ÄRENDENR: 2020/334 **DATUM:** 2020-05-29

Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020

En rapport till Infrastrukturdepartementet

SVENSKA KRAFTNÄT

Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet 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 202100-4284

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

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

www.svk.se

Denna rapport behandlar effekttillräckligheten i Sverige under vintertid. Enligt 3 § förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät ska affärsverket senast den 31 maj 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. Från och med i år ska även hur mycket import Sverige kan räkna med från omgivande länder bedömas.

Årets kraftbalansrapport visar, liksom tidigare rapporter, att den svenska kraftbalansen fortsätter att försämras och importberoendet under topplasttimmen ökar. Den installerade elproduktionskapaciteten i Sverige ökar, men den tillgängliga kapaciteten minskar, då planerbar produktion ersätts av väderberoende produktion med lägre tillgänglighet. Sverige har god överföringskapacitet till våra grannländer, men importmöjligheterna är begränsade om även dessa länder samtidigt har en ansträngd effektsituation.

Sundbyberg den 29 maj 2020

Lotta Medelius-Bredhe
Generaldirektör

Innehåll

Sammanfattning 6

1 Uppföljning av vintern 2019/2020 7

1.1 Elförbrukning 7
1.2 Väder 8
1.3 Elpriserna under vintern 9
1.4 Elproduktionen i Sverige 13
1.4.1 Elproduktionen per kraftslag 14
1.5 Import, export och handelskapaciteter 17
1.6 Effektreserven 19
1.7 Informationsinsatser 20

2 Topplasttimmen vintern 2019/2020 21

2.1 Marginaler och tillgängliga handelskapaciteter 22
2.1.1 Uppregleringsbud 24

3 Prognos för vintern 2020/2021 26

3.1 Elförbrukning 27
3.2 Produktion 28
3.2.1 Tillgänglighetsfaktorer 29
3.3 Tillgänglig import 31
3.3.1 Produktion i utlandet 31
3.3.2 Handelskapacitet 33
3.4 Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod 34
3.4.1 Jämförelse statisk och probabilistisk metod 35
3.5 Kapacitetsbrist 36
3.6 Effektreserven 36
3.7 Konsekvenser av covid-19 36

4 Effektbalansen på längre sikt 37

4.1 Effektbalansen de kommande fyra vintrarna 37
4.2 Effektbalansen år 2030 och framåt 38
4.3 Slutsatser 40
4.4 Andra studier 40

Bilaga 1. Mer om probabilistisk metod 41

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 kort tidsrymd kan det jämställas med effektbalans, vilket är det uttryck som används i denna text.

Vintern 2019/2020 var mycket mild och effektsituationen var därför inte speciellt ansträngd. Topplasttimmen för Sverige under vintern 2019/2020 inträffade 10 december kl. 17–18. Den svenska elförbrukningen uppgick då till 23 200 MWh/h. Vintern 2018/2019 var den högsta elförbrukningen ungefär 2 000 MWh/h högre.

Effektreserven, som upphandlas av Svenska kraftnät, aktiverades inte och försattes inte heller i förhöjd beredskap under vintern.

Analysen av kommande vinter visar att den svenska effektbalansen har försämrats. Enligt prognosen för topplasttimmen vintern 2020/2021 har Sverige ett importbehov på 1 700 MW vid en normalvinter och 2 900 MW vid en tioårsvinter. I förra årets rapport var importbehovet 1 000 MW för vintern 2019/2020 (vid normalvinter). Båda de metoder som Svenska kraftnät använder i sin analys visar att Sverige har ett underskott i effektbalansen, hur stort beror på hur kall vintern blir. Svenska kraftnäts analyser visar vidare att importmöjligheterna för att hantera ett sådant underskott är begränsade om samma förhållanden som råder i Sverige också råder i våra grannländer, eller om importmöjligheterna är reducerade av andra skäl.

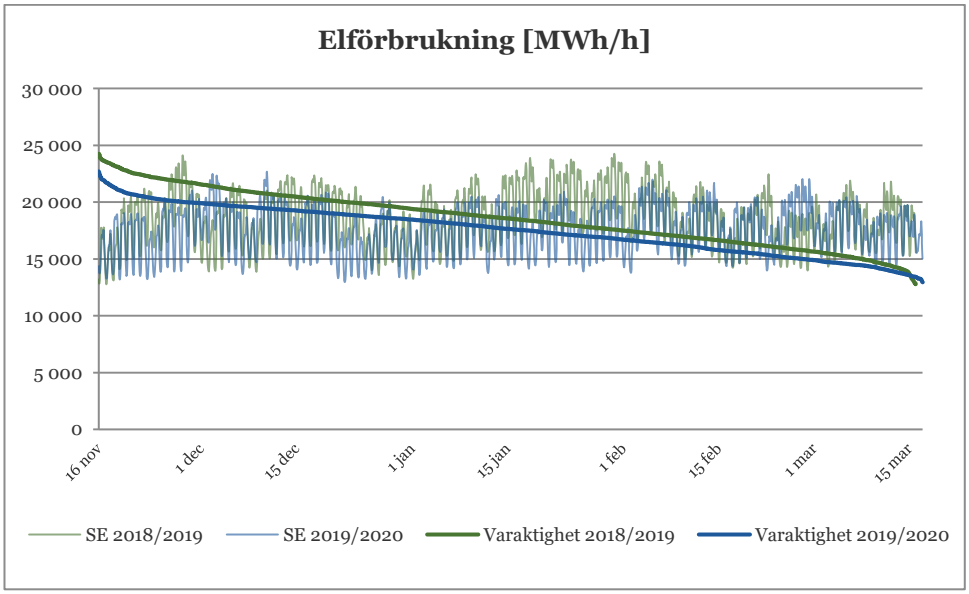
Under 2020 stängs ytterligare en kärnkraftsreaktor, Ringhals 1, i Sverige. Samtidigt ökar mängden icke planerbar elproduktion genom vindkraft. Systemet blir mer svårplanerat och variationerna i tillgänglig effekt därmed större. Inga antaganden har gjorts kring ökad användarflexibilitet, vilket på sikt skulle kunna minska effekttoppen under topplasttimmen och därmed förbättra effektbalansen. Svenska kraftnät ser dock, i likhet med vår bedömning i förra årets rapport, en risk att utbyggnad av både användarflexibilitet och planerbar elproduktion blir liten, eftersom lönsamheten för dessa fortsatt bedöms vara låg (givet mängden vindkraft som tillförs systemet kan perioder med låga elpriser bli vanligare framöver).

1 Uppföljning av vintern 2019/2020

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 mycket mild och förbrukningen generellt låg. Den 10 december 2019 kl. 17–18 inträffade topplasttimmen (timmen med högst elförbrukning) och förbrukningen uppgick då till 23 200 MWh/h.[1] Denna toppnotering är ca 2 000 MWh/h lägre än toppnoteringen vintern 2018/2019. Nordens högsta elförbrukning inträffade 28 februari 2020 kl. 8–9. Den uppgick till 61 600 MWh/h (förra vintern 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 2018/2019 och 2019/2020. Datum på den vågräta axeln avser tidsserien, inte varaktigheten. Källa: Svenska kraftnät.

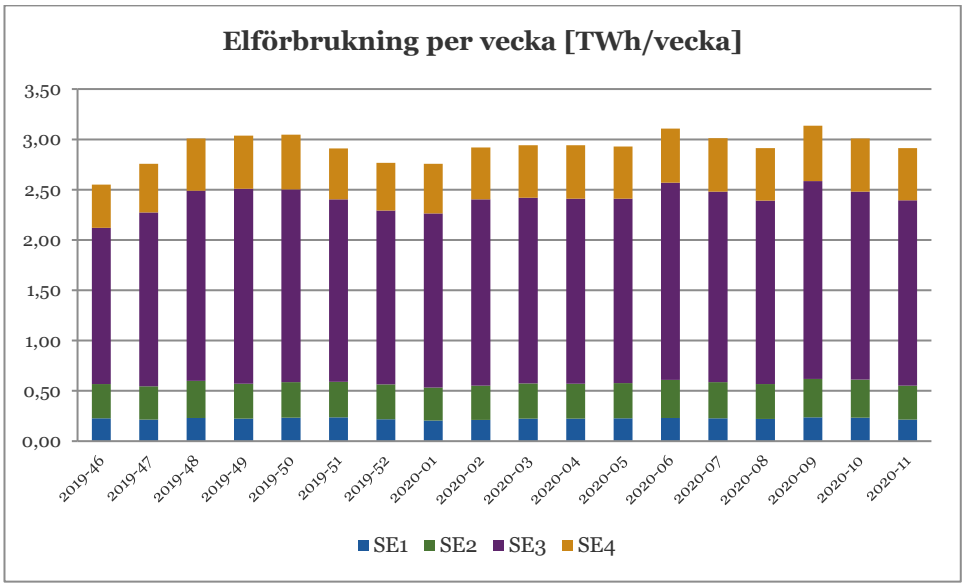
[1] Skattat värde. Siffrorna från Svenska kraftnäts avräkning innefattar endast koncessionspliktiga nät. I de delar av elnätet där elproduktion och elförbrukning inte mäts separat fås endast nettoflödet till och från dessa punkter. Ett uppskattat värde för förbrukningen bakom icke koncessionspliktiga nät (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.

Den totala svenska elanvändningen inklusive överföringsförluster var 138,4 TWh under året 2019. Det är en minskning med 2,0 procent jämfört med 2018. Den temperaturkorrigerade elanvändningen[4] var också lägre 2019 (140,8 TWh) jämfört med 2018 (143,2 TWh) [5].

Figur 2 visar hur elförbrukningen i Sverige varierat vecka för vecka under den gångna vintern. Topplasttimmen inträffade under kvällstoppen på tisdagen vecka 50.



Figur 2. Elförbrukningen per vecka och elområde vintern 2019/2020. Elförbrukningen i Sverige domineras av SE3. Källa: Svenska kraftnät.

