs i december 2019.



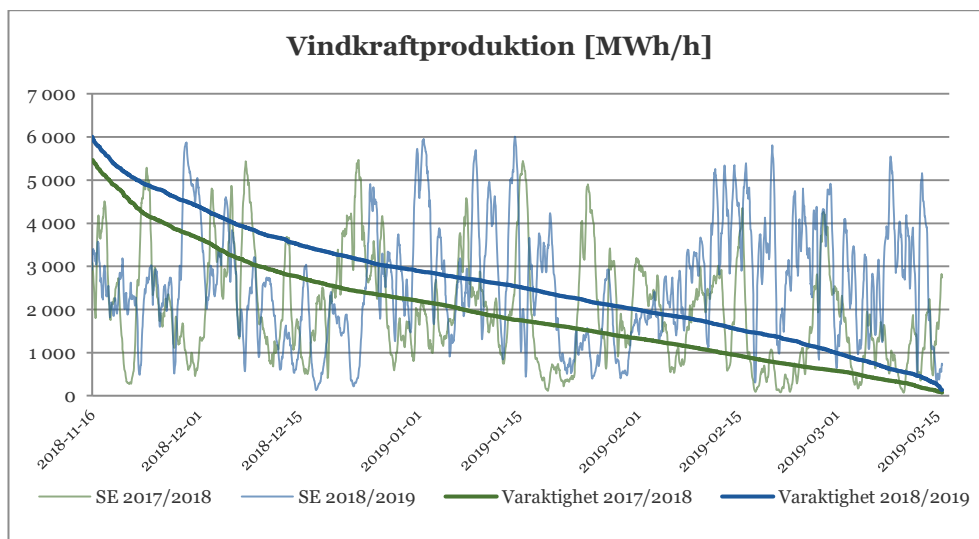
Figur 8. Timmedelvärde för den svenska kärnkraftsproduktionen under vintrarna 2017/2018 och 2018/2019. Källa: Svenska kraftnät.

¹⁶ Källa: Energiföretagen Sverige (preliminär siffra)

Vindkraft

År 2018 producerade vindkraften i Sverige 16,3 TWh el¹⁷, vilket är ca 10 procent av den totala elproduktionen i landet (2017 producerades 17,0 TWh el från vindkraft). Elproduktionen från vindkraften var högre under vintern 2018/2019 än föregående vinter och uppgick i genomsnitt till ca 37 procent av installerad effekt (29 procent föregående vinter).

Under 90 procent av tiden producerade vindkraften minst 12 procent av installerad effekt (7 procent föregående vinter). Som mest producerade vindkraften ca 6 000 MWh/h under vintern och som minst 130 MWh/h. Under toppplasttimmen producerade vindkraften 846 MWh/h, vilket är 11 procent av installerad effekt.

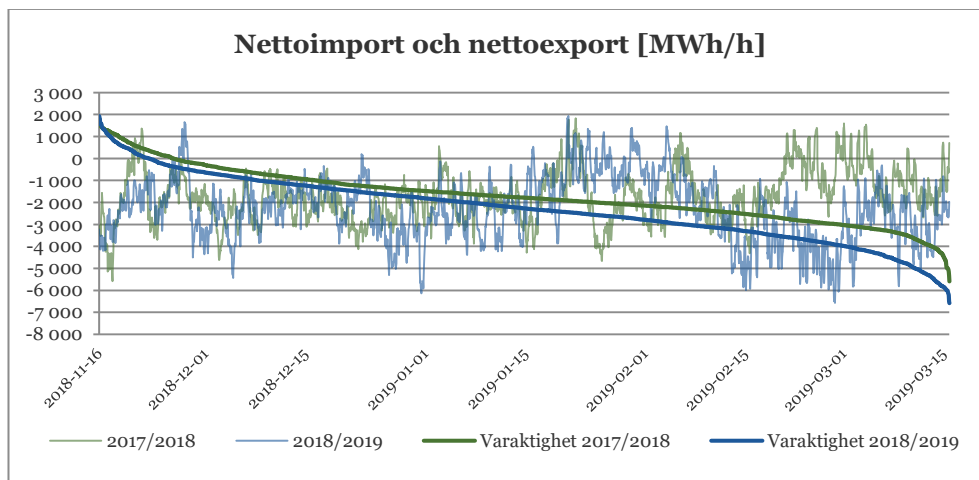


Figur 9. Timmedelvärde för den svenska vindkraftsproduktionen under vintrarna 2017/2018 och 2018/2019. Källa: Svenska kraftnät.

1.5 Import, export och handelskapaciteter

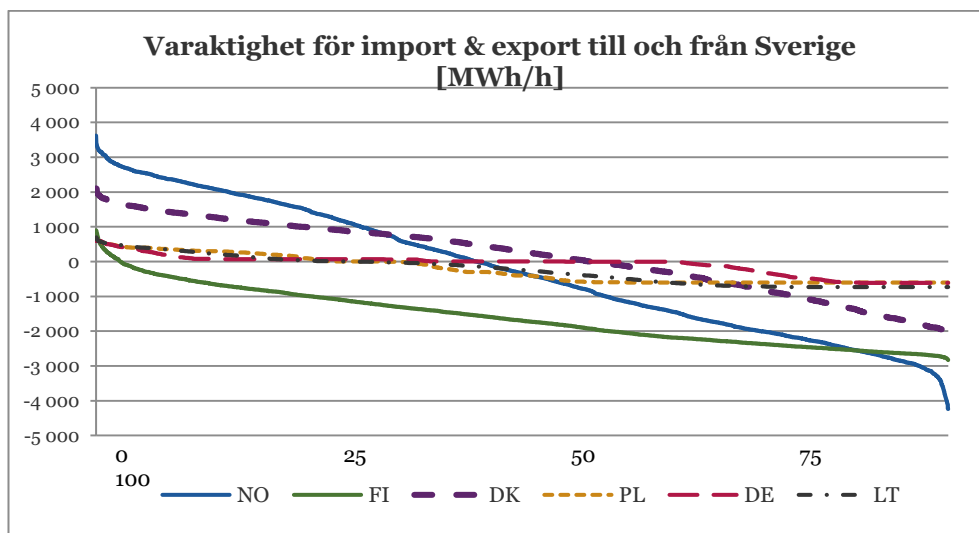
Figur 10 visar fysiskt nettoflöde av el till (+) och från (–) Sverige. Både på årsbasis och under vintern som helhet har Sverige ett energiöverskott av el och landet exporterar alltså mer el än det importerar.

¹⁷ Källa: Energiföretagen Sverige (preliminär siffra)



Figur 10. Timmedelvärde för fysiskt nettoflöde till (+) och från (-) Sverige vintrarna 2017/2018 och 2018/2019. Källa: Nord Pool.

Ett varaktighetsdiagram för fysiskt flöde av el mellan Sverige och kringliggande länder redovisas i Figur 11.



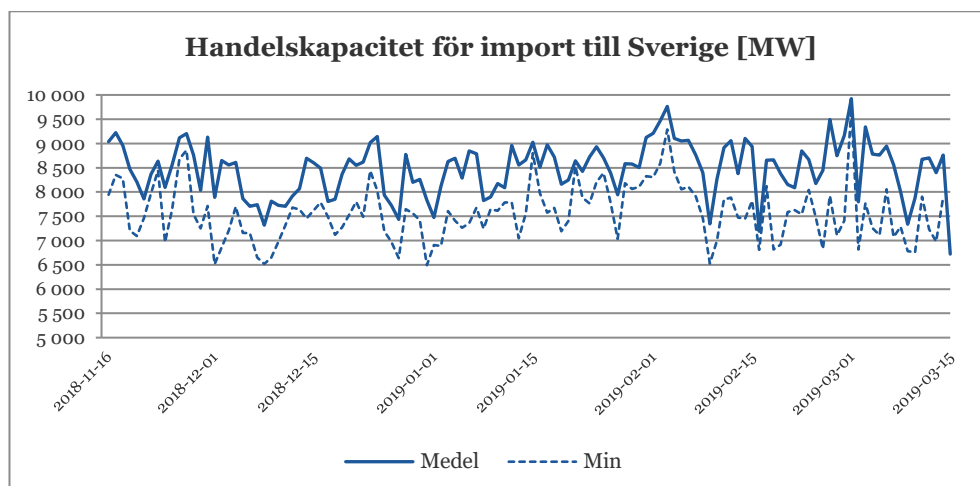
Figur 11. Varaktighet för fysiskt flöde till (+) och från (-) Sverige per land under vintern 2018/2019.

Finland är med stor marginal det land som Sverige exporterar mest el till. Förra vintern hade Sverige störst import från Norge, medan denna vinter var det tvärtom en nettoexport (mer export än import) till Norge. Nettoenergiutbytet mellan Sverige och andra länder under vintern 2018/2019 redovisas i Tabell 4.

Tabell 4. Nettoenergiutbyte mellan Sverige och andra länder under vintern 2018/2019 i TWh. Positivt värde betyder nettoimport från ett land. Källa: Nord Pool, egen bearbetning.

	Norge	Danmark	Finland	Tyskland	Litauen	Polen
Nettoenergiutbyte	- 0,67	+ 0,40	- 4,62	- 0,23	- 0,74	- 0,71

Figur 12 visar hur handelskapaciteten för import till Sverige varierat under vintern 2018/2019.



Figur 12. Handelskapacitet på dagen före-marknaden för import till Sverige. Medel-, och minvärde per dygn under vintern 2018/2019. Källa: Nord Pool, Svenska kraftnäts bearbetning.

Som lägst var handelskapaciteten för import till Sverige 6 492 MW, den 31 december 2018 kl. 23–24. Denna timme var importkapaciteten noll från Tyskland då Baltic Cable var avstängd p.g.a. transformatorfel.¹⁸ Inga andra större fel rapporterades denna timme. Tabell 5 visar en sammanställning av den lägsta, genomsnittliga och högsta handelskapaciteten som lämnades till elbörsen för import respektive export under vintern 2018/2019.

¹⁸ Källa: Nord Pool - <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/c236f1a7-7c42-438a-9188-5d2950fdff5b/6>

Tabell 5. Handelskapacitet lämnad till dagen före-marknaden för export och import till Sverige under vintern 2017/2018. Källa: Nord Pool.

	Handelskapacitet import [MW]	Handelskapacitet export [MW]
Min	6 492	7 979
Medel	8 482	9 646
Max	10 144	10 600

1.6 Effektreserven

För att säkerställa effektbalans under timmar när den svenska elförbrukningen är mycket hög ansvarar Svenska kraftnät enligt lag (2003:436) för att handla upp en effektreserv. Lagen om effektreserv gäller till den 16 mars 2025. Effektreserven består dels av produktionskapacitet som kan startas upp vid behov, 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 prognosen för elförbrukningen överstiger tillgänglig produktion och import av el.

Under vintern 2018/2019 var effektreservens storlek totalt 767 MW, varav 562 MW utgjordes av produktionskapacitet i form av kondenskraft från Karlshamnsverket och 205 MW av förbrukningsreduktion från industrier.

Effektreservens produktionsdel bjuds in på elbörsen av Svenska kraftnät och kan aktiveras på dagen före-marknaden vid risk för avkortning, dvs. när utbud och efterfrågan av el inte möts. De som tillhandahåller förbrukningsreduktion har ingen skyldighet att lägga bud på dagen före-marknaden, men om de gör det och budet accepteras betraktas de som otillgängliga för effektreserven och får ingen ersättning för dessa timmar.

Både produktionen och förbrukningsreduktionen som ingår i effektreserven ska finnas tillgänglig på reglerkraftmarknaden alla timmar under vinterperioden, med undantag om den avropas på dagen före-marknaden. Den kondenskraft som utgör produktionsdelen i effektreserven tar flera timmar att starta. 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 beredskapstiden för produktionen. Effektreserven aktiveras först efter det att alla kommersiella bud på reglerkraftmarknaden har avropats.

För att säkerställa tillräckliga marginaler för effektbalansen var beredskapstiden för effektreservens produktionsdel reducerad till två timmar (från fjorton timmar) vid ett tillfälle. På kvällen den 23 januari 2019 ändrade balanstjänsten beredskap

på Karlshamn 3 kl 05–19 den 24 januari 2019. Anledningen till den höjda beredskapen var problem med kärnkraftsreaktorn O3 i Oskarshamn, vilket ledde till ett produktionsbortfall på runt 1 000 MW. Situationen förvärrades när även resterande 370 MW riskerade att falla bort till följd av fler tekniska problem i Oskarshamn, vilket ledde till relativt små marginaler. Aktivering behövde dock aldrig ske i driftskedet.

1.7 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 på www.svk.se för innevarande och nästkommande dygn. Vintern 2018/2019 inträffade inget som krävde informationsinsatser utöver det normala.