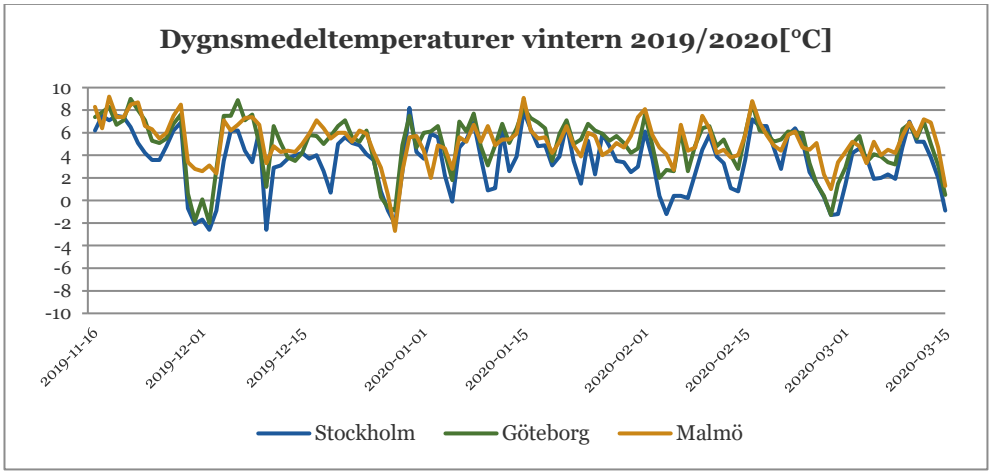
1.2 Väder

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 elförbrukningen[6]. Figur 3 visar temperaturvariationerna i storstadsregionerna Stockholm (SE3), Göteborg (SE3) och Malmö (SE4).

[4] Elanvändningen justerad till normalårstemperatur

[5] Källa: Energiföretagen Sverige

[6] 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. Dygnsmedeltemperaturer i storstadsregionerna under vintern 2019/2020. Källa: SMHI.

Vintern 2019/2020 var mycket mild. I januari slogs på flera platser värmerekord på över hundra år. Årstiden som helhet blev rekordmild i södra Sverige[7]. Som en följd av detta var effektsituationen på nationell nivå inte speciellt ansträngd.

I Tabell 1 jämförs 3-dygnsmedeltemperatur för topplasttimmen[8] med lägsta 3-dygnsmedeltemperaturer vid en normal-, tioårs- och tjugoårsvinter[9]. Jämförelsen görs för de städer som respektive elområde uppkallats efter. Temperaturerna som föregick topplasttimmen var mycket högre än temperaturerna för en normalvinter.

Tabell 1. 3-dygnmedeltemperatur den 10 december 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)	– 9	– 23	– 29	– 31
Sundsvall (SE2)	2	– 18	– 24	– 26
Stockholm (SE3)	2	– 10	– 15	– 17
Malmö (SE4)	6	– 6	– 11	– 12

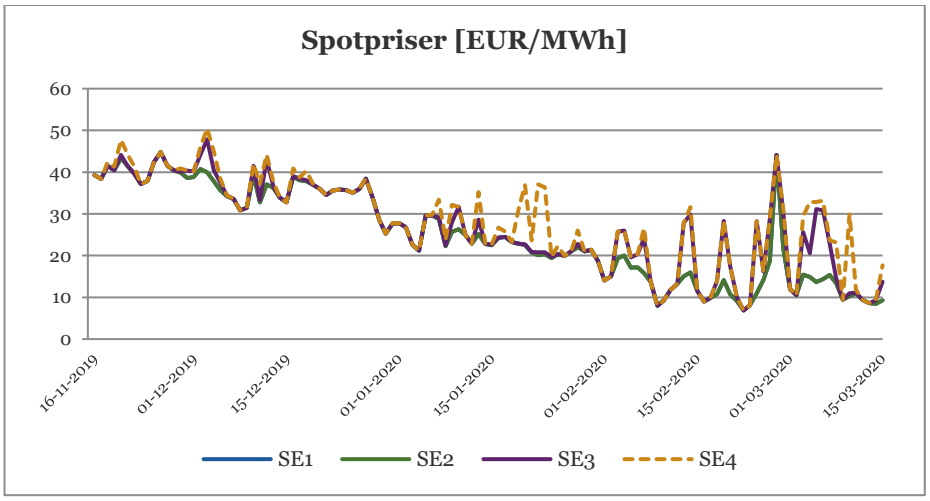
1.3 Elpriserna under vintern

Den milda vintern och hög vindkraftsproduktion ledde till låga elpriser. Medelpriset för vinterns alla timmar var 26 euro/MWh (föregående vinter var medelpriset 50 euro/MWh).

Varje timmes elpris bestäms av det dyraste produktionsbud som aktiverats för denna timme. Priset påverkas av både tillgång (produktion) och efterfrågan (förbrukning) och behöver därför inte vara högst just under topplasttimmen. Ofta har de svenska elområdena samma elpris, men SE3 och SE4 har tidvis något högre dygnsmedelpriser än norra delen av landet. Denna vinter var skillnaderna större än

[7] Källa SMHI: https://www.smhi.se/klimat/klimatet-da-och-nu/arets-vader/vintern-2020-ovanligt-rekordrik-vinter-1.155690
[8] Medel av timtemperaturer för de 72 timmar (tre dygn) som föregick topplasttimmen.
[9] De kallaste 3-dygnsmedeltemperaturer som uppkommer med en återkomsttid på 2, 10 respektive 20 år

vanligt. Prisskillnad uppstår när handelskapaciteten mellan två elområden är fullt utnyttjad[10]. Figur 4 redogör för hur spotpriserna (priserna på dagen-före marknaden) varierade i Sveriges elområden under vintern.

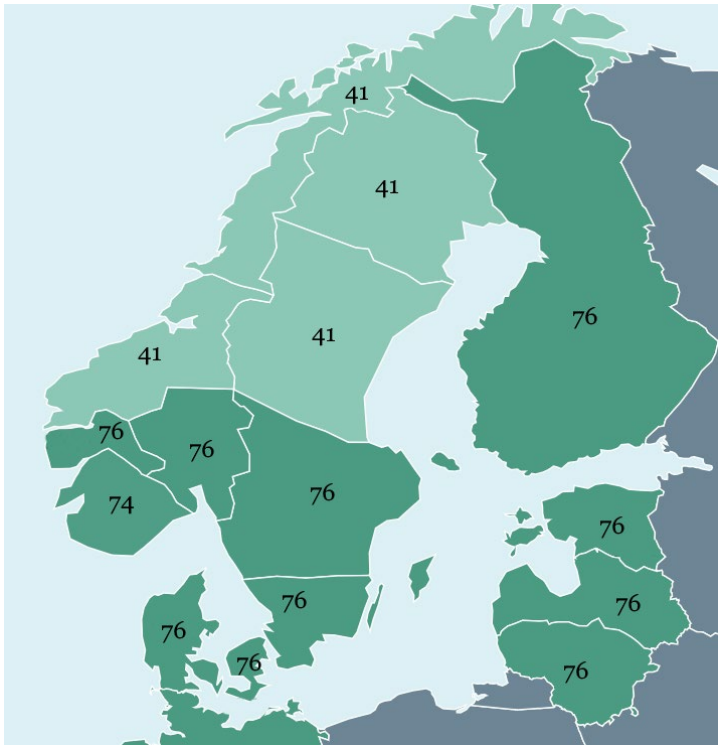


Figur 4. Dygnsmedelpriser på dagen före-marknaden i Sveriges elområden vintern 2019/2020. SE4 är streckad i figuren för att bättre visa linjen för SE3, som ofta ligger direkt under. Källa: Nord Pool.

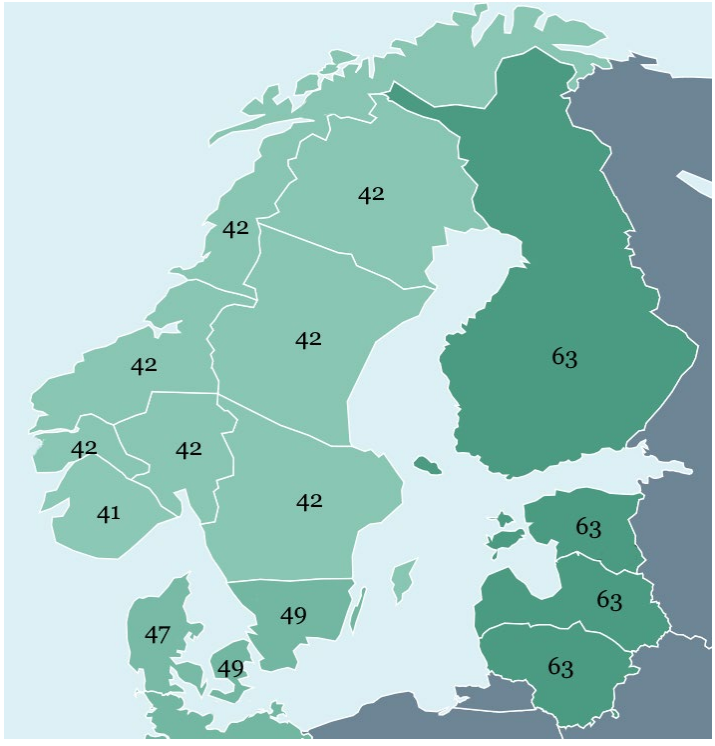
Det högsta spotpriset under vintern noterades 3 december 2019 kl. 08–09, när priset var 76 euro/MWh i södra Sverige[11]. Priset i respektive område denna timme framgår av Figur 5. Under föregående vinter var det högsta spotpriset i Sverige 128 euro/MWh och inträffade den 22 november 2018.

Under topplasttimmen var spotpriset i SE4 49 euro/MWh och 42 euro/MWh i övriga Sverige. Priset i respektive elområde under topplasttimmen framgår av Figur 6. Spotpriset för topplasttimmen under föregående vinter var 68 euro/MWh.

[10] Handelskapacitet: den överföringskapacitet som lämnats till marknaden
[11] Källa: Nord Pool



Figur 5. Spotpriser i Norden och Baltikum (euro/MWh) under timmen med vinterns högsta spotpris, 3 december 2019 kl. 8–9. Systempriset var 49 euro/MWh (det pris som gällt om inga överföringsbegränsningar funnits i systemet). Källa: Nord Pool.



Figur 6. Spotpriser i Norden och Baltikum (euro/MWh) under topplasttimmen. Systempriset var 42 euro/MWh. Källa: Nord Pool.

För första gången någonsin i Sverige förekom negativa priser. Detta inträffade 10 februari 2020 mellan midnatt och klockan 4 på morgonen. Priset var då omkring minus 0,1 euro/MWh i samtliga svenska elområden. Orsaken var låg förbrukning och ovanligt hög vindkraftsproduktion. Vindkraften svarade då för nästan hälften av elproduktionen i Sverige.

Vinterns högsta priser på reglerkraftmarknaden inträffade den 26 februari 2020 mellan kl. 07–08 då uppregleringspriset var 302 euro/MWh i SE3 (förra vintern var högsta uppregleringspris 300 euro/MWh). [12]

[12] Källa: Nord Pool

1.4 Elproduktionen i Sverige

Tabell 2 redogör för installerad effekt per produktionsslag den 1 januari 2020 och hur denna förändrats under året som gått. Installerad effekt per produktionsslag och elområde redovisas i Tabell 3.