2 Topplasttimmen vintern 2018/2019

Topplasttimmen (dvs. timmen med den högsta svenska elförbrukningen) under vintern 2018/2019 inträffade den 30 januari 2019 kl. 17–18. Den timmen var den svenska elförbrukningen ca 25 200 MWh/h (1 500 MWh/h lägre än vid topplasttimmen under vintern 2017/2018), varav ca 700 MWh/h tillgodosågs av nettoimport (skillnaden mellan import och export). Inhemsk elproduktion, import, export och elförbrukning under topplasttimmen redovisas i Tabell 6¹⁹.

Tabell 6. Effektbalansen i Sverige torsdagen den 30 januari 2019 kl. 17–18. Källor: Svenska kraftnät, Nord Pool. Summorna är avrundade.

Produktion inom landet [MWh/h]	24 500
Varav vattenkraft	12 582
Varav kärnkraft	8 199
Varav vindkraft	846
Varav övrig värmekraft	2 850
Import [MWh/h]	4 000
Från Norge via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	1 764
Från Norge via Nea (NO3)	506
Från Norge via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	444
Från Danmark via Konti–Skan (DK1)	705
Från Danmark via Öresund, inkl. Bornholm (DK2)	542
Från Tyskland via Baltic Cable (DE)	71
Export [MWh/h]	– 3 300
Till Polen via SwePol Link (PL)	– 604
Till Litauen via NordBalt (LT)	– 578
Till Finland via Fenno–Skan och Finland Norr (FI)	– 2 143
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster [MWh/h]	25 200

Att Sverige var nettoimportör av el under topplasttimmen innebär inte nödvändigtvis att det inte fanns fler produktions- eller förbrukningsreduktionsbud att tillgå i Sverige. Ofta beror utfallet på att den importerade elen hade ett lägre pris än återstående svenska resurser.

¹⁹ Effektbalansen utgår från den skattade högsta timförbrukningen för vintern. Genom att sedan 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. Detta eftersom produktion bakom icke koncessionspliktiga nät antas vara i huvudsak värmekraft. Även ospecificerad kraft ingår i denna siffra (ca 70 MW). På grund av denna metod kan övrig värmekraft överskattas något, samtidigt som vindkraftsproduktionen kan underskattas något.

2.1 Marginaler och tillgängliga handelskapaciteter

I detta avsnitt undersöks hur stora marginalerna var i driftskedet under topplasttimmen. Detta sker genom att studera återstående handelskapacitet för import och tillgängliga uppregleringsbud, det vill säga resurser i form av produktion och förbrukningsreduktion på den nordiska reglerkraftmarknaden.

Historiskt sett har Sverige alltid haft tillräckliga resurser i form av produktion, förbrukningsreduktion och import för att upprätthålla den momentana effektbalansen i elsystemet även under timmar med ovanligt hög elförbrukning. Svenska kraftnät har därmed aldrig behövt koppla bort elförbrukning (utöver elförbrukning som haft särskilt avtal om förbrukningsreduktion som en del av effektreserven).

I Tabell 7 framgår hur stor den återstående handelskapaciteten mellan de svenska elområdena var under topplasttimmen. Det fanns kapacitet att överföra ytterligare elkraft över snitt 1 och snitt 4 den timmen, däremot var återstående kapacitet över snitt 2 mycket liten. Denna situation liknar den vid topplasttimmen föregående vinter.

Tabell 7. Återstående överföringskapacitet (MW) mellan de svenska elområdena i södergående riktning under topplasttimmen. Källa: Nord Pool.

Snitt (elområden)	Överföringskapacitet [MW]	Uppmätt överföring [MW]	Återstående kapacitet [MW]
1 (SE1 – SE2)	3 300	1 925	1 375
2 (SE2 – SE3)	6 800	6 661	139
4 (SE3 – SE4)	5 300	3 881	1 419

Tabell 8 visar hur mycket importkapacitet som lämnades till dagen-före-marknaden, medelvärde för uppmätt överföring under topplasttimmen samt återstående överföringskapacitet för import till Sverige via utlandsförbindelser.

Tabell 8. Återstående importkapacitet (MW) till Sverige under topplasttimmen. Positiv uppmätt överföring innebär import till Sverige och negativ uppmätt överföring innebär export från Sverige. Summorna är avrundade. Källa: Nord Pool.

Norr om snitt 2	Handelskapacitet import [MW]	Uppmätt överföring import (+) / export (-) [MW]	Återstående kapacitet import [MW] ²⁰
NO4 – SE1	0	270	0
FI – SE1	1 130	– 1 438	Minst 1 130
NO3 – SE2	500	506	0
NO4 – SE2	150	174	0
Söder om snitt 2			
FI – SE3	1 200	– 705	Minst 1 200
DK1 – SE3	740	705	35
NO1 – SE3	2 100	1 764	336
DK2 – SE4	1 700	542	1 158
PL – SE4	300	– 604	Minst 300
LT – SE4	700	– 578	Minst 700
DE – SE4	71	71	0

Under topplasttimmen fanns det goda marginaler för importkapacitet till Sverige. Ledig handelskapaciteten över snitt 2 (SE2-SE3) var låg varför ledig importkapacitet söder om snitt 2 är av större vikt. Notera att återstående importkapacitet endast visar hur mycket el som var möjligt att överföra; det krävs även tillgängliga produktions- eller förbrukningsreduktionsbud i angränsande länder.

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 (last måste kopplas bort). Balansansvariga med produktions- eller förbrukningsreduktionsbud som inte avropats på elbörsens dagen-före- eller intradag-marknad kan bjuda in dessa till reglerkraftmarknaden.

²⁰ Vid export på en förbindelse bör minst hela förbindelsens nominella importkapacitet anses vara tillgänglig; exporterande förbindelser skulle kunna anses ha mer återstående importkapacitet än så, om handelsflödet skulle vara vänt i motsatt riktning.

2.1.1 Uppregleringsbud

För att undersöka marginalerna i driftskedet för återstående produktion och förbrukningsreduktion under topplasttimmen har tillgängliga uppregleringsbud på den nordiska reglerkraftmarknaden studerats. Det kan dock ha funnits ytterligare resurser att tillgå som inte bjöds in till reglerkraftmarknaden.

Under topplasttimmen fanns 531 MW kommersiella uppregleringsbud tillgängliga (ej aktiverade) i Sverige på reglerkraftmarknaden (varav 253 MW i södra Sverige). Totalt sett var den tillgängliga uppregleringsvolymen i Sverige 1 783 MW, men av det utgjordes 1 252 MW av reserver.²¹

De totala volymen aktiverade uppregleringsbud i Norden under topplasttimmen var 163 MW, samtliga i norska elområden.

Tabell 9. Tillgängliga kommersiella uppregleringsbud som kunnat överföras till Sverige under topplasttimmen. Källa: Nord Pool.

Förbindelse	Överförbara bud [MW]
NO1 till SE3	336
DK2 till SE4	390
FI till SE1 eller SE3	536
Summa	1 262 (varav samtligt till södra Sverige)

Norge: Enbart förbindelsen NO1 till SE3 hade utnyttjad kapacitet (336 MW återstod). Drygt 200 MW tillgängliga uppregleringsbud fanns i NO1 och drygt 2 500 MW i övriga Norge. Sannolikt hade alltså 336 MW kunnat överföras till SE3.

Danmark: Överföringen från DK1 till SE3 var i princip fullt utnyttjad, men DK2 till SE4 hade drygt 1 100 MW återstående kapacitet. I Danmark fanns 1 290 MW tillgängliga uppregleringsbud. I Danmark ska totalt ca 900 MW av uppregleringen reserveras för att säkerställa den nationella driftsäkerheten vid plötsliga störningar²². Återstående 390 MW av uppregleringsbuden hade därför kunnat överföras till Sverige, från DK2 till SE4.

Finland: I Finland fanns det 1 561 MW uppregleringsbud varav 1 025 MW reserver. Sverige exporterade el till Finland på båda förbindelserna under topplasttimmen. Hela den kommersiella uppregleringsvolymen om 536 MW i Finland hade därför kunnat överföras till Sverige, antingen till SE1 eller till SE3.

²¹ Reserver är bud som antingen ingår i effektreserv eller störningsreserv. Övriga bud är kommersiella.

²² Källa: ENTSO-E https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/System_Operation_Agreement_appendices%28English_2016_update%29.pdf

Vid behov kan Svenska kraftnät, om det är möjligt, köpa el via utlandsförbindelserna till Polen, Tyskland och Litauen. Till Polen och Litauen exporterade Sverige el under topplasttimmen, vilket innebär att det överföringsmässigt fanns importmöjlighet. Den kraftigt reducerade tillgängliga överföringskapaciteten mellan Sverige och Tyskland var fullt utnyttjad under topplasttimmen²³.

Sammanfattningsvis fanns det nästan 1 300 MW kommersiella uppregleringsbud i övriga Norden som sannolikt kunde ha stöttat den svenska effektbalansen vid behov.

²³ Källa Nord: <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/18bcoa23-22d9-4f94-90c4-4d1a0304b5e5/1>



3 Prognos för vintern 2019/2020

I detta avsnitt prognostiseras effekthalansen för topplasttimmen vintern 2019/2020. Tre olika vintertyper (normal-, tioårs- och tjugoårsvinter) svarar mot tre olika uppskattade elförbrukningar. I samtliga fall jämförs den uppskattade förbrukningen med den förväntade tillgängliga produktionen. Produktionen antas vara oberoende av vintertyp. De antaganden som gjorts för att prognostisera förbrukning och förväntad tillgänglig produktion redovisas i avsnitt 3.1–3.2.

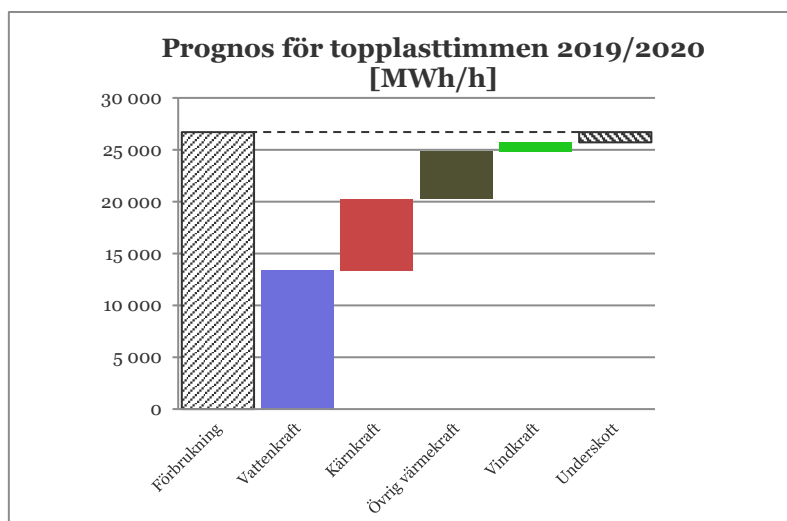
Tabell 10 visar på en negativ effekthalans med ett underskott om ca 1 000 MW vid en normalvinter. Det innebär att Sverige förväntas vara beroende av nettoimport för att klara topplasttimmen vid en normalvinter.

Tabell 10. Förväntad effekthalans per elområde under topplasttimmen vintern 2019/2020 vid respektive vintertyp. Siffrorna är avrundade.

Tillgänglig produktion [MWh/h]		Elförbrukning [MWh/h]			Effekthalans [MWh/h]		
		Normal- vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter	Normal- vinter	Tioårs- vinter	Tjugoårs- vinter
SE1	4 700	– 1 600	– 1 700	– 1 700	3 100	3 000	3 000
SE2	7 400	– 3 200	– 3 300	– 3 400	4 200	4 100	4 000
SE3	11 900	– 17 100	– 17 700	– 18 100	– 5 200	– 5 800	– 6 200
SE4	1 700	– 4 800	– 5 000	– 5 100	– 3 100	– 3 300	– 3 400
Summa	25 700	– 26 700	– 27 700	– 28 200	– 1 000	– 2 000	– 2 600

Prognosen för effekthalansen under en normalvinter är ca 600 MW sämre jämfört med den prognos som gjordes inför vintern 2018/2019. Den lägre effekthalansen är i huvudsak en konsekvens av att Ringhals 2 i SE3 stängs.

Figur 13 visar hur förväntad förbrukning för en normalvinter tillgodoses med förväntad tillgänglig produktion under topplasttimmen 2019/2020. Differensen mellan dessa (i figuren kallad "underskott") har historiskt sett tillgodosetts av nettoimport. I framtiden kan förbrukningsflexibilitet även spela en större roll.



Figur 13. Prognos för topplasttimmen 2019/2020, normalvinter. Källa: Svenska kraftnät.