Kärnkraftsreaktorn Ringhals 2 stängdes i december 2019. Den tillkommande effekten är främst från vindkraft. I kategorin övrig värmekraft har Stenungsund 3 och 4 (ca 520 MW kondenskraft i SE3) samt Öresundsverket (ca 450 MW kraftvärme i SE4) försvunnit. De har tidigare legat i malpåse[13]. Totalt producerades ca 163 TWh elenergi i Sverige under 2019, vilket är 4 procent mer än under 2018.

Tabell 2. Installerad effekt per kraftslag den 1 januari 2020. Källa: Energiföretagen Sverige.

	Vattenkraft	Vindkraft	Kärnkraft	Solkraft	Övr. värme-kraft[14]	Totalt
Installerad effekt 2020-01-01 [MW]	16 328	8 980	7 725	698[15]	7 091	40 822
Förändring sedan 2019-01-01 [MW]	+ 10	+ 1 574	- 889	+ 263	- 991	-33
Elenergi, 2019 [TWh]	64	19	64	0,3[16]	15	163

Tabell 3. Installerad effekt [MW] per kraftslag och elområde den 1 januari 2020. Källa: Energiföretagen Sverige.

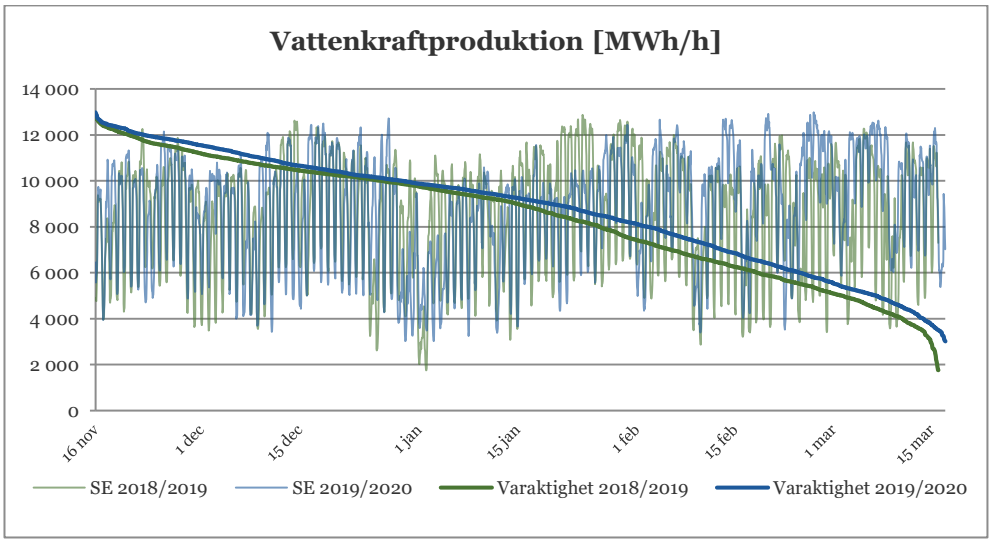
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE
Vattenkraft	5 325	8 075	2 583	345	16 328
Kärnkraft	0	0	7 725	0	7 725
Vindkraft	1 314	3 421	2 647	1 598	8 980
Gasturbiner + övrigt[17]	1	2	963	607	1 573
Kondens	0	0	243	662	905
Kraftvärme, fjärrvärme	150	219	2 263	468	3 100
Kraftvärme, industri	122	399	586	407	1 513
Solkraft[18]	13	35	440	210	698
Summa	6 925	12 151	17 450	4 297	40 822

[13] Verk i malpåse ingår i installerad effekt, men kan inte användas och har därför inte ingått i tillgänglig effekt i denna rapport.
[14] I kategorin övrig värmekraft ingår även kondenskraft och gasturbiner samt diesel- och gasmotorer.
[15] Källa: Energimyndigheten
[16] Källa: Svenska kraftnät
[17] Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår diesel- och gasmotorer
[18] Solkraften är schablonmässigt fördelade mellan elområden

1.4.1 Elproduktionen per kraftslag

Vattenkraft

Vattennivåerna i de svenska vattenmagasinen har under vintern 2019/2020 varit normala[19]. Under 2019 var den totala elproduktionen från vattenkraften i Sverige 64 TWh[20] (61 TWh under 2018). Vattenkraften stod därmed för ca 39 procent av den svenska elproduktionen 2019. Under topplasttimmen producerade vattenkraften 70 procent av installerad effekt. Vattenkraften hade kunnat producera mer om behov funnits.



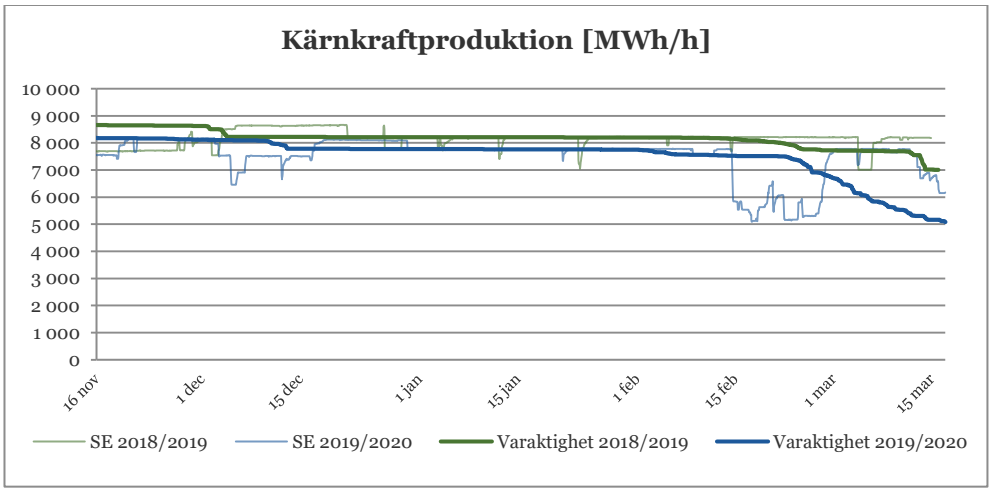
Figur 7. Timmedelvärden för den svenska vattenkraftproduktionen under vintrarna 2018/2019 och 2019/2020. Källa: Svenska kraftnät.

[19] Källa: Energiföretagen Sverige – https://www.energiforetagen.se/statistik/kraftlaget/kraftlagets-arkiv/

[20] Källa: Energiföretagen Sverige (preliminär siffra)

Kärnkraft

Kärnkraften i Sverige producerade 64 TWh el under 2019[21], vilket var ca 39 procent av den totala elproduktionen i Sverige (66 TWh under 2018). Under topplasttimmen producerade den svenska kärnkraften 87 procent av installerad effekt. Produktionen var lägre under vintern jämfört med vintern 2018/2019, vilket i huvudsak beror på att Ringhals 2 stängdes i december 2019.



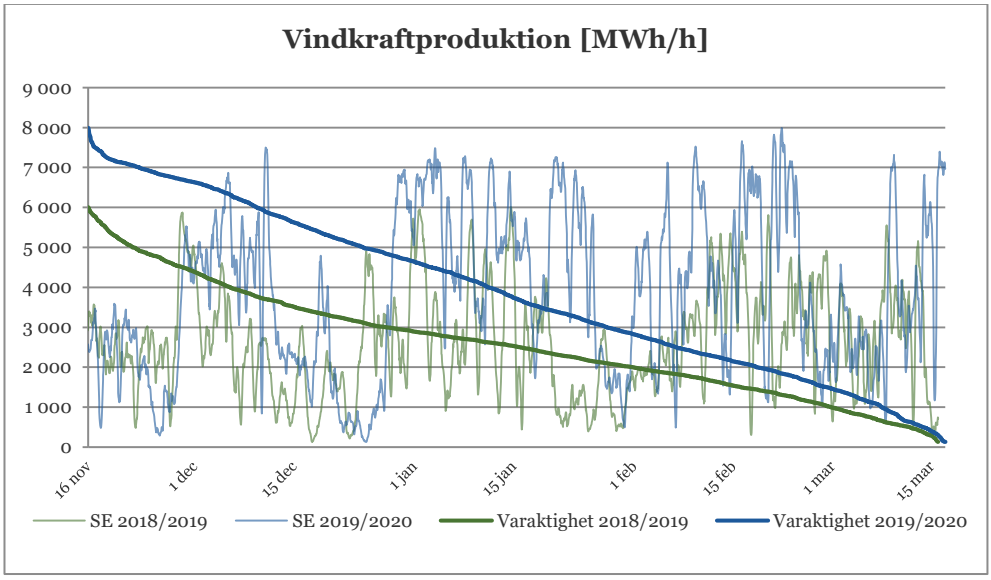
Figur 8. Timmedelvärden för den svenska kärnkraftsproduktionen under vintrarna 2018/2019 och 2019/2020. Källa: Svenska kraftnät.

Vindkraft

År 2019 producerade vindkraften i Sverige 19 TWh el[22], vilket var ca 12 procent av den totala elproduktionen i landet (2018 producerades 16 TWh el från vindkraft). Elproduktionen från vindkraften var högre under vintern 2019/2020 än föregående vinter, både högre installerad effekt och goda vindförhållanden låg bakom detta. Utnyttjandegraden[23] under vintern i helhet uppgick till 43 procent av installerad effekt (37 procent föregående vinter).

Under 90 procent av tiden producerade vindkraften minst 14 procent av installerad effekt (12 procent föregående vinter). Som mest producerade vindkraften 7 990 MWh/h under vintern och som minst 130 MWh/h. Under topplasttimmen producerade vindkraften 4 046 MWh/h, vilket är 45 procent av installerad effekt (förra vinterns topplasttimme producerade vindkraften 11 procent av installerad effekt).

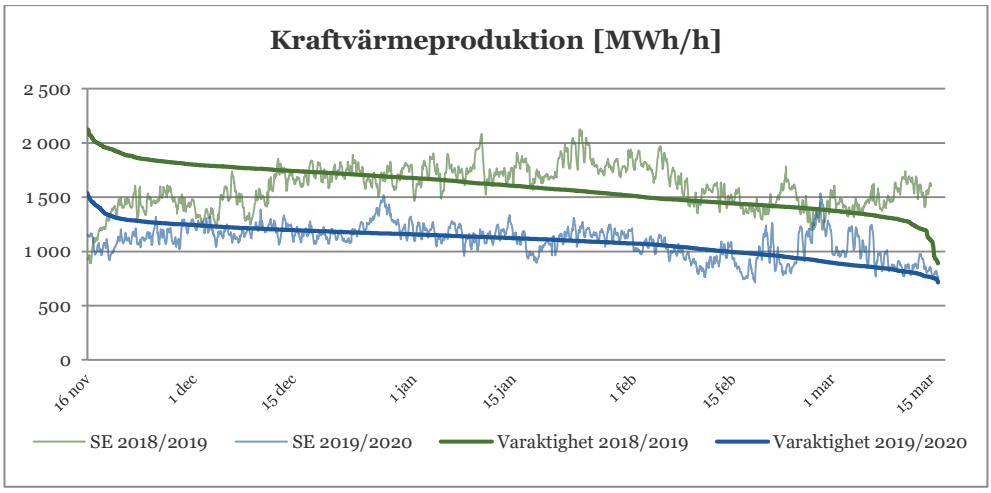
[21] Källa: Energiföretagen Sverige (preliminär siffra)
[22] Källa: Energiföretagen Sverige (preliminär siffra)
[23] Utnyttjandegrad: faktisk produktion under en tidsperiod, som andel av teoretisk maximal produktion.