Effektreservens förbrukningsdel ingår inte i prognosen. Volymen för denna är 190 MW för vintern 2019/2020. Om förbrukningsreduktionen inkluderas i effektbalansprognosen förbättras effektbalansen med denna volym. Produktionen som ingår i effektreserven är inkluderad i tillgänglig produktion, men i första hand hanteras ett effektunderskott på marknaden genom import. Eftersom buden på marknaden aktiveras i prisordning kan Sverige vara nettoimportör av el även under timmar när det finns ytterligare produktions- eller förbrukningsreduktionsbud att tillgå i Sverige, om den importerade elen är billigare.

Handelskapaciteten i stamnätet påverkar förutsättningarna för effektbalansen eftersom den kan begränsa möjligheten att föra över el från ett överskottsområde till ett underskottsområde. Exempelvis utnyttjas snitt 2 ofta fullt under vintertid eftersom det råder överskott i elområde SE1 och SE2 och underskott i elområde SE3 och SE4. Det sammanlagda underskottet i elområde SE3 och SE4 förväntas vara drygt 8 000 MW vid topplasttimmen en normalvinter.

I bilaga 1 beskrivs en alternativ metod för att mäta effekttillräcklighet. Istället för att mäta nationell effektbalans (alltså importbehovet) bedöms risken för effektbrist när import inkluderas.

3.1 Maximal elförbrukning

Prognosen för maximal elförbrukning avser effektens medelvärde (MWh/h) inklusive effektförluster i nätet för toppplasttimmen. Prognosen är baserad på en analys av förbrukningsstatistik per elområde från tidigare vintrar och ett schablonvärde för förbrukningens temperaturberoende per elområde. Den temperaturkorrigerade elanvändningen de senaste 52 veckorna används också som parameter i prognosen för att ta hänsyn till konjunkturläget. Denna förbrukningsprognos skiljer sig mycket litet från prognosen för föregående vinter. Prognosen för maximal elförbrukning per elområde och vintertyp återfinns i Tabell 10.

3.2 Förväntad produktionskapacitet

I Tabell 11 visas en prognos för installerad produktionskapacitet per elområde vid årsskiftet 2019/2020. Ringhals 2 (904 MW) stängs senast den 31 december 2019²⁴. Eftersom toppplasttimmen oftast inträffar i januari eller februari ingår den inte i installerad effekt för vintern 2019/2020. Den sammanlagda installerade effekten bedöms vara ca 1 600 MW högre jämfört med årsskiftet 2018/2019. Det beror i huvudsak på ökad installerad effekt vindkraft. Effektoreservens produktionsdel ingår i installerad effekt kondenskraft.

Tabell 11. Prognos för installerad effekt (MW) per produktionsslag och elområde vid årsskiftet 2019/2020. Summorna är avrundade. Källa: Energiföretagen Sverige, om ej annat anges.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ²⁵
Vattenkraft	5 325	8 057	2 587	349	16 318	-
Kärnkraft	0	0	7 710	0	7 710	- 904
Vindkraft ²⁶	1 115	3 408	3 068	2 057	9 648	+ 2242
Gasturbiner + övrigt ²⁷	1	2	1 032	542	1 577	-
Kondens	0	0	763	670	1 433	-
Kraftvärme, industri	122	381	587	403	1 493	-
Kraftvärme, fjärrvärme	141	218	2 298	922	3 579	-
Solkraft ²⁸	14	38	469	224	745	+ 310
Summa	6 700	12 100	18 500	5 200	42 500	+ 1 700

²⁴ Källa: Vattenfall. <https://corporate.vattenfall.se/om-oss/var-verksamhet/var-elproduktion/ringhals/produktion-och-drift-lage/framtiden-for-r1-och-r2/>

²⁵ Förändring i installerad effekt jämfört med 1 jan 2019, se avsnitt 1.4.

²⁶ Källa: Svensk vindenergi

²⁷ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer.

²⁸ Samma procentuella ökning antas som mellan 2018 och 2019.

I Tabell 12 visas en sammanställning av förväntad tillgänglig effekt per elområde under topplasttimmen vintern 2019/2020. Den baseras på prognostiserad installerad effekt som anges i Tabell 11 samt olika tillgänglighetsfaktorer för respektive produktionsslag. Dessa faktorer beskrivs i avsnitt 3.2.1.

Tabell 12. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under topplasttimmen vintern 2019/2020. Anläggningar som enligt marknadsmeddelande är i malpåse är exkluderade, liksom produktion ingående i störningsreserven. Summorna är avrundade. Källa: Svenska kraftnät

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring ²⁹
Vattenkraft	4373	6 616	2 075	287	13 400	0
Kärnkraft	0	0	6 939	0	6 939	- 788
Vindkraft	100	307	276	185	868	+ 192
Gasturbiner + övrigt ³⁰	1	2	193	2	197	0
Kondens	0	0	219	603	822	0
Kraftvärme, industri	93	291	449	308	1 142	0
Kraftvärme, fjärrvärme	108	167	1 758	361	2 394	0
Solkraft	0	0	0	0	0	0
Summa	4 700	7 400	11 900	1 700	25 700	- 600

Samtidigt som installerad effekt alltså väntas öka med ca 1 700 MW, minskar förväntad tillgänglig produktionskapacitet med ca 600 MW jämfört med prognosen för föregående vinter. Detta förklaras med att tillkommande effekt i form av vind- och solkraft har låg förväntad tillgänglighet vid topplasttimmen, medan denna tillgänglighet för den nedlagda kärnkraften är hög.

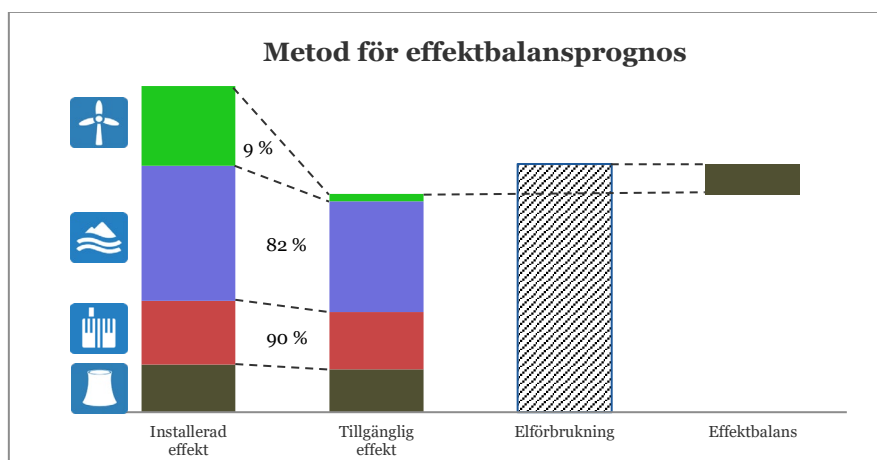
3.2.1 Tillgänglighetsfaktorer

Här redovisas antaganden gällande tillgänglighetsfaktorer för varje kraftslag. Faktorn avser effekt som kan förväntas vara tillgänglig under topplasttimmen, som andel av total installerad effekt i Sverige.

Figur 14 illustrerar hur detta används för effektbalansprognos: installerad effekt per kraftslag multipliceras med tillgänglighetsfaktorer och den resulterade tillgängliga effekten jämförs med elförbrukningen.

²⁹ Förändring jämfört med prognosen som gjordes i förra årets rapport, gällande vintern 2018/2019.

³⁰ I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer.



Figur 14. Illustration av prognosmetoden för effektbalansprognos. Bilden visar en underskottssituation (negativ effektbalans), alltså när tillgänglig effekt är mindre än elförbrukningen. Kraftslagen är uppifrån vindkraft, vattenkraft, kärnkraft och övrig värmekraft.³¹

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. Vattenkraften i Sverige bedöms maximalt kunna producera 13 400 MWh/h vid någon tidpunkt³². Då prognosen för installerad effekt vattenkraft är 16 318 MW motsvarar det en tillgänglighet på drygt 82 procent.

Kärnkraften beräknas ha en tillgänglighet på 90 procent. Detta antagande bygger på en analys av marknadsmeddelanden och historisk produktion.

Baserat på statistik antas vindkraften ha en tillgänglighet på 9 procent under topplasttimmen. Det baseras på medianvärdet av tionde percentilen för vindkraftens produktion under åren 2007–2016³³. Vindkraftens tillgänglighet är högre under vintertid jämfört med resten av året men under perioder med sträng kyla (just när förbrukningen i Sverige oftast är som högst) avtar tillgängligheten.

Gasturbiner och övrigt antas ha en tillgänglighet på 90 procent. Av den installerade effekten gasturbiner ingår merparten, ungefär 1 360 MW, i den svenska störningsreserven. Eftersom störningsreserven är till för att upprätthålla driftsäkerheten vid plötsliga störningar ingår inte den volymen i förväntad tillgänglig effekt.

Kondenskraft antas ha en tillgänglighet på 90 procent. Enligt marknadsmeddelande via Nord Pool är Stenungssund 3 och 4 (520 MW kondenskraft i SE3) otillgängliga för marknaden tills vidare. Dessa block ingår därför inte i förväntad tillgänglig produktionskapacitet.

³¹ Övrig värmekraft består av olika kraftslag med flera olika tillgänglighetsfaktorer. Därför är ingen faktor för denna kategori med i figuren.

³² Medelvärde av toppproduktionen per år under åren 2009–2017. Källa: Svenska kraftnät.

³³ Tionde percentilen (P10) innebär att 10 procent av värdena är mindre än P10 och 90 procent är större. Alltså producerar vindkraften med 90 procent sannolikhet mer än 9 procent under topplasttimmen.

Kraftvärmeanläggningar antas ha en tillgänglighet på 90 procent. Vidare görs ett antagande att verkningsgraden i kraftvärmeanläggningarna är 85 procent av vad som är tekniskt optimalt. Det innebär att den sammantagna tillgängligheten för kraftvärme antas vara 76,5 procent av installerad effekt. Enligt marknadsmeddelande via Nord Pool är Öresundsverket (450 MW fjärrvärme i SE4) otillgängligt för marknaden tills vidare och ingår därmed inte i förväntad tillgänglig produktionskapacitet.

Solkraft antas ha en tillgänglighet på 0 procent eftersom toppplasttimmen i regel inträffar när det är mörkt.

3.3 Handelskapacitet

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 hos såväl utlandsförbindelserna som interna flaskhalsar i grannländerna som begränsar importmöjligheten. I Tabell 13 redovisas maximal överföringskapacitet mellan de svenska elområdena, importkapacitet från angränsande länder till respektive elområde samt den totala importkapaciteten.

Tabell 13. Förväntad maximal handelskapacitet (MW) mellan Sveriges elområden för import till Sverige från angränsande elområden vintern 2019/2020. Summorna är avrundade. Källa: Svenska kraftnät.

Från	Till SE1	Till SE2	Till SE3	Till SE4	
SE1		3 300			
SE2	3 300		7 300		
SE3		7 300		6 600	
SE4			3 200		
Från	Till SE1	Till SE2	Till SE3	Till SE4	Till SE
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				615	615
LT				700	700
PL				600	600
Summa	5 100	11 450	14 585	10 215	10 350

Handelskapaciteten för import är sannolikt lägre än maximalt under topplasttimmen eftersom den aktuella handelskapaciteten varierar med aktuell fördelning av produktion och förbrukning. Ett exempel är importkapaciteten mellan Sverige och Polen som ofta begränsas beroende på driftförhållanden i Polen³⁴.

Vid tillfällen med hög elförbrukning i mellersta och södra Sverige eller vid stor export från södra Sverige, förväntas snitt 2 vara fullt utnyttjad. Snitt 1 och snitt 4 bedöms däremot inte bli fullt utnyttjade under topplasttimmen, under förutsättning att nätet är intakt.

Denna rapport undersöker effektsituationen på nationell nivå. På senare tid har risken för kapacitetsbegränsningar blivit mer aktuell, bl.a. i Stockholm, Uppsala, Malmö och Västerås. Detta kallas ibland för lokal effektbrist.

Problematiken med att nätet lokalt inte kan överföra tillräckligt med el så att exempelvis nyanslutningar försvåras behandlas inte i denna rapport. Det kan dock nämnas att om elproduktion försvinner inne i berörda områden (exempelvis kraftvärmeverk) försämras den lokala effekttillräckligheten.

3.4 Effektreserven

Effektreserven får uppgå till 750 MW vintern 2019/2020 enligt förordning (2016:423) om effektreserv. I början av 2017 upphandlades 562 MW elproduktionskapacitet för vinterperioderna 2017-2021. Återstående kapacitet i form av förbrukningsreduktion fastställdes under våren 2019 till 190 MW.