Figur 9. Timmedelvärden för den svenska vindkraftsproduktionen under vintrarna 2018/2019 och 2019/2020. Källa: Svenska kraftnät.

Kraftvärme

Kraftvärmen[24] producerade 15 TWh el under 2019[25], vilket var ca 9 procent av den totala elproduktionen i Sverige. Under topplasttimmen producerade den svenska kraftvärmen 41 procent av installerad effekt. Produktionen var lägre under vintern än under vintern 2018/2019, sannolikt eftersom den senaste vintern var mycket mild.



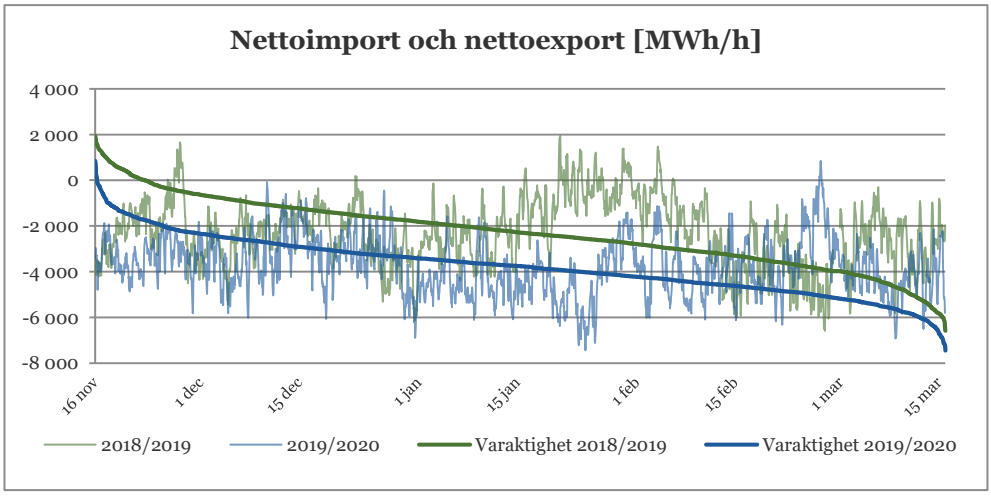
Figur 10. Timmedelvärden för den svenska kraftvärmeproduktionen under vintrarna 2018/2019 och 2019/2020. Källa: Svenska kraftnät.

[24] Här används produktionsdata för kategorin ”övrig värmekraft” som även inkluderar gasturbiner och kondenskraft, men dessa kraftslag används sällan för normal produktion i Sverige utan är i huvudsak reserver.

[25] Källa: Energiföretagen Sverige (preliminär siffra)

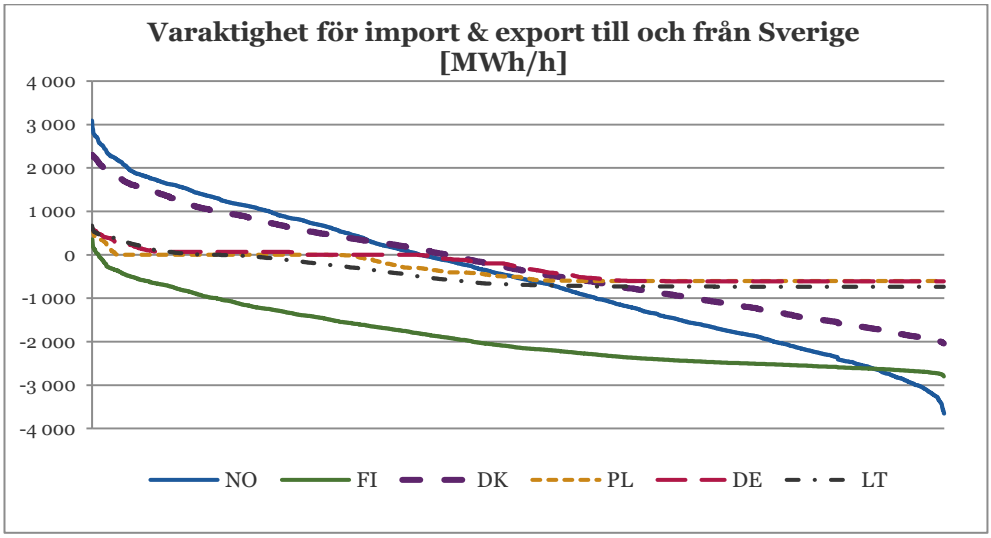
1.5 Import, export och handelskapaciteter

Figur 11 visar fysiskt nettoflöde av el till (+) och från (–) Sverige. Både på årsbasis och under vintern som helhet har Sverige ett elöverskott sett till *energi*; landet exporterar alltså mer elenergi än det importerar. Exporten var högre under vintern än under föregående vinter.



Figur 11. Timmedelvärde för fysiskt nettoflöde till (+) och från (–) Sverige vintrarna 2018/2019 och 2019/2020. Källa: Nord Pool.

Ett varaktighetsdiagram för vinterns alla timmar, för fysiskt flöde av el mellan Sverige och kringliggande länder redovisas i Figur 12.



Figur 12. Varaktighet för fysiskt flöde till (+) och från (–) Sverige per land under vintern 2019/2020.

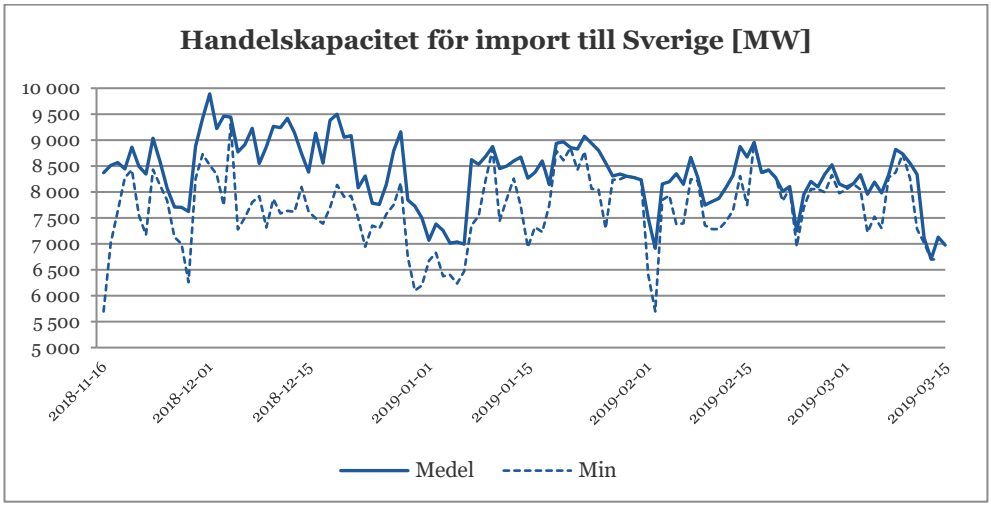
Finland är med stor marginal det land som Sverige exporterar mest el till. Nettoenergiutbytet mellan Sverige och andra länder under vintern 2019/2020 redovisas

i Tabell 4. Nettoexporten var ovanligt hög denna vinter, 10,9 TWh (förra vintern 6,6 TWh).

Tabell 4. Nettoenergiutbyte mellan Sverige och andra länder under vintern 2019/2020 i TWh. Negativt värde betyder nettoexport till ett land. Källa: Nord Pool.

	Norge	Finland	Danmark	Polen	Tyskland	Litauen
Nettoenergiutbyte	– 1.50	– 5.50	– 0.74	– 1.04	– 0.79	– 1.34

Figur 13 visar hur handelskapaciteten (lämnad till dagen före-marknaden) för import till Sverige varierat under vintern 2019/2020.



Figur 13. Handelskapacitet på dagen före-marknaden för import till Sverige. Medel-, och mintimvärde per dygn under vintern 2019/2020. Källa: Nord Pool, Svenska kraftnäts bearbetning.

Som lägst var handelskapaciteten för import till Sverige 5 700 MW, den 2 februari 2020 kl. 06–07. Denna timme var importkapaciteten noll från Polen då SwePol link var avstängd p.g.a. avbrott. Baltic Cable var begränsad, varför importkapaciteten från Tyskland endast var 70 MW. Importkapaciteten från NO1 till SE3 var reducerad till 545 MW p.g.a. underhållsarbete i station Skogssäter.[26] Tabell 5 visar en sammanställning av den lägsta, genomsnittliga och högsta handelskapaciteten som lämnades till elbörsen för import respektive export under vintern 2019/2020. Det räcker inte att handelskapacitet finns för att kunna importera elkraft till Sverige, det måste även finnas tillgängliga produktionsresurser i det exporterande landet.

[26] 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 2019/2020. Källa: Nord Pool.

	Handelskapacitet import [MW]	Handelskapacitet export [MW]
Min	5 700	7 450
Medel	8 400	9 600
Max	10 150	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 när prognosen för elförbrukningen överstiger tillgänglig produktion och import av el.

Under vintern 2019/2020 var effektreservens storlek totalt 752 MW, varav 562 MW utgjordes av produktionskapacitet i form av kondenskraft från Karlshamnsverket och 190 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 avropats 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.

Under vintern 2019/2020 behövde effektreserven varken ändra beredskap eller aktiveras.

1.7 Informationsinsatser

För marknadsinformation till aktörerna på elmarknaden använder Svenska kraftnät Nordic Unavailability Collection System (NUCS). Innan 3 december 2019 användes Nord Pools marknadsmeddelanden Urgent Market Message (UMM). Exempelvis ges information om Svenska kraftnäts hantering av effektreservens produktionsdel via NUCS vid ändrad beredskap samt start och stopp. Information om planerade underhållsarbeten, eventuellt instängd produktion och annan driftrelaterad information lämnas också via NUCS eller som Exchange information.