³⁴ Källa: Nord Pool – <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities.pdf>

4 Effekthalansen på längre sikt

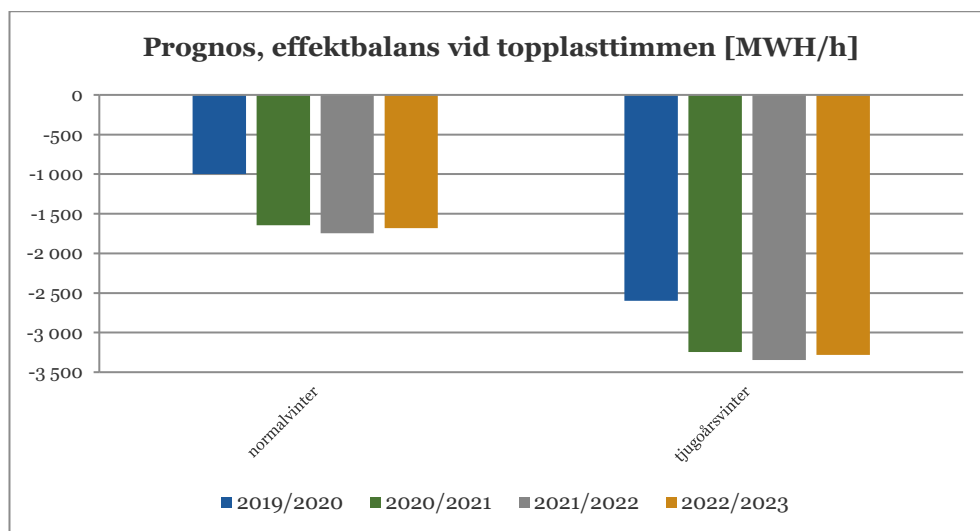
Detta avsnitt behandlar effekthalansen på längre sikt. Till grund för detta ligger Svenska kraftnäs analyser *Kortsiktig marknadsanalys* (åren 2019-2023) samt *Långsiktig marknadsanalys* (åren 2030 och 2040).³⁵

4.1 Effekthalansen de kommande fyra vintrarna

Kärnkraftsreaktorernas framtid har stor påverkan på Sveriges effekthalans under toppplasttimmen. Ringhals 2 (904 MW) stängs i slutet av 2019. Ringhals 1 (880 MW) stängs senast i slutet av 2020. Dessa stängningar medför en tydligt försämrad effekthalans för Sverige. I Finland byggs reaktor Olkiluoto 3 med en effekt om 1 600 MW, vilken efter mycket stora förseningar förväntas tas i drift i januari 2020.³⁶ Reaktor kommer då att minska Finlands importberoende och bidra till bättre effekthalans i det nordiska elsystemet överlag.

Vindkraft är det kraftslag som växer mest i Sverige. Denna ökning kommer sannolikt att fortsätta. Vindkraften kan dock inte bidra till effekthalansen under vinterns kalla perioder med samma tillgänglighet som den kärnkraft den ersätter och dess produktion är inte planerbar.

Figur 15 visar hur effekthalansen förväntas förändras under de kommande fyra vintrarna. Ringhals 1 försvinner till vintern 2020/2021, vilket ses i figurens staplar. Utöver detta är förändringarna små.



Figur 15. Prognos för effekthalans under toppplasttimmen för kommande vintrar. Källa: Svenska kraftnät.

³⁵ Dessa rapporter finns att läsa i sin helhet på <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/>

³⁶ Källa: TVO – <https://www.tvo.fi/OL3->

4.2 Effektbalansen år 2030 och framåt

Ett antagande som ligger till grund för Svenska kraftnäts långsiktiga scenario är att kärnkraften är avvecklad till år 2040. Detta är en följd av Energiöverenskommelsen som slöts 2016, där ett huvudmål är att Sveriges elproduktion ska vara 100 procent förnybar till 2040. Det finns dock inget tvingande slutdatum för svensk kärnkraft och under rådande politiska förhållanden kommer reaktorerna sannolikt att drivas vidare så länge de är lönsamma och driftsäkra.

Svenska kraftnäts långsiktiga scenario inkluderar en stor utbyggnad av förnybar elproduktion. Under perioden 2019-2030 antas elsystemet byggas ut med ca 12 TWh vindkraft och perioden 2030-2040 med ytterligare drygt 40 TWh vindkraft. 7 TWh ny solkraft väntas också till 2040.

Det finns indikationer på att en betydande andel kraftvärme kan försvinna ur det svenska elsystemet, då marknadsförutsättningarna leder till att kraftvärme ersätts med värmeverk, som bara producerar värme och inte el. Kraftvärmen finns i huvudsak i SE3 och SE4 där underskott redan råder under topplasttimmen.

Sannolikt blir vattenkraftens bidrag till balansering och effekttillräcklighet ännu viktigare när annan planerbar produktion försvinner ur elsystemet. Under de kommande tjugo åren ska alla som bedriver vattenverksamhet för produktion av vattenkraftsel förse sin verksamhet med moderna miljövillkor. Havs- och vattenmyndigheten, Energimyndigheten och Svenska kraftnät har tagit fram ett förslag på nationell plan som ger nationell helhetssyn i fråga om att verksamheterna ska föras med moderna miljövillkor på ett samordnat sätt med största möjliga nytta för vattenmiljön och för nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel. Förslag på plan ska lämnas till regeringen senast den 1 oktober.

Effektbalansen under topplasttimmen kommer sannolikt att försämrats sett ur ett nationellt perspektiv, när stor volym planerbar produktion försvinner och i huvudsak ersätts av vindkraft.

4.3 Slutsatser

En av de viktigaste slutsatserna i Svenska kraftnäts långsiktiga analyser är att bristande lönsamhet fortsatt riskerar att hindra utbyggnad av planerbar elproduktion. Elpriserna bedöms förbli låga fram till dess att kärnkraften läggs ned, vilket kan innebära att annan produktion inte hinner ersätta kärnkraften i tid. Analyserna visar att nedläggning av kärnkraften leder till en ökad risk för effektbrist. Detta illustrerar behovet av mer förbrukningsflexibilitet och planerbar elproduktion.

Eftersom ett ökat underskott innebär större importbehov kan det heller inte uteslutas att handelskapaciteter kan komma att behöva utökas. Import kan dock bara bidra till att undvika effektbrist om angränsande länder har möjlighet att exportera. När andelen icke-planerbar produktion ökar markant i Sverige och andra länder

blir möjligheten att överföra el mellan elområden (både mellan länder och inom Sverige) än viktigare.

4.4 Andra studier

Framtida effektbalans analyseras regelbundet i ENTSO-E:s *Midterm Adequacy Forecast* (MAF). Dessutom finns en fördjupad nordisk analys utförd av de nordiska TSO:erna³⁷. Dessa rapporter bygger på probabilistiska simuleringar, och räknar med import/export mellan länder och elområden, likt den metod som nämns i bilaga 1.