Information om effektsituationen i Sverige publiceras på www.svk.se för innevarande och nästkommande dygn. Vintern 2019/2020 inträffade inget som krävde informationsinsatser utöver det normala.

2 Topplasttimmen vintern 2019/2020

Topplasttimmen under vintern 2019/2020 inträffade 10 december 2019 kl. 17–18. Den timmen var den svenska elförbrukningen ca 23 200 MWh/h (2 000 MWh/h lägre än vid topplasttimmen under vintern 2018/2019). Nettoexport rådde med ca 1 700 MWh/h (skillnaden mellan import och export). Inhemsk elproduktion, import, export och elförbrukning under topplasttimmen redovisas i Tabell 6[27].

Tabell 6. Effektbalansen i Sverige tisdagen 10 december 2019 kl. 17–18. Källor: Svenska kraftnät, Nord Pool. Summorna är avrundade.

Produktion inom landet [MWh/h]	**24 900**
Varav vattenkraft	11 426
Varav kärnkraft	7 512
Varav vindkraft	4 046
Varav övrig värmekraft	1 868
Import [MWh/h]	**2 500**
Från Norge via Hasle, Halden och Eidskog (NO1)	1 144
Från Norge via Nea (NO3)	259
Från Norge via Rössåga, Ofoten och Tornehamn (NO4)	428
Från Danmark via Konti–Skan (DK1)	718
Från Tyskland via Baltic Cable (DE)	2
Export [MWh/h]	**– 4 200**
Till Polen via SwePol Link (PL)	– 603
Till Litauen via NordBalt (LT)	– 732
Till Finland via Fenno–Skan och Finland Norr (FI)	– 2 679
Till Danmark via Öresund, inkl. Bornholm (DK2)	– 189
Summa = Förbrukning inkl. nätförluster [MWh/h]	**23 200**

Oftast beror utfallet av import- och exportvolym mellan länder på att den importerade elen hade ett lägre pris än återstående inhemska resurser. Det är ovanligt att import enbart är ett resultat av att inhemska resurser är helt uttömda.

[27] 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 därför aldrig behövt koppla bort elförbrukning (utöver elförbrukning som haft särskilt avtal om förbrukningsreduktion som en del av effektreserven). Ett underskott i Sverige kan oftast täckas med import på dagen före-marknaden. Räcker inte det kan effektreservens produktionsdel aktiveras och om inte heller den räcker till uppstår en avkortningssituation (förbrukning måste kopplas bort).

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 fanns ingen återstående kapacitet över snitt 2. Denna situation är typisk vid topplasttimmen och var liknande vid den timmen de senaste vintrarna.

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	1 072	2 228
2 (SE2 – SE3)	6 625	6 654	0
4 (SE3 – SE4)	5 000	4 467	533

Tabell 8 visar hur mycket importkapacitet som lämnades till dagen-före-marknaden, medelvärdet för uppmätt överföring under topplasttimmen samt återstående handelskapacitet för import till Sverige via utlandsförbindelser. Eftersom effektsituationen inte var ansträngd och Sverige exporterade mycket elkraft fanns stor återstående kapacitet för import.

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 för import denna timme [MW]**	**Uppmätt överföring import (+) / export (–) [MW]**	**Återstående kapacitet import [MW][28]**
NO4 – SE1	650	310	340
FI – SE1	1 060	– 1 459	Minst 1 060
NO3 – SE2	600	259	341
NO4 – SE2	150	118	32
Söder om snitt 2			
FI – SE3	1 200	– 1 220	Minst 1 200
NO1 – SE3	2 100	1 144	956
DK1 – SE3	740	718	22
DK2 – SE4	1 700	-189	Minst 1700
PL – SE4	500	– 603	Minst 500
LT – SE4	700	– 732	Minst 700
DE – SE4	71	2	69

Även om effektsituationen inte var ansträngd denna timme är det generellt södra Sverige som kan lida av effektbrist. Ingen ledig handelskapacitet fanns över snitt 2 (SE2-SE3) 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 uppregleringsbud (produktions- eller förbrukningsreduktionsresurser) i angränsande länder, se kapitel 2.1.1.

[28] 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 (att minska export blir i princip samma sak som att öka import, eftersom mer elkraft då blir kvar i ett elområde).

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. Balansansvariga med produktions- eller förbrukningsreduktionsbud som inte avropats på elbörsens dagen-före- eller intradag-marknad kan bjuda in dessa till reglerkraftmarknaden.

Under topplasttimmen fanns 720 MW kommersiella uppregleringsbud tillgängliga (ej aktiverade) i Sverige på reglerkraftmarknaden. Av dessa fanns endast 76 MW i södra Sverige. Totalt sett var den tillgängliga uppregleringsvolymen i Sverige 1 938 MW, men av det utgjordes 1 218 MW av reserver.[29] Den totala volymen aktiverade uppregleringsbud i Norden under topplasttimmen var 110 MW, samtliga i norska elområden.

I Tabell 9 redovisas de kommersiella uppregleringsbud som fanns tillgängliga under topplasttimmen, samt vilka som var överförbara till södra Sverige.

Tabell 9. Tillgängliga kommersiella uppregleringsbud under topplasttimmen. Källa: Nord Pool.

Land	Uppregleringsbud [MW]	Överförbara bud till södra Sverige [MW]
Norge	4 569	253 till 956
Danmark	1 436	536
Finland	432	432
Summa		**1 221 till 1 924**

Norge: I Norge fanns gott om tillgängliga bud, men eftersom snitt 2 var fullt nyttjat skulle detta behöva importeras via förbindelsen NO1-SE3 för att nå södra Sverige. I NO1 fanns bara 253 MW tillgängliga bud. Utan interna norska begränsningar skulle potentiellt 956 MW kunna överföras till SE3 (den återstående importkapaciteten på förbindelsen NO1-SE3).

Danmark: Överföringen från DK1 till SE3 var i princip fullt utnyttjad, men DK2 till SE4 hade minst 1 700 MW återstående importkapacitet. I Danmark fanns 1 436 MW tillgängliga uppregleringsbud. I Danmark ska totalt ca 900 MW av uppregleringen reserveras för att säkerställa den nationella driftsäkerheten vid plötsliga störningar[30]. Återstående 536 MW av uppregleringsbuden hade därför kunnat aktiveras för överföring till Sverige, från DK2 till SE4.

[29] Reserver är bud som antingen ingår i effektreserv eller störningsreserv. Övriga bud är kommersiella.

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

Finland: I Finland fanns det 432 MW kommersiella uppregleringsbud. Sverige exporterade el till Finland på förbindelsen från södra Sverige (SE3-FI) under topplasttimmen. Hela den kommersiella uppregleringsvolymen om 432 MW i Finland hade därför kunnat överföras till SE3.

Övriga: Vid behov kan Svenska kraftnät, om det är möjligt, handla el via utlandsförbindelserna från 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 gjorde att max 70 MW hade kunnat överföras från Tyskland.

Sammanfattningsvis fanns det 1 221 till 1 924 MW kommersiella uppregleringsbud i Norden som sannolikt kunde ha stöttat effektbalansen i södra Sverige vid behov.

3 Prognos för vintern 2020/2021

I detta avsnitt prognostiseras effektbalansen för topplasttimmen vintern 2020/2021. Tre olika vintertyper (normal-, tioårs- och tjugoårsvinter) representeras av tre uppskattade elförbrukningar. I samtliga fall jämförs den uppskattade förbrukningen med den förväntade tillgängliga produktionen. Produktionen antas vara oberoende av vintertyp[31]. 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 effektbalans med ett underskott om ca 1 700 MW vid en normalvinter. Det innebär att Sverige, även en normalvinter, förväntas vara beroende av nettoimport för att klara topplasttimmen.

Tabell 10. Förväntad effektbalans per elområde under topplasttimmen vintern 2020/2021 vid respektive vintertyp. Siffrorna är avrundade.

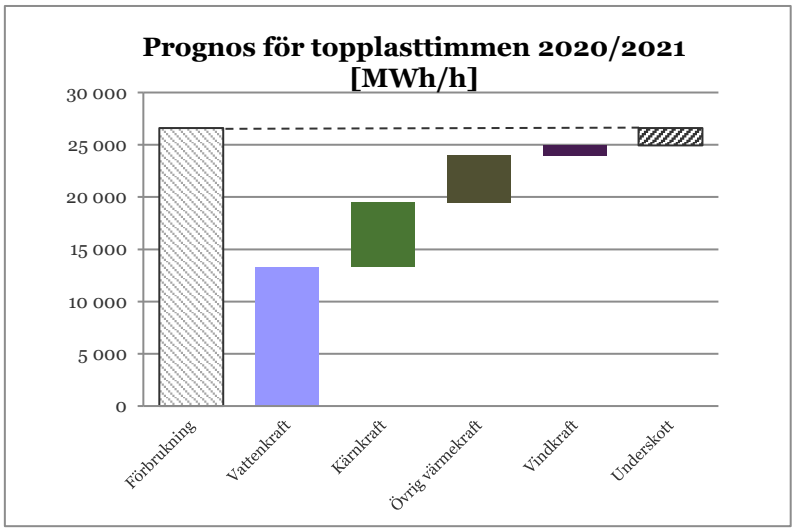
Tillgänglig produktion [MWh/h]		Elförbrukning [MWh/h]			Effektbalans [MWh/h]		
		Normal-vinter	Tioårs-vinter	Tjugoårs-vinter	Normal-vinter	Tioårs-vinter	Tjugoårs-vinter
SE1	4 700	– 1 600	– 1 700	– 1 700	3 100	3 000	3 000
SE2	7 500	– 3 200	– 3 300	– 3 400	4 300	4 200	4 100
SE3	11 000	– 17 000	– 17 800	– 18 100	– 6 000	– 6 800	– 7 100
SE4	1 700	– 4 800	– 5 000	– 5 100	– 3 100	– 3 300	– 3 400
Riket	**24 900**	**– 26 600**	**– 27 800**	**– 28 300**	**– 1 700**	**– 2 900**	**– 3 400**

Prognosen för effektbalansen under en normalvinter är ca 700 MW sämre jämfört med den prognos som gjordes inför vintern 2019/2020. Den lägre effektbalansen är i huvudsak en konsekvens av att Ringhals 1 i SE3 stängs. Denna stängning är den sista stora (nu kända) förändringen av tillgänglig effekt i närtid i Sverige.

Figur 14 visar hur förväntad förbrukning för en normalvinter tillgodoses med förväntad tillgänglig inhemsk produktion under topplasttimmen 2020/2021. Differensen mellan dessa (i figuren benämnd ”underskott”) har historiskt sett tillgodosetts av nettoimport. I framtiden skulle förbrukningsflexibilitet kunna spela en

[31] Detta är en förenkling. Både vattenkraft och vindkraft skulle kunna påverkas av vintertyp. Även kraftvärme kan förändra sina produktionsmönster beroende på vintertyp (vid sträng kyla och stort värmebehov väljer kraftvärmeverk ofta att generera en lägre andel el).

större roll, om tekniska, ekonomiska och regulatoriska förutsättningar kommer på plats.



Figur 14. Prognos för topplasttimmen 2020/2021, normalvinter. Källa: Svenska kraftnät.

Kontrakterad elproduktion för effektreserv är inkluderad i tillgänglig produktion. 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 inhemska produktions- eller förbrukningsreduktionsbud, om den importerade elen är billigare.

Handelskapaciteten i transmissionsnätet påverkar förutsättningarna för effektbalansen eftersom den kan begränsa möjligheten att överföra el från ett överskottsområde till ett underskottsområde. Exempelvis utnyttjas snitt 2 ofta fullt ut[32] under vintertid eftersom det råder överskott i elområde SE1 och SE2 och underskott i elområde SE3 och SE4. Det totala underskottet i södra Sverige förväntas vara drygt 9 000 MW vid topplasttimmen en normalvinter. Huvudsakligen kommer effekten från norra Sverige, men även effekt från utlandet behöver importeras eftersom det vid dessa tillfällen går att överföra maximalt 7 300 MW från norra Sverige. Svenska kraftnäts investeringsplaner kommer på sikt att öka denna kapacitet.

I kapitel 3.4 beskrivs en alternativ metod för att mäta effekttillräcklighet. Istället för att bedöma nationell effektbalans (alltså importbehov) simuleras risken för effektbrist när import inkluderas. Detta görs i en datamodell.

3.1 Elförbrukning

Prognosen för maximal elförbrukning avser effektens medelvärde (MWh/h) inklusive effektförluster i nätet för topplasttimmen. Prognosen är baserad på en analys av förbrukningsstatistik per elområde från tidigare vintrar och ett schablonvärde

[32] Maximalt 7 300 MW. Ofta begränsas dock snitten p.g.a. termiska överlaster samt reservationer för otillgängliga gasturbiner.

för förbrukningens temperaturberoende per elområde. Den temperaturkorrigerade elanvändningen de senaste 52 veckorna används också som parameter i prognosen för att ta hänsyn till konjunkturläget. Prognosen för maximal elförbrukning per elområde och vintertyp återfinns i Tabell 10.

3.2 Produktion

I Tabell 11 visas en prognos för installerad produktionskapacitet per elområde vid årsskiftet 2020/2021. Ringhals 1 (881 MW) stängs senast den 31 december 2020[33]. Eftersom topplasttimmen oftast inträffar i januari eller februari ingår den inte i prognosen för installerad effekt för vintern 2020/2021. Den sammanlagda installerade effekten bedöms vara ca 1 400 MW högre jämfört med årsskiftet 2019/2020. Det beror, liksom ökningen året innan, i huvudsak på ökad installerad effekt vindkraft. Produktion som ingår i effektreserven är kondenskraft och ingår i den kategorin.

Tabell 11. Prognos för installerad effekt (MW) per kraftslag och elområde vid årsskiftet 2020/2021. Summorna är avrundade. Källa: Energiföretagen Sverige, om ej annat anges.

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring[34]
Vattenkraft	5 325	8 075	2 583	345	16 328	-
Kärnkraft	0	0	6 844	0	6 844	- 881
Vindkraft	1 592	4 146	3 208	1 937	10 883	+ 1 903
Gasturbiner + övrigt[35]	1	2	1 043	527	1 573	-
Kondens	0	0	243	662	905	-
Kraftvärme, fjärrvärme	150	219	2 263	468	3 100	-
Kraftvärme, industri	122	399	586	407	1 514	-
Solkraft[36]	21	57	705	337	1 120	+ 422
Summa	7 200	12 900	17 500	4 700	42 300	+ 1 400

[33] Källa: Vattenfall. https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/ringhals/produktion/avveckling-ringhals-1-och-2
[34] Förändring i installerad effekt jämfört med 1 jan 2019, se avsnitt 1.4.
[35] Källa: Energiföretagen Sverige och Svenska kraftnät. I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer
[36] Solkraften är schablonmässigt fördelade mellan elområden

I Tabell 12 visas en sammanställning av förväntad tillgänglig effekt per elområde under topplasttimmen vintern 2020/2021. 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. Anläggningar som enligt marknadsmeddelande är otillgängliga, liksom produktion ingående i störningsreserven inkluderas inte. Produktion i effektreserven inkluderas.

Tabell 12. Prognos för tillgänglig effekt (MW) per produktionsslag och elområde under topplasttimmen vintern 2020/2021. Summorna är avrundade. Källa: Svenska kraftnät

	SE1	SE2	SE3	SE4	SE	Förändring[37]
Vattenkraft	4370	6 627	2 017	283	13 297	**– 103**
Kärnkraft	0	0	6 160	0	6 160	**– 779**
Vindkraft	143	373	289	174	979	**+ 111**
Gasturbiner + övrigt[38]	1	2	171	0	174	-
Kondens	0	0	219	596	815	-
Kraftvärme, fjärrvärme	115	168	1 731	354	2 368	-
Kraftvärme, industri	93	305	448	311	1 158	-
Solkraft	0	0	0	0	0	**0**
Summa	**4 700**	**7 500**	**11 000**	**1 700**	**24 900**	**– 800**

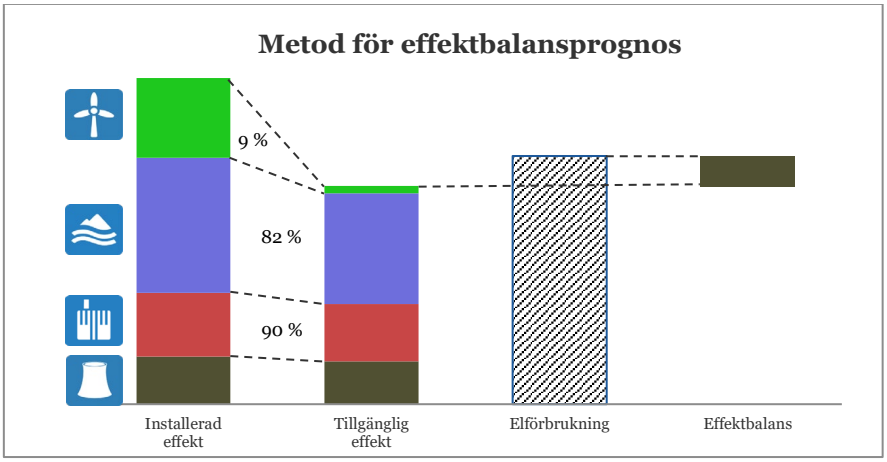
Samtidigt som installerad effekt alltså väntas öka med ca 1 400 MW, minskar förväntad tillgänglig produktionskapacitet med ca 800 MW jämfört med prognosen inför föregående vinter. Detta förklaras med att tillkommande effekt i form av vind- och solkraft har låg förväntad tillgänglighet vid topplasttimmen, medan motsvarande tillgänglighetsfaktor för den nedlagda kärnkraften är hög. Anledningen till att tillgänglig vattenkraft minskar något är för att en större del vattenkraft ingår i störningsreserven för nästa vinter.

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 installerad effekt.

Figur 15 illustrerar hur detta används för effektbalansprognosen: installerad effekt per kraftslag multipliceras med tillgänglighetsfaktorer och den resulterade tillgängliga effekten jämförs med förväntad elförbrukning.

[37] Förändring jämfört med prognosen som gjordes i förra årets rapport, gällande vintern 2019/2020.
[38] I kategorin övrigt ingår även diesel- och gasmotorer.



Figur 15. Illustration av prognosmetoden för effektbalansprognos. Bilden visar en underskottssituation (negativ effektbalans), alltså när tillgänglig effekt är lägre än elförbrukningen. Kraftslagen är uppifrån vindkraft, vattenkraft, kärnkraft och övrig värmekraft.[39]

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 tidpunkt[40]. 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 2007–2016[41]. 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 1 400 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.

Kraftvärmeanläggningar antas ha en tillgänglighet på 90 procent. Vidare görs ett antagande att verkningsgraden i kraftvärmeanläggningarna är 85 procent av vad

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

[40] Medelvärdet av topproduktionen per år under åren 2009-2017. Källa: Svenska kraftnät.

[41] 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.

som är tekniskt optimalt. Det innebär att den sammantagna tillgängligheten för kraftvärme antas vara 76,5 procent av installerad effekt.

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

3.3 Tillgänglig import

Effektbalansen, som den definieras i denna rapport, är ett mått på importbehovet under topplasttimmen. Att kvantifiera hur mycket import som kan förväntas finnas tillgänglig vid ansträngda situationer är därför intressant ur ett tillräcklighetsperspektiv och undersöks i detta kapitel. Under de tio senaste årens topplasttimmar har nettoimporten i genomsnitt varit 1300 MWh/h. Att nettoimport råder under topplasttimmen är alltså normalt. Oftast är utfallet av import och export i huvudsak en ekonomisk fråga: tillgängliga nationella produktionsresurser kommer inte att användas om billigare produktion finns att importera. Vid en kritisk situation kan naturligtvis möjligheterna till import vara annorlunda än vid normaldrift.

Generellt kan sägas att mest import under ansträngda timmar kommer från Norge. Även andra länder (däribland ofta Danmark) bidrar tidvis med effekt under topplasttimmen, beroende på förutsättningarna just den timmen. Länder som har svag egen balans under topplasttimmen (som Finland och Tyskland) kan mer sällan förväntas ha effekt tillgänglig för export till Sverige. Inga avtal om garanterad importvolym ges mellan länder. Nedan följer siffror och resonemang som försöker belysa denna komplexa fråga.

3.3.1 Produktion i utlandet

Den faktiska volymen tillgänglig produktion i andra länder är svår att bedöma, eftersom det huvudsakligen är marknadsutfallet som redovisas och dokumenteras. I ”Nordic Winter Power Balance Forecast 2019-2020”[42] sammanställs den uppskattade effektbalansen för en tioårsvinter som gjordes inför vintern 2019/2020 av de nordiska TSO:erna. I princip används här en statisk metod (liknande den som beskrivs i denna rapport) men länderna har något olika antaganden, bl.a. gällande tillgänglighetsfaktorer[43]. För icke-nordiska länder används den balans som publiceras i ENTSO-E rapporten ”Winter outlook 2019/2020”. Här används balansen för ”severe condition” vilket innebär mycket kallt väder, i kombination med låg vindproduktion och flera andra försvårande omständigheter (detta är en värre situation än den tioårsvinter som används i de nordiska TSO:ernas analys).