Enligt dessa analyser har Sverige ingen risk för effektbrist år 2025, det år som undersöks i studien. Dock antas i princip full kapacitet och tillgänglighet på alla överföringsförbindelser. Detta är enligt Svenska kraftnäts bedömning alltför optimistiskt, särskilt för HVDC-förbindelser som tidvis haft långa avbrott. Om dessa antagande förändras är det inte omöjligt att viss risk för effektbrist skulle påvisas, liknande resultaten från våra egna simuleringar (se bilaga 1).

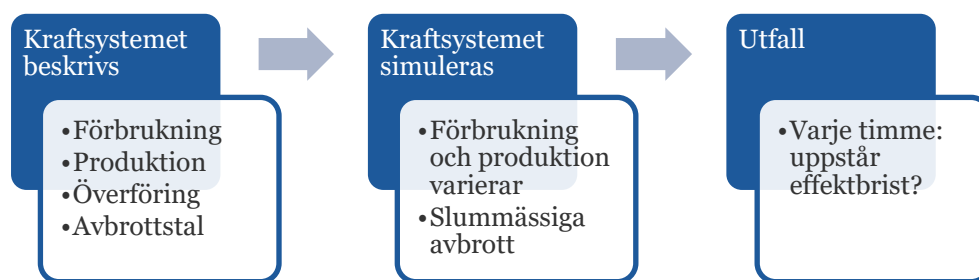
³⁷ Analysen finns sammanfattad i "Nordic perspectives on midterm adequacy forecast 2017"
<https://www.svk.se/en/about-us/news/news/new-report-presents-the-nordic-perspective-on-european-adequacy/>

Bilaga 1. Risk för effektbrist enligt probabilistisk metod

Traditionellt används i rapporten *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden* en statisk metod för att beskriva den nationella effektbalansen. Metoden jämför direkt förväntad tillgänglig produktion med förbrukningsprognoser. Denna metod har vissa begränsningar: bara topplasttimmen undersöks, och flöden mellan elområden och länder, samt utländska produktionsresurser beaktas inte.

Därför inkluderas nu en probabilistisk metod, som belyser effekttillräckligheten i Sverige på ett annat sätt. Denna typ av modellering för att mäta risken för effektbrist används på flera håll i världen, bl.a. av ENTSO-E³⁸, och det är sannolikt att en sådan metod framöver blir viktigare framöver även för Svenska kraftnät.

I den probabilistiska metoden byggs det europeiska kraftsystemet upp i en datamodell, med förbindelser mellan elområden (och länder), samt konsumtion och produktionsenheter. Ett avbrottstal i procent av tid ansätts för varje produktionsslag och typ av förbindelse. Modellen simuleras sedan över ett stort antal år när vind, vatten, förbrukning etc. varierar. Slumpmässiga avbrott för varje timme på produktionsenheter och förbindelser genereras i enlighet med avbrottstalen. Timme för timme utvärderar modellen om förbrukningen i varje elområde kan tillgodoses. Denna metod tar alltså hänsyn till import/exportkapacitet mellan elområden samt både nationella och utländska produktionsresurser, samt oplanerade avbrott på både produktion och överföringsförbindelser. Figur 16 beskriver schematiskt hur den probabilistiska metoden fungerar.



Figur 16. Schematisk beskrivning av den probabilistiska metoden.

Utfallet från den probabilistiska metoden uppskattar hur stor del av tiden som faktisk effektbrist uppstår inom varje elområde, vilket skulle kunna innebära lastfrånkoppling (Svenska kraftnät har aldrig behövt koppla bort förbrukning av effektskäl). Notera att den statiska metoden mäter något annat; "Effektbalansen" i den statiska metoden kan istället anses beskriva det nationella importbehovet under topplasttimmen.

Avbrottstalen för oplanerade fel och avbrott som används är liknande de som används av andra TSO:er och ENTSO-E. Metoden, som trots att den är ny på Svenska

³⁸ European Network of Transmission System Operators for Electricity

kraftnät, är ett viktigt alternativt sätt att betrakta effekttillräcklighet i Sverige. Det metoden gör efterliknar bättre hur det europeiskt sammankopplade kraftsystemet faktiskt fungerar jämfört med den statiska metoden. Den probabilistiska metoden tar dock inte hänsyn till nätbegränsningar inom elområden. Modellen optimerar dessutom fördelningen av kraft mellan länder för att minimera den totala effektbristen i Europa, vilket inte nödvändigtvis sker i den verkliga driftsituationen. Båda dessa faktorer leder potentiellt till att resultaten blir mer optimistiska.

Modellresultaten från den probabilistiska metoden visar för kommande vinter en genomsnittlig förväntad effektbrist på långt under en timme per år i SE3 och SE4. För norra Sverige visade modellen ingen effektbrist. I många länder används ett nationellt leveranssäkerhetsmål, uttryckt i maximalt antal timmar med effektbrist per år. Storleksordningen kan vara 3 till 8 timmar per år³⁹. För Sverige finns idag inget leveranssäkerhetsmål.

Under de fyra kommande vintrarna förändras inte risken för effektbrist dramatiskt enligt denna metod. Södra Sverige har fortfarande mindre än en timme förväntad effektbrist, och norra Sverige har fortsatt ingen förväntad effektbrist.

För att visa metodens utfallsrum gjordes en simulering där all överföringskapacitet till och från utlandet nollställdes; Sverige simulerades som en isolerad ö. I detta fall blev genomsnittlig förväntad effektbrist nästan 20 timmar per år i södra Sverige och ett fåtal timmar i norra Sverige. Detta illustrerar importberoendet och Sveriges självförsörjandegrad vid ansträngda situationer. Resultatet kan dock inte jämföras direkt med det importbehov som belyses i den statiska metoden, för detta är den statiska och probabilistiska metoden alltför olika.

Metoder och antaganden för probabilistisk modellering av effekttillräcklighet kommer sannolikt att förfinas och förändras, både hos Svenska kraftnät och hos liknande aktörer i andra länder.

³⁹ Källa ENTSO-E, MAF 2017. Exempelvis är målet max 3h/år för både Frankrike och Storbritannien, samt 8h/år för Irland. https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/20170918_MAF_2017_FOR_CONSULTATION.pdf



Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar stamnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

SVENSKA KRAFTNÄT

Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00
Fax 010-475 89 50

www.svk.se