[42] https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic%20Winter%20Power%20Balance%202019-2020%20-%20Final.pdf

[43] Tillgänglighetsfaktorer som används: Kärnkraft: Finland 100 %, Sverige 90 %. Vindkraft: Sverige och Norge 9 %, Finland 6 % och Danmark 3 %. Andra skillnader i metoden finns också.

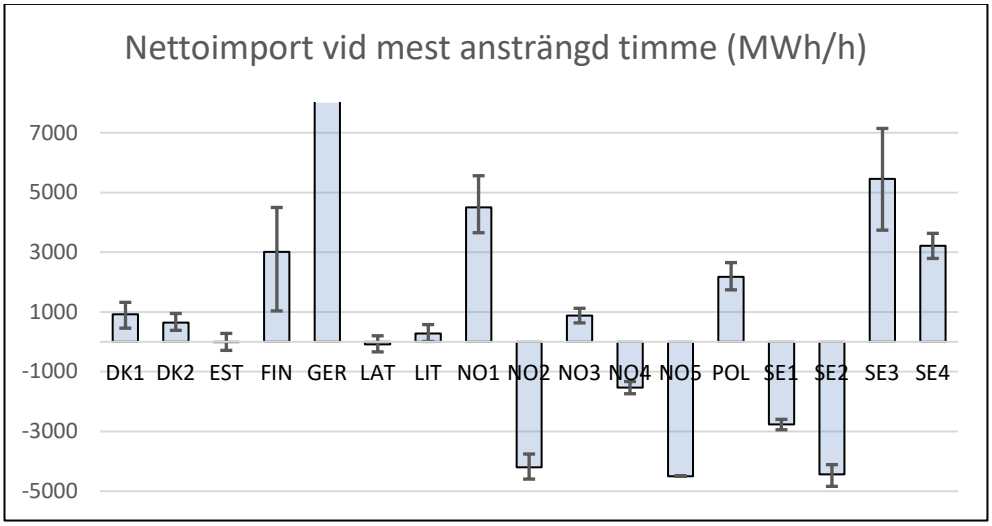
Tabell 13. Nationella effektbalanser inför vintern 2019/2020. Källa: respektive TSO för Norden samt ENTSO-E (Winter outlook 2019/2020) för övriga länder.

Norden	Effektbalans (MW) TSO-analys
Danmark	– 1 500
Norge	500
Sverige	– 2 000
Finland	– 3 400
Övriga länder	**Effektbalans (MW) Winter outlook**
Estland	170
Lettland	50
Litauen	– 1000
Tyskland	– 7600
Polen	– 2000

Siffrorna indikerar att importmöjligheterna från våra grannländer kan vara begränsade under mycket ansträngda timmar, eftersom sträng kyla ofta drabbar flera länder samtidigt.

En liknande bedömning kan göras genom att beakta nettoimport i en datasimulering: Figur 16 visar nettoimporten per elområde i den probabilistiska modellen (se kapitel 3.4 för mer information)[44] som beaktar hela det europeiska kraftsystemet inklusive importmöjligheter mellan länder. Detta ger en indikation om effektsituationen i närliggande elområden, och därmed i viss mån deras möjlighet att kunna bidra med effekt till Sverige.

[44] Figuren baseras på 245 simuleringar motsvarande olika väder- och driftförhållanden för vintern 2020/2021. För respektive elområde visas nettoimporten för den mest ansträngda timmen (alltså inte nödvändigtvis samma som topplasttimmen). Staplarna visar medelvärdet av de 245 simuleringarna och klamrarna visar 10:e respektive 90:e percentilen.



Figur 16. Nettoimport för varje elområde under mest ansträngd timme för respektive elområde. Negativ stapel betyder nettoexport. 245 simuleringar genomfördes och staplarna visar medelvärdet (klamrarna visar 10:e respektive 90:e percentilen).

Figur 16 visar att Osloregionen (NO1) samt södra Sverige har ett stort importbehov vid höglasttimmar som försörjs från omkringliggande elområden. Även Danmark och Finland har importbehov. Polen och Tyskland har importbehov (Tysklands stapel är beskuren, dess nettoimport är 17 200). Norra Sverige och stora delar av Norge har hög självförsörjandegrad och därmed ofta effektöverskott. Däremot är det inte möjligt att utifrån denna simulering bedöma en volym tillgänglig effekt som kan förlitas på vid ett godtyckligt tillfälle.

3.3.2 Handelskapacitet

Möjligheten att importera el under timmar med hög efterfrågan beror i första hand på om det finns ett produktionsöverskott i grannländerna. Under vissa tider är det dock överföringskapaciteten hos såväl utlandsförbindelserna som interna flaskhalsar som begränsar importmöjligheten. Ett exempel är importkapaciteten mellan Sverige och Polen som ofta begränsas beroende på driftförhållanden i Polen[45]. Förbindelsen NO1 till SE3 brukar också vara kraftigt begränsad under vintern. Tabell 14 redovisar maximal handelskapacitet mellan svenska och angränsande elområden.

[45] Källa: Nord Pool – http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities.pdf

Tabell 14. Maximal handelskapacitet (MW) mellan Sveriges elområden och för import till Sverige från angränsande elområden vintern 2020/2021. Källa: Svenska kraftnät.

Från	Till SE1	Till SE2	Till SE3	Till SE4
SE1		3 300		
SE2	3 300		7 300	
SE3		7 300		6 200
SE4			2 800	

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			715		715
DK2				1 700	1 700
DE				615	615
LT				700	700
PL				600	600
Summa	**5 100**	**11 450**	**14 160**	**9 815**	**10 325**

Vid tillfällen med hög elförbrukning i mellersta och södra Sverige eller vid stor export från södra Sverige, förväntas snitt 2 vara fullt utnyttjad (notera att Svenska kraftnäts investeringsplaner på sikt kommer höja kapaciteten i snitt 2). Snitt 1 och snitt 4 bedöms inte bli fullt utnyttjade under topplasttimmen, under förutsättning att nätet är intakt.

3.4 Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod

En alternativ metod för att bedöma effekttillräckligheten i Sverige presenteras i detta avsnitt. Genom att beskriva det europeiska elsystemet i en datamodell har resultat simulerats fram för kommande vintrar. En stor skillnad mot den statiska metod som beskrivits tidigare i denna rapport är att flöden mellan elområden och länder (import) tas i beaktning, samt att oplanerade avbrott på produktionsanläggningar och förbindelser genereras fram slumpmässigt över de simulerade timmarna. Dessutom undersöks inte bara topplasttimmen utan alla timmar under året (timmen med högst förbrukning behöver inte vara den mest ansträngda timmen: marginalerna kan vara mindre en annan timme). Mer om metoden finns att läsa i bilaga 1.

Modellresultaten från den probabilistiska metoden visar för kommande vinter en genomsnittlig förväntad effektbrist på långt under en timme per år i SE3 och SE4. Det kan först låta mer optimistiskt än resultaten i Tabell 10, men observera att det är ett genomsnittligt värde och för de värsta simuleringarna[46] är den simulerade effektbristen betydligt större (flera timmar). Notera även att denna brist alltså uppstår trots att *import inkluderas*. Sverige har aldrig behövt koppla bort last på grund av nationell effektbrist. För norra Sverige visar modellen ingen effektbrist, vilket också är väntat.

I många länder används ett nationellt leveranssäkerhetsmål, uttryckt i maximalt antal timmar med effektbrist per år. Storleksordningen kan vara 3 till 8 timmar per år[47]. För Sverige har något leveranssäkerhetsmål aldrig funnits, annat än en tidigare överenskommelse inom branschen, men ett sådant är under framtagande.

En nationell effektbalans (alltså en jämförelse av förbrukning och inhemsk tillgänglig produktion, utan import) kan även erhållas från datamodellen. Den tas fram på ett något annorlunda sätt än i den statiska metoden, men är i stora drag jämförbar. Med den blir effektbalansen -1 600 MWh/h för ett genomsnittsår, alltså liknande resultatet för en normalvinter i den statiska metoden.

3.4.1 Jämförelse statisk och probabilistisk metod

Resultaten från de två olika metoderna kan vara svåra att jämföra, eftersom de svarar på olika frågor. Kortfattat beskriver den statiska metoden att vi behöver import (och hur mycket vi behöver), men inte hur mycket import som finns tillgängligt. Risken för effektbrist bedöms alltså inte, utan bara importbehovets storlek. Om importmöjlighet finns, är ett importbehov egentligen inget problem.

Den probabilistiska metoden bedömer just risken för effektbrist. Resultaten säger att trots import, kan tillfällen uppstå när effekten inte räcker till i Sverige (detta har tidigare aldrig hänt). Ingen metod kan sägas ge mer pessimistiska resultat än den andra: de beskriver Sveriges effekttillräcklighet utifrån olika perspektiv.

Båda metoderna visar att Sverige har ett underskott i effektbalansen, hur stort beror på hur kall vintern blir. Om det leder till effektbrist och bortkoppling av förbrukning beror på vilka importmöjligheter som finns då underskotten inträffar. Svenska kraftnäts analyser visar att importmöjligheterna är begränsade om samma förhållanden råder i våra grannländer eller om störning av något slag skulle ha inträffat.

[46] 245 simuleringar gjordes för kommande vinter med varierande indata för väder, temperatur och oplanerade avbrott. De simuleringar som har störst effektbrist liknar tjugoårsvintrar eftersom de har högre förbrukning, även om andra omständigheter som vindförhållanden och avbrott även spelar in i simuleringsresultaten.

[47] 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

3.5 Kapacitetsbrist

Denna rapport undersöker effektsituationen på nationell nivå. På senare tid har även den lokala effektsituationen blivit mer aktuell, bl.a. i Stockholm, Uppsala, Malmö och Västerås. Denna så kallade kapacitetsbrist innebär att elnätet inte kan överföra mer elkraft in i området. Kapacitetsbrist behandlas inte i denna rapport.

3.6 Effektreserven

För kommande vinter 2020/2021 är kontrakterad elproduktion oförändrad (562 MW). Ingen förbrukningsreduktion har upphandlats för kommande vinter eftersom rådande regelverk för effektreservens reduktionsdel inte är förenligt med den nya elmarknadsförordningen. Enligt den nya Elmarknadsförordningen krävs att Svenska kraftnät använder en ny metod för att beräkna risken för effektbrist, vilket påverkar upphandlingen av en framtida strategisk reserv (effektreserv). Svenska kraftnät bedömer att den elproduktion som är kontrakterad till och med vintern 2024/2025 ger förutsättningar för en övergångsperiod, tills dess regelverket kring effektreserven anpassats till den europeiska lagstiftningen. Svenska kraftnät anser dock att det är viktigt att den europeiska metoden för resurstillräcklighet[48] implementeras och att denna kan relateras till ett svenskt leveranssäkerhetsmål inom en nära framtid, då detta är förutsättningar för att få ha en strategisk reserv och skriva nya kontrakt.

3.7 Konsekvenser av covid-19

Konsekvenser av covid-19 och dess hantering har kunnat identifieras. I Sverige men också i Europa har efterfrågan (förbrukningen) minskat. För Europa med runt 10 %. Det stärker effektbalansen relativt rapportens antaganden. I och med minskad efterfrågan så har priserna fallit i marknaden. Det medför att kostnadsportföljen ses över av många producenter vilket sannolikt kommer påverka tillgänglighet i produktionsanläggningar. Det kan försämra effektbalansen. Bedömningen är att förbrukningsminskningen är tillfällig medan de långsiktiga konsekvenserna av försenat underhåll och investeringar är svårbedömda.

[48] ERAA: European Resource Adequacy Assessment, metod enligt artikel 23 i förordning 2019/943.
Källa: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=EN

4 Effektbalansen på längre sikt

Detta avsnitt behandlar effektbalansen på längre sikt. Till grund för detta ligger Svenska kraftnäts analyser *Kortsiktig marknadsanalys* (åren 2020-2024) som ska publiceras i juni 2020 samt *Långsiktig marknadsanalys* (åren 2030 och 2040) som publicerades januari 2019.[49] Eftersom ingen fullständig ny långsiktig marknadsanalys genomförts sedan förra årets kraftbalansrapport, utan endast mindre datauppdateringar gjorts, är analysen för år 2030 och framåt mycket lik den analys som redovisades i förra årets kraftbalansrapport.

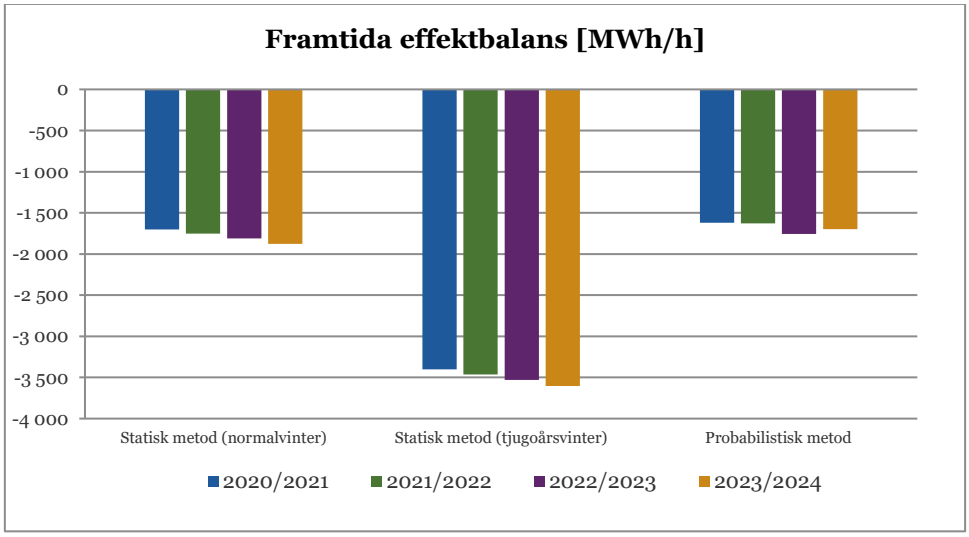
4.1 Effektbalansen de kommande fyra vintrarna

Kärnkraftsreaktorernas framtid har stor påverkan på Sveriges effektbalans under topplasttimmen. Ringhals 1 (880 MW) stängs senast i slutet av 2020. Stängningen medför en tydligt försämrad effektbalans för Sverige. I Finland byggs reaktorn Olkiluoto 3 med en effekt om 1 600 MW, vilken efter betydande förseningar förväntas tas i drift i mars 2021.[50] Reaktorn kommer då att minska Finlands importberoende och bidra till bättre effektbalans i det nordiska elsystemet över lag.

Vindkraft är det kraftslag som ökar mest både i Sverige och i angränsande länder, och ökningen kommer sannolikt att fortsätta. Vindkraften bidrar dock inte till effektbalansen under vinterns kalla perioder med samma tillgänglighet som den kärnkraft som försvinner, och dess produktion är inte planerbar. Samtidigt ökar elanvändningen successivt. Figur 17 visar en prognos för effektbalansen under de kommande fyra vintrarna. Nationell effektbalans (alltså utan import) från både statisk och probabilistisk metod visas. En svag försämring av effektbalansen (ökning av importbehovet under ansträngda timmar) är att vänta under dessa fyra år, men i stora drag är situationen oförändrad.

[49] Dessa rapporter finns att läsa på https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/

[50] Källa: TVO – https://www.tvo.fi/en/index/news/pressreleasesstockexchangereleases/2020/ol3eprsregularelectricitygenerationstartsinmarch2021.html



Figur 17. Prognos för effektbalans under topplasttimmen för kommande vintrar. Källa: Svenska kraftnät.

Tabell 15 visar resultaten för de kommande fyra vintrarna baserat på den probabilistiska metoden. Anledningen till att vintern 2020/2021 visar något större risk för effektbrist är sannolikt att Olkiluoto 3 i Finland inte tagits i drift ännu. Resultatet indikerar att det finns en liten risk att import och inhemsk produktion är otillräckligt för Sveriges effektbehov vid vissa tidpunkter. Tabellen visar genomsnittliga värden av 245 simuleringar per år, och i de värsta simuleringarna är effektbristen betydligt större (flera timmar).

Tabell 15. Effektbrist i södra Sverige kommande vintrar enligt probabilistisk metod.

	2020 / 2021	2021 / 2022	2022 / 2023	2023 / 2024
Effektbrist (h/år)	0,3	<0,1	<0,1	<0,1

4.2 Effektbalansen år 2030 och framåt

Ett antagande i Svenska kraftnäts långsiktiga scenario är att kärnkraften är avvecklad till år 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, eftersom 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. Detta kan påverka vattenkraftsproduktionen. Havs- och vattenmyndigheten, Energimyndigheten och Svenska kraftnät har tagit fram ett förslag på nationell plan som ska ge nationell helhetssyn i frågan, så att miljövillkoren kan införas på ett samordnat sätt, med största möjliga nytta för vattenmiljön och för nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel. Förslag på plan lämnades till regeringen den 1 oktober 2019.

Effektbalansen under topplasttimmen kommer sannolikt att försämras sett ur ett nationellt perspektiv, när 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 och förbrukningsflexibilitet. Elpriserna bedöms förbli låga fram till dess att kärnkraften läggs ned, vilket kan innebära att annan planerbar produktion inte hinner ersätta kärnkraften i tid. Nedläggning av kärnkraften och eventuell kraftvärme leder till en ökad risk för effektbrist. Därtill blir systemet mer svårplanerat då variationerna i tillgänglig effekt ökar med en större andel väderberoende produktion, och driftprognoser blir mer osäkra. Det är dessutom alltmer sannolikt att flera länder har ansträngd effektsituation samtidigt om vädret är kallt och vindförhållandena är dåliga över ett stort geografiskt område samtidigt. Då blir importmöjligheterna för Sverige begränsade.

När andelen icke-planerbar produktion ökar markant både i Sverige och i angränsande länder, blir överföring av elkraft mellan elområden viktigare (både mellan länder och inom Sverige). Import kan dock bara bidra till att undvika effektbrist om angränsande länder har effekt över att exportera.

4.4 Andra studier

Framtida effektbalans analyseras regelbundet i ENTSO-E:s rapport *Midterm Adequacy Forecast* (MAF). Dessutom finns en fördjupad nordisk analys utförd av de nordiska TSO:erna[51]. Dessa rapporter bygger på probabilistiska simuleringar, och räknar med import/export mellan länder och elområden, likt den probabilistiska metod som beskrivs avsnitt i 3.4.

En annan ENTSO-E rapport, *Winter Outlook*, gör varje år en analys av tillgänglig produktion och förväntad topplast. Även om det finns skillnader, liknar detta den statiska metod som används i denna rapport.

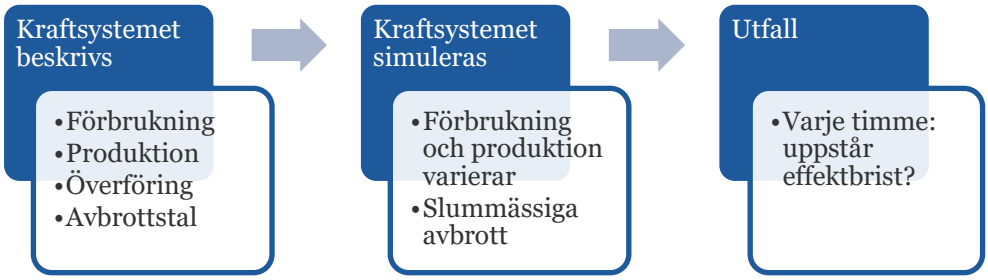
[51] Analysen finns sammanfattad i "Nordic perspectives on midterm adequacy forecast 2017" https://www.svk.se/en/about-us/news/news/new-report-presents-the-nordic-perspective-on-european-adequacy/

Bilaga 1. Mer om 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 sedan 2019 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-E[52].

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 18 beskriver schematiskt hur den probabilistiska metoden fungerar.



Figur 18. 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; begreppet ”effektbalansen” i den statiska metoden beskriver egentligen (det nationella) importbehovet.

Avbrottstalen för oplanerade fel och avbrott som används är liknande de som används av andra TSO:er och ENTSO-E. Metoden efterliknar bättre hur det europeiskt sammankopplade kraftsystemet faktiskt fungerar jämfört med den statiska metoden. Den probabilistiska metoden tar inte hänsyn till nätbegränsningar inom

[52] European Network of Transmission System Operators for Electricity

elområden (vilket heller inte den statiska metoden gör). 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.

Den statiska metoden berör inte flöden mellan Sverige och andra länder. En känslighetsanalys för den probabilistiska metoden ”utan import” gjordes därför för att visa modellens utfallsrum; I analysen (för nästa vinter) nollställdes all handelskapacitet till och från utlandet; Sverige simulerades alltså som en isolerad ö utan kontakter med angränsande länder. I detta fall blev genomsnittlig förväntad effektbrist mycket stor: omkring 70 timmar per år i södra Sverige (men fortsatt inga timmar i norra Sverige). Detta överensstämmer med det importberoende vid ansträngda situationer som åskådliggörs i den statiska metoden. Resultat kan dock inte jämföras direkt mellan metoderna, för detta är den statiska och probabilistiska metoden alltför olika.

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet 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

SVENSKA KRAFTNÄT